



Н.И.Овчаренко

АВТОМАТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМ

УЧЕБНИК ДЛЯ ВУЗОВ

Издательский дом МЭИ

Н.И.Овчаренко

АВТОМАТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМ

УЧЕБНИК ДЛЯ ВУЗОВ

Под редакцией чл.-корр. РАН,
доктора техн. наук, профессора А.Ф. Дьякова

Допущено Министерством образования и науки
Российской Федерации в качестве учебника
для студентов высших учебных заведений,
обучающихся по направлению подготовки
“Электроэнергетика”

Рекомендовано Корпоративным энергетическим
университетом в качестве учебника для системы
подготовки, переподготовки и повышения квалификации
персонала энергетических компаний, а также для вузов,
осуществляющих подготовку энергетиков

**Москва
Издательский дом МЭИ
2016**

УДК 621.311:321.398(075)
ББК 31.27:32.965
О-35

Рецензенты: кафедра теоретических основ электротехники Чувашского государственного технического университета (зав. кафедрой докт. техн. наук, профессор Ю.Я. Лямец); кафедра электрических систем Московского государственного открытого университета (зав. кафедрой канд. техн. наук, профессор В.С. Азаров)

Овчаренко Н.И.

О-35 **Автоматика** энергосистем [Электронный ресурс] : учебник для вузов / Н.И. Овчаренко ; под ред. чл.-корр. РАН, докт. техн. наук, проф. А.Ф. Дьякова. — М. : Издательский дом МЭИ, 2016. — Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-5-383-00975-8

Изложены принципы действия, основы микроэлектронной, аналоговой и микропроцессорной интегрированной реализации автоматических устройств управления нормальным режимом работы электроэнергетических систем и противоаварийного управления ими.

Автоматика нормального режима включает в себя: программный пуск, синхронизацию, регулирование частоты вращения и активной мощности и регулирование возбуждения синхронных и асинхронизированных генераторов, напряжения и реактивной мощности синхронных и статических управляемых компенсаторов и трансформаторов; микропроцессорную реализацию автоматизированных систем управления электростанциями, электроэнергетическими системами, их объединениями и Единой электроэнергетической системой.

Противоаварийная автоматика представлена устройствами автоматического повторного включения, автоматикой предотвращения нарушения устойчивости энергосистем и ликвидации асинхронного режима, ограничений изменений режимных параметров в утяжеленных и аварийных ситуациях и современной интегрированной микропроцессорной автоматикой.

Настоящее электронное издание подготовлено на основе одноименного печатного издания (4-е изд., стереотип.), вышедшего в Издательском доме МЭИ в 2016 году.

Для студентов, магистрантов и аспирантов, обучающихся по направлению 140200 «Электроэнергетика», а также для обучающихся в системе повышения квалификации эксплуатационного персонала электрических станций и электроэнергетических систем.

УДК 621.311:321.398(075)
ББК 31.27:32.965

ISBN 978-5-383-00975-8

© АО «Издательский дом МЭИ», 2016

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	9
Список принятых сокращений	11
Список наименований организаций	14
<i>Вводная глава. Становление и развитие автоматики электроэнергетических систем</i>	15
В.1. Необходимость становления и развития автоматики	15
В.2. Развитие техники автоматического управления нормальным режимом работы	16
В.3. Развитие техники противоаварийного автоматического управления.....	19
В.4. Значение и цель изучения учебных дисциплин по автоматике	21
В.5. Рекомендации по изучению дисциплин	21
В.6. Научные школы	22
<i>Глава первая. Автоматика пуска и включения на параллельную работу синхронных генераторов</i>	24
1.1. Учебно-информационный блок. Управление пуском и включением гидро- и турбогенераторов.....	24
1.1.1. Автоматическое управление гидрогенераторами.....	25
1.1.2. Автоматическое управление турбогенераторами.....	26
1.1.3. Способы включения синхронных генераторов на параллельную работу	27
1.1.4. Принципы действия автоматических синхронизаторов.....	28
1.1.5. Современные автоматические синхронизаторы гидро- и турбогенераторов	29
1.2. Контрольные вопросы.....	30
1.3. Дополнительный информационный блок. Алгоритмы пуска и включения синхронных генераторов.....	30
1.3.1. Алгоритм автоматического управления гидрогенератором	30
1.3.2. Автоматика пуска турбогенератора.....	32
1.3.3. Автоматическое управление пуском турбогенераторов атомных электростанций..	37
1.3.4. Автоматическое включение генераторов способом самосинхронизации.....	39
1.3.5. Автоматическое включение способом точной синхронизации	41
1.4. Контрольные вопросы.....	42
1.5. Информационный блок для углубленного изучения. Автоматика пуска и включения синхронных генераторов.....	43
1.5.1. Типовая схема автоматики управления гидрогенератором.....	43
1.5.2. Автоматическое устройство самосинхронизации.....	47
1.5.3. Автоматические синхронизаторы синхронных генераторов	49
1.5.4. Автоматический синхронизатор с постоянным временем опережения.....	50
1.5.5. Микроэлектронный аналоговый автоматический синхронизатор.....	53
1.5.6. Микропроцессорные автоматические синхронизаторы	61
1.6. Контрольные вопросы.....	74
1.7. Заключение.....	75
1.8. Тесты.....	76
<i>Глава вторая. Автоматическое регулирование частоты вращения и активной мощности синхронных генераторов</i>	80
2.1. Учебно-информационный блок. Способы автоматического управления частотой вращения и активной мощностью гидро- и турбогенераторов. Принципы действия автоматических регуляторов.....	80

2.1.1.	Назначение и особенности	80
2.1.2.	Способы автоматического регулирования, виды регуляторов, автоматическая система регулирования.....	82
2.1.3.	Автоматические регуляторы частоты вращения.....	85
2.1.4.	Автоматическое управление активной мощностью синхронных генераторов	86
2.1.5.	Микропроцессорная электрическая часть системы регулирования турбогенераторов	88
2.2.	Контрольные вопросы.....	89
2.3.	Дополнительный информационный блок. Техника автоматического регулирования	90
2.3.1.	Гидродинамические регуляторы частоты вращения турбогенераторов	90
2.3.2.	Электрогидравлические регуляторы частоты вращения гидрогенераторов.....	95
2.3.3.	Автоматическое устройство равномерного распределения нагрузки гидроэлектростанции между однотипными гидрогенераторами	103
2.3.4.	Автоматические регуляторы активной мощности турбогенераторов	106
2.3.5.	Микропроцессорная автоматика управления активной мощностью и частотой вращения турбогенераторов	113
2.4.	Контрольные вопросы.....	118
2.5.	Информационный блок для углубленного изучения. Алгоритмы функционирования и структурные схемы автоматических регуляторов	119
2.5.1.	Алгоритмы автоматического регулирования и виды регуляторов частоты и активной мощности синхронных генераторов	119
2.5.2.	Математическое описание алгоритмов и структурных схем автоматических регуляторов.....	121
2.5.3.	Формирование алгоритмов регулирования и структурных схем автоматических регуляторов.....	122
2.6.	Контрольные вопросы.....	131
2.7.	Заключение.....	131
2.8.	Тесты.....	132
Глава третья. Автоматическое регулирование напряжения и реактивной мощности синхронных генераторов.....		134
3.1.	Учебно-информационный блок. Принципы действия автоматических регуляторов напряжения и реактивной мощности и способы их технического выполнения	134
3.1.1.	Назначение автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности.....	134
3.1.2.	Возбуждение синхронных генераторов и способы его автоматического регулирования.....	139
3.1.3.	Принципы действия и виды автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов с электромашинными возбудителями	142
3.1.4.	Принципы действия автоматических регуляторов напряжения и реактивной мощности синхронных генераторов с бесщеточным и тиристорным возбуждением	143
3.1.5.	Техническое выполнение и алгоритм функционирования автоматических регуляторов тиристорного возбуждения.....	146
3.2.	Контрольные вопросы.....	147
3.3.	Дополнительный информационный блок. Автоматические регуляторы возбуждения синхронных генераторов.....	148
3.3.1.	Автоматические регуляторы синхронных генераторов с электромашинным возбуждением	148
3.3.2.	Структурная и функциональная схемы аналоговых автоматических регуляторов возбуждения «сильного» действия.....	154
3.3.3.	Измерительно-преобразовательная часть аналоговых регуляторов возбуждения «сильного» действия	157
3.3.4.	Аналого-цифровой автоматический регулятор генераторов с бесщеточным возбуждением.....	166
3.3.5.	Микропроцессорные автоматические регуляторы тиристорного возбуждения	172
3.4.	Контрольные вопросы.....	182

3.5. Информационный блок для углубленного изучения. Функциональные и структурные схемы микропроцессорных автоматических регуляторов	183
3.5.1. Программная измерительная часть микропроцессорных автоматических регуляторов напряжения и реактивной мощности синхронных генераторов.....	183
3.5.2. Математическое описание алгоритмов и структурные схемы микропроцессорных автоматических регуляторов возбуждения	192
3.5.3. Особенности автоматического регулирования возбуждения асинхронизированных генераторов.....	197
3.5.4. Микропроцессорная автоматическая система управления возбуждением асинхронизированного генератора.....	200
3.6. Контрольные вопросы.....	204
3.7. Заключение.....	204
3.8. Тесты.....	205
Глава четвертая. Автоматическое регулирование напряжения и реактивной мощности в электрических сетях.....	209
4.1. Учебно-информационный блок. Назначение и особенности автоматического управления напряжением и реактивной мощностью. Принципы действия автоматических регуляторов	210
4.1.1. Назначение и особенности автоматического управления реактивной мощностью.....	210
4.1.2. Особенности автоматического регулирования реактивной мощности синхронных компенсаторов	211
4.1.3. Автоматическое регулирование реактивной мощности статических компенсаторов	214
4.1.4. Особенности автоматического регулирования коэффициента трансформации	214
4.2. Контрольные вопросы.....	217
4.3. Дополнительный информационный блок. Автоматические регуляторы напряжения и реактивной мощности в электрических сетях.....	218
4.3.1. Автоматические регуляторы возбуждения синхронных компенсаторов	218
4.3.2. Автоматический регулятор реактивной мощности статических компенсаторов.....	223
4.3.3. Автоматические регуляторы коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов	226
4.4. Контрольные вопросы.....	228
4.5. Информационный блок для углубленного изучения. Микроэлектронные и микропроцессорные автоматические регуляторы	229
4.5.1. Измерительно-преобразовательная часть полупроводникового автоматического регулятора коэффициента трансформации.....	229
4.5.2. Действие микропроцессорных автоматических регуляторов коэффициента трансформации	232
4.5.3. Микропроцессорная автоматическая система комплексного управления и защиты статических компенсаторов реактивной мощности	239
4.6. Контрольные вопросы.....	242
4.7. Заключение.....	243
4.8. Тесты.....	243
Глава пятая. Автоматизированное управление режимами работы электрических станций и электроэнергетических систем.....	247
5.1. Учебно-информационный блок. Назначение и способы осуществления автоматизированного управления электростанциями и электроэнергетическими системами.....	248
5.1.1. Назначение автоматизированной системы управления электростанцией	248
5.1.2. Общее построение автоматизированной системы управления	249
5.1.3. Назначение и задачи АСУ электроэнергетической системой.....	250
5.2. Контрольные вопросы.....	251

5.3. Дополнительный информационный блок. Выполнение автоматических устройств и АСУ электростанциями	252
5.3.1. Автоматические устройства группового управления частотой и активной мощностью, напряжением и реактивной мощностью	252
5.3.2. Микропроцессорная автоматизированная система управления гидроэлектростанцией.....	258
5.3.3. Микропроцессорная автоматизированная система управления тепловой электростанцией.....	261
5.4. Контрольные вопросы.....	264
5.5. Информационный блок для углубленного изучения. Программная реализация основных функциональных частей АСУ тепловой электростанцией и АСУ электроэнергетической системой	264
5.5.1. Программная часть общестанционного регулирования частоты и мощности	264
5.5.2. Цифровая автоматическая система управления частотой и активной мощностью электроэнергетических систем	269
5.5.3. Техническая реализация автоматизированной системы управления электрической частью тепловой электростанции	272
5.6. Контрольные вопросы.....	274
5.7. Заключение.....	275
5.8. Тесты.....	275
Глава шестая. Противоаварийная автоматика защитных отключений, повторных и резервных включений.....	278
6.1. Учебно-информационный блок. Назначение, особенности и виды противоаварийной автоматики защитных отключений и повторных включений	278
6.1.1. Назначение и виды автоматики.....	278
6.1.2. Автоматика повторного включения.....	280
6.1.3. Автоматика включения резерва.....	282
6.2. Контрольные вопросы.....	283
6.3. Дополнительный информационный блок. Автоматические устройства повторного и резервного включения	284
6.3.1. Автоматические устройства повторного включения	284
6.3.2. Автоматические устройства противоаварийного включения резерва.....	287
6.4. Контрольные вопросы.....	290
6.5. Информационный блок для углубленного изучения. Микроэлектронные и микропроцессорные автоматические устройства.....	290
6.5.1. Устройство автоматического повторного включения двукратного действия.....	290
6.5.2. Микроэлектронный комплекс автоматических устройств повторного включения	292
6.5.3. Микропроцессорное устройство (модуль) контроля погасания электрической дуги и успешного включения отключенной фазы с одной стороны	295
6.5.4. Микропроцессорный комплекс трехфазного автоматического повторного включения	298
6.5.5. Быстродействующее устройство включения резервных источников питания.....	300
6.6. Контрольные вопросы.....	303
6.7. Заключение.....	304
6.8. Тесты.....	304
Глава седьмая. Автоматика предотвращения нарушения устойчивости.....	308
7.1. Учебно-информационный блок. Назначение, принципы действия и общее функциональное построение автоматики предотвращения нарушения устойчивости	309
7.1.1. Назначение и особенности АПНУ	309
7.1.2. Возмущающие воздействия на электроэнергетические системы.....	310
7.1.3. Противоаварийные управляющие воздействия.....	311
7.1.4. Общее функциональное построение устройств автоматики	313
7.2. Контрольные вопросы.....	319

7.3.	Дополнительный информационный блок. Микроэлектронная релейная автоматика	319
7.3.1.	Автоматическое дозирование противоаварийных управляющих воздействий	319
7.3.2.	Типовая микроэлектронная аналоговая автоматика	323
7.4.	Контрольные вопросы	330
7.5.	Информационный блок для углубленного изучения. Микропроцессорная программная автоматика	331
7.5.1.	Особенности микропроцессорной реализации АДВ и АЗД	331
7.5.2.	Микропроцессорная панель автоматике предотвращения нарушения устойчивости	332
7.5.3.	Микропроцессорный программно-технический комплекс автоматической дозировки и запоминания противоаварийных управляющих воздействий	335
7.5.4.	Микропроцессорное устройство противоаварийной автоматике SMART-ПА	339
7.5.5.	Функционирование и развитие автоматике предотвращения нарушения устойчивости	341
7.6.	Контрольные вопросы	347
7.7.	Заключение	348
7.8.	Тесты	349
Глава восьмая. Автоматика ликвидации асинхронного режима		351
8.1.	Учебно-информационный блок. Принципы действия и функции автоматике прекращения асинхронного режима	352
8.1.1.	Назначение и виды автоматических устройств	352
8.1.2.	Электрические признаки асинхронного режима	353
8.1.3.	Типовые устройства автоматике прекращения асинхронного режима	356
8.2.	Контрольные вопросы	358
8.3.	Дополнительный информационный блок. Действие типовой автоматике ликвидации асинхронного режима	358
8.3.1.	Изменение электрических величин в асинхронном режиме	358
8.3.2.	Действие типового устройства автоматике прекращения асинхронных режимов ..	361
8.4.	Контрольные вопросы	366
8.5.	Информационный блок для углубленного изучения. Микроэлектронная и микропроцессорная реализация АЛАР	367
8.5.1.	Промышленная микроэлектронная панель автоматике прекращения асинхронного режима	367
8.5.2.	Микропроцессорная автоматика ликвидации асинхронного режима	374
8.6.	Контрольные вопросы	381
8.7.	Заключение	381
8.8.	Тесты	382
Глава девятая. Автоматика предотвращения недопустимых изменений режимных параметров		385
9.1.	Учебно-информационный блок. Принципы действия и виды автоматике предотвращения недопустимых изменений режимных параметров	386
9.1.1.	Назначение и виды автоматике	386
9.1.2.	Простейшие автоматические устройства автоматике ограничений изменения напряжения	389
9.1.3.	Автоматические устройства ограничения изменений частоты	390
9.2.	Контрольные вопросы	394
9.3.	Дополнительный информационный блок. Электромагнитные, микроэлектронные и микропроцессорные автоматические устройства	395
9.3.1.	Электромагнитные устройства форсировки возбуждения синхронных генераторов	395
9.3.2.	Панель автоматике включения компенсирующих реакторов и отключения линии электропередачи	397
9.3.3.	Микроэлектронные аналоговые и микропроцессорные комплексные устройства автоматической частотной разгрузки	403

ОГЛАВЛЕНИЕ

9.3.4. Автоматические устройства управления синхронными генераторами при изменениях частоты	405
9.4. Контрольные вопросы	409
9.5. Информационный блок для углубленного изучения. Процесс предаварийного изменения частоты и настройка автоматики частотной разгрузки	409
9.5.1. Процесс изменения частоты в электроэнергетической системе	409
9.5.2. Настройка автоматики частотной разгрузки	412
9.6. Контрольные вопросы	414
9.7. Заключение	415
9.8. Тесты	415
Глава десятая. Микропроцессорная интегрированная противоаварийная автоматика	418
10.1. Учебно-информационный блок. Общая характеристика микропроцессорной интегрированной противоаварийной автоматики	419
10.1.1. Особенности микропроцессорных интегрированных автоматических устройств	419
10.1.2. Микропроцессорные комплексы автоматических устройств автоматики противоаварийного управления	420
10.2. Контрольные вопросы	424
10.3. Дополнительный информационный блок. Микропроцессорные интегрированные устройства автоматики противоаварийного управления	424
10.3.1. Многофункциональные микропроцессорные устройства типа БМРЗ	424
10.3.2. Автоматика частотной разгрузки и частотного повторного включения	429
10.3.3. Микропроцессорные интегрированные устройства типа «Сириус»	431
10.3.4. Интегрированная автоматика противоаварийного управления синхронными генераторами, трансформаторами и линиями электропередачи	434
10.4. Контрольные вопросы	437
10.5. Информационный блок для углубленного изучения. Функциональные схемы микропроцессорных терминалов	437
10.5.1. Схема терминала «Сириус»	437
10.5.2. Функциональная схема терминалов SPAC 800	441
10.5.3. Функциональная схема терминалов автоматики противоаварийного управления электроэнергетическими объектами электростанций и электроэнергетических систем	443
10.5.4. Интегрированная автоматика противоаварийного управления присоединениями сверхвысокого напряжения	455
10.6. Контрольные вопросы	464
10.7. Заключение	465
10.8. Тесты	465
Список литературы	469

ПРЕДИСЛОВИЕ

Издание представляет собой дополненный по содержанию и существенно переработанный в методическом отношении учебник автора «Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем» [3].

Издание учебника обусловлено бурным внедрением в автоматику электроэнергетических систем способов и технических средств обработки информации и формирования управляющих воздействий на электроэнергетические объекты микропроцессорной вычислительной техники, а также вводом в учебный процесс высших учебных заведений бакалавриата и магистратуры.

Изложение материала в учебнике распределено по степени усложнения его информативности с тем, чтобы было можно его использовать при подготовке как бакалавров, так и инженеров и магистров по специальности «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем», а также применить в процессе обучения по специальностям «Электрические станции» и «Электроэнергетические системы и сети», учебники или учебные пособия по автоматике электрических станций и электроэнергетических систем для которых вообще отсутствуют.

Учтена также возможность его использования при заочном обучении: при методической переработке учебника применена разработанная в Московском государственном открытом университете (МГОУ) схема построения электронных учебников для дистанционного образования.

Содержание каждой главы изложено в трех блоках: учебно-информационном, дополнительном информационном и в блоке для углубленного изучения.

Учебно-информационные блоки предназначены для подготовки бакалавров по специальности «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем» и инженеров по специальностям «Электрические станции» и «Электроэнергетические системы и сети».

Дополнительные информационные блоки изучаются при подготовке инженеров по специальности «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем» и магистров по специальностям «Электрические станции» и «Электроэнергетические системы и сети».

Для магистрантов специальности «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем» обязательно изучение глав полностью, т.е. и блока для углубленного изучения.

Главы снабжены вопросами для самопроверки и тестами для автоматизированной проверки знаний.

При подготовке рукописи автором были использованы опубликованные материалы по новым микропроцессорным автоматическим устройствам и системам, разработанным ведущими научно-исследовательскими электроэнергетическими институтами (см. п. В.6): ГУП ВЭИ, Филиал ОАО «НТЦ Электроэнергетика» — ВНИИЭ, ФГУП «НИИЭлектромаш», ОАО «Институт «Энергосетьпроект», ВНИИР, научно-производственными предприятиями (НПП) и инженерными центрами (ИЦ): ООО «АББ Автоматизация», ООО НПП «ЭКРА», ЗАО «РАДИУС Автоматика», ООО «ИЦ «БРЕСЛЕР», ООО «ПромАвтоматика», НТЦ «МЕХАНОТРОНИКА», ЗАО «РТСофт».

При подготовке рукописи к изданию автору оказал содействие и помощь аспирант кафедры релейной защиты и автоматизации энергосистем Московского энергетического института (технического университета) — МЭИ (ТУ) Д.Д. Богаченко. Оформление рукописи выполнено оператором ЭВМ кафедры З.М. Немчиновой.

Автор благодарит рецензентов: коллектив и заведующего кафедрой теоретических основ электротехники Чувашского государственного технического университета, ныне генерального директора «ИЦ «БРЕСЛЕР», докт. техн. наук, проф. Ю.Я. Лямеца, коллектив и заведующего кафедрой электрических систем Московского государственного открытого университета канд. техн. наук, проф. В.С. Азарова, способствовавших совершенствованию рукописи.

СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР	— автоматика включения резерва; автоматический ввод резерва	АРКТ	— автоматический регулятор коэффициента трансформации
АГП	— автомат гашения поля	АРН	— автоматический регулятор нагрузки (паровой турбины)
АДВ	— автоматика дозирования противоаварийных воздействий	АРПГ	— автоматический регулятор парогенератора
АДП	— аналого-дискретный преобразователь	АРР	— автоматический регулятор разворота (турбины)
АЗД	— автоматическое запоминание дозированных воздействий	АРРМ	— автоматический регулятор реактивной мощности
АИУ	— автоматическое информационное устройство	АРТСТ	— автоматический регулятор теплового состояния турбины
АЛАР	— автоматика ликвидации асинхронного режима	АРЧВ	— автоматический регулятор частоты вращения
АОПН	— автоматика ограничения повышения напряжения	АС	— автоматический синхронизатор
АОПЧ	— автоматика ограничения повышения частоты	АСДУ	— автоматизированная система диспетчерского управления
АОСН	— автоматика ограничения снижения напряжения	АС-М	— автоматический синхронизатор микропроцессорный
АОСЧ	— автоматика ограничения снижения частоты	АСР	— автоматическая система регулирования
АПВ	— автоматика повторного включения	АСРЧВ	— автоматическая система регулирования частоты вращения
АПНУ	— автоматика предотвращения нарушения устойчивости	АСРЧМ	— автоматическая система регулирования частоты и мощности
АР	— автоматический регулятор	АСУ	— автоматизированная система управления
АРАМ	— автоматический регулятор активной мощности	АСУ ТП	— автоматизированная система управления технологическими процессами (электростанции)
АРВ	— автоматический регулятор возбуждения	АУРЗ	— автоматические устройства релейной защиты
АРВ-М	— автоматический регулятор возбуждения микропроцессорный	АУС	— автоматическая управляющая система
АРВ ПД	— автоматический регулятор возбуждения пропорционального действия	АУТС	— автоматическое устройство точной синхронизации
АРВ СД	— автоматический регулятор возбуждения «сильного» действия	АУУ	— автоматическое управляющее устройство
АРВ СДП	— автоматический регулятор возбуждения «сильного» действия полупроводниковый	АЧР	— автоматическая частотная разгрузка
АРВ СДМ	— автоматический регулятор возбуждения «сильного» действия микропроцессорный	АЭС	— атомная электростанция
		БАПВ	— быстродействующее автоматическое повторное включение

СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

БАРАМ	— быстродействующий автоматический регулятор активной мощности	ИОСМ	— измерительный орган соответствия вращающих моментов
БЗГ	— быстродействующая нагрузка гидрорегенераторов	ИОУ	— интегральный операционный усилитель
БИП	— быстродействующий измерительный преобразователь	ИОУО	— измерительный орган угла опережения
БИС	— большая интегральная схема	ИОЧ	— измерительный орган частоты
БКУ	— быстродействующий контур управления	ИПАМ	— измерительный преобразователь активной мощности
БСЗ	— букса следящего золотника	ИПН	— измерительный преобразователь напряжения
БСПА	— быстродействующая передача сигналов противоаварийной автоматики	ИПРМ	— измерительный преобразователь реактивной мощности
ВИП	— времяимпульсный преобразователь	ИПТ	— измерительный преобразователь тока
ГАЭС	— гидроаккумулирующая электростанция	ИПУ	— измерительный преобразователь угла
ГГ	— гидрогенератор	ИПЧ	— измерительно-преобразовательная функциональная часть (автоматического устройства)
ГД	— гидравлический двигатель	ИПЧВ	— измерительный преобразователь частоты вращения
ГМК	— гидромеханическая колонка	ИПЧН	— измерительный преобразователь частоты напряжения
ГОС	— гибкая отрицательная обратная связь	ИРРЧ	— измерительное реле разности частот
ГООС	— главная отрицательная обратная связь	ИЧ	— исполнительная функциональная часть
ГУ	— гидравлический усилитель	КПР	— контроль предшествующего (аварийному) режима
ГЭС	— гидроэлектростанция	ЛЧ	— логическая функциональная часть
ДА	— делительная автоматика	ЛУУ	— логическое управляющее устройство
ДП	— диспетчерский пункт	МКУ	— медленнодействующий контур управления
ДРТ	— длительная разгрузка турбины	МНУ	— маслonaпорная установка
ЕЭС	— Единая электроэнергетическая система	МУТ	— механизм управления турбиной
ЖОС	— жесткая отрицательная обратная связь	НКН	— начальная коррекция неравномерности (вращения турбины)
ИЗЭ	— интегрирующий задающий элемент	ОГ	— отключение гидрогенераторов
ИИП	— интегрирующий измерительный преобразователь	ОЗУ	— оперативное запоминающее устройство
ИОА	— измерительный орган разности амплитуд	ОН	— отключение нагрузки
ИОВУ	— измерительный орган внутреннего угла	ОАПВ	— однофазное автоматическое повторное включение
ИОДП	— измерительный орган давления пара	ОМТ	— ограничитель мощности турбины
ИОИЧ	— измерительный орган изменения частоты	ООНА	— ограничитель открытия направляющего аппарата
ИОМТ	— измерительный орган мощности турбины	ОТЗ	— ограничитель темпа задания
ИОМЭС	— измерительный орган мощности электростанции	ОФИР	— орган формирования импульсной разгрузки (турбины)
ИОН	— измерительный орган напряжения	ОФОМ	— орган формирования ограничения мощности
ИОРД	— измерительный орган релейного действия		
ИОР и АТ	— измерительный орган реактивного и активного тока		
ИОС	— измерительный орган скольжения		

СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ОЭС	— объединенная электроэнергетическая система	УДУ	— устройство дискретного управления
ПА	— противоаварийная автоматика	УПА	— устройство противоаварийной автоматики
ПАА	— панель противоаварийной автоматики	УП	— усилитель-преобразователь релейного действия
ПАУМ	— противоаварийное управление активной мощностью	УРАМ	— устройство распределения активной мощности
ПДУВ	— противоаварийное запоминающее устройство	УРОВ	— устройство резервирования отказа выключателей
ПЗУ	— постоянное запоминающее устройство	УРПН	— устройство регулирования под нагрузкой
РОЛ	— разгрузка при отключении линии	УРРМ	— устройство распределения реактивной мощности
САУЗ	— система автоматического управления и защиты	УТИ	— устройство телеизмерения
СВУО	— синхронизатор с вычисляемым углом опережения	УТС	— устройство телесигнализации
СИРП	— сигналы информации о режимных параметрах электроэнергетической системы	УЧС	— уравниватель частоты скольжения
СИСЭС	— сигналы информации о состоянии электроэнергетической системы	УЭО	— управляемый электроэнергетический объект
СИУ	— суммирующий интегрирующий усилитель	ФВ	— форсировка возбуждения
СИБВ	— сигналы информации о возмущающих воздействиях	ФНЭЭ	— форсировка накопителей электроэнергии
СК	— синхронный компенсатор	ФОС	— функциональная обратная связь
СПВО	— синхронизатор с постоянным временем опережения	ФПК	— форсировка продольной компенсации
СПУО	— синхронизатор с постоянным углом опережения	ЧАПВ	— частотное автоматическое повторное включение
СТК	— статический тиристорный компенсатор	ЧПГ	— частотный пуск гидрогенераторов
СУВМ-АС	— микропроцессорная система управления возбуждением асинхронизированного генератора	ЦАРЧМ	— цифровая автоматика регулирования частоты и мощности
ТГ	— турбогенератор	ЦФОС	— цифровой формирователь ортогональных составляющих
ТВС	— техническое водоснабжение	ЭГП	— электрогидравлический преобразователь
ТСОИ	— технические средства отображения информации	ЭГР	— электрогидравлический регулятор
ТЭС	— тепловая электростанция	ЭГР-МП	— электрогидравлический регулятор микропроцессорный
УА	— уравниватель амплитуд	ЭС	— электрическая станция
УВК	— управляющий вычислительный комплекс	ЭСНД	— элемент сравнения непрерывного действия
		ЭЧСР-М	— электрическая часть системы регулирования микропроцессорная
		ЭЭС	— электроэнергетическая система

СПИСОК НАИМЕНОВАНИЙ ОРГАНИЗАЦИЙ

Акционерное общество (АО) «Приборный завод «Сигнал»
АО «Электросила»
АО ЛЭМЗ — АО «Ленинградский электромеханический завод»
ГУП ВЭИ — Государственное унитарное предприятие «Всероссийский электротехнический институт имени В.И. Ленина»
ВНИИР — Всероссийский научно-исследовательский институт релестроения
Закрытое акционерное общество (ЗАО) «Институт автоматизации энергетических систем»
ЗАО «НПП «Росэлпром-Электромаш»
ЗАО «РАДИУС Автоматика»
ЗАО «ПИК-Прогресс»
ЗАО «Прософт-Системс»
ЗАО «РТСофт»
НТЦ «МЕХАНОТРОНИКА»
ОАО «Институт «Энергосетьпроект» — Государственный научно-исследовательский и проектный институт
ОАО «НИИПТ» — ОАО «НИИ по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения»
ОАО «Чебоксарский электроаппаратный завод» (ОАО «ЧЭАЗ»)
ОАО ИЦ ЕЭС — «Фирма ОРГРЭС» — инженерный центр ЕЭС
ООО «АББ Автоматизация»
ООО «ИЦ «БРЕСЛЕР» — исследовательский центр
ООО НПП «ЭКРА» — научно-производственное предприятие
ООО «ПромАвтоматика»
СибНИИЭ — Сибирский научно-исследовательский институт энергетики
ФГУП «НИИЭлектромаш» — Федеральное государственное унитарное предприятие «Научно-исследовательский институт электротехнического машиностроения»
Филиал ОАО «НТЦ Электроэнергетика» — ВНИИЭ — Всероссийский научно-исследовательский институт электроэнергетики

СТАНОВЛЕНИЕ И РАЗВИТИЕ АВТОМАТИКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Структура главы

- В.1. Необходимость становления и развития автоматики
- В.2. Развитие техники автоматического управления нормальным режимом работы
- В.3. Развитие техники противоаварийного автоматического управления
- В.4. Значение и цель изучения учебных дисциплин по автоматике
- В.5. Рекомендации по изучению дисциплин
- В.6. Научные школы

В.1. Необходимость становления и развития автоматики

Процесс производства и передачи электроэнергии настолько динамичен и постоянно подвержен случайным возмущающим воздействиям, что без автоматического или автоматизированного управления его функционирование невозможно. Под автоматическим понимается управление электроэнергетическими объектами и процессом производства, передачи и распределения электроэнергии в целом без непосредственного участия человека.

В настоящее время автоматическим является управление только электроэнергетическими объектами, а управление процессом производства, передачи и распределения электроэнергии в целом остается автоматизированным, предполагающим некоторое участие оператора-диспетчера [4]. Такие его особенности, как равенство в каждый момент времени генерируемой и случайно изменяющейся требуемой нагрузкой мощностей, возникающие короткие замыкания, высокая быстротечность электромагнитных и электромеханических переходных процессов, обусловили развитие технических средств автоматического управления еще в начальный период становления электроэнергетики.

Первая из указанных особенностей — малые возмущающие воздействия — обуславливает необходимость автоматического управления нормальным режимом работы, обеспечивающего оптимальность в технико-экономическом смысле процесса производства и передачи электроэнергии и ее требуемое качество для потребителей. Основными показателями качества электроэнергии являются номинальные действующие значения напряжения и частота промышленного тока.

Большие возмущающие воздействия — короткие замыкания и отключения генерирующего и передающего электроэнергию оборудования — создают аварийную ситуацию. Предотвращение ее развития в общесистемную аварию производится противоаварийным автоматическим управлением — автоматикой защитных отключений (релейной защитой) и собственно противоаварийной автоматикой.

Прежде всего возникла и непрерывно совершенствовалась техника релейной защиты как абсолютно необходимая разновидность противоаварийной автоматики [43], без которой невозможно существование даже простейшей электроэнергетической установки. Ввиду ее чрезвычайной важности она выделилась в отдельную область техники противоаварийного управления и изучается в одноименной учебной дисциплине.

Автоматика управления нормальным режимом работы также была необходима, а потому появилась и развивалась с самого начала становления электроэнергетики.

Собственно противоаварийная автоматика возникла уже в пору создания электроэнергетической системы (ЭЭС) и стала абсолютно необходимой для обеспечения устойчивости функционирования ЭЭС, их объединений — объединенных электроэнергетических систем (ОЭС) и Единой энергосистемы (ЕЭС) в целом.

В.2. Развитие техники автоматического управления нормальным режимом работы

Первой была автоматизирована ответственная в смысле опасности для целостности синхронного генератора и сложная операция его включения на параллельную работу с электроэнергетической системой — синхронизация генератора. Она предполагает выбор опережающего момента времени совпадения по фазе электродвижущей силы (ЭДС) генератора и напряжения на шинах электростанции — момента времени выдачи воздействия на включение выключателя синхронного генератора из-за инерционности выключателя и отличной от синхронной ω_c частоты вращения генератора ω_r .

Первые электромеханические автоматические синхронизаторы [1] с постоянным углом (сдвига фаз) опережения включения привода выключателя генератора в начале 50-х годов XX в. были заменены гораздо более совершенными по принципу действия автоматическими синхронизаторами с постоянным временем опережения, равным времени включения выключателя. Они выполнялись уже с использованием полупроводниковых элементов.

Современные автоматические синхронизаторы представляют собой специализированные аналоговую и цифровую ЭВМ, вычисляющие угол опережения и допустимую по условию устойчивости синхронизации разность синхронной частоты и частоты вращения генератора — частоту его скольжения $\omega_s = \omega_c - \omega_r$. При этом учитывается и ускорение вращения генератора в процессе его синхронизации. Они выполняются на интегральных аналоговых микросхемах и микропроцессорах.

Технические средства собственно автоматического управления нормальным режимом работы электрических станций и подстанций — это непрерывно действующие автоматические регуляторы частоты вращения и активной мощности, напряжения на их выводах и реактивной мощности. К ним относятся и автоматические регуляторы реактивной мощности синхронных компенсаторов и непрерывно управляемых статических ее источников, в частности конденсаторных батарей, и дискретно действующие автоматические регуляторы коэффициентов трансформации трансформаторов с устройствами регулирования под нагрузкой (УРПН).

В начальный период становления электроэнергетики автоматическое управление частотой промышленного тока и активной мощностью синхронных генераторов удовлетворительно производилось автоматическими регуляторами частоты вращения паровых турбин и гидротурбин. Поэтому первыми появились автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) синхронных генераторов и компенсаторов, необходимые для автоматического управления напряжением на шинах электрических станций и подстанций и реактивной мощностью. Это были электромеханические медленно действующие автоматические устройства [1]. В 1937 г. был разработан и выпущен небольшой партией электронно-ионный АРВ. Однако в связи с низкой надежностью электронных ламп он вскоре уступил место высоконадежным электромагнитным (на магнитных усилителях и первых полупроводниковых выпрямителях) АРВ [7]. Это были комбинированные автоматические устройства, состоявшие, по существу, из двух регуляторов, функционировавших по главным возмущающим напряжению синхронной машины воздействиям: току нагрузки и $\cos \varphi$ — устройства токового и фазового компаундирования — и по остаточному (после воздействия на возбудитель устройства компаундирования) отклонению напряжения — электромагнитные корректоры напряжения (АРВ пропорционального действия) [2].

В послевоенные годы во время сооружения первых мощных гидроэлектростанций (ГЭС) Волжского каскада и первых протяженных и сильно нагруженных линий электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения возникла необходимость разработки более совершенных АРВ, обеспечивающих повышение пропускной способности электропередач. Был создан [2] электромагнитный автоматический регулятор возбуждения пропорционально-дифференциального («сильного») действия (АРВ СД).

Быстрое и интенсивное воздействие на возбудитель синхронного генератора АРВ СД обеспечивалось использованием сигналов, формируемых по производным действующего значения напряжения и угла электропередачи (угла сдвига фаз между ЭДС синхронного генератора и напряжением на шинах приемной подстанции ЭЭС), что существенно повысило статическую и динамическую устойчивость функционирования ЭЭС.

С появлением интегральных микросхем был разработан аналоговый АРВ СДП (полупроводниковый) [17].

Внедрение в технику автоматического управления производством и передачей электроэнергии цифровой вычислительной техники естественно привело к созданию АРВ СДМ (микропроцессорного) [19]. Разработаны более совершенные, соответствующие последним научно-техническим достижениям в области автоматического регулирования пропорционально-интегрально-дифференциальные АРВ-М [5, 20, 24] и самонастраивающиеся регуляторы [28, 29].

Наиболее актуальной и сложной проблемой автоматического управления нормальным режимом является автоматическое регулирование активной мощности и связанной с ней частоты промышленного тока.

Сложность ее технической реализации обуславливается противоречивостью требований к автоматическим регуляторам, определяемых условиями жесткой стабилизации частоты и гибкого оптимального по технико-экономическим показателям распределения нагрузки между синхронными генераторами.

Первые электромеханические устройства автоматического регулирования частоты и активной мощности появились в середине 30-х годов XX в. [1]. Особенно интенсивно велась их разработка в 40-х годах XX в., когда были созданы электромагнитный автоматический регулятор частоты и активной мощности турбогенераторов и электрогидравлический регулятор (ЭГР) частоты вращения гидрогенераторов с устойчивым уравниванием активной нагрузки однотипных гидрогенераторов. Его разработка на интегральных микросхемах (ЭГР-2И) применяется на современных мощных гидроэлектростанциях [3]. Создан микропроцессорный электрогидравлический регулятор частоты вращения и активной мощности гидро- и турбогенераторов ЭГР-МП [13].

Электромагнитный автоматический регулятор содержал устройство оптимального по технико-экономическим показателям распределения активной нагрузки между разнотипными турбогенераторами тепловых электростанций. Так называемый мнимостатический [2] закон (алгоритм) его функционирования оказался наиболее целесообразным и получил в дальнейшем свое развитие. Дополненный критерием интегрального отклонения частоты, он стал основой решения задач общесистемного автоматического регулирования частоты и мощности.

Именно в соответствии с формированием регулирующих воздействий до полного устранения отклонений частоты и достижения равенства предписанной и истинной мощностей частоторегулирующих электростанций и функционируют современные децентрализованная и централизованная автоматические системы регулирования частоты и мощности (АСРЧМ) в Единой электроэнергетической системе (ЕЭС).

В настоящее время вводится в эксплуатацию разработанная комплексная цифровая микропроцессорная автоматическая система регулирования частоты и мощности [4, 38].

Создается [39] интегрированная (многофункциональная) многоступенчатая (иерархически построенная) микропроцессорная автоматическая система оптимального управления производством и передачей электроэнергии.

В.3. Развитие техники противоаварийного автоматического управления

Отключая поврежденный синхронный генератор, трансформатор или линию электропередачи и избавляя электроэнергетическую систему от сильного возмущающего воздействия в виде короткого замыкания, автоматические устройства релейной защиты создают часто не менее сильные возмущающие воздействия — скачкообразное уменьшение генерируемой или передаваемой электроэнергии — нарушения баланса мощности.

Поэтому уже на ранних этапах развития ЭЭС появились устройства противоаварийной автоматики, предназначенные для демпфирования указанных возмущающих воздействий. В самом начале 30-х годов XX в. началось внедрение устройств автоматического включения резервного электрооборудования (АВР), прежде всего трансформаторов собственных нужд электростанций.

Особенно эффективной оказалась автоматика повторного включения (АПВ) линий электропередачи [1]: в большинстве своем дуговые короткие замыкания, особенно на землю на воздушных линиях систем с глухозаземленной нейтралью, самоликвидировались после отключения линий релейной защитой. Поэтому последующее их автоматическое повторное включение восстанавливало предшествовавшую схему ЭЭС. Начиная с конца 30-х годов XX в, особенно в годы Великой Отечественной войны, они получили массовое распространение во всех ЭЭС и не только на воздушных, но и на кабельных линиях, а впоследствии на шинах подстанций и трансформаторах.

Появившееся в тяжелейший период обеспечения электроснабжения в военной обстановке смелое решение быстрого в условиях, угрожающих развитием системной аварии, включения синхронных генераторов на параллельную работу методом самосинхронизации позволило внедрить несинхронные устройства автоматического повторного включения магистральных линий электропередачи с двухсторонним питанием, а затем и устройства автоматической ресинхронизации отключившихся синхронных генераторов.

Разработка высокочувствительных избирательных органов, определяющих, на каком из проводов воздушной линии электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения произошло короткое замыкание на землю, обеспечила внедрение однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ).

Современные высокосоввершенные микроэлектронные аналоговые и микропроцессорные комплексные автоматические устройства осуществляют любой из указанных видов АПВ и автоматическое включение линий связи вышедших из синхронизма частей ЭЭС — АПВ с синхронизацией.

Следующим этапом развития противоаварийной автоматики явились разработка и внедрение автоматов, функционирующих при снижениях частоты вследствие возникшего дефицита активной мощности. Автоматический частотный пуск с самосинхронизацией и набором нагрузки гидрогенераторами и автоматическая частотная разгрузка (АЧР), отключающая при снижении частоты наименее ответ-

ственных потребителей электроэнергии (с последующим их частотным АПВ) стали эффективным средством предотвращения системных аварий вследствие развития лавины частоты.

Соответственно появились и автоматические устройства ограничения повышения частоты в избыточной по мощности части ЭЭС.

Современная общесистемная противоаварийная автоматика ЭЭС не допускает нарушения синхронной динамической или статической устойчивости параллельной работы электрических станций или сохраняет результирующую устойчивость функционирования ЭЭС. Она состоит из двух комплексов автоматических устройств, рассредоточенных по электроэнергетическим системам, связанных каналами обмена информацией и централизованно управляемых от управляющего вычислительного комплекса (УВК), а именно:

автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ);

автоматики ликвидации возникающего асинхронного режима работы (АЛАР).

Особенно сложной и централизованной является АПНУ. Она функционирует на основе результатов постоянных производимых циклически (через 5—10 с) цифровыми ЭВМ расчетов устойчивости энергосистем. При этом вырабатываются необходимые по интенсивности и длительности (дозированные) противоаварийные воздействия на электроэнергетические объекты для каждого из возможных возмущающих воздействий. После каждого цикла расчетов они передаются на места их возможного применения и запоминаются там как готовые к немедленной реализации по практически безынерционно поступающему сигналу о возникшем возмущающем воздействии.

Для предотвращения нарушения динамической устойчивости производятся, например, кратковременные импульсная разгрузка паровых турбин или электрическое торможение гидрогенераторов. Предотвращение нарушения статической устойчивости в послеаварийных и новых установившихся режимах работы достигается переводом вращающихся гидроагрегатов из режима работы синхронным компенсатором в генераторный режим, отключением части гидрогенераторов и другими действиями, направленными на ликвидацию перегрузки линий электропередачи (по условиям статической устойчивости).

Аналогичные дозированные противоаварийные воздействия характерны и для АЛАР. Если асинхронный режим ликвидировать не удастся, действует делительная автоматика, отключающая от ЭЭС несинхронно работающую электростанцию или разделяющая выпавшие из синхронизма части ЭЭС. Последующее восстановление связи производится устройствами АПВ с синхронизацией.

Взаимодействующий комплекс автоматических устройств управления нормальным режимом и противоаварийного управления станет в будущем основой полностью автоматической системы управления ЭЭС. В настоящее время она является автоматизированной системой управления (АСУ), поскольку предполагает на уровне программирования управляющего вычислительного комплекса и контроля его функционирования некоторое участие диспетчера ЭЭС, ОЭС и ЕЭС.

Управление режимами работы ЭЭС, ОЭС и ЕЭС осуществляется автоматизированными системами диспетчерского управления (АСДУ) [4].

В.4. Значение и цель изучения учебных дисциплин по автоматике

Учебные дисциплины «Автоматика энергосистем» и «Релейная защита и автоматика электрических станций», «Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем» учебных планов специальностей «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем», «Электрические станции» и «Энергетические системы и сети» соответственно предназначены для изучения студентами техники автоматизированного и автоматического управления нормальным режимом и противоаварийного управления сложным, динамичным процессом производства, передачи и распределения электроэнергии, подверженным случайно возникающим малым (в нормальном режиме) и большим (в аварийном режиме) возмущающим воздействиям, угрожающим развитием общесистемной аварии.

Значение названных дисциплин крайне существенно, поскольку без автоматизированного управления функционирование электроэнергетических систем, их объединений и Единой электроэнергетической системы в целом невозможно.

Главной целью изучения одной из указанных дисциплин является обеспечение эффективности (результативности) инженерной работы по проектированию и эксплуатации электроэнергетических систем.

В.5. Рекомендации по изучению дисциплин

Успешное овладение основами автоматики нормального режима и противоаварийной автоматики электрических станций и электроэнергетических систем предполагает знание особенностей процесса производства, передачи и распределения электроэнергии, в частности проблемы обеспечения статической устойчивости параллельной работы электрических станций в установившихся нормальном и послеаварийном режимах и необходимости сохранения динамической устойчивости при электромагнитных и электромеханических переходных процессах в аварийном режиме.

Углубленное изучение современных технических средств автоматики возможно лишь при наличии представления о современной микроэлектронной аналоговой и микропроцессорной цифровой элементной базе [8] автоматических устройств и систем управления. Поэтому изучению названных учебных дисциплин должно предшествовать овладение рядом общенаучных и общетехнических дисциплин, основными из которых являются: теоретические основы электротехники, электрические машины, промышленная электроника, математическое моделирование в электроэнергетике. Углубленное изучение технических средств автоматического управления возможно лишь при овладении основами теории автоматического регулирования и ознакомлении с техническим выполнением функциональных элементов автоматических устройств [8].

Изучение материала следует проводить последовательно в порядке изложения, предусмотренного в данном учебнике.

Содержание каждой главы отражает одну тему дисциплины и включает в себя учебно-информационный материал и контрольный блок, состоящий из контрольных вопросов и тестов для самопроверки.

Учебный информационный материал разбит на три уровня, позволяющих изложить его последовательно, переходя от простого к более сложному. Для этой цели и предусмотрены: учебно-информационный блок, содержащий некоторый обязательный минимум знаний; дополнительный информационный блок, расширяющий сведения по данной тематике, и блок, предназначенный для углубленного изучения техники выполнения микроразноэлектронной аналоговой и микропроцессорной автоматики. Он обязателен только для специальности «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем».

Изучив информационный материал, необходимо проверить степень его усвоения. Для этой цели следует обращаться к контрольным вопросам. Если в результате самоконтроля возникают затруднения, то необходимо вернуться к повторному изучению соответствующего материала.

Кроме контрольных вопросов предусмотрены тесты самопроверки. Предлагаются вопросы и четыре ответа, один из которых правильный.

Контрольные вопросы и тесты служат для самоконтроля, а потому в интересах изучающего дисциплины самостоятельно добиться правильных ответов.

В.6. Научные школы

Создание и развитие теории и техники автоматического управления электрическими станциями и электроэнергетическими системами связано с коллективной работой электроэнергетических научно-исследовательских, проектных и учебных институтов. Ведущими являются:

Государственное унитарное предприятие «Всероссийский электротехнический институт им. В.И. Ленина» (ГУП ВЭИ);

Всероссийский научно-исследовательский институт электроэнергетики — Филиал ОАО «НТЦ Электроэнергетика» — ВНИИЭ;

Научно-исследовательский институт электротехнического машиностроения (ФГУП «НИИЭлектромаш»);

Государственный научно-исследовательский и проектный институт (ОАО «Институт «Энергосетьпроект»);

Всероссийский научно-исследовательский институт релестроения (ВНИИР);

Сибирский научно-исследовательский институт энергетики (СибНИИЭ);

Московский энергетический институт (технический университет) [МЭИ (ТУ)].

В названных и других организациях в результате многолетних научно-технических исследований успешно решались возникающие по мере развития электроэнергетики и создания ЕЭС все более сложные проблемы обеспечения надеж-

ности функционирования ЭЭС, ОЭС и ЕЭС в целом и создавались новые поколения технических средств автоматического управления на полупроводниковой, микроэлектронной интегральной аналоговой и цифровой микропроцессорной электронной базе.

В последнее время в разработку технических средств автоматического, особенно противоаварийного, управления включились научно-производственные предприятия, указанные в предисловии.

Из выдающихся ученых-электроэнергетиков, труды которых связаны с созданием и совершенствованием автоматики электрических станций и электроэнергетических систем, могут быть названы: Л.Е. Лебедев, И.А. Сыромятников, И.И. Соловьев, И.А. Глебов, С.А. Совалов, Г.Р. Герценберг, Л.Г. Мамиконянц, М.А. Беркович, В.А. Семенов, В.Д. Ковалев, А.А. Юрганов, А.В. Фадеев, Я.Н. Лугинский, Д.Р. Любарский и многие др.

АВТОМАТИКА ПУСКА И ВКЛЮЧЕНИЯ НА ПАРАЛЛЕЛЬНУЮ РАБОТУ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

Структура главы

- 1.1. Учебно-информационный блок. Управление пуском и включением гидро- и турбогенераторов
- 1.2. Контрольные вопросы
- 1.3. Дополнительный информационный блок. Алгоритмы пуска и включения синхронных генераторов
- 1.4. Контрольные вопросы
- 1.5. Информационный блок для углубленного изучения. Автоматика пуска и включения синхронных генераторов
- 1.6. Контрольные вопросы
- 1.7. Заключение
- 1.8. Тесты

Цель изучения данной темы — ознакомиться с относительно простой автоматикой пуска гидрогенераторов и весьма сложной автоматикой пуска турбогенераторов, понять и освоить способы включения синхронных генераторов на параллельную работу с электроэнергетической системой — их синхронизации и изучить принципы действия и техническое выполнение современных автоматических синхронизаторов.

1.1. Учебно-информационный блок. Управление пуском и включением гидро- и турбогенераторов

Синхронные генераторы всех электростанций вращаются с обратно пропорциональной числу пар магнитных полюсов n их роторов установившейся (синхронной) частотой $\omega_c = 100 \pi/n$ (рад/с), соответствующей номинальной частоте промышленного синусоидального тока $f_{\text{ном}} = \omega_c n / (2\pi) = 50$ Гц. Их ЭДС сдвинуты по фазе лишь на углы $\delta_{\text{ном}}$, определяемые передаваемой активной мощностью и сопротивлениями линий электропередачи и обуславливаемые сопровождающими

выработку и передачу электроэнергии электромагнитными процессами (реактивной мощностью). Угол сдвига фаз и частота вращения изменяются лишь при электромеханических переходных процессах в электропередачах в пределах, не нарушающих синхронной динамической устойчивости электроэнергетической системы.

Автоматическое управление основными электроэнергетическими агрегатами электрических станций — гидрогенераторами (ГГ) и турбогенераторами (ТГ) — сводится к управлению изменениями их состояний и обеспечению оптимальных режимов работы. Изменения состояний: нормальные или ускоренный (противоаварийный) пуск и останов, включение на параллельную работу — синхронизация, перевод из генераторного в режим синхронного компенсатора (СК) и обратный перевод — производятся относительно редко и кратковременно автоматическими управляющими устройствами дискретного (релейного) действия. Управление нормальными режимами работы выполняется постоянно автоматическими управляющими устройствами непрерывного действия, главным образом автоматическими регуляторами.

Автоматические пуск и останов связаны с координированным автоматическим управлением многочисленным и разнообразным оборудованием, обеспечивающим функционирование электроэнергетических агрегатов. Автоматическое управление существенно различно на гидравлических (ГЭС) и тепловых (ТЭС) электростанциях и имеет особенности на гидроаккумулирующих (ГАЭС) и атомных (АЭС) электростанциях.

1.1.1. Автоматическое управление гидрогенераторами

Автоматическое управление пуском, остановом и переводом в режим работы синхронным компенсатором и возвратом в генераторный режим гидрогенератора (рис. 1.1) производится путем контроля исправности и готовности к действию технологического оборудования, обеспечивающего нормальное функционирование гидротурбины T и синхронного генератора G . Производится контроль исправности и работоспособности:

устройств технического водоснабжения TBC ;

подшипника гидротурбины $ПТ$ (с резиновыми вкладышами);

охлаждения масла $ОМ$ в ваннах подшипника синхронного генератора $ПГ$ и опорного подшипника $ОП$ (подпятника) гидроагрегата;

снабжения дистиллированной охлаждающей водой $ДВ$ обмоток статора;

развозбужденного состояния и отключенного выключателя синхронного генератора;

наличия достаточного давления в маслонапорной установке $МНУ$.

Нормальный и ускоренный пуск различаются включением синхронного генератора способом точной автоматической синхронизации и способом самосинхронизации (см. п. 1.1.3) соответственно.

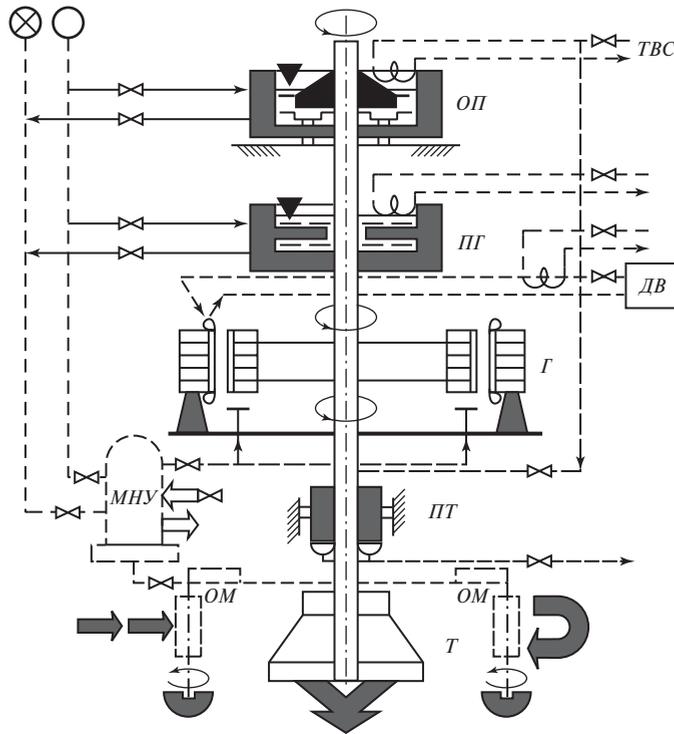


Рис. 1.1. Схема конструкции вертикального гидроагрегата и взаимодействия его вспомогательного оборудования

1.1.2. Автоматическое управление турбогенераторами

Изменение состояния турбогенератора тепловой электростанции технически весьма сложно, производится при координированном автоматическом управлении топливным и парогенераторным технологическими процессами и требует значительного времени, особенно пуск турбины. Время пуска и последующего набора нагрузки (нагружения) определяется главным образом двумя факторами: постепенным и непрерывным прогревом пароподводящих и рабочих частей турбины и температурными линейными расширениями его конструктивных частей, особенно ротора турбины. Неравномерность прогрева может вызывать опасные внутренние напряжения в стальных конструкциях, нарушать уплотнения в местах их сопряжений, а удлинение вала, достигающее до 10 мм, может приводить к неработоспособности ее вращающихся частей.

Кроме вспомогательного оборудования, необходимого для механического функционирования турбогенератора (смазка подшипников, охлаждение обмоток генератора и др.), работоспособность и функционирование тепловой турбины обеспечиваются значительно более сложным, специфическим и громоздким теплотехническим оборудованием.

Различаются пуски турбогенератора из остановленного, неостывшего и горячего состояния. Процесс пуска турбогенератора разделяется на этапы: предтопкового прогрева, толковых оборотов, холостого хода, синхронизации и включения генератора, начального нагружения до 1/3 части номинальной мощности, достижения заданной мощности и номинальных параметров пара.

Даже при современном оптимальном автоматически управляемом пуске процесс разворота, включения в работу и нагружения турбогенератора продолжается несколько часов.

Автоматическое управление пуском турбоагрегата производится автоматикой пуска турбины, входящей в состав автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) электростанции [4]. Автоматика управляет доступом пара в турбину, воздействуя на соответствующие элементы турбоустановки и пускосбросных устройств и задавая автоматическим устройствам управления парогенератором возрастающие соответственно тепловому состоянию турбины (скользящие) параметры пара и производительность.

Автоматическое управление пуском турбогенераторов атомных электростанций имеет особенности, обусловленные технологическими факторами ядерного реактора (см. п. 1.3.3).

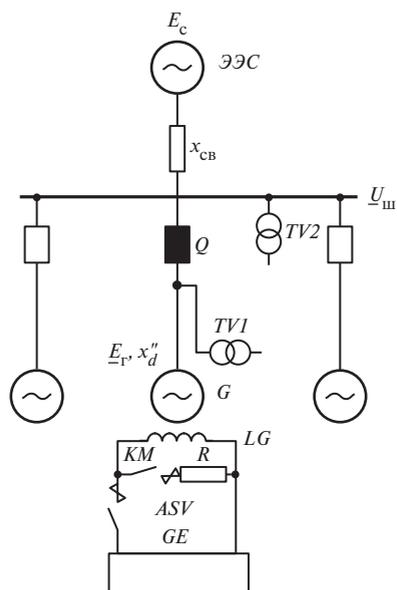
1.1.3. Способы включения синхронных генераторов на параллельную работу

Для того чтобы включить выключателем Q (рис. 1.2) синхронный генератор G автоматически запущенного гидро- или турбогенератора на параллельную работу с синхронно вращающимися генераторами электростанции и ЭЭС, необходимо выполнить ряд операций. Используются два способа включения синхронных генераторов на параллельную работу: быстродействующий способ самосинхронизации и относительно медленный способ точной синхронизации. Соответственно различаются два вида автоматического управления включением синхронных генераторов, а именно автоматическая самосинхронизация и автоматическая точная синхронизация.

При самосинхронизации выключатель гидро- и турбогенератора включается при близкой к синхронной частоте вращения энергоагрегата ω_r , т.е. при малом скольжении (малой разности частот — частоте скольжения ω_s)

$$s = \omega_s / \omega_c = (\omega_c - \omega_r) / \omega_c = 0,03 \div 0,05, \quad (1.1)$$

Рис. 1.2. Упрощенная электрическая схема электростанции с синхронными генераторами и ее связи с электроэнергетической системой



при невозбужденном синхронном генераторе (практически при отсутствии его ЭДС E_{Γ}), отключенном автоматом гашения поля ASV возбудителе GE и замкнутой контактом KM (через резистор R) обмотке возбуждения LG . После тут же включаемого возбуждения синхронный генератор самостоятельно за 1—2 с входит (втягивается) в синхронизм — начинает работать синхронно.

При точной автоматической синхронизации выполняются три условия:

генератор возбуждается до ЭДС холостого хода $E_{\Gamma,x}$ (измерительный трансформатор $TV1$), практически равной по абсолютному значению напряжению на шинах электростанции $U_{ш}$ (трансформатор $TV2$);

выключатель синхронного генератора включается при весьма малом скольжении $s = 0,01 \div 0,02$;

выключатель включается в момент совпадения по фазе его ЭДС и напряжения на шинах электростанции (угол сдвига фаз определяется с учетом блочного трансформатора — на рис. 1.2 не показан).

После небольших затухающих качаний его ротора, обусловленных указанным скольжением, генератор устанавливается в синхронный режим работы.

Как указывалось (см. п. 1.1.1), быстродействующая самосинхронизация применяется при автоматических ускоренном пуске и пуске в режим работы синхронным компенсатором гидрогенераторов и при часто успешных незамедлительных попытках восстановления нормального режима работы отключившихся турбогенераторов. При автоматическом управлении нормальным пуском гидро- и турбогенераторы включаются на параллельную работу автоматическим устройством точной синхронизации.

1.1.4. Принципы действия автоматических синхронизаторов

Автоматические устройства точной синхронизации синхронных генераторов состоят из трех частей, обеспечивающих три указанных условия точной синхронизации: равенство амплитуд ЭДС генератора $E_{\Gamma,x}$ и напряжения на шинах электростанции $U_{ш}$, близкая к синхронной частота вращения (малая частота скольжения ω_s) генератора и совпадение по фазе указанных ЭДС и напряжения в момент включения (замыкания контактов) выключателя синхронного генератора. Они соответственно называются уравнивателем амплитуд напряжения, уравнивателем частоты скольжения и автоматическим синхронизатором.

Автоматический синхронизатор выполняет наиболее ответственную операцию точной синхронизации по обеспечению практического совпадения по фазе ЭДС генератора и напряжения на шинах электростанции в момент включения выключателя генератора. Он выдает управляющее воздействие на включение привода выключателя с опережением момента времени совпадения находящихся в относительном вращении векторов $E_{\Gamma,x}$ и $U_{ш}$, т.е. при наличии между ними уменьшающегося угла сдвига по фазе — угла опережения $\delta_{оп}$.

Поэтому появившиеся исторически первыми автоматические синхронизаторы определяли заданный неизменный угол опережения и назывались автоматиче-

скими синхронизаторами с постоянным углом опережения (СПУО) $\delta_{\text{оп}} = \text{const}$. Однако угол опережения $\delta_{\text{оп}} = \omega_s t_{\text{в}}$ при постоянном времени включения выключателя $t_{\text{в}}$ должен быть переменным, зависящим от частоты скольжения.

При равномерном вращении генератора постоянным является время опережения $t_{\text{оп}}$, равное времени включения выключателя $t_{\text{в}}$. Поэтому современные автоматические синхронизаторы определяют момент включения привода выключателя по постоянному времени опережения $t_{\text{оп}} = \text{const}$ (СПВО).

При неравномерном, обычно равноускоренном, вращении генератора при его пуске угол опережения должен быть переменным. Поэтому последние разработки автоматического синхронизатора представляют собой специализированное аналоговое или цифровое вычислительное устройство, определяющее необходимый угол опережения $\delta_{\text{оп}}(\omega_s)$, изменяющийся в функции ω_s , в предположении равноускоренного (или равнозамедленного) вращения синхронного генератора, т.е. при постоянном ускорении ротора генератора $|\pm a_s| = \text{const}$.

Автоматические синхронизаторы выдают управляющее воздействие на включение выключателя синхронного генератора только в случае, если частота скольжения ω_s не превышает ограниченного их техническими возможностями или условиями успешности синхронизации (генератор после включения не выпадает из синхронизма) допустимого значения $\omega_{\text{сд}}$.

1.1.5. Современные автоматические синхронизаторы гидро- и турбогенераторов

Автоматический синхронизатор с постоянным углом опережения уже не используется для синхронизации генераторов. Однако в современном техническом исполнении он входит в состав устройства автоматического повторного включения линий электропередачи с синхронизацией, соединяемых ими выпавших из синхронизма частей электроэнергетической системы (см. пп. 6.1.2 и 6.3.1).

Автоматические синхронизаторы с постоянным временем опережения входят в состав широко распространенных на электрических станциях автоматических устройств точной синхронизации типов АСТ-4 и УБАС [2].

Разработан и установлен на ряде мощных гидроэлектростанций и тепловых электростанций автоматический синхронизатор с вычисляемым углом опережения типа СА-1. Он выполнен на интегральных микросхемах.

В последнее время разработаны и внедряются в практику эксплуатации микропроцессорные автоматические синхронизаторы с вычисляемым углом опережения типов АС-М и «СПРИНТ-М» [10—12].

1.2. Контрольные вопросы

1. Каковы технологические условия автоматического пуска гидрогенераторов?
2. В чем состоят особенности технологических условий автоматического пуска турбогенераторов ТЭС?
3. Какие способы включения синхронных генераторов на параллельную работу известны и в каких условиях они применяются?
4. За счет каких процессов в генераторе происходит его самосинхронизация?
5. Каковы условия точной автоматической синхронизации гидро- или турбогенератора?
6. Почему при автоматической самосинхронизации выключатель генератора включается при невозбужденном его состоянии?
7. Почему при точной автоматической синхронизации выключатель генератора включается при возбужденном его состоянии?
8. До какого действующего значения ЭДС синхронный генератор возбуждается в процессе точной автоматической синхронизации?
9. В какой момент времени должен включаться выключатель генератора при его точной автоматической синхронизации?
10. Какие автоматические синхронизаторы различаются по принципам действия?

1.3. Дополнительный информационный блок. Алгоритмы пуска и включения синхронных генераторов

1.3.1. Алгоритм автоматического управления гидрогенератором

На рис. 1.3, *a* приведена логическая схема формирования сигналов командной информации по автоматическому управлению изменением состояния гидроагрегата.

Импульсный сигнал нормального пуска *НП* формируется через логический элемент *DW1* (ИЛИ) от ключа управления *SA1.1*, или от *АСУ* технологическими процессами ГЭС, или от устройства противоаварийной автоматики *УПА*, запоминается статическим триггером *ST1* (вход записи *S*), если на его считывающий вход *R* через элемент *DW2* не приходит один из следующих приоритетных командных сигналов или сигналов неготовности синхронного генератора:

пуск в режим синхронного компенсатора *СК* — от ключа управления *SA2.1*;

нормальный останов — от положения ключа *SA1.2*;

отмена пуска — от кнопки *SBI*;

генератор возбужден — от сигнального контакта измерительного реле тока *КА.1* обмотки ротора;

его выключатель включен — от контакта *Q.1*.

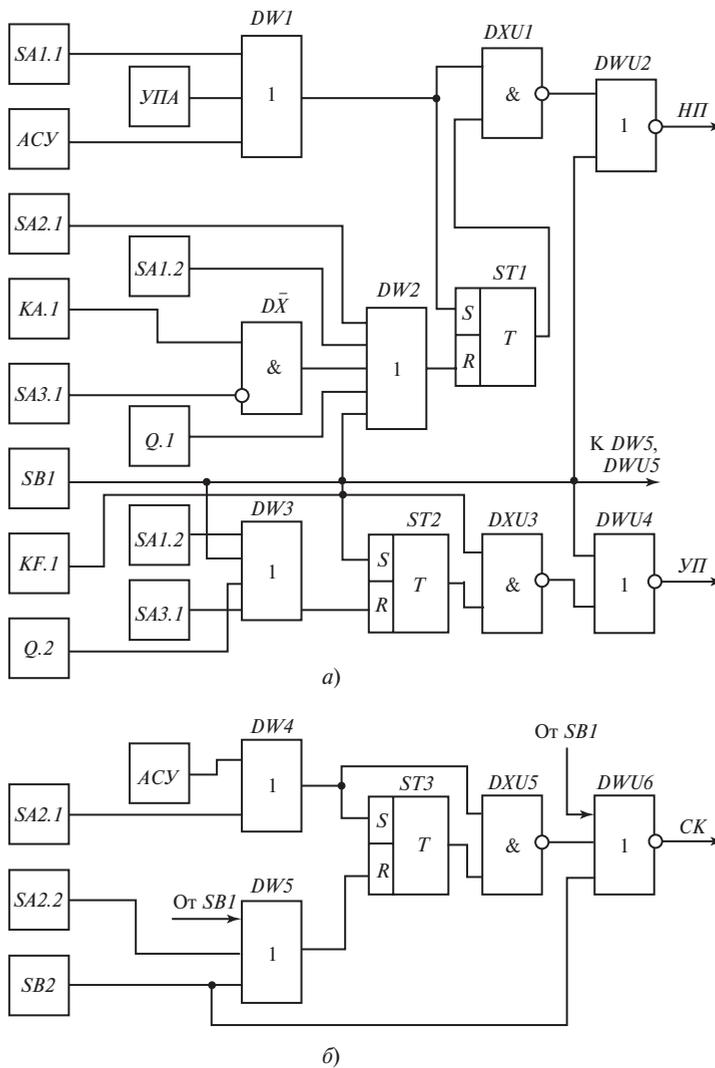


Рис. 1.3. Схемы формирования сигналов пуска (а) и перевода гидрогенераторов в режим работы синхронным компенсатором (б)

Запоминание сигнала нормального пуска разрешается и при возбужденном генераторе, если включен ключ $SA3$ автоматического синхронизатора — положение $SA3.1$: логический сигнал (единица) от $SA3.1$ на инверсном входе логического элемента $D\bar{X}$ (ЗАПРЕТ) не пропускает на элемент $DW2$ сигнал о наличии тока в обмотке возбуждения генератора.

Для надежности действия сигнала на отмену пуска предусмотрено его поступление на вход $DWU2$ (ИЛИ—НЕ) и прохождение сигнала нормального пуска после-

довательно через $DXU1$ и $DWU2$ с дополнительным контролем операции на отмену пуска от кнопки $SB1$.

Логическая схема на рис. 1.3, *а* иллюстрирует и реализацию алгоритма прохождения сигнала на ускоренный пуск VII гидроагрегата от $VIIA$, а именно от контакта измерительного реле $KF.1$ снижения частоты в электроэнергетической системе. Он фиксируется триггером $ST2$ (вход записи S), если на его вход считывания R через элемент $DW3$ не поступает один из сигналов: от $SA1.2$ (останов), или от $SB1$ (отмена пуска), или от $Q.2$ (генератор включен), или от $SA3.1$ (точная синхронизация), при ускоренном пуске гидрогенератор включается на параллельную работу более быстрым способом самосинхронизации. Сигнал проходит через последовательно соединенные элементы $DXU3$ и $DWU4$, дублирующие, как указывалось, запрет на пуск гидрогенератора сигналом с наивысшим приоритетом на отмену пуска от $SB1$.

При выполнении условий формирования импульсного сигнала от $SA2.1$ или от ACV (элемент $DW4$ на рис. 1.3, *б*) на пуск гидрогенератора в режим работы синхронным компенсатором он запоминается триггером $ST3$ при условии отсутствия на входах элемента $DW5$ одного из запрещающих сигналов от $SA2.2$ (вывод из режима CK), или от $SB2$ (отмена пуска в режим CK), или от $SB1$. Сигнал также проходит последовательно через элементы $DXU5$, $DWU6$, обеспечивающие, как указывалось, резервирование запретов на его выполнение сигналами от $SB1$ и $SB2$.

Аналогично формируется импульсный сигнал на останов гидроагрегата.

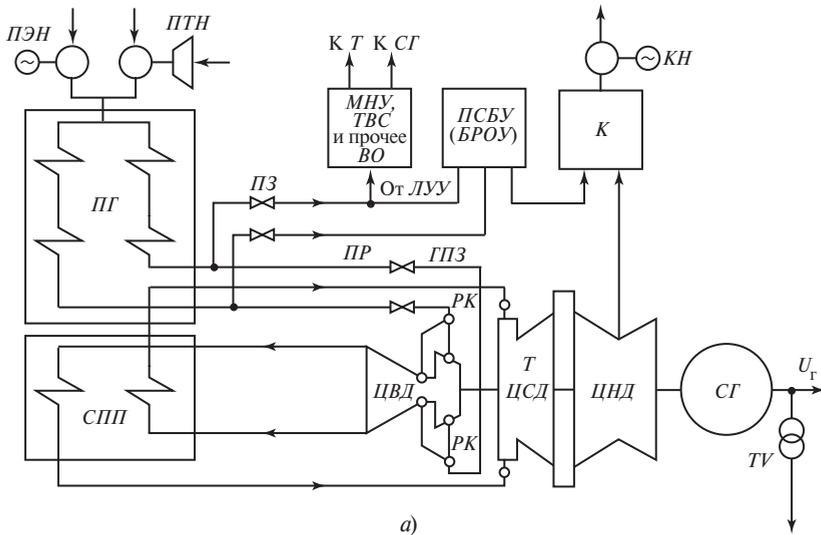
1.3.2. Автоматика пуска турбогенератора

Технологическая схема тепловой электростанции (рис. 1.4, *а*) состоит:

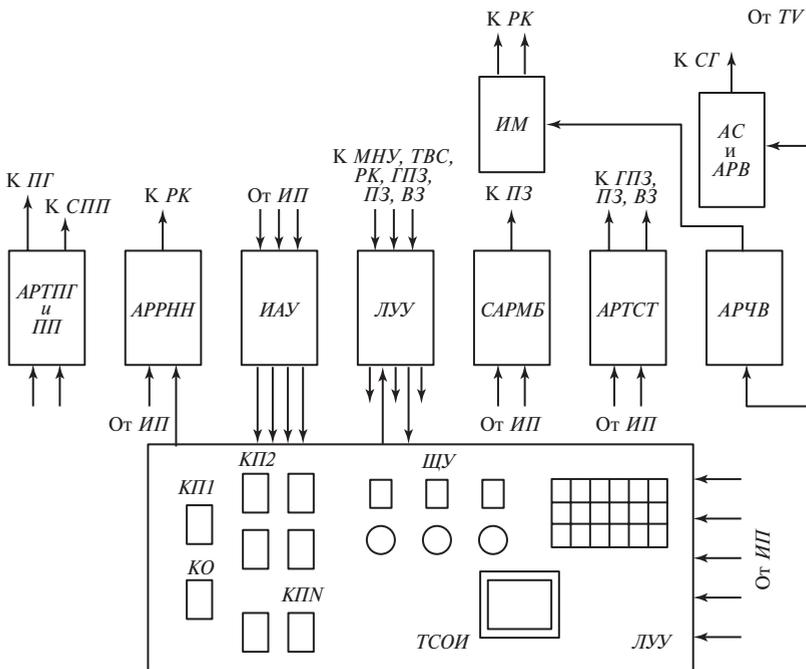
- из парогенератора $ПГ$;
- сепаратора — промперегревателя пара $СПП$;
- питательных электронасосов $ПЭН$ и турбонасосов $ПТН$ парогенератора;
- пускосбрасывающей быстродействующей установки $ПСБВ$ (быстродействующей редуцирующей охлаждающей установки $БРОУ$);
- конденсатора пара K и его насоса $КН$;
- паропровода $ПР$ с главной паровой задвижкой $ГПЗ$;
- маслонапорной установки $МНУ$ и вспомогательного оборудования $ВО$ — технического водоснабжения $ТВС$ и др.;
- турбины T с цилиндрами высокого $ЦВД$, среднего $ЦСД$ и низкого $ЦНД$ давления;
- синхронного генератора $СГ$.

Автоматика пуска включает в себя (рис. 1.4, *б*): логическое устройство дискретного управления пусковыми операциями; комплекс пусковых автоматических регуляторов; информационное устройство контроля тепловых и механических параметров турбоустановки.

Логическое управляющее устройство $ЛУУ$ проверяет выполнение условий, необходимых для начала очередной операции, производит запуск технологических



а)



б)

Рис. 1.4. Тепловая схема энергоблока парогенератор — турбина — синхронный генератор (а) и функциональная схема автоматического пуска турбогенератора (б)

операций в требуемой последовательности их выполнения и проверяет выполнение условий, характеризующих окончание технологической операции.

Пусковые автоматические регуляторы поддерживают на необходимом изменяющемся в процессе пуска уровне отдельные параметры турбоустановки, допускаемые условиями сохранения ее прочности и целостности в напряженном режиме возрастания температуры в большом диапазоне и частоты вращения при изменяющихся вследствие нагрева размерах подвижных частей турбины до 3000 об/мин.

Комплекс основных пусковых автоматических регуляторов автоматики пуска образуют: регулятор разворота и начального нагружения *АРРН*; регулятор теплового состояния турбины *АРТСТ*; стерегущий автоматический регулятор мощности редуционно-охладительной установки *САРМБ*; регуляторы задания температуры свежего пара (пусковой регулятор парогенератора) и задания температуры пара промперегревателя *АРППГ* и *ПП* и автоматический регулятор частоты вращения *АРЧВ*.

Автоматические регуляторы — электрические аналоговые с унифицированными сигналами в виде изменяющегося постоянного тока в пределах 0—5 мА. Измерительно-преобразовательные части регуляторов [8] содержат измерительные преобразователи (датчики) изменений тепловых параметров в электрические сигналы.

Информационное автоматическое устройство *ИАУ* контроля тепловых и механических параметров (от измерительных преобразователей *ИИП*) обеспечивает отображение информации для оператора, получающего более сотни аналоговых и дискретных сигналов, и использование ее для изменений по ходу пуска заданий автоматическим регуляторам и логическим управляющим устройствам.

Логическое управляющее устройство на каждом этапе пуска формирует дискретные управляющие воздействия на оборудование маслonaпорной установки и технического водоснабжения, на регулирующие клапаны *РК* турбины *Т*, главную паровую задвижку *ГПЗ* паропровода *ПР*, паровую задвижку *ПЗ* пускосбросных устройств *ПСБУ* (*БРОУ*) и другие исполнительные элементы, обеспечивающие выполнение очередной технологической операции, и выдает на щит управления *ЩУ* дискретную информацию для оператора.

На щите управления *ЩУ* находятся ключ пуска *КП1* и ключи перехода к очередной операции пуска *КП2—КП n* для возможности вмешательства оператора или выдачи (изменения) задания логическому управляющему устройству. Как указывалось, на *ЩУ* находятся современные технические средства отображения информации *ТСОИ* о ходе процесса пуска, текущих значениях тепловых и механических параметров парогенератора *ПГ*, турбины *Т* и синхронного генератора *СГ*, включая и дисплей.

На первом этапе автоматического пуска турбогенератора производится прогрев пароперепускных труб, главной паровой задвижки и клапанов турбины в закрытом их состоянии путем открытия байпасов (обходных пароперепускных труб) главной паровой задвижки *ГПЗ*. Прогреваются цилиндр высокого давления *ЦВД* и сепаратор-пароперегреватель *СПП* (см. рис. 1.4, *а*) пропуском пара через стопорные клапаны.

Разворот турбины начинается с толчка ее ротора пусковым электродвигателем. На рис. 1.5 показан рекомендуемый заводом-изготовителем режим разворота турбины, реализуемый вычислительной машиной по алгоритму, структурная схема которого представлена на рис. 1.6 [6].

После подачи команды «Пуск» вспомогательный двигатель через редукторную передачу разворачивает ротор турбины к моменту времени t_1 , выводит ее на исходный режим с начальной частотой $\omega_{нач}$. После проверки наличия исходного режима электродвигатель отключается, дальнейший разворот турбины производится паром. При этом стопорный клапан полностью открывается, а подача пара изменяется регулирующим клапаном *РК* (см. рис. 1.4). Если к моменту времени t_2 частота вращения достигает установленного значения ω_y , производится дальнейший разворот

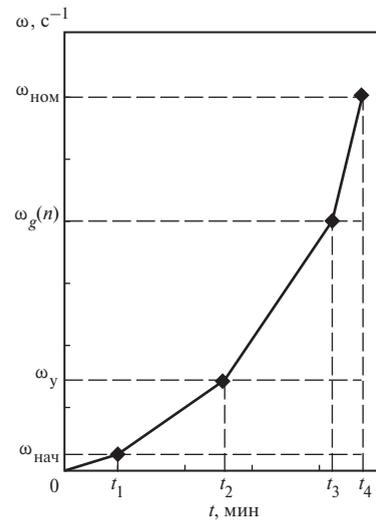


Рис. 1.5. График разворота паровой турбины

турбины. Если это условие не выполняется, то стопорные клапаны закрываются, а к оператору поступает соответствующий сигнал. При этом в промежуточных точках программы при частоте вращения ω_g проверяется соответствие амплитуды вибрации A_{mg} и эксцентриситета ϵ_g допустимым значениям $A_{мд}$ и ϵ_d . Если амплитуда вибрации или эксцентриситет превышают заданные значения, частоту вращения снижают до безопасного значения и делают выдержку времени. Если после ряда выдержек времени вибрация и эксцентриситет больше нормы, турбина отключается, а если нет — продолжается ее разворот до $\omega_{ном}$.

Пуск турбины управляется автоматическим регулятором разворота и начального нагружения *АРРН* (см. рис. 1.4, б), который постепенно, по мере дальнейшего повышения температуры турбины, открывает регулировочные клапаны *РК* и доводит частоту вращения до близкой к синхронной, при этом относительно быстро частота увеличивается лишь при 750 об/мин — критическом значении по условию механического резонанса.

Толчок и разворот турбины производятся при постоянных пусковых параметрах пара управлением регулировочными клапанами. Повышение параметров пара происходит после включения генератора по мере нагружения турбоагрегата до номинальной мощности. Процессом набора мощности управляет автоматический регулятор частоты вращения генератора *АРЧВ* через исполнительный механизм управления турбиной *ИМ* под контролем автоматического регулятора теплового состояния турбины *АРТСТ*.

Регулятор теплового состояния определяет темп роста нагрузки энергоблока и выдает задания для пускового регулятора мощности парогенератора *ПГ*, регулятора топлива, а после перехода на прямоточный режим — для регулятора пита-

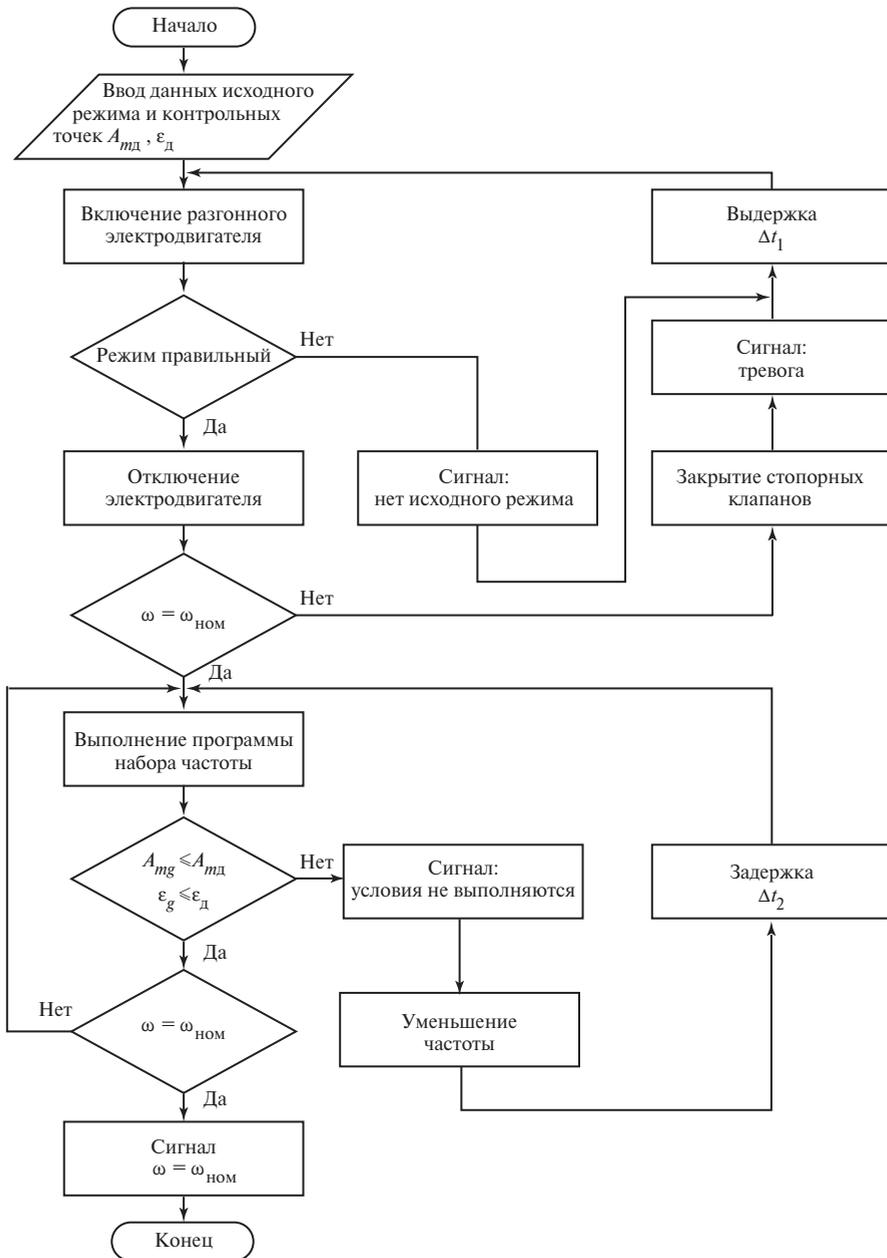


Рис. 1.6. Структурная схема алгоритма пуска турбогенератора

тельной воды, воздействующего на питательные турбонасосы *ПТН*, и для стерегущего автоматического регулятора *САРМБ* мощности *БРОУ*. Его уставка изменяется *АРТСТ* с некоторым опережением нарастания давления с таким расчетом, чтобы паровые задвижки *ПЗ* были закрыты. Они открываются в случае, если парогенератор по какой-либо причине вырабатывает пара больше и более высоких параметров, что угрожает нарушению пусковой динамики теплового состояния турбины. При этом излишки пара сбрасываются в *БРОУ* и далее в конденсатор турбины *К*.

Температура свежего и прошедшего *ЦВД* после перегрева пара поддерживается соответствующими регуляторами *АРТПГ* и *ПП*.

Общее время автоматического пуска из холодного состояния от розжига горелок парогенератора до включения генератора энергоблоков прямоточными парогенераторами мощностью 300 МВт составляет около 2 ч, а мощностью 800 МВт — 3 ч.

После включения генератора автоматическим синхронизатором *АС* набор мощности до номинальной длится 3 и 4 ч соответственно. Пуск после кратковременного останова продолжительностью до 30 мин, т.е. из горячего состояния, по установленным нормам должен укладываться в 30 и 40 мин соответственно.

1.3.3. Автоматическое управление пуском турбогенераторов атомных электростанций

Автоматическое управление пуском турбогенераторов атомных электростанций (АЭС) производится с учетом особенностей технологии генерирования водяного пара: используется насыщенный пар, производимый ядерным реактором. Поэтому пуск и нагружение турбогенератора производятся при номинальном давлении и температуре насыщения пара воздействием на регулирующие клапаны турбины.

Соответствующие особенности свойственны и паровым турбинам АЭС: они не имеют цилиндра среднего давления (ЦСД), а снабжены несколькими цилиндрами низкого давления (ЦНД), для которых температура пара, прошедшего цилиндр высокого давления (ЦВД), повышается до температуры его насыщения в сепараторах-пароперегревателях. Конструкции роторов ЦНД жесткие.

В связи с указанным возникают специфические тепловые и механические явления, определяющие особенности автоматического управления пуском турбоагрегатов АЭС, а именно: возможность коробления корпусов цилиндров, поскольку температура насыщенного пара ниже температуры ползучести металла; опасность нарушения плотности горизонтальных фланцевых соединений верхней и нижней частей корпусов ЦВД; проникновение влажного пара и конденсата в неплотности фланцевых соединений и их размывание; опасность хрупкого разрушения жестких роторов ЦНД. Поэтому процесс автоматического пуска организуется по разомкнутой схеме временной программой, построенной на основе математического моделирования тепловых и механических процессов в турбине и соответствующих расчетов на ЭВМ. Однако практически оптимальный режим не реализуется. В связи с этим предпринимаются попытки повысить технико-экономические показате-

тели, особенно на стадии постепенного нагружения турбины, за счет автоматического управления по замкнутой схеме с отслеживанием разности температур по ширине фланцев ЦВД как главного фактора.

Автоматика пуска турбогенератора, взаимодействующая с автоматикой управления ядерным реактором *АУЯР*, состоит (рис. 1.7) из автоматических устройств дискретного управления с временной последовательностью операций *D1* предтопочкового прогрева *УПП* и начального разворота турбины *УР* до 1/3 номинальной частоты вращения ω_r , выдержки *D2* турбины при указанной частоте и дальнейшего (операция *D3*) разворота до номинальной частоты вращения, управляемого автоматическим регулятором частоты вращения (АРЧВ) и контролируемого техническими средствами отображения информации *ТСО*.

Автоматика запускается одним из ключей управления *КУ* щита управления. Названные устройства дискретного управления вводят в действие пусковые автоматические регуляторы с одноименными названиями *АРПП* и *АРР*, которые управляют главной паровой задвижкой *ГПЗ*, паровыми задвижками обходных паропроводов *ПЗ*, задвижками воды *ВЗ* и регулируемыми клапанами *РК* турбины.

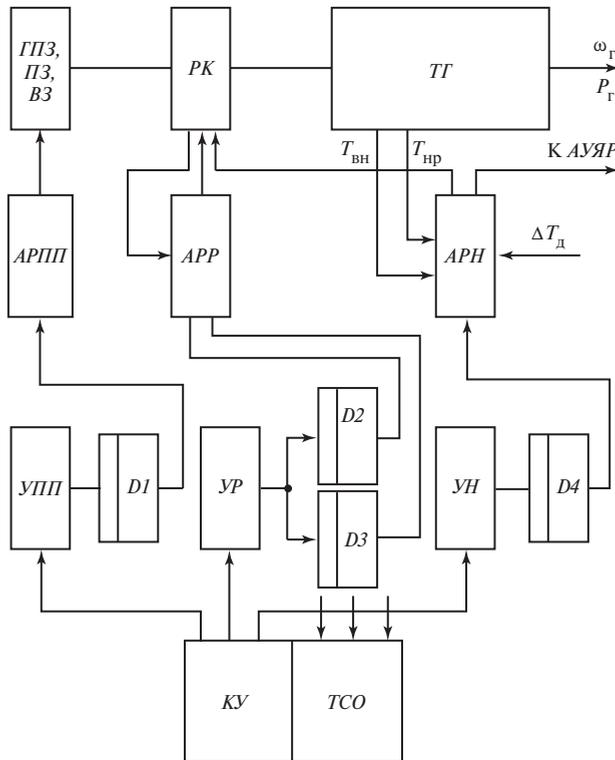


Рис. 1.7. Функциональная схема автоматического пуска турбогенератора атомной электростанции

Разворот турбины начинается с толчка ротора после завершения предтолчкового прогрева и готовности турбогенератора к пуску.

После синхронизации и включения турбогенератора $ТГ$ на параллельную работу с выдержкой времени $D4$ вступают в действие устройство дискретного управления VH и автоматический регулятор его нагружения APH . Как указывалось, он функционирует, увеличивая мощность турбогенератора P_r и воздействуя на автоматический регулятор парогенератора. При этом на АЭС регулирующее воздействие на регулирующие клапаны турбины вырабатывается по разности температур ΔT_d внутренней $T_{вн}$ и наружной $T_{нр}$ частей фланцев цилиндра высокого давления.

Автоматика пуска и останова турбин входит в состав разрабатываемой микропроцессорной АСУ ТП энергоблока АЭС в целом, прежде всего автоматика управления ядерным реактором $AУЯР$.

1.3.4. Автоматическое включение генераторов способом самосинхронизации

В момент включения выключателя Q (см. рис. 1.2) в обмотках статора невозбужденного генератора возникает ток включения $I''_{в.с.}$, ограниченный суммой сверхпереходного сопротивления генератора $x''_d > x''_r > x''_q$ (в зависимости от положения ротора) и сопротивления связи $x_{св}$ с источником эквивалентной ЭДС электроэнергетической системы E_c .

Ток $I''_{в.с.}$ вызывает динамическое воздействие на обмотки и обуславливает возникновение ударного вращающего момента $M_{в.у}$ на валу гидроагрегата. Вращающий момент — асинхронный, его значение зависит от скольжения s и угла δ_v между продольной осью ротора и магнитной осью вращающегося магнитного поля статора и имеет максимум при угле включения δ_v , равном или кратном $\pi/4$ [2].

Однако указанные воздействия на синхронный генератор менее интенсивны, чем при трехфазном коротком замыкании (КЗ) на его выводах, поскольку ток КЗ ограничивается только сверхпереходным сопротивлением x''_d , с учетом которого генератор рассчитывается по условиям механической прочности при его проектировании. Поэтому самосинхронизация практически всегда допустима.

Асинхронный вращающий момент M_{ac} создается трехфазной системой токов с частотой скольжения, наведенных в проводящих частях ротора — магнитопроводе и успокоительных обмотках. Однофазный индуцированный ток в обмотке возбуждения ротора, замкнутой через специальный (гасительный) резистор R для предотвращения разрушения изоляции обмотки наводимой относительно высокой ЭДС, создает пульсирующий магнитный поток, который не влияет на результирующий процесс самосинхронизации генератора. Зависящий от скольжения асинхронный вращающий момент M_{ac} имеет направление уменьшающее скольжение генера-

тора: при частоте вращения генератора $\omega_r < \omega_c$ момент M_{ac} разгоняет генератор, а при $\omega_r > \omega_c$ отрицательный M_{ac} снижает частоту его вращения. Поэтому асинхронный вращающий момент быстро приближает частоту вращения генератора ω_r к синхронной ω_c . Установившееся скольжение s_y определяется равенством $M_{ac,y}$ небольшому механическому моменту M_M на валу генератора, развиваемому турбиной (рис. 1.8, а).

На вал гидрогенератора воздействует и реактивный вращающий момент M_p , обусловленный явнополюсностью ротора и изменяющийся с двойной частотой скольжения (рис. 1.8, б):

$$M_p = U_{ш}^2 \frac{x_d - x_q}{2x_d x_q} \sin(2\omega_s t). \quad (1.2)$$

В связи с малым механическим моментом M_M в течение периода скольжения турбины реактивный момент может дважды (при углах δ_1 или δ_2) с равной вероятностью снизить частоту скольжения до $\omega_s = 0$ и зафиксировать положение ротора — втянуть генератор в синхронизм — при углах $\delta_1 \approx 0$ или $\delta_2 \approx \pi$. Второе из указанных положений ротора неправильно: при углах $\delta > \pi$ и отрицательном синхронном электромагнитном моменте M_c , появляющемся после включения возбуждения генератора, ротор ударно перемещается на одно полюсное деление, что является дополнительным механическим воздействием на вал генератора. Поэтому возбуждение генератора включается (автоматом *ASV*, см. рис. 1.2) немедленно после его подключения к шинам электростанции вспомогательным (сигнальным) контактом выключателя *Q*. После включения возбуждения генератор под воздей-

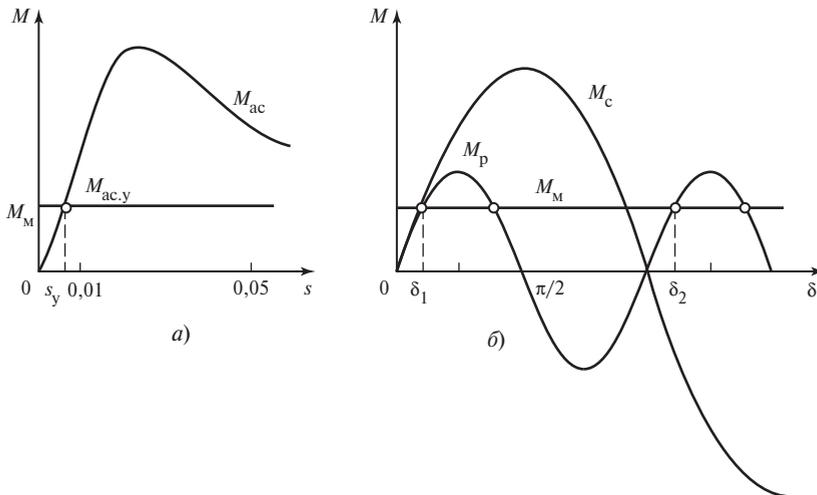


Рис. 1.8. Графики асинхронного M_{ac} (а), реактивного M_p и синхронного M_c (б) вращающих моментов генератора в процессе самосинхронизации

ствием нарастающего момента M_c самостоятельно в течение 1—2 с втягивается в синхронизм [2]. Втягивание генератора в синхронизм с фиксированием установившегося положения ротора при угле $\delta \approx 0$ происходит при нарастающем экспоненциально синхронном моменте.

1.3.5. Автоматическое включение способом точной синхронизации

При точной синхронизации, как указывалось, генератор включается в возбужденном состоянии при ЭДС холостого хода $E_{г.х}$. Спокойное, без динамических воздействий на обмотки и вал, и успешное включение синхронного генератора на параллельную работу обеспечивается при следующих указанных ранее условиях точной синхронизации:

равенстве амплитуд ЭДС $E_{г.х}$ и напряжения $U_{ш}$ на шинах электростанции [вторичных напряжений первичных измерительных трансформаторов напряжения $TV1$ и $TV2$ (см. рис. 1.2), установленных на выводах генератора и шинах электростанции];

близкой к синхронной ω_c частоте вращения генератора ω_r ;

совпадении по фазе ЭДС $E_{г.х}$ и напряжения $U_{ш}$ в момент включения (соединения контактов) выключателя Q синхронного генератора (с учетом сдвига по фазе, создаваемого трансформатором блока).

В реальных условиях включение генератора на параллельную работу практически всегда происходит при некотором угле сдвига фаз между ЭДС $E_{г.х}$ и напряжением $U_{ш}$ — угле включения δ_B . Даже современные достаточно совершенные автоматические устройства точной синхронизации полностью не исключают сдвиг фаз. Поэтому синхронный генератор также подвергается интенсивным динамическим воздействиям и при точной автоматической синхронизации.

Напряжение ΔU (рис. 1.9, а, б), обусловленное углом δ_B и равное при $E_{г.х} = U_{ш} = E$

$$\Delta U = 2E \sin(\delta_B / 2), \quad (1.3)$$

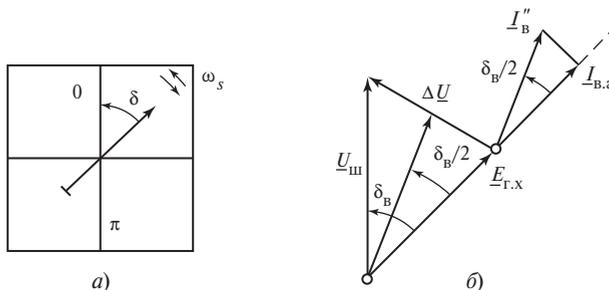


Рис. 1.9. Схема синхроноскопа (а), векторная диаграмма электрических величин в момент включения синхронного генератора (б)

вызывает начальный периодический ток включения генератора, ограниченный сверхпереходным его сопротивлением x_d'' и сопротивлением связи $x_{св}$ с источником эквивалентной ЭДС электроэнергетической системы:

$$I_B'' = \Delta U / (x_d'' + x_{св}'') = 2E \sin(\delta_B/2) / (x_d'' + x_{св}''). \quad (1.4)$$

Как и при самосинхронизации, ток I_B'' оказывает динамическое воздействие на обмотки статора синхронного генератора. При этом возникает ударный электромагнитный синхронный вращающий момент на валу генератора, равный в относительных единицах мощности, создаваемой активной составляющей тока включения $I_{B.a}$ (см. рис. 1.9, б):

$$\begin{aligned} M_c = EI_{B.a} &= EI_B'' \cos(\delta_B/2) = \frac{2E^2}{x_d'' + x_{св}''} \sin(\delta_B/2) \cos(\delta_B/2) = \\ &= \frac{E^2}{x_\Sigma''} \sin \delta_B. \end{aligned} \quad (1.5)$$

Свободные аperiodические токи в обмотках статора, генерируя неподвижное в пространстве магнитное поле, взаимодействующее с магнитным полем вращающегося ротора, создают свободную затухающую составляющую электромагнитного момента, изменяющуюся в функции, в частности, косинуса угла $\delta_r = \omega_r t$ вращения неявнополюсного турбогенератора, равную при неучете затухания

$$M_{св} = - \{ [2E^2 \sin(\delta_B/2)] / x_\Sigma'' \} \cos[\omega_r t + (\delta_B/2)]. \quad (1.6)$$

Опасным для генератора является максимальный результирующий вращающий момент $M_{B \max} = M_c + M_{св \max}$, наступающий при угле включения $\delta_B \approx 2\pi/3$ и $\omega_r t = \pi - (\delta_B/2)$. Однако угол включения, обеспечиваемый автоматическим устройством точной синхронизации, относительно небольшой, и поэтому синхронный генератор при его включении на параллельную работу по способу точной автоматической синхронизации подвергается менее интенсивным динамическим воздействиям, чем при самосинхронизации. Они показательны лишь с точки зрения недопустимости ошибочных включений при больших углах δ_B и учитываются как условия допустимости противоаварийных несинхронных включений электропередач [2].

1.4. Контрольные вопросы

1. Чем отличается автоматическое управление нормальным и ускоренным пуском гидрогенераторов?
2. Как действует логическая схема формирования сигнала автоматического управления пуском гидрогенератора?

3. В чем состоит различие логических схем формирования сигналов автоматического управления нормальным и ускоренным пуском гидрогенератора?
4. Каковы особенности логической схемы формирования сигнала автоматического управления пуском гидрогенератора в режим работы синхронным компенсатором?
5. Какие автоматические устройства применяются для управления пуском турбогенераторов ТЭС?
6. В чем состоят особенности автоматических устройств управления пуском турбогенераторов АЭС?
7. Какова роль асинхронного и реактивного вращающихся моментов генератора в процессе его самосинхронизации?
8. В чем состоят условия точной автоматической синхронизации генераторов?
9. Каким воздействиям подвергается синхронный генератор при самосинхронизации и точной синхронизации?
10. При каких условиях не возникают ударные воздействия на генератор при его включении способом точной синхронизации?

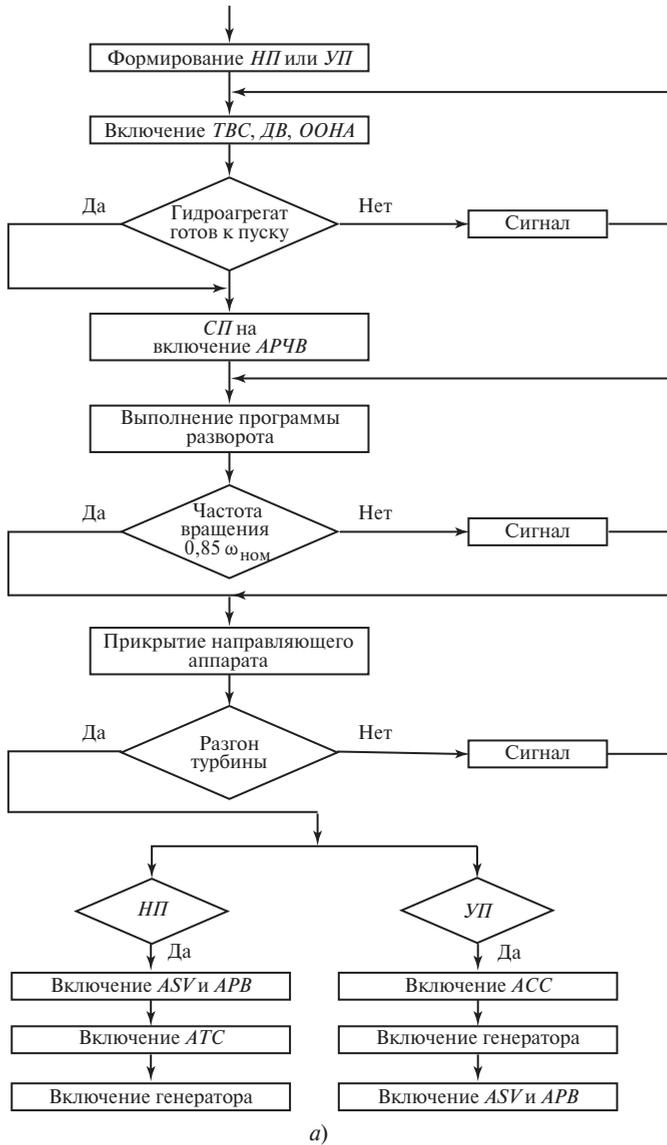
1.5. Информационный блок для углубленного изучения. Автоматика пуска и включения синхронных генераторов

1.5.1. Типовая схема автоматики управления гидрогенератором

Исполнение сформированных (см. рис. 1.3) сигналов управления изменением состояния гидрогенератора обеспечивается логическими схемами, реализованными электромеханическими реле с герметизированными контактами (герконами), интегральными логическими элементами [8] или программно микроконтроллерами. Сигнал формируется при указанных условиях обеспечения функционирования энергоагрегата вспомогательным оборудованием, в особенности при условии готовности агрегата к пуску в генераторный режим работы.

На рис. 1.10, *а, б* приведены упрощенные и укрупненные структурная схема алгоритма нормального или ускоренного пуска гидроагрегата и логическая схема его реализации. Сформированные сигналы на нормальный *НП* или ускоренный *УП* пуск фиксируются электромеханическими реле постоянного тока *KL1* и *KL2* соответственно, которые прежде всего вводят в действие устройства технического водоснабжения *TBC* (смазка подшипника турбины и охлаждение масляных ванн подпятника и подшипника синхронного генератора гидроагрегата) и дистиллированной воды *ДВ* (охлаждение обмоток генератора). При нормальном пуске через логическую операцию *DW1*, а при ускоренном пуске через логические операции *DX1* и *DW1* при наличии сигнала от контакта *SAF.1* ключа самосинхронизации гидрогенератора возбуждается реле *KL3* команды автоматического пуска *АП*.

Включаются приводы открытия затворов *ПЗ* гидротехнического оборудования и привод отвода стопора ограничителя открытия направляющего аппарата *ООНА* турбины.



а)

Рис. 1.10 (начало). Структурная схема алгоритма (а) и логическая схема (б) реализации алгоритма пуска гидроагрегата

Проверяется условие готовности гидроагрегата к пуску (рис. 1.10, а). Подготавливается цепь возбуждения реле *KL4* (рис. 1.10, б) стартовой команды пуска *СП* на включение электрогидравлического автоматического регулятора частоты вращения гидротурбины *АРЧВ*. Реле *KL4* срабатывает после выполнения логической операции *DX2* совпадения сигналов от струйных реле контроля расходов воды

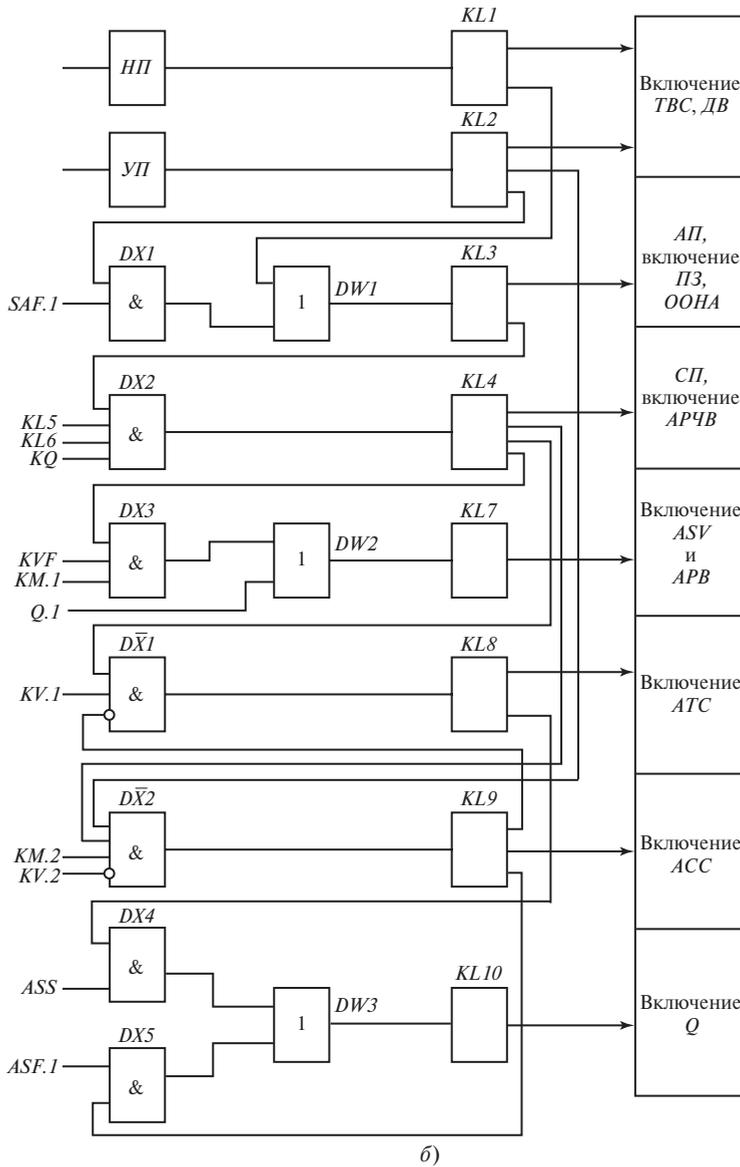


Рис. 1.10. Окончание

KL5 в рабочем уплотнении вала турбины и технического водоснабжения *KL6* соответственно и сигнала концевого выключателя *KQ* открытия затвора турбины.

Автоматический регулятор частоты вращения полностью отводит механизм ограничения открытия направляющего аппарата турбины и открывает его на 30—35 % полного открытия. Выполняется программа разворота турбины (см. рис. 1.10, а).

При достижении частотой вращения значения примерно 80 % номинального направляющий аппарат прикрывается до положения, соответствующего холостому ходу турбины. Частота вращения контролируется измерительным реле напряжения *KVF* измерительного синхронного генератора с возбуждением постоянным магнитом (на схеме не показан). Проверяется условие отсутствия разгона турбины.

При частоте вращения, равной 95 % номинальной, проверяется условие: производится нормальный *НП* или ускоренный *УП* пуск гидроагрегата. При нормальном пуске от реле *KL7* включается возбуждение синхронного генератора — включаются автомат гашения поля *ASV* и автоматический регулятор возбуждения *APB* логической операцией *DX3* совпадения сигналов от реле *KVF* и *KL4* при отключенном контакторе *KM* (замкнут его сигнальный размыкающий контакт *KM.1*), замыкавший (контактом *KM* через резистор *R*) обмотку ротора *LG* генератора при его самосинхронизации (см. рис. 1.2). После появления ЭДС генератора измерительным реле *KV.1*, подключенным к измерительному трансформатору напряжения синхронного генератора, при наличии сигнала от реле *KL4* и отсутствии сигнала от реле *KL9* контроля отключенного состояния автоматического устройства самосинхронизации *ACC* (операция $\overline{DX1}$) возбуждается реле *KL8* включения устройства автоматической точной синхронизации генератора *ATC*.

После наступления условий автоматической синхронизации воздействием автоматического синхронизатора *ASS* при наличии сигнала от реле *KL8* возбуждается реле *KL10* (операции *DX4* и *DW3*) включения выключателя *Q* синхронного генератора (см. рис. 1.2).

Ускоренный пуск *УП* выполняется после срабатывания реле *KL2* (см. рис. 1.10, б), которое при включенном ключе — замкнут контакт *SAF.1* самосинхронизации (логическая операция *DX1*) — возбуждает (через *DW1*) реле автоматического пуска *KL3*.

При указанном положении ключа самосинхронизации и отключенном и невозбужденном синхронном генераторе включается контактор *KM* (на схеме не показан), замыкающий обмотку ротора генератора через гасительный резистор *R*. Его размыкающий сигнальный контакт *KM.1* (нуль на нижнем входе *DX3*) не разрешает включение возбуждения генератора — автомата гашения поля *ASV*, а замыкающий контакт *KM.2* (см. рис. 1.10, б) подготавливает (операция $\overline{DX2}$) возбуждение реле *KL9*, которое срабатывает при наличии сигналов от реле *KL2* и *KL4* и отсутствии сигнала *KV.2* от измерительного реле напряжения синхронного генератора (контроль его невозбужденного состояния) и запускает автоматическое устройство самосинхронизации *ACC*.

После наступления условий самосинхронизации воздействием *ASF.1*, совпадающим (операция *DX5*) с сигналом от реле *KL9*, возбуждается (через *DW3*) реле *KL10* включения выключателя *Q* синхронного генератора, сигнальным контактом *Q.1* которого включаются (операция *DW2*) его возбуждение (автоматом *ASV*) и автоматический регулятор возбуждения *APB*. Синхронный генератор втягивается в синхронизм и начинает работать синхронно с генераторами своей электростанции и электроэнергетической системы.

Автоматика управления изменениями состояний гидрогенератора входит в состав АСУ ТП гидроэлектростанции [4]. Микропроцессорная автоматизирован-

ная система управления ГЭС содержит соответствующую подсистему ПУСК. Микропроцессорная АСУ ТП гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) обеспечивает автоматическое управление и гораздо более сложными специфическими для ГАЭС изменениями состояний обратимых гидроагрегатов [4]: частотный пуск в насосный или в компенсаторный режим с насосным направлением вращения, перевод из насосного режима в компенсаторный или наоборот, останов из насосного или компенсаторного режима с насосным вращением. Процессы изменения состояния отображаются на дисплеях ПЭВМ [37].

В ГУП ВЭИ разработана микропроцессорная комплексная система управления и контроля (МСУК) жесткого блока (два гидрогенератора с одним общим выключателем и трансформатором), выключающая автоматику пуска-останова гидроагрегата и электрогидравлический регулятор частоты его вращения [97].

1.5.2. Автоматическое устройство самосинхронизации

Устройство входит в состав автоматической системы управления изменением состояния гидрогенератора. Основной его частью является измерительное реле *KFF* (рис. 1.11, *a*) разности частот *ИППЧ* с двумя входными воздействующими величинами: вторичным напряжением на шинах электростанции $U_{ш}$ первичного измерительного трансформатора напряжения *TV2* шин электростанции и остаточной ЭДС синхронного генератора, возбуждаемой остаточной намагниченностью его ротора. Относительно низкое ее значение $E_{г.ост} \approx 0,02E_{г.х}$ и интенсивное возрастание до ЭДС холостого хода $E_{г.х}$ в процессе возбуждения генератора определяют особенности цепи подключения *ИППЧ* к трансформатору напряжения *TV1* генератора и необходимость его автоматического отключения максимальным измерительным реле напряжения *KV2*.

Как указывалось (см. рис. 1.10, *б*), устройство автоматической самосинхронизации вводится в работу от реле *KL9* при включенном положении ключа самосинхронизации замкнут его контакт *SAF.1*. Разрешается исполнение сигнала на ускоренный пуск гидроагрегата. Контактными *KL9.1* реле разности частот *KFF* (см. рис. 1.11, *a*) подключается к измерительному трансформатору напряжения шин электростанции *TV2*, контактами *KL9.2* подготавливается цепь подключения *ИППЧ* к измерительному трансформатору напряжения *TV1* (к остаточной ЭДС синхронного генератора) и контактами *KL9.3* включается в работу релейно-контактная логическая часть автоматического устройства (рис. 1.11, *б*).

Цепь подключения реле *KFF* к *TV1* контролируется размыкающими контактами *KV2* измерительного реле напряжения (отсутствие напряжения генератора), реле включения *KL10* (см. рис. 1.10, *б*) выключателя синхронного генератора (выключатель отключен) и сигнальным контактом *ASV* автомата гашения магнитного поля генератора — включения его возбуждения (генератор не возбужден). Она замыкается с выдержкой времени реле *KT* и размыкается контактом *ASF.2* исполнительного реле устройства самосинхронизации.

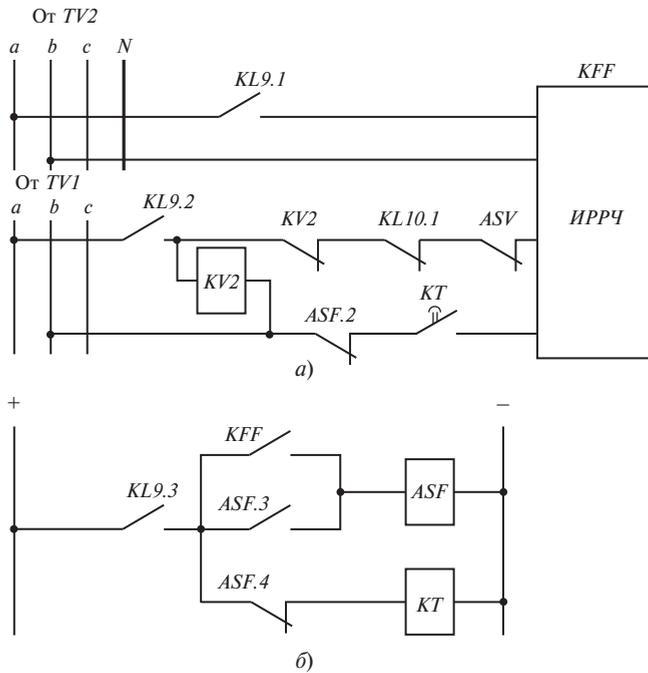


Рис. 1.11. Схема устройства автоматической самосинхронизации

При достижении гидрогенератором частоты вращения ω_r , близкой к синхронной, т.е. при разности частот $\omega_s = |\omega_c - \omega_r|$, равной установленной частоте срабатывания *ИППЧ* или меньшей ее, оно кратковременно замыкает свой контакт *KFF* и возбуждает исполнительное реле *ASF*, которое контактом *ASF.3* самоудерживается (запоминает срабатывание *ИППЧ*). Контактom *ASF.1* через операцию совпадения *DX5* (см. рис. 1.10, б) его сигнала с сигналом от *KL9* возбуждается реле *KL10* включения выключателя *Q* синхронного генератора. Его сигнальным контактом *Q1* через *DW2* возбуждается реле *KL7*, которое включает автомат *ASV* возбуждения синхронного генератора и его регулятор *APB*. Перед этим обмотка контактора *KM*, замыкающего, как указывалось, обмотку ротора генератора на гасительный резистор *R* (см. рис. 1.2), обесточивается (на схеме не показано) и его контакт *KM* размыкается. Реле разности частот *KFF* (см. рис. 1.11, б) отключается от измерительного трансформатора напряжения *TV1* синхронного генератора поочередно размыкающимися контактами *KV2*, *KL10.1* и сигнальным контактом *ASV*.

Микросхемное измерительное реле разности частот типа РГР11 выпускается ОАО «Чебоксарский электроаппаратный завод» (ОАО ЧЭАЗ). Реле состоит из двух активных управляемых интеграторов длительностей полупериодов изменения мгновенных значений $e_{\text{гост}}$ и $u_{\text{ш}}$, напряжения на выходах которых обратно пропорциональны их частотам, и элемента сравнения их абсолютных значений релейного действия [8].

1.5.3. Автоматические синхронизаторы синхронных генераторов

Автоматические устройства точной синхронизации *АУТС* синхронных генераторов состоят из трех частей (рис. 1.12), обеспечивающих три условия точной синхронизации: равенство амплитуд ЭДС генератора $\underline{E}_{г.х}$ и напряжения $\underline{U}_{ш}$ на шинах электростанции, близкую к синхронной частоту вращения (малую установленную частоту скольжения ω_{sy}) генератора и совпадение по фазе указанных ЭДС и напряжения в момент включения (замыкания контактов) выключателя Q синхронного генератора G . Они соответственно называются уравнивателем амплитуд напряжений *УА*, уравнивателем частоты скольжения ω_s с установленной *УЧС* (автоматическим ее регулятором) и собственно автоматическим синхронизатором *АС*.

Уравниватели амплитуд и частоты скольжения воздействуют на элементы изменения уставок *ЭИУ* автоматических регуляторов возбуждения *АРВ* и частоты вращения *АРЧВ* синхронного генератора.

Автоматический синхронизатор обеспечивает выполнение наиболее ответственной операции точной синхронизации — практического совпадения по фазе ЭДС генератора и напряжения на шинах электростанции в момент включения выключателя генератора и контролирует (измерительными органами *ИОА*, *ИОС*) разность амплитуд и отличие частоты скольжения от установленной. При допус-

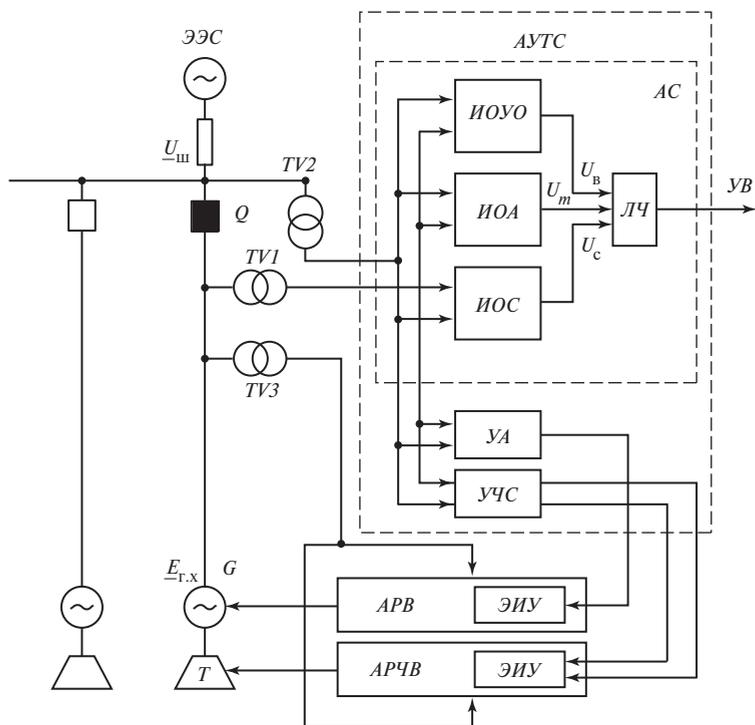


Рис. 1.12. Функциональная схема автоматического устройства точной синхронизации и его подключения

тимых их значениях он выдает в логическую часть ЛЧ сигналы U_m и U_c и формирует (сигналом U_B измерительного органа угла опережения ИОВО) управляющее воздействие UB на включение привода выключателя с опережением момента времени совпадения находящихся в относительном вращении векторов $\underline{E}_{г.х}$ и $\underline{U}_{ш}$ (см. рис. 1.9, б), т.е. при наличии между ними уменьшающегося угла сдвига по фазе — угла опережения $\delta_{оп}$.

Поэтому появившиеся исторически первыми автоматические синхронизаторы определяли заданный неизменный угол опережения и назывались автоматическими синхронизаторами с постоянным углом опережения (СПУО) $\delta_{оп} = const$. Однако угол опережения $\delta_{оп} = \omega_s t_B$ при постоянном времени включения выключателя t_B должен быть переменным, зависящим от ω_s .

При равномерном вращении генератора постоянным является время опережения $t_{оп}$, равное времени включения выключателя t_B . Поэтому современные автоматические синхронизаторы определяют момент включения привода выключателя по постоянному времени опережения $t_{оп} = const$ (СПВО).

При неравномерном, обычно равноускоренном, вращении турбины T и генератора G при их пуске угол опережения должен быть переменным. Поэтому последние разработки автоматического синхронизатора представляют собой специализированное аналоговое или цифровое вычислительное устройство, определяющее необходимый изменяющийся с изменением ω_s угол опережения $\delta_{оп}(\omega_s)$ в предположении равноускоренного (или равнозамедленного) вращения синхронного генератора, т.е. при постоянном ускорении $|\pm a_s| = const$ ротора генератора, — синхронизатор с вычисляемым углом опережения (СВУО).

Автоматические синхронизаторы выдают управляющее воздействие на включение выключателя синхронного генератора только в случае, если частота скольжения ω_s не превышает ограниченного их техническими возможностями или условиями успешности синхронизации (генератор после включения не выпадает из синхронизма) допустимого значения $\omega_{сд}$.

1.5.4. Автоматический синхронизатор с постоянным временем опережения

Как указывалось (см. п. 1.1.5), такой автоматический синхронизатор входит в состав находящихся в эксплуатации автоматических устройств точной синхронизации типов АСТ-4 и УБАС [2].

Синхронизатор использует информацию об угле сдвига фаз δ и разности частот ω_s на основе преобразований напряжения биения u_s (рис. 1.13), равного при $|\underline{E}_{г.х}| = |\underline{U}_{ш}| = E$ разности их мгновенных значений:

$$u_s = e_{г.х} - u_{ш} = E_m (\sin \omega_r t - \sin \omega_c t) = 2E \sin(\omega_s t / 2) \cos[(\omega_r + \omega_c) / 2] t, \quad (1.7)$$

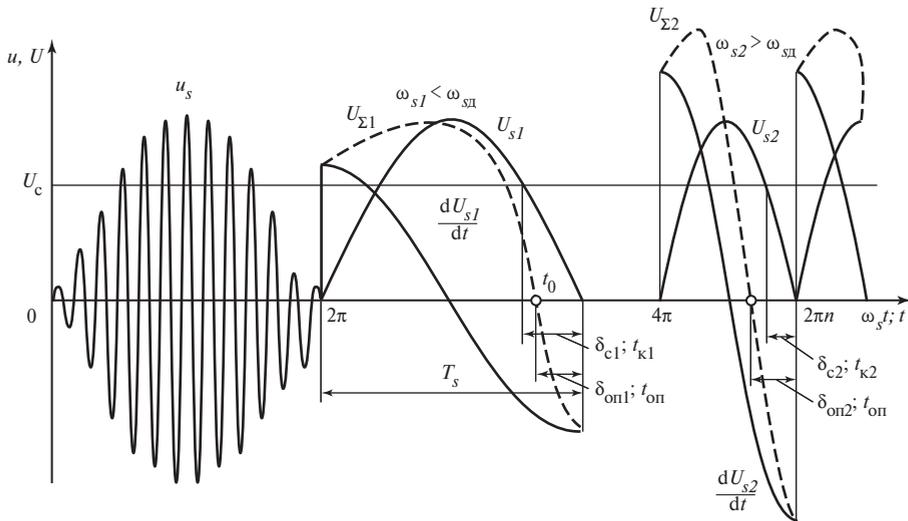


Рис. 1.13. Временные графики напряжений биения u_s , напряжения U_s , его производной и их суммы

в напряжение

$$U_s = 2E \sin(\omega_s t / 2), \quad (1.8)$$

форма кривой которого представляет собой огибающую амплитудных значений напряжения u_s .

Преобразование сводится к выпрямлению (выпрямитель VS на рис. 1.14) напряжения u_s и выделению частотным фильтром ZF нижних частот $\Phi Н Ч$ составляющей U_s , изменяющейся с разностью частот $\omega_s \ll (\omega_r + \omega_c)/2 \approx \omega_c$ (см. рис. 1.13).

Напряжение U_s снижается до нуля согласно (1.8) при $\omega_s t = 2\pi n$ в моменты времени nT_s совпадения по фазе $\underline{E}_{r.x}$ и $\underline{U}_ш$ (в конце каждого периода T_s биений). Для фиксирования постоянного времени опережения $t_{он} = \text{const}$ используется свойство суммы U_Σ напряжения U_s и его производной (дифференциатор AD и сумматор AW на рис. 1.14)

$$\frac{dU_s}{dt} = E\omega_s \cos(\omega_s t / 2). \quad (1.9)$$

Сумма напряжений проходит через нулевое значение с опережением оптимального для синхронизации момента nT_s снижения до нуля напряжения U_s на время $t_{он}$, не зависящее при ограниченных углах $\delta_{он} = \omega_s t_{он} < 2\pi/3$ от разности частот ω_s .

Суммарное напряжение (см. рис. 1.13) в момент времени $t_0 = T_s - t_{он}$

$$U_\Sigma = K_1 U_s + K_2 \frac{dU_s}{dt} = 2K_1 \sin(\omega_s t_0 / 2) + K_2 E \omega_s \cos(\omega_s t_0 / 2) = 0, \quad (1.10)$$

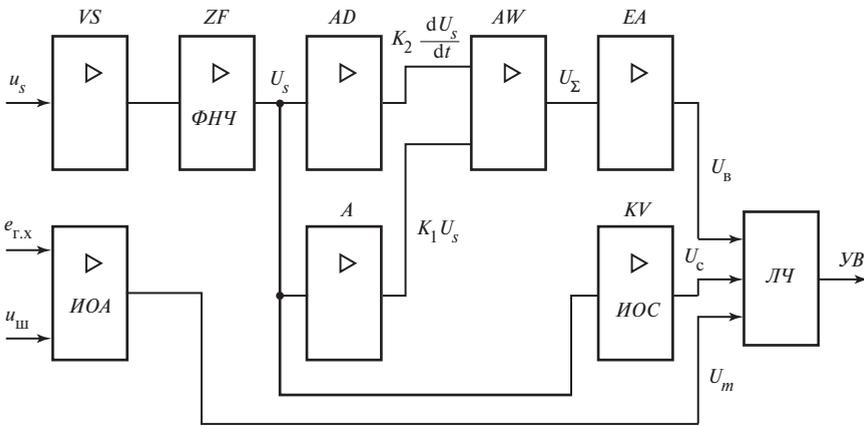


Рис. 1.14. Функциональная схема автоматического синхронизатора с постоянным временем опережения

где K_1, K_2 — коэффициенты передачи дифференциатора AD и усилителя A (см. рис. 1.14).

Поскольку $\omega_s T_s = 2\pi$, то при $t_{\text{оп}} = T_s - t_0$ согласно (1.10)

$$2K_1 \operatorname{tg}(\omega_s t_{\text{оп}}/2) = K_2 \omega_s. \quad (1.11)$$

При малых углах $\delta_{\text{оп}} = \omega_s t_{\text{оп}} \leq \pi/3$ функция $\operatorname{tg}(\delta_{\text{оп}}/2) \approx \delta_{\text{оп}}/2$. Поэтому в соответствии с (1.11)

$$t_{\text{оп}} = K_2/K_1 = \text{const}. \quad (1.12)$$

Таким образом, независимость времени опережения от ω_s обеспечивается, как и указывалось, лишь при ограниченных допустимых значениях ω_s , в частности при $t_{\text{оп}} = t_B = 0,3$ с, не превышающих

$$\omega_{\text{сд}} \leq (\pi/3)/0,3 \approx \pi \text{ рад/с} \sim 0,5 \text{ Гц}.$$

Дискретный сигнал на включение привода выключателя формируется компаратором EA (см. рис. 1.14) релейного действия, сравнивающим напряжение на выходе сумматора AW с нулевым значением (нуль-индикатором).

Сигнал превращается в управляющее воздействие UB на включение привода выключателя логической частью $ЛЧ$ при условии, что разность частот ω_s не превышает указанное допустимое значение $\omega_{\text{сд}}$, ограничиваемое измерительным органом скольжения $ИОС$. Он содержит измерительное реле минимального напряжения, фиксирующее допустимый угол опережения $\delta_{\text{оп.д}}$. Напряжение срабатывания реле

$$U_c = U_{ms} \sin(\delta_{\text{оп.д}}/2) = 2E \sin(\omega_{\text{сд}} t_B). \quad (1.13)$$

При $\omega_s < \omega_{\text{сд}}$ (см. рис. 1.13) угол опережения, определяемый синхронизатором, $\delta_{\text{оп1}} = \omega_{\text{с1}} t_B < \delta_{\text{оп.д}} = \omega_{\text{сд}} t_B$, поэтому по мере снижения напряжения U_s и угла δ пер-

вым (при δ_{c1}) срабатывает реле *ИОС* (сигнал U_c) и разрешает прохождение появляющегося позднее ($\delta_{оп1} < \delta_{c1}$) сигнала U_B компаратора *ЕА* через логическую часть *ЛЧ* (см. рис. 1.14). Если же $\omega_{s2} > \omega_{sd}$, то и угол $\delta_{оп2} > \delta_{оп.д}$, поэтому первым ($\delta_{оп2} > \delta_{c2}$) срабатывает компаратор *ЕА*, но его сигнал U_B не проходит на выход логической части. Происходит сопоставление постоянного времени опережения $t_{оп} = t_B$ с изменяющимся временем контроля частоты скольжения t_k (см. рис. 1.13)

Запрещение формирования управляющего воздействия на включение привода выключателя производится и от измерительного органа амплитуд *ИОА* (сигналом U_m) при недопустимой разности амплитуд $E_{г.х}$ и $U_{ш}$, поскольку рассмотренные соотношения, определяющие время опережения синхронизатора, справедливы только при равенстве амплитуд.

1.5.5. Микроэлектронный аналоговый автоматический синхронизатор

Разработанный более совершенный автоматический синхронизатор типа СА-1 с вычисляемым углом опережения устанавливает угол опережения в соответствии с соотношением для равноускоренного (равнозамедленного) вращения синхронного генератора, т.е. с учетом ускорения вращения генератора a_s :

$$\delta_{оп} = \omega_{s0} t_B \pm a_s (t_B^2 / 2). \quad (1.14)$$

Условие срабатывания синхронизатора

$$\delta + \delta_B = 2\pi \quad (1.15)$$

или

$$\delta + (d\delta/dt)t_B + [(d^2\delta/dt^2)t_B^2/2] = 2\pi. \quad (1.16)$$

Он содержит времяимпульсный преобразователь *ВИП* (рис. 1.15) угла сдвига фаз δ между $\underline{E}_{г.х}$ и $\underline{U}_{ш}$, *ФНЧ ZF*, выделяющий постоянную составляющую напряжения U_δ , пропорциональную углу δ , два дифференциатора *AD1*, *AD2* и сумматор-компаратор *WEA1*, сравнивающий согласно (1.16) напряжения

$$U_\delta + (d^2U_\delta/dt^2)T_1T_2 = -(dU/dt)T_1 + U_{\delta 0}, \quad (1.17)$$

где $T_1 = t_B$, $T_2 = t_B/2$ — постоянные времени дифференциаторов с передаточными функциями

$$H_1(p) = pT_1; H_2(p) = pT_2; \quad (1.18)$$

$U_{\delta 0}$ — напряжение на выходе *ZF* при углах $\delta = 0; 2\pi$.

Указанные элементы образуют измерительный орган угла опережения *ИОУО*, вычисляющий угол опережения $\delta_{оп}$ согласно (1.14) и формирующий дискретный потенциальный сигнал U_B на включение выключателя синхронного генератора. Автоматический синхронизатор содержит измерительные органы частоты сколь-

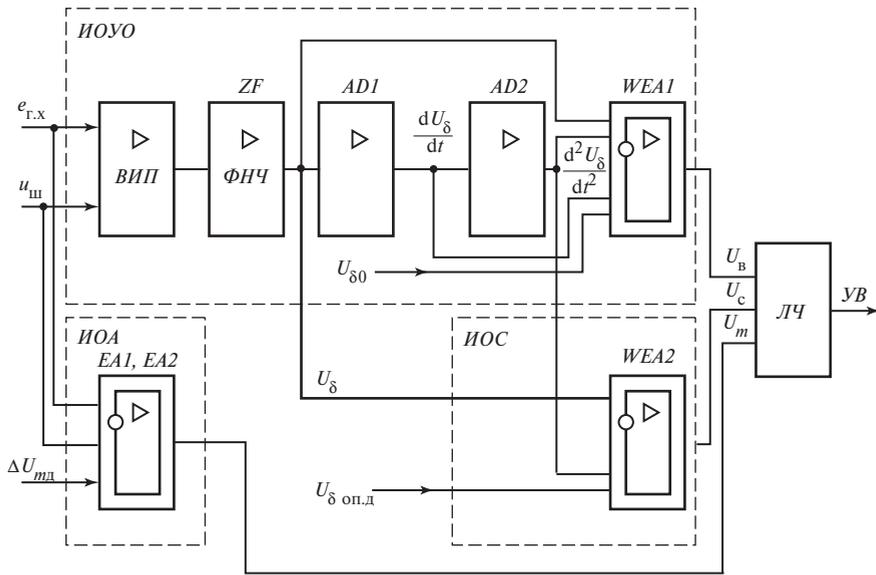


Рис. 1.15. Функциональная схема автоматического синхронизатора, вычисляющего угол опережения

жения *ИОС* (разности частот) и *ИОА* — разности амплитуд ЭДС генератора $E_{г.х}$ и напряжения на шинах электростанции $U_{ш}$.

Важной особенностью такого синхронизатора является ограничение угловой скорости скольжения максимально допустимым значением $\omega_{сд}$ в момент включения выключателя [2]. Для этого контролируется максимально допустимый угол опережения, вычисляемый по угловой скорости скольжения в момент срабатывания синхронизатора ω_{s0} и ускорению:

$$\left. \begin{aligned} \omega_{сд} &= \omega_{s0} \pm a_s t_B; \\ \delta_{оп.д} &= \omega_{сд} t_B \mp a_s (t_B^2 / 2). \end{aligned} \right\} \quad (1.19)$$

Указанная особенность синхронизатора, вычисляющего угол опережения $\delta_{оп}$ с учетом ускорения энергоагрегата, позволяет ему срабатывать при углах опережения, значительно больших допускаемых СПВО.

Его особенностями являются также высокая точность дифференцирования напряжения U_{δ} , его независимость от разности амплитуд и независимость рассмотренных соотношений от ω_s и $\delta_{оп}$.

Измерительный орган *ИОС* содержит элемент сравнения угла δ — компаратор напряжения U_{δ} и установленного напряжения

$$U_{\delta оп.д} \sim \omega_{сд} t_B, \quad (1.20)$$

скорректированного согласно (1.19) по ускорению скольжения a_s (сумматор-компаратор $WEA2$)

$$U_{\delta \text{ оп.д}} + (d^2 U_{\delta} / dt^2) t_B^2 / 2. \quad (1.21)$$

В измерительном органе $ИОА$ абсолютное значение разности амплитуд $|\Delta U_m|$ формируется на выходе диодного элемента сравнения непрерывного действия [8]: релейные компараторы $EA1$ и $EA2$ сравнивают его с установленным допустимым $\Delta U_{мд}$. Дискретный потенциальный сигнал U_m и сигналы U_c и U_B поступают в логическую часть $ЛЧ$ синхронизатора, которая разрешает формирование управляющего воздействия $УВ$ на включение выключателя.

Автоматический синхронизатор содержит и устройство уравнивания частоты скольжения $УЧС$ — ее «подгонки» до некоторого установленного значения $|\pm \omega_s|_y \neq \neq 0$, поскольку при $\omega_s = 0$ синхронизатор теряет информацию и функционировать не может (на рис. 1.15 не показано).

Автоматический синхронизатор типа СА-1 выполняется на интегральных микросхемах и состоит из нескольких конструктивных блоков, соответствующих отдельным платам печатного монтажа. Полные принципиальные схемы блоков приведены в [9]. Ниже описываются упрощенные функционально-принципиальные схемы измерительной части только собственно синхронизатора $АС$ (см. рис. 1.12).

Измерительный орган угла опережения. Времяимпульсный измерительный преобразователь $ВИП$ (рис. 1.16) угла сдвига фаз $\delta = \omega_s t$ между напряжением $U_{\text{ш}}$

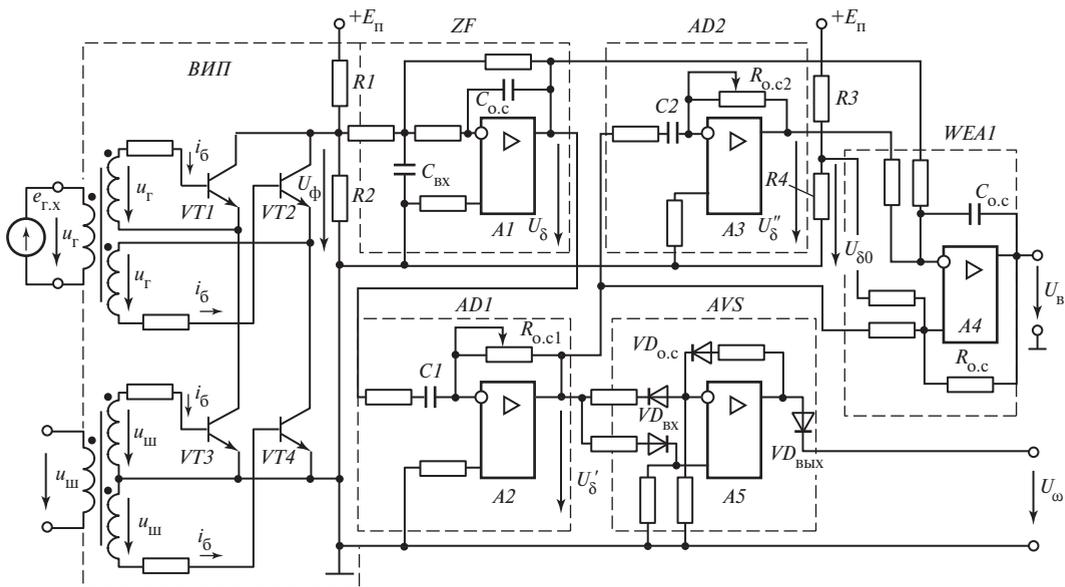


Рис. 1.16. Схема измерительного органа угла опережения (ИОУО)

на шинах электростанции и ЭДС синхронного генератора $\underline{E}_{г.х} = \underline{U}_г$ выполнен на транзисторных элементах несовпадения по знаку их мгновенных значений. При положительных или отрицательных напряжениях $u_{ш}$ и $u_г$ транзисторы $VT1$, $VT3$ или $VT2$, $VT4$ соответственно открыты токами базы $i_б$ и напряжение $U_ф$ на выходе $ВИП$ фазы практически отсутствует (определяется остаточным падением напряжения на переходах коллектор—эмиттер открытых транзисторов). В течение времени несовпадения $t_{нсп}$ (рис. 1.17) мгновенных значений напряжений $u_{ш}$ и $u_г$ один из двух указанных транзисторов, а именно $VT1$ или $VT4$ в положительные полупериоды напряжения $u_г$ либо $VT2$ или $VT3$ (см. рис. 1.16) в отрицательные его полупериоды, закрыт обратными напряжениями на их эмиттерных переходах. Напряжение $U_ф$ равно части ЭДС источника питания $E_п$, определяемой ее делителем на резисторах $R1$, $R2$. Таким образом, напряжение $U_ф$ представляет собой практически прямоугольные импульсы с изменяющейся длительностью $t_ф = t_{нсп} = \delta/\omega_c$, пропорциональной углу сдвига фаз δ (см. рис. 1.17, а).

Постоянная составляющая U_δ (см. рис. 1.17, б) времяимпульсного напряжения $U_ф$ пропорциональна углу $\delta = \omega_s t$ при стабильной ЭДС питания ($E_п = \text{const}$). Она выделяется высокочастотным инерционным (быстродействие ввиду относительно малой частоты скольжения ω_s не требуется) фильтром ZF нижних частот ФНЧ четвертого порядка в виде последовательно соединенных двух (на рис. 1.16 показана схема одного из них на усилителе $A1$) унифицированных активных ФНЧ второго порядка [8]. Минимальное напряжение (при углах $\delta = 0; 2n\pi$) $U_{\delta 0} = 0,5$ В, а максимальное (при углах $\delta = n\pi$) $U_\delta = 10,5$ В.

Активный дифференциатор $AD1$ (см. рис. 1.16) на интегральном операционном усилителе $A2$ в инвертирующем включении формирует сигнал в виде напряжения $U'_\delta = -T dU_\delta/dt$, моделирующего производную угла сдвига фаз δ — частоту скольжения синхронного генератора ω_s . Напряжение на выходе второго аналогичного активного дифференциатора $AD2$ на усилителе $A3$ отображает ускорение a_s вращения гидро- или турбогенератора $U''_\delta = T_1 T_2 d^2 U_\delta/dt^2$. Постоянные времени $T_1 = R_{o.c1} C_1$, $T_2 = R_{o.c2} C_2$ дифференциаторов устанавливаются дискретными изменениями сопротивлений резисторов обратной связи $R_{o.c1}$, $R_{o.c2}$.

Сумматор-компаратор $WEA1$ релейного действия на усилителе $A4$ (благодаря положительной обратной связи $R_{o.c}$) суммирует и сравнивает напряжения согласно равенству (1.17). При этом напряжение $U_{\delta 0}$ устанавливается делителем $E_п$ (резисторы $R3$, $R4$). В момент времени их равенства он выдает дискретный (единичный) сигнал $U_в$ (см. рис. 1.17, б), по которому при удовлетворении всех условий точной синхронизации формируется управляющее воздействие на вклю-

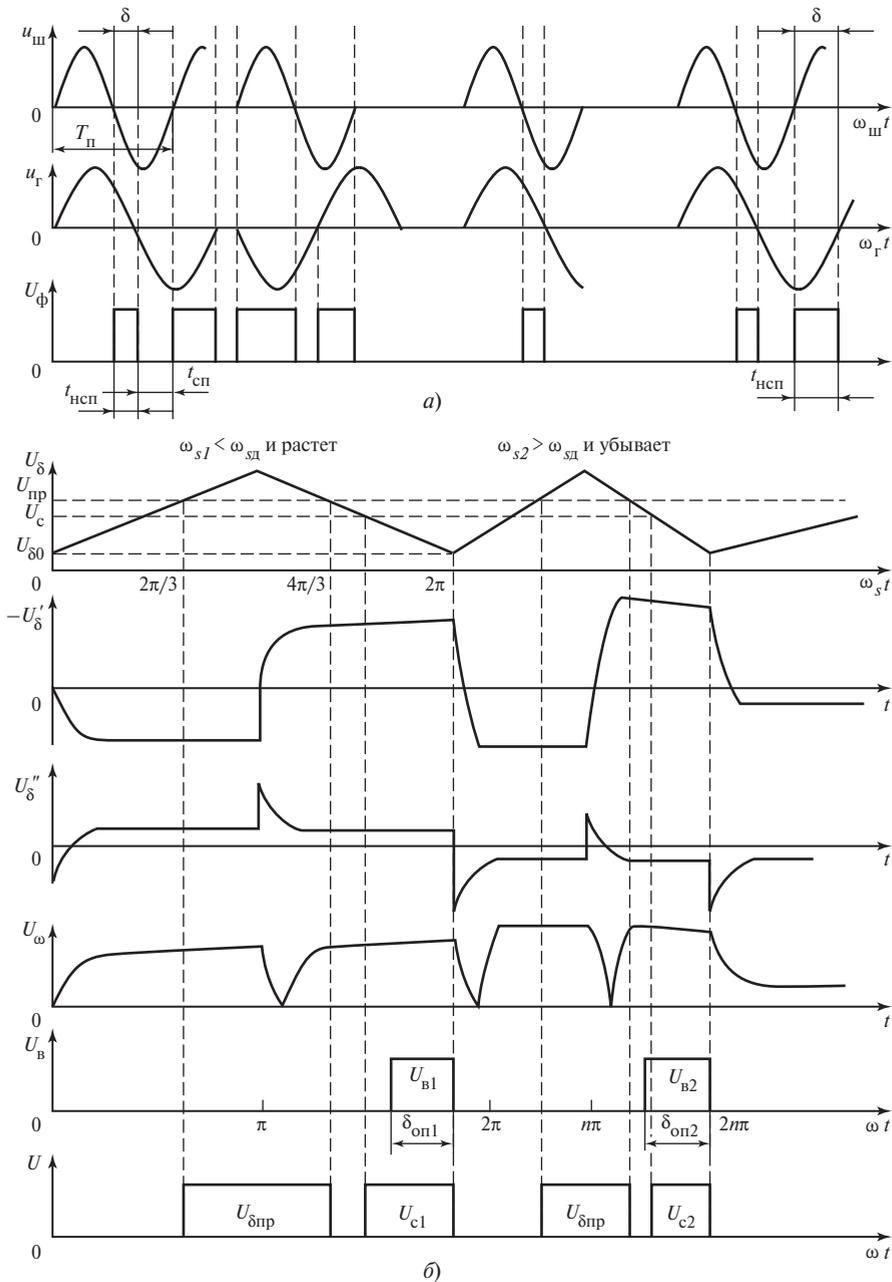


Рис. 1.17. Графики, иллюстрирующие формирование сигнала по углу сдвига фаз (а) и других сигналов (б) измерительным органом угла опережения

чение привода выключателя с опережением момента времени его включения (соединения силовых контактов) с вычисленным углом опережения $\delta_{оп}$.

Схема сумматора-компаратора *WEA1* (см. рис. 1.16) отличается от типовой схемы релейного компаратора [8] наличием гибкой отрицательной обратной связи (конденсатор $C_{о.с.}$), предотвращающей возможные ложные его срабатывания за счет некоторого замедления, что, как указывалось, допустимо для элементов синхронизатора как относительно медленно функционирующего.

Измерительный орган содержит активный выпрямитель *AVS* (усилитель *A5*, диоды $VD_{вх}$, $VD_{о.с.}$, $VD_{вых}$) напряжения U'_δ , выходное напряжение U_ω которого отображает абсолютное значение угловой частоты скольжения $|\pm \omega_s|$.

Временные графики на рис. 1.17 иллюстрируют действие измерительного органа, вычисляющего угол опережения синхронизатора.

Показаны графики:

мгновенных напряжений на шинах электростанции $u_{ш}$ и синхронного генератора u_r для трех разных углов сдвига фаз δ между ними, пропорциональных времени несовпадения $t_{нсп}$ их знаков или разности длительности половины периода $T_{п}$ изменения $u_{ш}$ и времени совпадения $t_{сп}$ их знаков;

сигнала U_ϕ , формируемого времяимпульсным преобразователем *ВИП* (см. рис. 1.16) *ИОУО* автоматического синхронизатора *АС* (см. рис. 1.12);

напряжения U_δ на выходе *ФНЧ*, пропорционального углу сдвига фаз δ ;

напряжений U'_δ и U''_δ , пропорциональных первой и второй производным по времени от U_δ ;

напряжения U_ω сигнала информации о разности частот ω_s ;

сигнала U_B , формируемого *ИОУО* автоматического синхронизатора и появляющегося в момент времени, определяемый вычисляемым углом опережения $\delta_{оп}$;

сигнала U_c на выходе *ИОС* синхронизатора *АС* (см. рис. 1.12);

напряжения $U_{\delta пр}$, ограничивающего предельный угол опережения $\delta_{пр}$.

Измерительный орган разности амплитуд содержит диодный элемент сравнения амплитуд напряжений $u_{ш}$ и u_r (трансформаторы *TVL1*, *TVL2*) в виде двух выпрямителей *VS1*, *VS2* и резисторов *R*, простейшие *RC*-частотные фильтры, выделяющие постоянные составляющие $U_{0ш}$, $U_{0г}$ выпрямленных напряжений и их разности $\Delta U_0 = U_{0ш} - U_{0г}$ (рис. 1.18, *a*). Релейность действия измерительного органа обеспечивается двумя компараторами *EA1*, *EA2*, выполненными на интегральных операционных усилителях в инвертирующем и дифференциальном включении соответственно, сравнивающими возможные разнополярные напряжения $\pm \Delta U_0$, пропорциональные разности амплитуд $\Delta U_m \sim U_{mш} - U_{mг}$ с допустимым значением их разности $\Delta U_{му}$, устанавливаемым делителем $E_{п}$ (резисторы *R1*, *R2*).

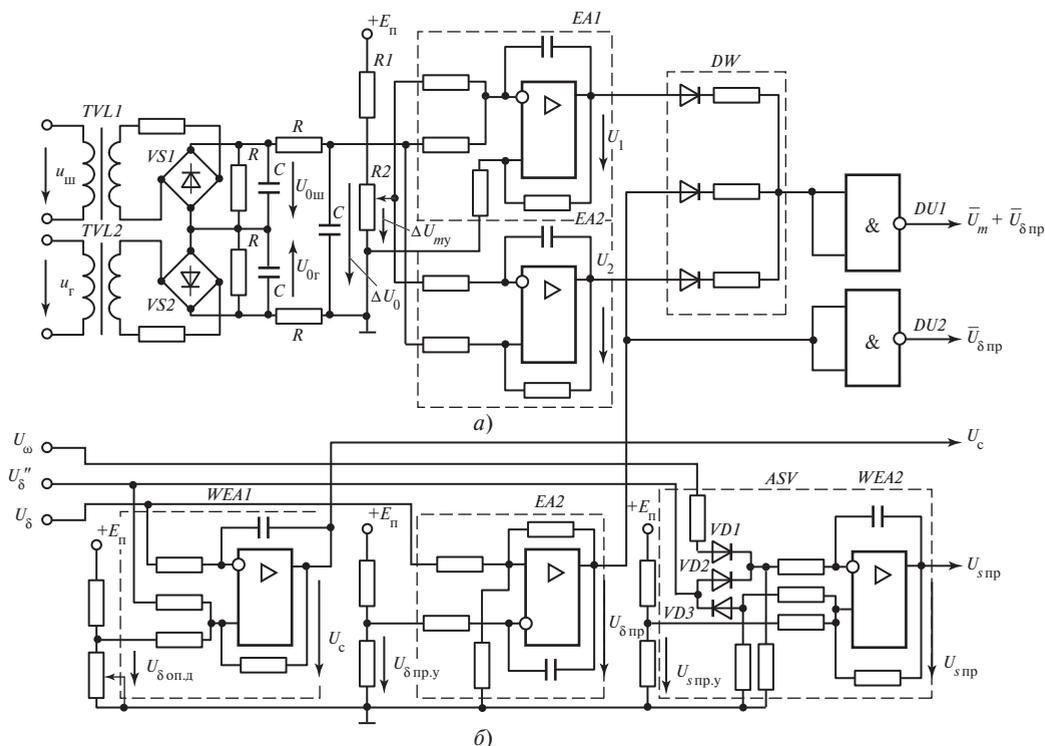


Рис. 1.18. Схемы измерительных органов разности амплитуд (а) и частоты скольжения (б)

Компаратор $EA1$ срабатывает при отрицательной $-\Delta U_0$, а $EA2$ — при положительной $+\Delta U_0$ разности амплитуд, превышающих по абсолютному значению допустимую $\Delta U_{\text{мы}}$. Их дискретные сигналы в виде положительных постоянных напряжений $U_1 = U_2 = E_{\text{п}}$, соответствующие логическим единицам, проходят через диодный логический элемент DW (ИЛИ) и после интегрального инвертора DUI (НЕ) превращаются в запрещающий сигнал \bar{U}_m , соответствующий логическому нулю. При разностях амплитуд, меньших допустимой, напряжения $U_1 = U_2 \approx -E_{\text{п}}$. Они не проходят через диодный элемент DW , поэтому на входе DUI напряжение отсутствует (логический нуль), а на выходе имеет место разрешающий единичный логический сигнал.

Измерительный орган частоты скольжения. На его входы (рис. 1.18, б) поступают сигналы с выхода измерительного органа угла опережения (см. рис. 1.16) в виде напряжений U_{δ} , U_{ω} и U_{δ}'' , моделирующих угол сдвига фаз между напряжениями $\underline{U}_{\text{ш}}$, \underline{U}_{r} , абсолютное значение частоты скольжения и ускорение вращения синхронного генератора соответственно.

Сумматор-компаратор *WEA1*, сравнивающий напряжение $U_\delta \sim \omega_s t$, поступающее на инвертирующий вход *ИОУ*, с суммой установленного напряжения $U_y = U_{\delta_{оп.д}}$, моделирующего максимально допустимый угол опережения, и напряжения U_δ'' , реализует соотношение (1.19), т.е. контролирует максимально допустимую частоту скольжения $\omega_{сд}$ в момент включения выключателя.

При $\omega_{сд} t_{оп} < (\omega_{s0} \pm a_s t_{оп})_д$ напряжение U_δ меньше суммы $U_y + U_\delta''$, на выходе *WEA1* положительное напряжение U_c есть сигнал, разрешающий через логическую часть (см. рис. 1.15) формирование воздействия на включение выключателя. При $\omega_s > \omega_{сд}$ напряжение U_δ превышает сумму $U_y + U_\delta''$, на выходе *WEA1* отрицательное напряжение есть запрещающий логический сигнал.

Сумматором-компаратором *WEA2* формируется еще один сигнал $U_{спр}$ запрета действия синхронизатора на включение выключателя по предельным абсолютным значениям частоты скольжения $f_{спр} = 1$ Гц и ускорения вращения гидро- или турбогенератора $a_{спр}$. Он производит сравнение напряжения $U_\omega \sim |\pm U_\delta'| \sim f_s$ (см. выпрямитель *ASV* на рис. 1.18) или $U_\delta'' \sim a_s$ с установленным напряжением $U_{спр.у}$, моделирующим $f_{спр}$ или $a_{спр}$. Благодаря диодам *VD1*, *VD2* на инвертирующий вход *ИОУ* поступает большее из указанных напряжений: U_ω или положительное U_δ'' (при положительном ускорении). При отрицательном ускорении (торможении синхронного генератора) напряжение U_δ'' меняет знак и через диод *VD3* поступает на неинвертирующий вход *ИОУ*, его абсолютное значение вычитается из напряжения $U_{спр.у}$.

Релейный элемент сравнения *EA2* напряжения U_δ с установленным напряжением $U_{\delta_{пр.у}} \sim |\pm 2\pi/3|$ запрещает положительным напряжением на его выходе $U_{\delta_{пр}}$ (см. рис. 1.18, б), возникающим при $U_{\delta_{пр}} > U_{\delta_{пр.у}}$, действие синхронизатора на включение выключателя при изменении угла сдвига фаз δ в диапазоне $2\pi/3 \div 4\pi/3$. Он ограничивает максимально возможный угол опережения $\delta_{оп.пр} = 2\pi/3$. Положительное напряжение $U_{\delta_{пр}}$ (логическая единица) поступает через диодный элемент *DW* на инвертор *DUI* и непосредственно на *DU2*, которые выдают логические нули \bar{U}_m , $\bar{U}_{\delta_{пр}}$ в логическую часть (см. рис. 1.15) автоматического синхронизатора.

Логическая часть синхронизатора обеспечивает его действие при отсутствии запрещающих (нулевых) сигналов $\bar{U}_m \sim 0$, $\bar{U}_{\delta_{пр}} \sim 0$, $U_{спр} \sim 0$, т.е. разрешающих единичных сигналов $U_m \sim 1$, $U_{\delta_{пр}} \sim 1$, $U_{спр} \sim 1$ (см. рис. 1.15).

Как современное микроэлектронное устройство логическая часть выполняет функции диагностики автоматического синхронизатора и индикации ее результатов [9].

Уравнитель частоты скольжения с установленной *УЧС* (см. рис. 1.12) представляет собой довольно сложный аналоговый позиционный ее регулятор [3].

Уравнитель амплитуд *УА* (см. рис. 1.12) в аналоговом автоматическом синхронизаторе СА-1 не предусмотрен [9].

1.5.6. Микропроцессорные автоматические синхронизаторы

1.5.6.1. Микропроцессорные автоматические синхронизаторы «СПРИНТ-М»

Функциональная схема. Основной — вычислительной — частью *ВЧ* (рис. 1.19, *а*) автоматического устройства точной синхронизации (*УАТС*, см. рис. 1.12) типа «СПРИНТ-М» является собственно автоматический синхронизатор *АС*. Первая его модификация [10] содержит и уравнитель частоты скольжения генератора ω_s с установленной ω_{sy} (ее автоматический регулятор) *УЧС*, а вторая «СПРИНТ-М2» снабжена и уравнителем амплитуды *УА* — напряжения генератора U_r (его ЭДС холостого хода $E_{r,x}$) с амплитудой напряжения на шинах электростанции $U_{ш}$.

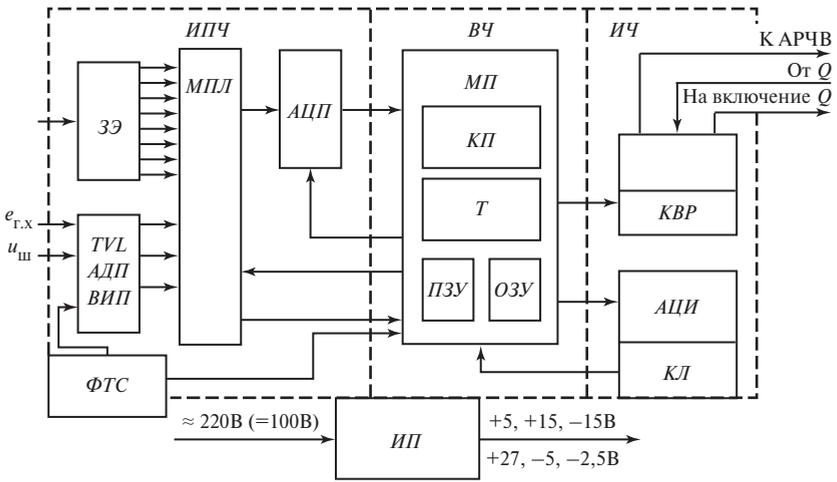
Первая модификация функционирует на микропроцессоре *МП* (рис. 1.19, *а*) K1810BM88, а вторая — на микропроцессоре TN80C196KC20, представляющих собой, по существу, однокристалльные ЭВМ с оперативным *ОЗУ* и постоянным *ПЗУ* запоминающими устройствами, контроллером прерываний *КП* и таймером *T*.

Измерительно-преобразовательная часть *ИПЧ* содержит: вторичные измерительные трансформаторы *ТVL* напряжений $U_r = E_{r,x}$ и $U_{ш}$; аналого-дискретные преобразователи *АДП* синусоидальных напряжений в прямоугольные импульсы длительностями, равными полупериодам изменений напряжений U_r и $U_{ш}$, и времяимпульсный преобразователь *ВИП*; аналоговый переключатель — мультиплексор *МПЛ*, подключающий к *АЦП* цепи аналоговых сигналов; задающий (установочный) элемент *ЗЭ* и формирователь тестовых сигналов *ФТС*.

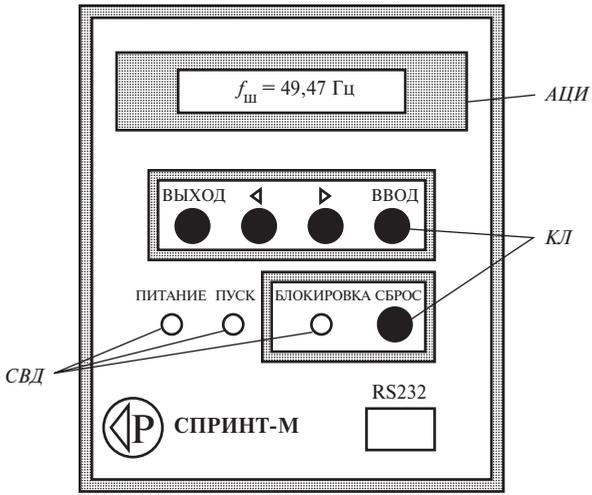
Комплект выходных электромагнитных реле *КВР*, формирующих времяимпульсные воздействия на электродвигательные элементы изменения уставок (задающие элементы) *АРЧВ* турбины и *АРВ* синхронного генератора и дискретные воздействия на включение выключателя *Q* генератора, алфавитно-цифровой индикатор *АЦИ* и клавиатура *КЛ* образуют исполнительную часть *ИЧ*.

Бестрансформаторный источник питания *ИП* может подключаться к источнику переменного или постоянного напряжения.

Выполнение и установка. Автоматическое устройство точной синхронизации (*УАТС*) типа «СПРИНТ-М» размещается в плоском металлическом каркасе со съемными боковыми крышками, в котором расположены унифицированные конструктивные блоки — модули микропроцессора *МП*, ввода информации и вывода управляющих воздействий и модуль источника питания *ИП*, соединенные плоскими шинами между собой и с разъемами, расположенными на торцах модуля для подключения к внешним цепям. Передняя панель каркаса (рис. 1.19, *б*) представляет собой модуль клавиатуры и индикации, в котором расположены



а)



б)

Рис. 1.19. Функциональная схема (а) и внешний вид (б) микропроцессорного автоматического синхронизатора «СПРИНТ-М»

жидкокристаллический алфавитно-цифровой индикатор АЦИ и клавиатура КЛ диалогового режима. На лицевой панели находятся светодиоды СВД сигнализации и разъем типа RS232 для подключения ПЭВМ при настройке АС, УЧС и УА — изменения уставок АУТС:

времени опережения $t_{оп1}, t_{оп2}, t_{оп3}$ в пределах $t_{оп} = 0,1 \div 1,0$ с;

максимально допустимой частоты скольжения (рис. 1.20, а)

$$f_s \max \leq \delta_{оп.д} / (2\pi t_{оп}),$$

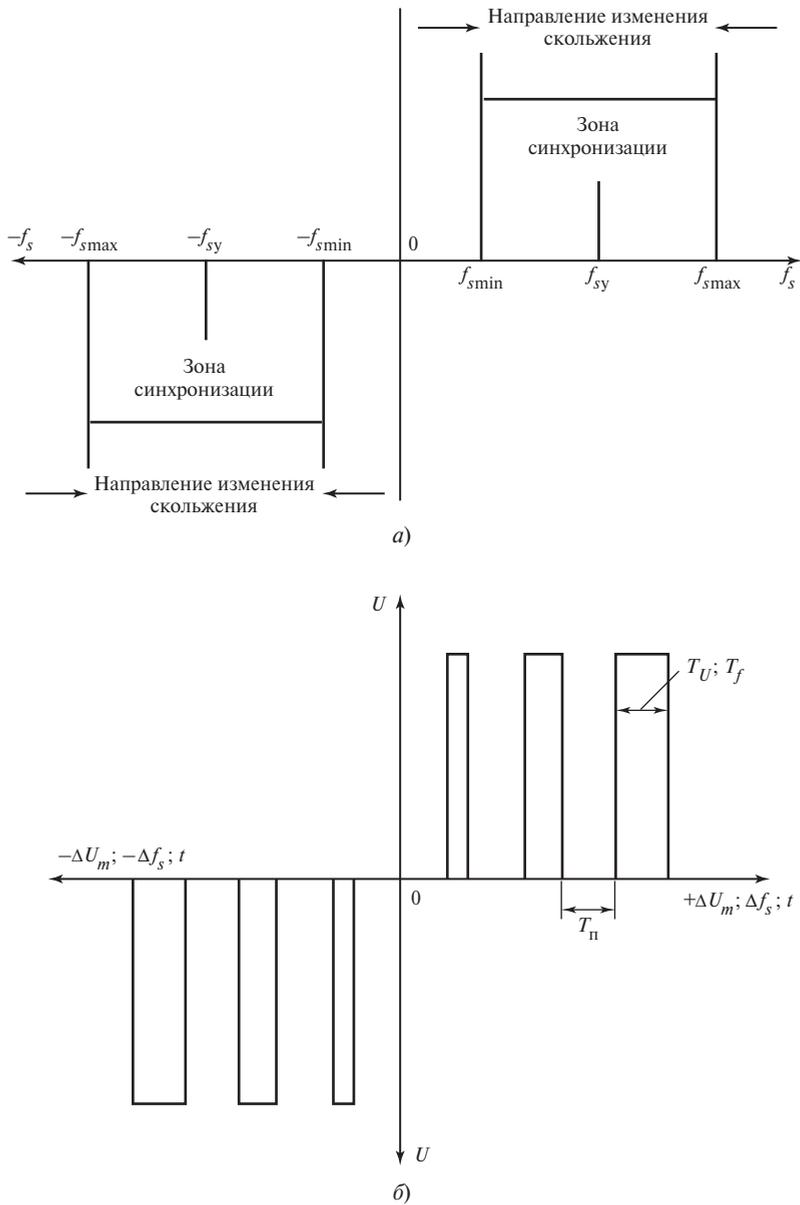


Рис. 1.20. Разности частот (частоты скольжения) зон синхронизации (а) и длительности импульсов T_U и T_f выходных напряжений U уравнивателя амплитуд и уравнивателя частоты скольжения в зависимости от разности амплитуд ΔU_m напряжений генератора U_r и шин электростанции $U_{ш}$ и от разности частот Δf_s (б)

где $\delta_{\text{оп.д}}$ — допускаемый АС угол опережения $\delta_{\text{оп.д}} = 2\pi/3$;

максимально допустимой относительной разности действующих значений напряжений генератора и шин электростанции $\Delta U_{\text{max}} = 0,01 \div 0,02$;

длительности импульсного воздействия на включение выключателя $T_{\text{н}} = 0,1 \div 1,0$ с;

длительностей импульсов T_U, T_f и паузы между времяимпульсными воздействиями на АРВ генератора и АРЧВ турбины (рис. 1.20, б);

коэффициентов пропорциональности k_U, k_f длительностей времяимпульсных воздействий от разности амплитуд ΔU_m и отклонения частоты скольжения Δf_s от установленной $\Delta f_s = f_s - |\pm f_{\text{sy}}|$ (см. рис. 1.20, а);

минимальной и максимальной частоты скольжения $f_{s \text{ min}}$ и $f_{s \text{ max}}$, при которых разрешается синхронизация;

установленной частоты скольжения (см. рис. 1.20, а)

$$f_{\text{sy}} = (f_{s \text{ max}} - f_{s \text{ min}}) / 2,$$

где обычно $f_{s \text{ min}} = f_{s \text{ max}} / 5$;

максимального времени синхронизации T_{max} и др.

Принцип действия синхронизатора. Автоматический синхронизатор использует информацию непосредственно о текущем угле сдвига фаз δ между напряжениями $\underline{U}_Г$ и $\underline{U}_Ш$. Из напряжений $u_Г$ и $u_Ш$ формируются сигналы в виде последовательностей прямоугольных импульсов (меандров) постоянных напряжений компаратора АДП $U_{\text{к.ш}}$ и $U_{\text{к.г}}$ длительностями, равными половинам периодов синхронной частоты T_c и частоты напряжения генератора $T_Г$ (см. рис. 1.22). По ним формируется времяимпульсный сигнал фазы $U_{\text{и.ф}}$ длительностью, равной времени несовпадения $t_{\text{нсп}}$ мгновенных значений напряжений $u_Г$ и $u_Ш$ по знаку и пропорциональной углу сдвига фаз между ними. Времяимпульсный сигнал преобразуется в двоичный код.

Из цифрового сигнала об угле сдвига фаз численным дифференцированием формируются сигналы информации о частоте скольжения синхронного генератора $\omega_s(nT)$ и ускорения $a_s(nT)$ его вращения.

Угол опережения $\delta_{\text{оп}}(nT)$ вычисляется по уравнению (1.14) равнопеременного вращения генератора при его подготовке к включению на параллельную работу.

Автоматический синхронизатор клавиатурой может устанавливаться в следующие режимы (рис. 1.21):

КОНТРОЛЬ всех подводимых к устройству сигналов с непосредственным отображением текущих значений контролируемых величин;

УСТАВКИ, в режиме производятся ввод или изменения установленных значений контролируемых величин — уставок АС-М;

АРХИВ СОБЫТИЙ — просмотр всех зафиксированных в памяти микропроцессора параметров последних 10 процессов синхронизации;

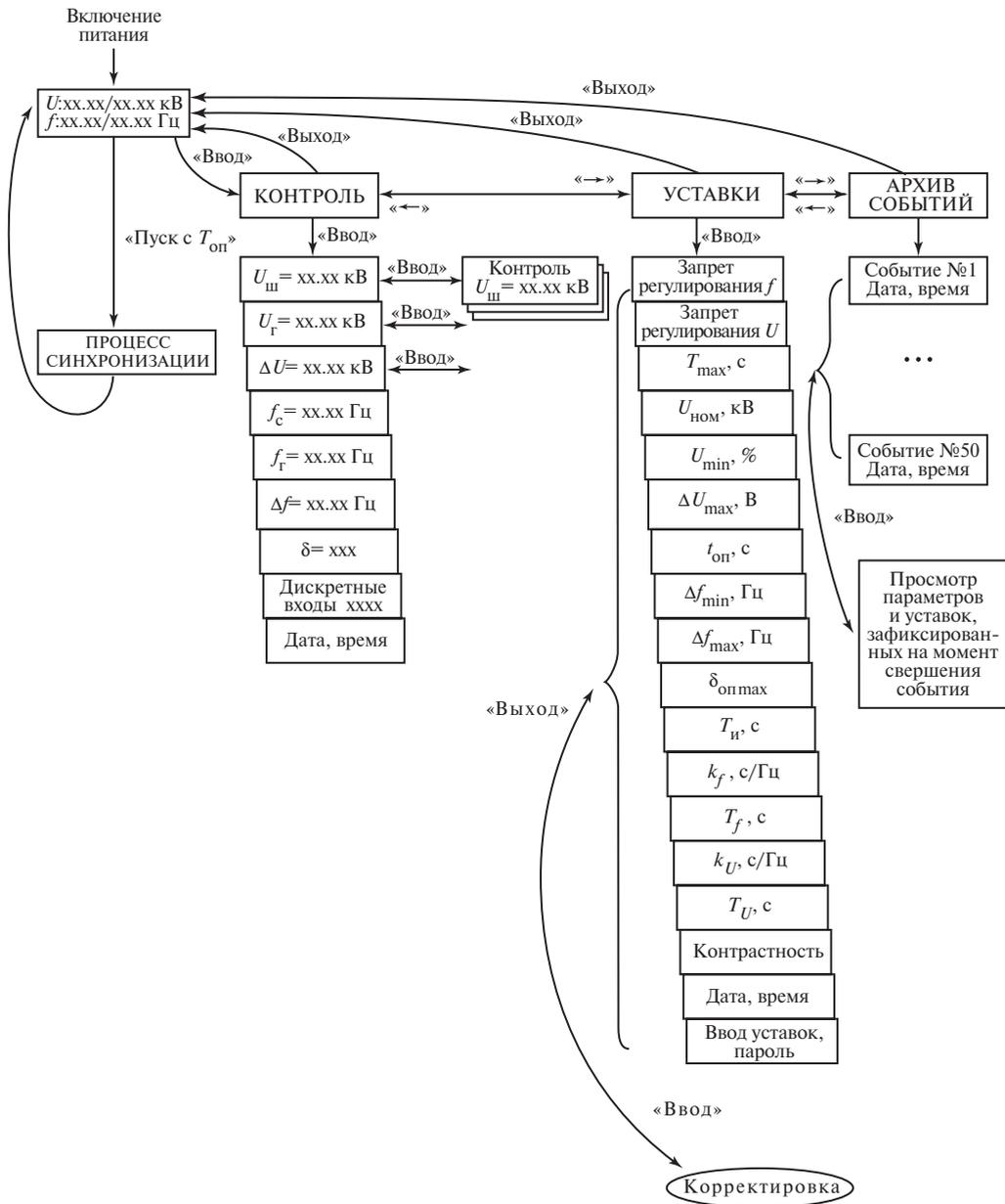


Рис. 1.21. Структура диалога устройства «СПРИНТ-М2»:

1. Переход на нижестоящий уровень производится нажатием кнопки «Ввод». 2. Подтверждение выбора индицируемого действия или корректируемого параметра осуществляется нажатием кнопки «Ввод». 3. Циклический перебор состояний в пределах выбранного уровня или параметров в пределах выбранной группы производится кнопками «←» и «→». 4. Переход на вышестоящий уровень диалога осуществляется нажатием кнопки «Выход».

ПРОЦЕСС СИНХРОНИЗАЦИИ, при котором собственно и производится автоматическая синхронизация генератора.

Первые три режима — диалоговые, устанавливаются кнопками клавиатуры «Ввод» и «Выход». Затем кнопками, обозначенными стрелками (см. рис. 1.19, б), последовательно вызываются на индикатор значения уставок или контролируемых сигналов (см. рис. 1.21).

После ввода уставок, контроля входных сигналов и включения питания автоматически производится тестовый контроль, и при его успешности на экране индикатора появляется сигнал «Готов к работе».

Действие синхронизатора. В режим ПРОЦЕСС СИНХРОНИЗАЦИИ синхронизатор вводится внешним дискретным сигналом «Пуск с $T_{оп}$ ». При несоответствующей установленной разности действующих значений напряжений ΔU_{max} или частоте скольжения $f_s > |\pm 5|$ Гц на экране появляется надпись «Запрет синхронизации» и включается светодиод «Блокировка» (см. рис. 1.19, б), а при ее возможности на экране высвечивается сигнал «Синхронизация».

Начинаются процессы уравнивания амплитуд напряжений U_r и $U_{ш}$ и частоты скольжения f_s с установленной f_{sy} (см. рис. 1.20, а), сопровождаемые надписями «Увеличить U_r », «Увеличить f_s » или «Уменьшить U_r », «Уменьшить f_s »: функционируют уравниватели амплитуд $УА$ и разности частот $УЧС$ (см. рис. 1.12). Они формируют времяимпульсные воздействия на элементы изменения уставок регуляторов возбуждения генератора АРВ и частоты вращения турбины АРЧВ.

На верхней строке двухстрочного АЦИ выводится направление изменения частоты, а на нижней — направление изменения напряжения. При этом вычисляется действующее значение напряжения синхронного генератора как квадратный корень из суммы квадратов 12 дискретных мгновенных значений. Частота вращения турбины вычисляется по частоте напряжения возбужденного синхронного генератора или измерительного тахогенератора либо по импульсным сигналам электромагнитного датчика частоты вращения, расположенного на статоре у вала генератора и возбуждаемого вращающимся якорем, установленным на валу турбины (так называемой «звездочкой»).

После сближения амплитуд и достаточного приближения частоты скольжения к f_{sy} формируется управляющее воздействие $U_{у.в}$ длительностью T_n (рис. 1.22) на включение выключателя синхронного генератора Q (см. рис. 1.12).

После завершения процесса синхронизации в энергонезависимой памяти ОЗУ фиксируются угол опережения $\delta_{оп}$ и угол включения δ_v (угол сдвига фаз между ЭДС $\underline{E}_{г.х}$ и напряжением $\underline{U}_{ш}$ в момент замыкания контактов выключателя — момент включения генератора), их действующие значения $E_{г.х}$ и $U_{ш}$, частоты f_r и f_c , время включения выключателя. Если синхронизация не производится за время меньше установленного T_{max} , то сигнал «Пуск с $T_{оп}$ » вводится повторно.

Особенностью АУТС типа «СПРИНТ-М2» является возможность синхронизации гидрогенератора при его частотном пуске в режим синхронного компенсатора на

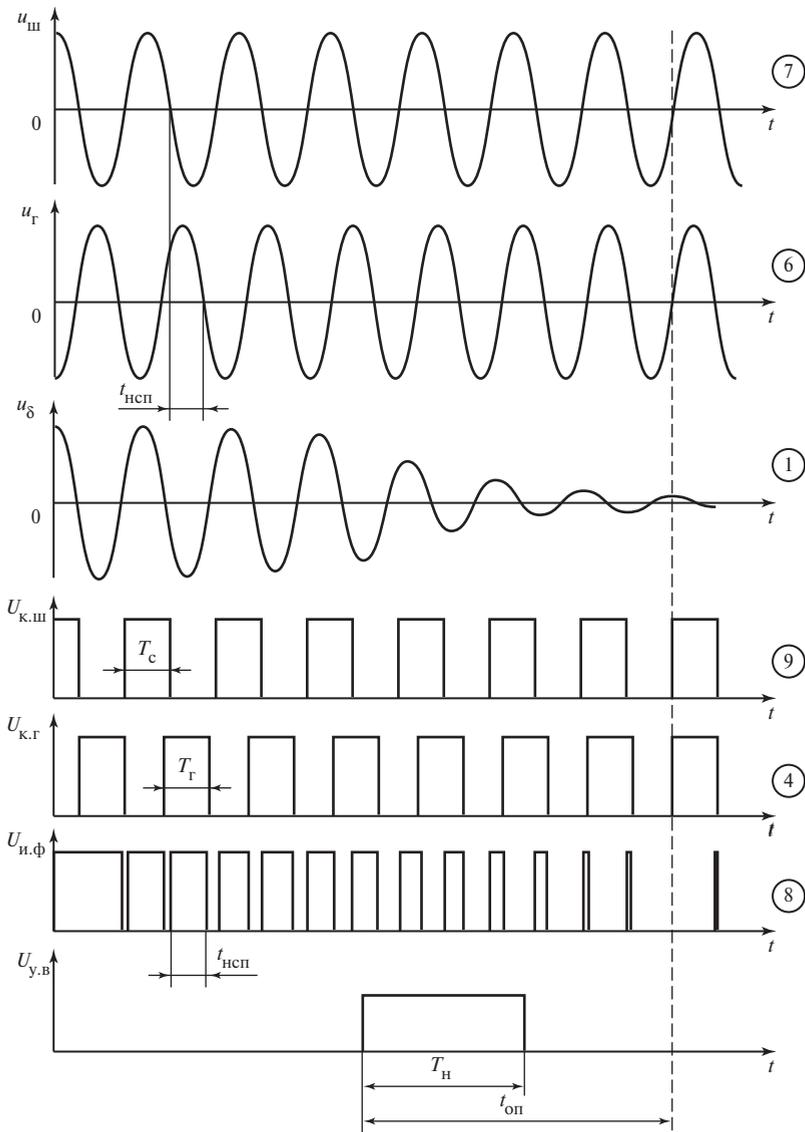


Рис. 1.22. Осциллограммы сигналов, выведенных на контрольный разъем модуля МП (в кружочке указан номер контакта разъема), и управляющего воздействия на включение выключателя генератора

его выбеге [11]. При этом генератор разгоняется до частоты вращения, превышающей номинальную, и отключается. Синхронизатор формирует управляющее воздействие на его включение после снижения частоты скольжения до установленной f_{sy} (см. рис. 1.20, а).

Проверка, подключение, настройка и работа синхронизатора. Перед установкой АУТС для его эксплуатации рекомендуется произвести проверку его действия и технических характеристик в электролаборатории электростанции. Питание устройства осуществляется от сети переменного напряжения 220 В или от аккумуляторной батареи электростанции, подключение к которой рекомендуется производить через RC -фильтр нижних частот ($R = 200 \div 500$ Ом; $C = 50 \div 100$ мкФ) для предотвращения воздействия пульсаций напряжения во время подзарядки батареи.

После включения питания автоматически производится тестовый контроль и высвечивается, как указывалось, сигнал «Готов».

Информация о настройке АУТС типа «СПРИНТ-М2» содержится в его паспорте [11].

Присоединение автоматического устройства точной синхронизации к переменным напряжениям соответственно $U_{\text{ш}}$ и $U_{\text{Г}}$ производится согласно схеме его подключения, приведенной в паспорте [11], а на рис. 1.22 обозначены номера зажимов контрольного разъема модуля $МП$, к которым подведены: напряжения $u_{\text{ш}}$ (7) и $u_{\text{Г}}$ (6); сформированные из них АДП напряжения с прямоугольной формой (меандры) $U_{\text{к.ш}}$, $U_{\text{к.Г}}$ — (9) и (4) соответственно; напряжения $U_{\text{и.ф}}$ времяимпульсного преобразователя (8) и напряжения биений $u_{\delta} = u_{\text{ш}} - u_{\text{Г}}$ (1) при правильном подключении; показано и дискретное управляющее воздействие $U_{\text{у.в}}$ длительностью $T_{\text{и}}$ на включение генератора.

1.5.6.2. Автоматические синхронизаторы типа АС-М

Микропроцессорные автоматические устройства точной синхронизации — синхронизаторы АС-М1 и АС-М2, разработанные и выпускаемые ГУП ВЭИ, содержат все три функциональные части (см. рис. 1.12):

собственно автоматический синхронизатор АС;

уравнитель амплитуд ЭДС синхронного генератора и напряжения шин электростанции УА (автоматический регулятор уставки АРВ);

автоматический регулятор разности частот — уравнитель частоты скольжения УЧС с установленной частотой.

Функциональная схема. Основная — вычислительная ВЧ — функциональная часть синхронизатора АС-М1 реализована на однокристалльной микроЭВМ (ОЭВМ) типа КМ1816ВЕ5, а синхронизатора АС-М2 — на микроконтроллере МК типа SAB-C167-CR-LM фирмы Siemens.

Тактовый генератор ОЭВМ (рис. 1.23) частотой 11 МГц стабилизирован кварцевым резонатором КР. МикроЭВМ с регистраторами адреса РА и данных РД связана с измерительно-преобразовательной ИПЧ и исполнительной ИЧ функциональными частями одноименными шинами ША и ШД. Вычислительная часть выполняет цифровое измерительное преобразование амплитуд и частот ЭДС генератора $\underline{E}_{\text{Г.Х}}$ и напряжения на шинах электростанции $\underline{U}_{\text{ш}}$ (см. рис. 1.12); угла сдвига фаз δ между ними и вычисляет их разности; угла опережения $\delta_{\text{оп}}$ синхронизатора

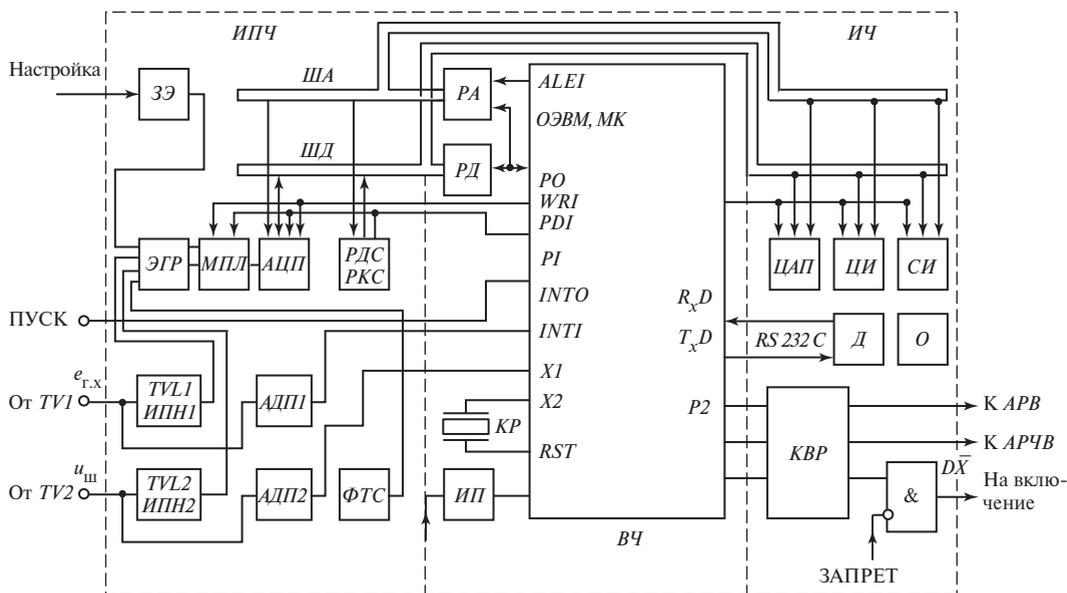


Рис. 1.23. Структурная схема микропроцессорных автоматических синхронизаторов АС-М

по уравнению (1.14) равнопеременного вращения генератора и длительности времяимпульсных воздействий на $АРЧ$ и $АРЧВ$ при его подготовке к включению на параллельную работу (см. рис. 1.20, б).

Управление ЭВМ или микроконтроллером $МК$ производится сигналами от измерительно-преобразовательной части $ИПЧ$, которая выполняет предварительную обработку аналоговых входных сигналов — вторичных (на выходах $TV1$, $TV2$) ЭДС генератора $e_{г.х}$ и напряжения на шинах электростанции $u_{ш}$ с изменяющимися информационными параметрами: амплитудой, частотой и фазой.

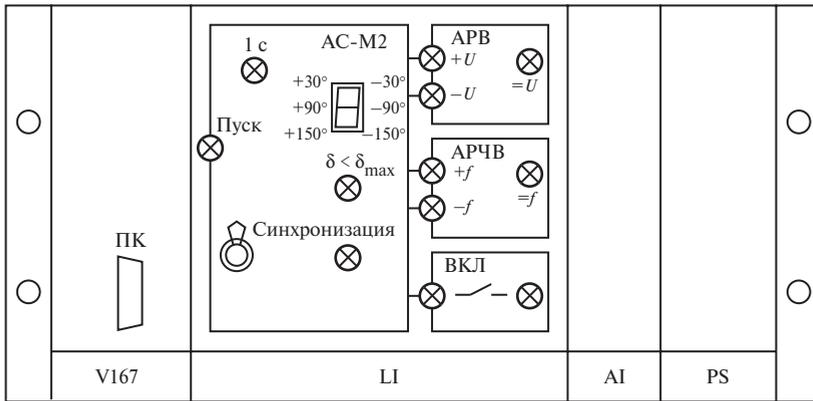
Измерительно-преобразовательная часть синхронизатора $ИПЧ$ содержит вторичные активные [8] измерительные трансформаторы $TVL1$ и $TVL2$ и аналоговые измерительные преобразователи напряжений (выпрямители) $ИПН1$ и $ИПН2$ с активными фильтрами нижних частот в непрерывные сигналы; аналого-дискретные преобразователи $АДП1$ и $АДП2$, формирующие времяимпульсные сигналы длительностями, равными половинам периодов промышленной частоты $T_{п}$ и частоты ЭДС синхронного генератора $T_{г}$; регистр $РДС$ входных дискретных сигналов; элементы настройки синхронизатора (задающие элементы) $ЗЭ$ и формирователи тестового сигнала $ФТС$.

Входящий в состав $ИПЧ$ аналого-цифровой преобразователь $АЦП$ типа $K1113ПА1$ с коммутатором входных аналоговых сигналов — мультиплексором $МПЛ$ электрически отделен от аналоговых сигналов (развязан) оптронными элементами гальванической развязки $ЭГР$.

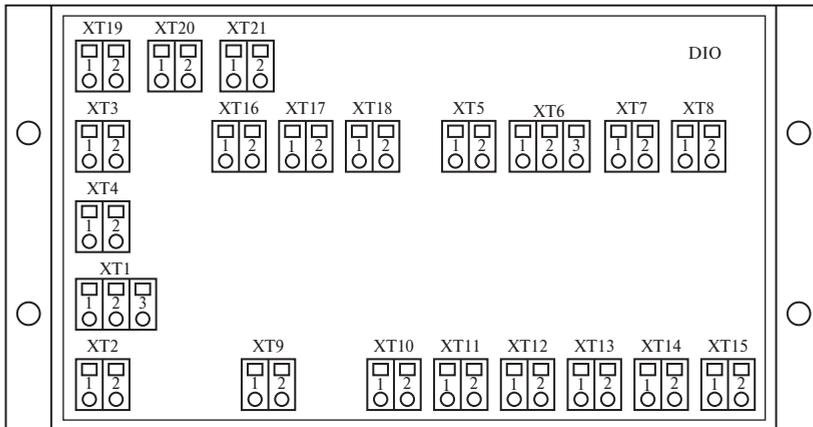
Автоматический синхронизатор АС-М2 имеет чисто аппаратную измерительно-преобразовательную часть, поскольку АЦП входит в состав микроконтроллера. Она представлена в виде отдельного конструктивного блока или платы (ячейки), обозначенной разработчиками на внешней панели синхронизатора (рис. 1.24) как АІ. В ней расположен и элемент $D\bar{X}$ запрета несинхронного включения генератора (см. рис. 1.23).

Вычислительная часть представлена ячейкой V167, в которой расположен микроконтроллер с разъемом для подключения ПЭВМ (персонального компьютера ПК).

На панели индикации LI расположен семисегментный [8] цифровой индикатор, функционирующий в процессе синхронизации аналогично синхроскопу с дис-



а)



б)

Рис. 1.24. Внешний вид синхронизатора АС-М2 спереди (а) и сзади (б)

кредной индикацией угла сдвига фаз $\delta = (\underline{E}_{г.х}, \hat{\underline{U}}_{ш})$ и отображающий коды неисправностей, обнаруживаемых при самодиагностике. Светодиоды сигнализируют: пуск синхронизатора, процесс синхронизации и его время, угол $\delta < \delta_{\max}$, времяимпульсные воздействия $\pm T_U, \pm T_f$ синхронизатора на *АРВ* и *АРЧВ* для выравнивания с допустимой погрешностью абсолютных значений ЭДС генератора и напряжения шин электростанции и наступления установленной разности их частот (скольжения генератора) f_{sy} и воздействие на включение выключателя синхронного генератора.

В исполнительную часть синхронизатора *ИЧ* входят комплект электромагнитных реле *КВР* с герметизированными контактами (герконов) и логический элемент $D\bar{X}$ — ЗАПРЕТ несинхронного включения генератора при $\delta > \delta_{\max}$ или $\omega_s > \omega_{s\max} = 5$ Гц. К ней относятся и элементы отображения информации: цифровой индикатор *ЦИ* угла сдвига фаз δ между $\underline{E}_{г.х}$ и $\underline{U}_{ш}$ и другой информации, табло светодиодных индикаторов *СИ*, дисплей *Д* персональной ЭВМ, цифроаналоговый преобразователь *ЦАП* типа КР572ПА1 и подключенный к АС-М1 осциллограф *О* (см. рис. 1.23).

Исполнительная часть АС-М2 размещена на плате DIO (см. рис. 1.24, б); на рисунке показаны все зажимы для подключения синхронизатора. Панель PS (см. рис. 1.24, а) является источником питания *ИП* синхронизатора.

Действие синхронизаторов. Синхронизаторы функционируют на основе времяимпульсного преобразования частот ЭДС генератора и напряжения шин электростанции и угла сдвига фаз между ними [11]. На рис. 1.25, а приведена схема измерительного преобразования частот f_g инверсной ЭДС $e_{г.х}$ и $f_{ш}$ напряжения $u_{ш}$ и вычисления их разности: $\Delta f = f_{ш} - f_g$. На рис. 1.25, б изображены графики, иллюстрирующие ее действие. Аналого-дискретные преобразователи *АДП1*, *АДП2* инверсной ЭДС генератора $e_{г.х}$ и напряжения шин $u_{ш}$ формируют времяимпульсные сигналы U_{f_g} и $U_{f_{ш}}$ и импульсы запуска u_s и останова u_R счетчиков *СТ1*, *СТ2*, импульсов $u_{и}$, следующих от генератора *G* с частотой 1,25 МГц. Количество зафиксированных счетчиками импульсов (на рис. 1.25, б не показаны) в течение времяимпульсных сигналов, например $N_{ш}$, отображает длительности периодов ЭДС генератора T_g и напряжения шин электростанции $T_{ш}$. Операциями $1/T_g$ и $1/T_{ш}$ вычисляются их частоты f_g и $f_{ш}$, а операцией вычитания *SM* формируется цифровой сигнал $U_{ц\Delta f}$ информации о частоте скольжения генератора $\Delta f = f_s$.

Инверсия ЭДС генератора используется для формирования сигнала информации об угле сдвига фаз $\delta = (\underline{E}_{г.х}, \hat{\underline{U}}_{ш})$, пропорционального времени совпадения $t_{сп}$ по знаку мгновенных значений $-e_{г.х}$ и $u_{ш}$ (обычно угол сдвига фаз определяется по времени несовпадения по знаку мгновенных значений двух напряжений [8]).

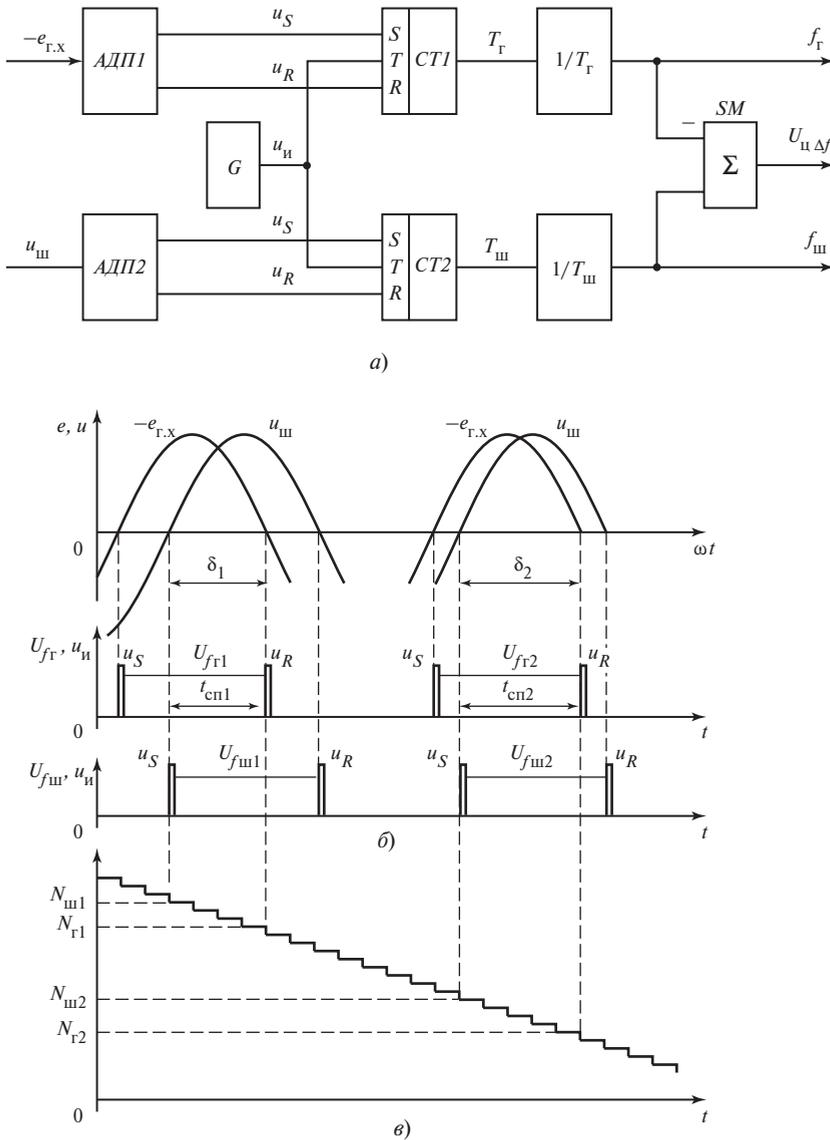


Рис. 1.25. Схема (а) и временные графики (б, в), иллюстрирующие действие программного измерительного преобразования частот, их разности и угла сдвига фаз

При этом используется вычитаемый (сканируемый) счетчик указанных импульсов. Как показано на рис. 1.25, в, угол сдвига фаз пропорционален разности чисел импульсов, например $N_{\delta 1} = N_{ш1} - N_{г1}$, в счетчике в моменты времени переходов от отрицательных мгновенных значений к положительным напряжениям $u_{ш}$ и от положительных к отрицательным ЭДС $-e_{г.х}$.

Численным дифференцированием сигнала $U_{\omega\Delta f}$ вычисляется сигнал информации об ускорении вращения генератора, необходимый согласно (1.14) для вычисления угла опережения, выполняемого собственно микропроцессором микроконтроллера.

Максимальный угол сдвига фаз δ_{\max} вычисляется по абсолютному действующему значению U_{δ} напряжения биений $u_{\delta} = e_{r.x} - u_{\text{ш}}$ как $\delta = 2 \arcsin [U_{\delta}/(2U)]$ при $E_{r.x} = U_{\text{ш}} = U$. Например, при $U_{\delta} = 2U\sqrt{2}/2$ угол $\delta_{\max} = \pi/4$.

В процессе подготовки генератора для включения на параллельную работу программные регуляторы напряжения и частоты вращения вычисляют длительности (см. рис. 1.20, б) времяимпульсных управляющих воздействий на элементы изменения уставок ЭИУ (см. рис. 1.12) автоматических регуляторов возбуждения и частоты вращения генератора.

В синхронизаторе принята установленная круговая частота скольжения: $|\omega_{sy}| = |\omega_{s \max} + \omega_{s \min}|/2$ и $\omega_{s \max}/5\omega_{s \min}$ (см. рис. 1.20, а). Если $|\omega_s| < \omega_{s \min}$ (угол δ изменяется очень медленно — практически «зависает»), то синхронизатор АС-М2 формирует импульсное воздействие на АРЧВ минимальной длительности по углу сдвига фаз. При $\delta < 0$ формируется воздействие на повышение частоты вращения генератора, а при $\delta > 0$ — на ее снижение. Если разности амплитуд и частот больше допустимых $|\pm\Delta U_m| > 0,01$ и $|\pm\omega_s| > \omega_{s \max}$, то выдаются первые импульсы воздействия ограниченной установленной длительности для соответствующего изменения амплитуды и частоты ЭДС синхронного генератора. По мере уменьшения ΔU_m и ω_s вычислительной частью рассчитываются длительности импульсов воздействий T_U, T_f , уменьшающиеся так, чтобы без перерегулирования (автоколебаний) абсолютные значения ЭДС генератора практически выравнялись, а частота скольжения стала равной установленной ω_{sy} .

Длительность паузы между импульсами превышает время затухания переходных процессов в элементах изменения уставок АРВ и АРЧВ.

После установления $\omega_s \approx \omega_{sy}$ и $\Delta U_m < 0,1$ управляющие воздействия прекращаются и синхронизатор переходит к программе вычисления угла опережения по формуле (1.14) и при удовлетворении условия (1.17) формирует импульсное управляющее воздействие достаточной для включения выключателя синхронного генератора длительности.

Синхронизатор АС-М1 обладает свойством однократности действия, а АС-М2 — и многократности действия. Если выключатель не включился или сразу после включения отключился, то при однократности повторное действие не формируется, а при многократности процесс синхронизации повторяется. Для обеспечения указанного действия в АС-М2 предусмотрено три сигнала его запуска.

Настройка и диагностика АС-М. После подключения синхронизатора к источнику питания запускается программа инициализации и стартового контроля: производится настройка элементов микроЭВМ или микроконтроллера и элементов начальной установки ЭИУ приводятся в исходное состояние все функциональные элементы синхронизатора.

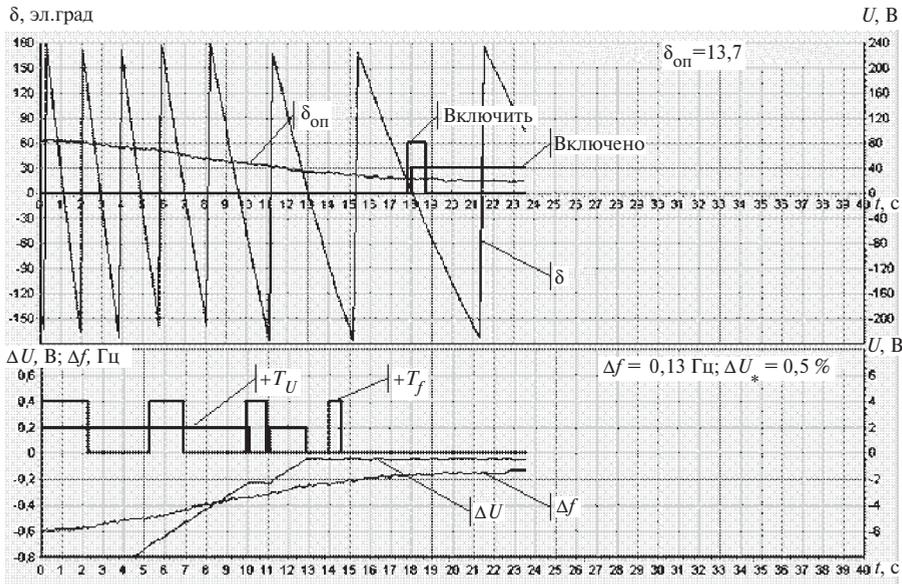


Рис. 1.26. Вид экрана ПЭВМ

После завершения стартового контроля вступает в действие программа обмена информацией с оператором: синхронизатор настраивается от ПЭВМ. Предусмотрено три уставки по времени опережения в диапазоне 0,1—1,0 с; по допустимым разностям амплитуд $\Delta U_m = 0,5 \div 10\%$ и частот $f_{sy} = 0,05 \div 0,5$ Гц и по максимально допустимому углу сдвига фаз $\delta_{max} = \pi/2 \div \pi/3$.

Параметры настройки выводятся на экран дисплея ПЭВМ (рис. 1.26).

После пуска настроенного синхронизатора начинается выполнение функциональных программ измерительного преобразования, управления АРВ и АРЧВ, вычисления угла опережения и формирования управляющего воздействия на включение привода выключателя синхронного генератора.

Многопроцессорный синхронизатор АС-М2 выводит на экран ПЭВМ результаты измерительного преобразования, формируемые сигналы и управляющие воздействия: уменьшающиеся импульсами T_U и T_f синхронизатора на АРВ и АРЧВ разности амплитуд ΔU_m и частот Δf , угол сдвига фаз δ и угол опережения $\delta_{оп}$, выходные управляющие воздействия «Включить» и сигнал включенного состояния выключателя «Включено» (см. рис. 1.26).

Результаты диагностики при обнаружении неисправности отображаются цифровым индикатором в виде кода повреждения.

1.6. Контрольные вопросы

1. Как действует схема реализации сигнала нормального пуска гидрогенератора (см. рис. 1.10)?

2. Чем отличается действие схемы реализации сигнала ускоренного пуска гидротурбины от ее действия при нормальном пуске?
3. Как действует автоматическое устройство автоматической самосинхронизации генератора (см. рис. 1.11)?
4. Из каких функциональных частей состоит автоматическое устройство точной синхронизации генератора (см. рис. 1.12)?
5. Из каких функциональных элементов состоит и какие электрические величины использует автоматический синхронизатор с постоянным временем опережения (см. рис. 1.13 и 1.14)?
6. Из каких функциональных элементов состоит и какие электрические величины использует аналоговый автоматический синхронизатор с вычисляемым углом опережения (см. рис. 1.15)?
7. Как действует измерительный орган вычисления угла опережения синхронизатора (см. рис. 1.16 и 1.17)?
8. Как выполнены и действуют измерительные органы разностей амплитуд и частот ЭДС синхронного генератора и напряжения на шинах электростанции (см. рис. 1.18, а, б)?
9. Как действует микропроцессорный автоматический синхронизатор типа «СПРИНТ» (см. рис. 1.19—1.21)?
10. Как действует микропроцессорный автоматический синхронизатор АС-М (см. рис. 1.24—1.26)?

1.7. Заключение

Основным автоматически управляемым электроэнергетическим объектом электрической станции является синхронный генератор. Он приводится во вращательное движение гидравлической, паровой или газовой турбиной. Поэтому прежде всего необходимо автоматическое управление пуском синхронного генератора. Он осуществляется при координированном взаимодействии автоматических устройств контроля состояния сложного, особенно на тепловых электростанциях, технического оборудования, обеспечивающего работоспособность гидро- или турбогенератора.

Поэтому, хотя автоматика управления гидро- или тепловой турбиной является технологической и, по существу, относится к гидравлическим и теплотехническим специальностям, ознакомление с алгоритмами и техническим осуществлением автоматики управления пуском необходимо и электроэнергетикам.

Все синхронные генераторы электроэнергетических систем вращаются с одинаковой частотой и связаны между собой лишь «слегка гибким» валом. Включаемый в работу генератор должен быть синхронизирован. Процесс синхронизации сложен и опасен для целостности синхронного генератора. Поэтому он управляется автоматически.

Автоматические синхронизаторы появились с самого начала развития электроэнергетических систем непрерывно совершенствовались. Они по принципам дей-

ствия и в связи с бурным и радикальным обновлением элементной базы от электромеханической до микропроцессорной.

В эксплуатации еще находятся автоматические синхронизаторы с постоянным временем опережения, выполненные на полупроводниковых и электромеханических элементах. Знакомство с ними при изучении автоматической синхронизации необходимо.

Современные наиболее точные автоматические синхронизаторы с вычисляемым углом опережения по закону равнопеременного вращения синхронного генератора в процессе его подготовки к включению на параллельную работу выполняются и на аналоговых интегральных микросхемах, и на микропроцессорах. Они подробно, хотя и с некоторыми упрощениями, представлены в настоящей главе.

1.8. Тесты

1. При каких условиях формируется сигнал *НП* автоматического управления нормальным пуском гидрогенератора (см. рис. 1.1 и 1.3):

1) включены¹ ключи *SA1.1* и *SA2.1*, но отключены *SA1.2* и *SA3.1*; реле тока ротора *КА* возбуждено; выключатель генератора отключен — его сигнальный контакт *Q.1* разомкнут; кнопка *SB1* не нажата;

2) ключ *SA1.1* включен, а *SA1.2* и *SA3.1* отключены; реле тока *КА* не возбуждено; выключатель отключен; кнопка *SB1* не нажата;

3) ключи *SA1.1* и *SA1.2* отключены, но возбуждено реле *УПА*; ключ *SA3.1* включен; реле *КА* возбуждено; выключатель генератора *Q* отключен, его сигнальный контакт *Q.1* разомкнут; кнопка *SB1* нажата;

4) включены ключи *SA1.1* и *SA3.1*, ключи *SA1.2* и *SA2.1* отключены; реле *КА* возбуждено; выключатель отключен; сигнальный контакт *Q.1* разомкнут; кнопка *SB1* не нажата.

2. При каких условиях формируется сигнал ускоренного пуска гидрогенератора *УП* (см. рис. 1.1 и 1.3):

1) поступает логический сигнал 1 от *УПА* (или возбуждено реле *КФ*; ключ *SA1.2* отключен, а *SA3.1* включен; выключатель генератора отключен (сигнальный контакт *Q.2* разомкнут); кнопка *SB1* не нажата;

2) возбуждено реле *КФ*; ключ *SA1.2* включен, а *SA3.1* отключен; выключатель генератора (контакт *Q.2*) отключен; кнопка *SB1* не нажата;

3) возбуждено логическое реле *УПА*; ключи *SA1.2* и *SA3.1* и выключатель генератора (контакт *Q.2*) отключены; кнопка *SB1* нажата;

¹ При включенных ключах *SA*, возбужденных (в состоянии после срабатывания) измерительных реле тока ротора *КА*, реле частоты напряжения на шинах электростанции *КФ* и логических реле *УПА* и *АСУ* на указанных их выходах, например *SA1.1* или *КА.1*, появляется сигнал логической единицы (1), а при противоположных их состояниях — логического нуля (0).

4) возбуждено реле *KF*; ключи *SA1.2* и *SA3.1* отключены; выключатель генератора (контакт *Q.2*) отключен; кнопка *SB1* не нажата.

3. При каком из указанных состояний схема автоматического управления (см. рис. 1.10, б) производит нормальный пуск гидрогенератора:

1) разомкнут контакт *SAF.1* ключа самосинхронизации — логический сигнал 0 на его выходе; не сработало реле напряжения *KV* контроля возбужденного состояния синхронного генератора (контакт *KV.1* разомкнут, а *KV.2* замкнут); контакты реле контроля расхода воды в рабочем уплотнении вала турбины *KL5* и технического водоснабжения *KL6* замкнуты, а сигнальный контакт *KM.1* контактора *KM* в цепи возбуждения генератора (см. рис. 1.2) разомкнут;

2) контакты *SAF* и *KM.1* замкнуты; контакт *KL5* разомкнут, а *KL4* замкнут; реле *KVF* контроля частоты вращения генератора сработало — замкнут его контакт *KVF* (на его выходе логическая 1);

3) контакт *SAF* разомкнут, а *KM.1* замкнут; контакт *KL5* замкнут, а контакт *KL4* разомкнут, контакт *KVF* замкнут;

4) контакт *SAF* разомкнут, контакт *KM.1* замкнут; реле *KVF* контроля частоты вращения генератора сработало (логическая 1 на его выходе); возбудилось реле *KV* (контакт *KV.1* замкнулся, а *KV.2* разомкнулся).

4. При каком из указанных состояний схема автоматического управления (см. рис. 1.10, б) производит ускоренный пуск гидрогенератора:

1) замкнут контакт *SAF* ключа самосинхронизации; контактор в цепи обмотки ротора генератора *KM* (см. рис. 1.2) возбужден (его контакт *KM.1* разомкнут, *KM.2* замкнут); контакты реле расхода воды в рабочем уплотнении вала турбины *KL5* и технического водоснабжения *KL6* разомкнуты (логические 0 на их выходах);

2) контакт *SAF* замкнут; контактор *KM* не возбужден (контакт *KM.1* замкнут, а *KM.2* разомкнут, контакты *KL5* и *KL6* замкнуты);

3) контакт *SAF* разомкнут; контактор *KM* возбужден (контакт *KM.1* разомкнут, а *KM.2* замкнут; контакты *KL5* и *KL6* замкнуты — логические 1 на их выходах);

4) ключ самосинхронизации включен (замкнут контакт *SAF*); контактор в цепи обмотки ротора возбужден (контакт *KM.1* разомкнут, а *KM.2* замкнут); логические 1 на выходах реле *KL5* и *KL6*.

5. В каком состоянии синхронного генератора включается его выключатель при самосинхронизации:

1) в возбужденном до некоторой ЭДС;

2) в невозбужденном при отключенном возбудителе и разомкнутой обмотке ротора;

3) в невозбужденном при подключенном, но не возбужденном возбудителе;

4) в невозбужденном при отключенном возбудителе и замкнутой (через резистор) обмотке ротора.

6. Каким вращающим моментом генератор при его самосинхронизации «подтягивается» к синхронному вращению:

- 1) электромагнитным, обусловленным возбуждением генератора;
- 2) реактивным;
- 3) асинхронным и реактивным;
- 4) асинхронным.

7. Каким вращающим моментом генератор при его самосинхронизации «втягивается» в синхронизм:

- 1) реактивным;
- 2) асинхронным;
- 3) реактивным и асинхронным;
- 4) электромагнитным, обусловленным возбуждением генератора.

8. Какая из электрических величин является определяющей для действия автоматического устройства самосинхронизации на включение выключателя синхронного генератора:

- 1) разность действующих значений ЭДС синхронного генератора и напряжения на шинах электростанции;
- 2) разность частот остаточной (при отсутствии возбуждения) ЭДС генератора и напряжения на шинах электростанции;
- 3) угол сдвига фаз между ними.

9. Каковы практические условия включения привода выключателя синхронного генератора автоматическим устройством точной синхронизации:

- 1) равенство амплитуд и частот ЭДС синхронного генератора и напряжения на шинах электростанции и их совпадение по фазе;
- 2) ограниченное неравенство амплитуд и частот, но совпадение их по фазе;
- 3) ограниченные неравенства амплитуд, частот и угла сдвига фаз ЭДС генератора и напряжения на шинах электростанции;
- 4) ограниченное неравенство амплитуд и частот ЭДС генератора и напряжения на шинах электростанции, но определенный угол сдвига фаз между ними.

10. Какие электрические величины использует для формирования воздействия на включение привода выключателя генератора автоматический синхронизатор с постоянным временем опережения:

- 1) разность мгновенных значений ЭДС генератора и напряжения на шинах электростанции — напряжение биений u_s ;
- 2) выпрямленную и сглаженную разность мгновенных значений ЭДС генератора и напряжения на шинах электростанции — напряжение скольжения U_s ;
- 3) напряжение U_s и его производную по времени;
- 4) напряжение U_s , его производную по времени и их сумму.

11. По какому закону вращения синхронного генератора в процессе его подготовки к включению на параллельную работу с электроэнергетической системой вычисляют угол опережения аналоговый и цифровые автоматические синхронизаторы:

- 1) равномерного вращения (с постоянной частотой вращения);
- 2) равноускоренного или равнозамедленного вращения (с постоянным абсолютным значением ускорения вращения);
- 3) переменного вращения (с изменяющимся ускорением);
- 4) равноускоренного вращения (с возрастающей частотой вращения).

12. В каком из указанных состояний схемы (см. рис. 1.11) устройство автоматической самосинхронизации включает генератор на параллельную работу:

1) возбуждено реле *KL9* включения автоматической самосинхронизации *АСС* (см. рис. 1.10, б) — его контакты *KL9.1*, *KL9.2* и *KL9.3* замкнуты; выключатель генератора отключен — не возбуждено реле *KL10* и его сигнальный контакт *KL10.1* замкнут; контакт реле времени *KT* разомкнут;

2) все контакты реле *KL9* замкнуты; замкнуты контакты *KL10.1* и *KT*, но разомкнут контакт *KV2* реле напряжения генератора;

3) все контакты *KL9*, контакты *KL10.1*, *KT* и *KV2* замкнуты, но не замыкается контакт *KFF* измерительного реле разности частот;

4) контакты реле *KL9* и контакты *KL10.1*, *KT* и *KV2* замкнуты; замыкается, но кратковременно контакт *KFF* реле разности частот.

13. Какие функциональные элементы автоматического синхронизатора (см. рис. 1.13 и 1.14) определяют постоянное, не зависящее от частоты скольжения время опережения:

1) выпрямитель *VS* напряжения биений, фильтр нижних частот *ZF*, дифференциатор *AD* и сумматор *AW*;

2) указанные элементы и реле *KV* напряжения скольжения U_s ;

3) указанные в ответах 1) и 2) элементы и логическая часть *ЛЧ*;

4) указанные в ответе 1) элементы и релейный компаратор *EA*.

14. Какие функциональные элементы автоматического синхронизатора (см. рис. 1.15) обеспечивают вычисление угла опережения:

1) времяимпульсный преобразователь *ВИП*, фильтр нижних частот *ФНЧ*, дифференциатор *AD1* и сумматор-компаратор *WEA2*;

2) указанные элементы и дифференциатор *AD2*;

3) указанные в ответах 1) и 2) элементы, кроме *WEA2*;

4) указанные в ответах 1)—3) элементы, кроме сумматора-компаратора *WEA2*, дифференциатор *AD2* и сумматор-компаратор *WEA1*.

АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ И АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

Структура главы

- 2.1. Учебно-информационный блок. Способы автоматического управления частотой вращения и активной мощностью гидро- и турбогенераторов. Принципы действия автоматических регуляторов
- 2.2. Контрольные вопросы
- 2.3. Дополнительный информационный блок. Техника автоматического регулирования
- 2.4. Контрольные вопросы
- 2.5. Информационный блок для углубленного изучения. Алгоритмы функционирования и структурные схемы автоматических регуляторов
- 2.6. Контрольные вопросы
- 2.7. Заключение
- 2.8. Тесты

Цель темы — получить представление о наиболее важной и сложной автоматике поддержания неизменной (номинальной) частоты промышленного тока как одного из главных показателей качества электроэнергии и оптимального распределения непрерывно и случайно изменяющейся требуемой потребителями электроэнергии активной мощности между параллельно работающими гидро- и турбогенераторами электростанций по их технико-экономическим показателям и изучить современные технические средства автоматического регулирования частоты вращения и активной мощности синхронных генераторов.

2.1. Учебно-информационный блок. Способы автоматического управления частотой вращения и активной мощностью гидро- и турбогенераторов. Принципы действия автоматических регуляторов

2.1.1. Назначение и особенности

Частота вращения гидравлической или тепловой турбины определяет частоту синусоидального напряжения синхронного генератора как важнейший показатель качества вырабатываемой им электрической энергии. По требованиям ГОСТ 13109—97 на нормы качества электроэнергии частота должна быть высокостабильной: допустимые ее отклонения Δf от номинальной промышленной $f_{\text{ном}} =$

= 50 Гц должны быть в пределах $\pm 0,1$ Гц. Удерживать частоту в указанных пределах ее допустимых изменений в специфических условиях работы гидро- и турбогенераторов, обусловленных необходимостью равенства генерируемой и требуемой активной мощности в каждый момент времени, при непрерывно и случайно изменяющейся нагрузке электроэнергетической системы можно только непрерывным автоматическим управлением частотой вращения турбин и активной мощностью синхронного генератора.

Непрерывное автоматическое управление называется [3] автоматическим регулированием, а именно стабилизирующим регулированием, поддерживающим частоту вращения на неизменном номинальном уровне $\omega_{\text{ном}} = 100\pi$ рад/с. Оно осуществляется автоматическими регуляторами частоты вращения (АРЧВ). В режиме пуска гидравлической или паровой турбины АРЧВ функционирует как программный регулятор при изменяющемся предписанном значении частоты вращения, определяемом технологическими условиями разворота турбины. В процессе подготовки генератора к включению на параллельную работу способом точной синхронизации АРЧВ, взаимодействуя с автоматическим устройством управления частотой скольжения УЧС (см. рис. 1.12) синхронного генератора, обеспечивает целесообразную для функционирования автоматического синхронизатора установленную частоту скольжения ω_{sy} .

Необходимость высокой стабильности частоты напряжения синхронного генератора и оптимальной его загрузки активной мощностью определяет соответствующие особенности автоматического регулирования частоты вращения турбины и активной мощности синхронного генератора.

В нормальном режиме параллельно и синхронно работающих нагруженных генераторов указанные изменения нагрузки электроэнергетической системы нарушают оптимальные технико-экономические показатели режима их работы, восстанавливаемые устройствами автоматического управления активной мощностью синхронных генераторов — автоматическими регуляторами активной мощности (АРАМ). Поэтому АРЧВ турбин функционируют совместно с АРАМ синхронных генераторов, взаимодействуя с ними, что является важной особенностью автоматического регулирования их частоты вращения.

Взаимодействие АРЧВ гидравлических и паровых турбин с АРАМ оказывается существенно различным ввиду подвижности (мобильности) первых и чрезвычайной инерционности, обусловленной технологией подготовки пара, вторых. Гидрогенераторы могут изменять свою нагрузку быстро и в полном диапазоне от холостого хода до номинальной. Нагружение турбогенератора, как указывалось, происходит длительно и при автоматическом управлении; снижение мощности паровой турбины ограничивается технологическим минимумом производительности парогенератора.

Дискретное уменьшение активной нагрузки синхронного генератора безболезненно для гидравлических и весьма опасно для паровых турбин.

Существенно различные технические возможности гидро- и турбогенераторов вынуждают по-разному подходить к их использованию при автоматическом управлении активной мощностью. Поскольку автоматическое управление мощностью органически связано с автоматическим регулированием частоты вращения энергоагрегатов, то одно из них оказывается главным, определяющим режим работы синхронного генератора.

Крайне инерционные и малоподвижные громоздкие электроэнергетические блоки парогенератор — турбина — электрогенератор тепловых и особенно атомных электростанций практического участия в автоматическом регулировании частоты промышленного тока не принимают. Они подвергаются автоматическому управлению исключительно по мощности и покрывают базовую прогнозируемую часть графика нагрузки энергосистемы. Режимы их работы определяются автоматическими регуляторами активной мощности, воздействующими, как указывалось, на автоматические регуляторы частоты вращения. Поэтому на турбогенераторах применяются статические АРЧВ (см. характеристику 2 на рис. 2.1).

Турбогенераторы разных лет выпусков и различной мощности имеют существенно различающиеся характеристики относительных приростов расхода топлива. Автоматические регуляторы распределяют мощность нагрузки электростанции между параллельно работающими турбогенераторами по указанному критерию оптимальности режимов работы по активной мощности и поддерживают ее на заданном уровне.

Подвижные, легко переносящие любые изменения нагрузки гидрогенераторы покрывают случайно изменяющуюся часть графика нагрузки под воздействием астатических регуляторов частоты вращения (см. характеристику 1 на рис. 2.1). Автоматическое регулирование частоты промышленного тока — главная задача при автоматическом управлении мощностью гидрогенераторов. Все гидроэлектростанции являются частоторегулирующими. Автоматическое управление мощностью практически сводится к уравниванию активных мощностей, т.е. к равномерному распределению нагрузки электростанции между однотипными гидрогенераторами.

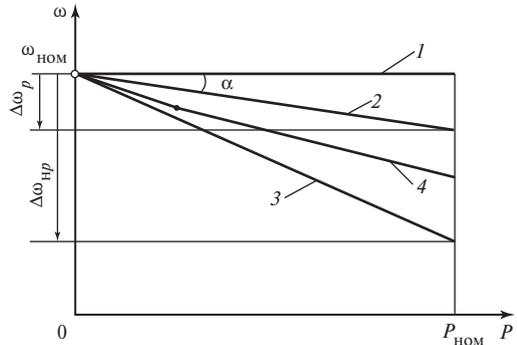
В соответствии с указанными особенностями изменения мощности турбо- и гидрогенераторов автоматические регуляторы мощности работают в одном из двух указанных режимов: автоматического регулирования мощности с дополнительным воздействием по частоте; автоматического регулирования частоты промышленного тока с дополнительным воздействием по мощности. Первый режим характерен для турбогенераторов, а второй — для гидрогенераторов.

2.1.2. Способы автоматического регулирования, виды регуляторов, автоматическая система регулирования

Различают астатический и статический способы автоматического регулирования. При первом способе получается горизонтальная — астатическая характеристика 1 (рис. 2.1), а при втором — наклонная — статическая характеристика 2 регулирования. Характеристика регулирования — это зависимость регулируемого параметра от возмущающего воздействия, в частности частоты вращения ω от

Рис. 2.1. Характеристики регулирования:

1 — астатическая; 2 — статическая; 3 — при отсутствии автоматического регулирования; 4 — с изменяемым статизмом



активной мощности P . Соответственно различаются астатический и статический автоматические регуляторы.

Способностью поддерживать частоту вращения на неизменном уровне обладает астатический регулятор. Для его функционирования необходимо интегрирование отклонения частоты вращения от номинальной $\Delta\omega = \omega_{НОМ} - \omega$. Интегрирование $\Delta\omega$ обеспечивает изменение состояния регулировочного элемента — направляющего аппарата гидрогенератора или регулирующего клапана паровой турбины — и фиксирование его изменившегося состояния после полного восстановления частоты. Этим и обеспечивается астатическая характеристика регулирования. Алгоритм регулирования называется *интегральным*.

Однако в процессе разворота турбины и подготовки генератора к синхронизации и для необходимого взаимодействия с автоматическим регулятором активной мощности АРЧВ должен обеспечивать статическую характеристику регулирования 2 (рис. 2.1). Статический регулятор функционирует на основе непосредственного использования отклонения частоты $\Delta\omega$. Пропорциональная зависимость между положением регулировочного элемента турбины и отклонением частоты вращения $\Delta\omega$ означает невозможность полного устранения возникшего отклонения $\Delta\omega$, поскольку именно его отличие от нуля ($\Delta\omega \neq 0$) определяет изменение состояния регулировочного элемента. Поэтому если частота вращения восстанавливается, то регулировочный элемент возвращается в исходное состояние. Статический регулятор может лишь уменьшить отклонение частоты вращения $\Delta\omega_{нр}$, которое было бы при отсутствии регулирования (нерегулируемая характеристика 3), до остаточного отклонения $\Delta\omega_p$ во много раз меньшего при наличии регулирования (характеристика 2). Относительное остаточное отклонение частоты вращения определяет наклон характеристики регулирования, зависящий от коэффициента статизма [1, 2]

$$K_{ст} = \operatorname{tg} \alpha = \Delta\omega_p^*/P_{НОМ}^*. \quad (2.1)$$

Алгоритм регулирования называется *пропорциональным*.

Взаимодействующая совокупность автоматического регулятора AP и регулируемого объекта PO — гидро- или турбогенератора T — представляет собой автоматическую систему регулирования частоты вращения (АСРЧВ). Она функционирует как замкнутая (рис. 2.2) главной жесткой отрицательной обратной связью $ГООС$, реализуемой безынерционным звеном (цепью) с коэффициентом передачи $K_{о,с} = -1$. Автоматический регулятор AP в функциональной схеме АСРЧВ пред-

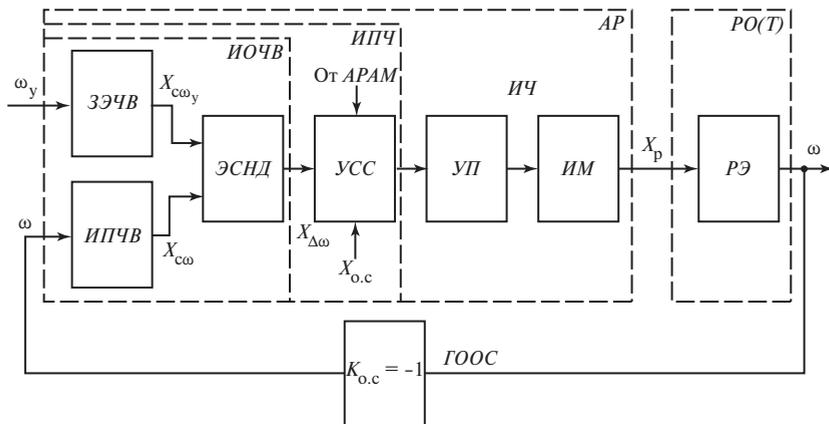


Рис. 2.2. Функциональная схема АСРЧВ

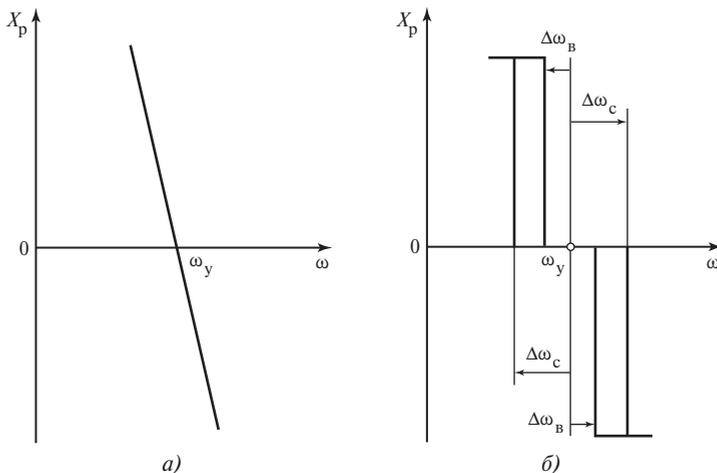


Рис. 2.3. Характеристики непрерывного (а) и времяимпульсного — релейного (б) регуляторов с указанными установленной частотой вращения ω_y , отклонениями частот срабатывания $\Delta\omega_c$ и возврата $\Delta\omega_b$

ставляется измерительно-преобразовательной частью *ИПЧ*, содержащей измерительный орган частоты вращения *ИОЧВ*. Он состоит: из элемента сравнения непрерывного действия *ЭСНД* сигнала о частоте вращения $X_{c\omega}$, формируемого ее измерительным преобразователем *ИПЧВ*, и сигнала $X_{c\omega_y}$ о ее предписанном (установленном) задающим элементом *ЗЭЧВ* значении $\omega_{пр} = \omega_y$; усилителя-сумматора *УСС* сигналов $X_{\Delta\omega}$, местной [2] отрицательной обратной связи $X_{o,c}$ и сигнала от *АРАМ*; исполнительной части *ИЧ*, состоящей в общем случае из усилителя-преобра-

зователя *УП* и исполнительного элемента (механизма) *ИМ*. При этом в составе регулируемого объекта *РО* выделяется элемент, воспринимающий регулирующее воздействие X_p регулятора на турбину, обычно называемый регулировочным *РЭ* — направляющий аппарат гидротурбины или регулирующие клапаны паровой турбины.

Исполнительным механизмом автоматических регуляторов частоты вращения является гидравлический двигатель или гидравлический усилитель. Характеристика АРЧВ — зависимость X_p от ω непрерывная (рис. 2.3, *а*).

Усилитель-преобразователь *УП* (см. рис. 2.2) непрерывного воздействия во время импульсное входит в состав автоматического регулятора активной мощности, исполнительным механизмом которого является электродвигатель, включаемый и отключаемый времяимпульсным воздействием. Характеристика АРАМ — релейная (рис. 2.3, *б*) [8].

2.1.3. Автоматические регуляторы частоты вращения

В связи с указанной различной ролью гидро- и турбогенераторов в автоматическом регулировании частоты и активной мощности автоматические регуляторы частоты вращения гидрогенераторов являются астатическими, а турбогенераторов — статическими.

По техническому исполнению АРЧВ турбогенераторов гидродинамические, а гидрогенераторов — электрогидравлические.

Типовой гидродинамический АРЧВ паровых турбин тепловых электростанций (ТЭС) выпускает АО «Ленинградский электромеханический завод» (АО ЛЭМЗ) для турбогенераторов мощностью от 200 до 1200 МВт. Он выполнен на унифицированных гидродинамических функциональных элементах: центробежном измерительном преобразователе частоты вращения (*ИПЧВ*, см. рис. 2.2) в давление масла; гидромеханическом элементе сравнения давлений *ЭСНД*; усилителе *УСС* в виде гидравлического двигателя двухстороннего действия, охваченного местной жесткой отрицательной обратной связью [8]; наименее инерционном исполнительном механизме в виде гидравлического усилителя одностороннего действия, т.е. с поступлением масла в цилиндр с одной стороны поршня, удерживаемого противодействующей пружиной (см. рис. 2.5). Динамические свойства таких элементов описываются передаточными функциями апериодических звеньев, различающихся только постоянными времени. Интегрирующее звено отсутствует, поэтому автоматический регулятор — статический пропорционального действия (П-регулятор).

Электрогидравлические АРЧВ гидрогенераторов состоят из двух частей: электрического регулятора частоты и гидравлической исполнительной части, связанной с регулятором электрогидравлическим преобразователем его выходного тока в механическое воздействие на гидротурбину [8].

В зависимости от алгоритмов функционирования, способов его формирования и технического исполнения различаются два основных вида электрогидравлических регуляторов (ЭГР) частоты:

пропорционально-интегральный (ПИ), выполняемый на транзисторных (ЭГР прежних выпусков — на магнитных) усилителях (регуляторы типов ЭГР-1Т и ЭГР-М соответственно);

пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД) регулятор с электрической частью, выполняемой на интегральных микросхемах типа ЭГР-2И и микропроцессорный типа ЭГР-МП.

Пропорционально-интегральный ЭГР может функционировать как статический, астатический и мнимостатический: при переходных процессах работает как статический, а по мере приближения к установившемуся режиму обеспечивает астатическую характеристику регулирования частоты вращения гидрогенератора.

Пропорционально-интегрально-дифференциальный алгоритм обеспечивает формирование входных сигналов как по отключению, так и по скорости изменения (производной по времени) частоты.

2.1.4. Автоматическое управление активной мощностью синхронных генераторов

Как указывалось, гидроэлектростанции и тепловые электростанции работают в разных режимах: гидроэлектростанции покрывают случайно изменяющуюся требуемую нагрузку и благодаря астатическим АРЧВ обеспечивают автоматическое регулирование частоты — являются частоторегулирующими.

Турбогенераторы с их статическими АРЧВ работают в переходных процессах изменения частоты практически с неизменной активной нагрузкой. Однако турбогенераторы привлекаются к противоаварийному управлению активной мощностью электростанции и частотой вращения турбогенераторов.

2.1.4.1. Автоматическое управление мощностью гидрогенераторов

Астатические АРЧВ гидротурбин принципиально из-за горизонтальности характеристики регулирования не могут распределять нагрузку гидроэлектростанции между параллельно работающими гидрогенераторами. Эту функцию выполняют автоматические регуляторы активной мощности (АРАМ). В связи с однотипностью гидрогенераторов производится равномерное распределение мощности, т.е. ее уравнивание — групповое автоматическое управление активной мощностью. При этом используется простейший АРАМ в виде устройства распределения (уравнивания) активной мощности (УРАМ). Схема УРАМ представляет собой параллельное соединение ветвей с ЭДС измерительных преобразователей активной мощности (ИПАМ) синхронных генераторов или датчиков открытия направляющих аппаратов гидротурбин (обычно сельсинов) [8]. Эквивалентное напряжение параллельно соединенных ветвей с одинаковыми проводимостями и отображает равную долю в покрытии нагрузки гидроэлектростанции каждым синхронным генератором.

2.1.4.2. Автоматическое управление мощностью турбогенераторов

Статические АРЧВ турбогенераторов обеспечивают благодаря наклонной характеристике регулирования определенное распределение нагрузки тепловой электростанции между параллельно работающими турбогенераторами.

Приведенные на рис. 2.4 совмещенные статические характеристики $1, 2$ регулирования $\omega = f(P_G)$ для двух синхронных генераторов иллюстрируют определенность их нагрузок P_1, P_2 при отклонении частоты $\Delta\omega$ от предписанного значения $\omega_{\text{пр}1} = \omega_{\text{ном}}$, поддерживаемого только при холостом ходе. Мощности определяются коэффициентами статизма характеристик $K_{\text{ст}}$, например

$$P_1/P_2 = K_{\text{ст}2}/K_{\text{ст}1} = \text{tg } \alpha_2 / \text{tg } \alpha_1.$$

Очевидно, что при астатических — горизонтальных — характеристиках ($K_{\text{ст}} = 0$) возникает, как указывалось, неопределенность распределения мощностей.

Для того чтобы сохранить указанные активные мощности синхронных генераторов после восстановления частоты вращения, автоматические регуляторы активной мощности, воздействуя на задающие (установочные) элементы статических АРЧВ, увеличивают предписанное значение частоты $\omega_{\text{пр}2} > \omega_{\text{пр}1}$, т.е. перемещают статические характеристики регулирования $1, 2$ вверх до положений $3, 4$ при сохранении определенности в распределении мощностей.

Основная задача автоматического управления активной мощностью турбогенераторов состоит в обеспечении оптимального по технико-экономическим показателям режима работы тепловой электростанции. Нагрузка электростанции, задаваемая автоматизированной системой управления (АСУ) электроэнергетической системы, распределяется между турбогенераторами по технико-экономическому критерию — равенству относительного прироста расхода условного топлива [14].

Поэтому автоматические регуляторы активной мощности являются астатическими следящими регуляторами и в их состав включено аналоговое или современное цифровое вычислительное устройство, рассчитывающее задаваемую турбогене-

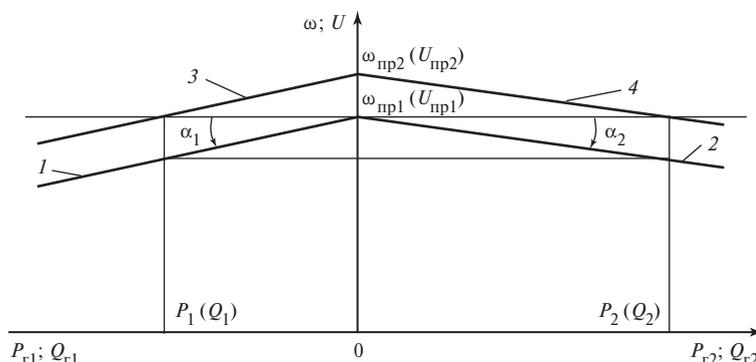


Рис. 2.4. Графики распределения активной P (или реактивной Q) мощности между турбогенераторами при статическом регулировании частоты

ратору активную мощность, обеспечивающую максимальную экономичность работы электростанции, т.е. производство электроэнергии при минимальном расходе условного топлива.

Поскольку АРАМ воздействуют на электродвигатели — задающие элементы АРЧВ, то они выполняются как позиционные (временные импульсные) регуляторы. Они содержат (см. рис. 2.2) усилитель-преобразователь *УП*, формирующий временные импульсное воздействие на электродвигатель. Формирование временного импульсного воздействия и интегрального алгоритма регулирования обеспечивается только при охвате релейного усилителя регулятора функциональной обратной связью, реализуемой апериодическим элементом.

Типовой АРАМ турбогенераторов содержит достаточно сложную измерительно-преобразовательную часть, обеспечивающую необходимое его функционирование не только в нормальных режимах, но и при пуске и синхронизации генератора, а также взаимодействие с автоматическими регуляторами парогенератора (АРПГ).

Астатический АРАМ, воздействующий на турбину через АРЧВ, весьма инерционен.

Противоаварийное управление мощностью турбогенератора эффективно только при быстродействующем автоматическом регуляторе активной мощности (БАРАМ). Он воздействует непосредственно на регулирующие клапаны паровой турбины через электрогидравлический преобразователь (ЭГП), связывающий электрическую часть автоматической системы регулирования мощности с гидравлической исполнительной частью АРЧВ турбины, или на электромагниты закрытия ее регулирующих и стопорных клапанов. Он функционирует при возникновении опасности нарушения динамической (в аварийном режиме) или статической (в послеаварийном режиме) устойчивости синхронной работы тепловой электростанции с электроэнергетической системой. Для сохранения динамической устойчивости, например при коротком замыкании на одной из линий двухцепной электропередачи, производится интенсивное кратковременное снижение мощности турбины, а для предотвращения выпадения из синхронизма турбогенераторов из-за уменьшающейся (после отключения поврежденной цепи линии) пропускной способности электропередачи — длительное уменьшение генерируемой мощности.

Быстродействующий АРАМ выполняет и защитные функции, предотвращая разгон турбины при отключении синхронного генератора, и существенно повышает ее динамические свойства при переходных процессах, а именно приемистость — способность турбины быстро изменять развиваемую мощность.

2.1.5. Микропроцессорная электрическая часть системы регулирования турбогенераторов

Совершенствование электрической части автоматизированной системы, включающей АРАМ и БАРАМ, регулирования режимов работы турбогенераторов большой мощности обусловило создание микропроцессорной электрической части системы регулирования мощности и частоты вращения турбоагрегатов (ЭЧСР-М) [15, 16].

Микропроцессорная ЭЧСР-М формирует управляющие воздействия на турбину по медленнодействующему (через задающий элемент АРЧВ) и быстродей-

ствующему (через ЭГП) контурам регулирования при ее пуске, нагружении и останове, синхронизации генератора, в нормальных режимах его работы и при аварийных ситуациях в ЭЭС; выполняет функции защиты и диагностики состояния энергоблока и самого устройства управления. Техническая реализация ЭЧСР-М на микропроцессорных средствах вычислительной техники повышенной надежности [16] расширила ее функции и повысила быстродействие формирования управляющих воздействий в предаварийных и послеаварийных режимах электроэнергетической системы, придала ей свойство самонастройки. Программное обеспечение позволяет изменять алгоритмы управления и функциональное назначение устройства.

Микропроцессорная ЭЧСР обеспечивает выполнение всех требований, предъявляемых к автоматической системе регулирования мощности и частоты вращения энергоблока, и реализует ряд функций, выполнявшихся ранее отдельными устройствами, в особенности устройствами ограничения темпа задания мощности по технологическим условиям (ОТЗ), контроля за температурными напряжениями при прогреве роторов турбин, определения допустимого по тепловому состоянию диапазона изменения нагрузки энергоблока.

2.2. Контрольные вопросы

1. В чем состоят задача и особенности автоматического регулирования частоты вращения турбин синхронных генераторов?
2. Какой автоматический регулятор — статический или астатический — удовлетворяет требованиям к автоматическому регулированию частоты вращения синхронных генераторов?
3. Как выглядят и чем отличаются статическая и астатическая характеристики автоматического регулирования частоты вращения?
4. В чем состоит основная задача функционирования автоматических регуляторов активной мощности синхронных генераторов?
5. Почему для турбогенераторов главным является автоматическое регулирование мощности, а для гидрогенераторов — частоты промышленного тока?
6. Почему при наличии АРЧВ турбин необходимы автоматические регуляторы мощности синхронных генераторов?
7. Почему АРЧВ турбогенераторов являются статическими, а гидрогенераторов, как правило, астатическими?
8. Какие известны алгоритмы автоматического регулирования частоты вращения синхронных генераторов?
9. Почему автоматические регуляторы частоты вращения являются регуляторами непрерывного действия, а регуляторы мощности работают как позиционные?
10. Чем обуславливается необходимость установки на турбогенераторах второго быстродействующего автоматического регулятора мощности?

2.3. Дополнительный информационный блок. Техника автоматического регулирования

2.3.1. Гидродинамические регуляторы частоты вращения турбогенераторов

Регуляторы тепловых электростанций. Типовой гидродинамический АРЧВ паровых турбин выпускается АО ЛЭМЗ для турбогенераторов мощностью от 200 до 1200 МВт [1, 2].

Упрощенная гидрокинематическая схема автоматической системы регулирования частоты вращения конденсационной паровой турбины с указанным гидродинамическим регулятором приведена на рис. 2.5. Показан исполнительный механизм *ИМ* только одного из регулирующих клапанов *РК* турбины. Центробежный измерительный преобразователь частоты вращения *ИПЧВ* имеет облегченную ленточную конструкцию и расположен непосредственно на валу турбины. Он состоит из ленточной пружины $F_{л}$ с грузами $G_{п}$, удерживаемыми радиальными пружинами $F_{р}$. С изменением частоты вращения турбины под воздействием центробежной силы, развиваемой грузами, ленточная пружина деформируется, сокращаясь и удлиняясь по горизонтальной оси и изменяя просвет δ между отбойным кольцом *К* и выходным концом (соплом) трубки, через который вытекает масло из камеры θ (отверстие α) цилиндра струйного следящего золотника *СЗ*. Таким образом частота вращения преобразуется в давление масла (сигнал $X_{c\omega}$, см. рис. 2.2).

Следящий золотник выполняет функцию элемента сравнения давлений *ЭСНД*, пропорциональных частоте вращения (в камере θ), и установленного дросселирующими шайбами *ДШ* (задающим элементом *ЗЭ*) давления в напорной масляной линии *Н1* в камере *1* золотника, моделирующего установленную, в частности номинальную, частоту вращения $\omega_{ном} = 2\pi \cdot 10^2$ рад/с. При указанных изменениях просвета δ давление в камере θ увеличивается (при снижении частоты вращения) или уменьшается (при ее возрастании). В результате букса следящего золотника $B_{c,3}$ перемещается по горизонтальной оси в том же направлении, что и кольцо *К* ленточной пружины *ИПЧВ* [7]. Следящий золотник производит и значительное усиление слабого сигнала $X_{c\omega}$ за счет сильно различающихся площадей поверхностей буксы, подвергающихся давлениям в камерах θ и *1*.

Перемещаясь, букса $B_{c,3}$ изменяет открытие окон *2* и *4*, через которые масло под управляющим давлением p_y уходит из камеры *3* к промежуточному золотнику *ПЗ* по линии управления им *УПЗ* и на слив *С1*. Управляющее давление p_y определяется разностью давлений в камерах θ и *1* следящего золотника, т.е. моделирует сигнал $X_{\Delta\omega}$ (см. рис. 2.2) об отклонении частоты вращения. Например, при повышении частоты вращения и увеличении просвета δ букса $B_{c,3}$ под воздействием уменьшающегося давления в камере θ перемещается влево (по расположению на схеме) и приоткрывает окно *4* на слив масла *С1*. Поэтому давление p_y в линии *УПЗ*

и при нормальном давлении масла в напорной магистрали $H2$, поступающего через окно 5 , и закрытых окнах 6 в камере 7 промежуточного золотника $ПЗ$ гидравлического усилителя $ГУ$ снижается. Букса промежуточного золотника $B_{п.з}$ смещается вверх. При этом отсечным поршнем $1П$ золотника приоткрываются окна 8 и 11 , соединяющие их (окно 8 через просветы β_1) с линией слива $C2$. Окна 9 и 10 через просветы β_2 под воздействием напора $H3$ выравнивают давление под поршнями.

В результате давление масла в камере 12 цилиндра отрицательной обратной связи $ЦОС$, магистрали 14 и в камере 15 золотника исполнительного механизма $ИМ$ падает. Под воздействием избыточного давления пружины 16 букса золотника исполнительного механизма $B_{з.и.м}$ перемещается вверх и, приоткрывая отсечным поршнем $5П$ окно и его просвет 17 , соединяет через окно 19 и масляную линию P камеру 18 цилиндра гидравлического двигателя $ИМ$ одностороннего действия с линией слива масла $C3$. Давление в камере 18 падает, и под воздействием избыточного усилия пружины 20 поршень $7П$ и сочлененный с ним через раму 21 регулирующий клапан турбины $РК$ перемещаются вниз, уменьшая выпуск пара в турбину. Частота ее вращения уменьшается. При снижении частоты вращения букса $B_{з.и.м}$ перемещается вниз, открывая просвет $17a$.

Прикрывание регулирующего клапана происходит за счет усилия пружины исполнительного механизма, что обеспечивает надежность и быстроту действия регулятора при опасных для турбины разгонах и эффективность противоаварийной импульсной ее разгрузки. Этим и обуславливается применение исполнительного механизма в виде гидравлического усилителя одностороннего действия.

Новое состояние вращения турбины устанавливается благодаря действию местной жесткой отрицательной гидромеханической обратной связи — рычага $ОБВ$ с поршнем $ЦОС$, охватывающей гидравлический двигатель двухстороннего действия $ГД$ (промежуточный золотник $ПЗ$). В связи с уменьшением давления в камере 12 $ЦОС$ под воздействием пружины 13 поршень $4П$ перемещается вверх и через рычаг $ОБВ$ приподнимает поршни $1П—3П$, закрывая поршнем $1П$ окно 8 в цилиндре $ПЗ$ и тем самым останавливая дальнейшее снижение давления масла p_y в линии, подводящей его к исполнительным механизмам $ИМ$. Указанная обратная связь обеспечивает пропорциональный алгоритм автоматического регулирования. Коэффициент обратной связи $K_{о.с.}$, зависящий от соотношения плеч рычага $A'B$ и $A''B$ ($A''B$ и $A''B$), может дискретно изменяться перестановкой положений A' , A'' его опоры. Соответственно изменяется и статизм характеристики регулирования [см. (2.1)]. Перестановка производится в процессе пуска для устойчивости работы АРЧВ: при малых оборотах требуется большой статизм. Поэтому характеристика регулирования частоты вращения 4 (см. рис. 2.1) имеет излом.

Механическая жесткая отрицательная обратная связь в виде рычага $ГДЕ$, охватывающая гидравлический двигатель одностороннего действия $ИМ$, способствует его действию как аperiodического усилителя [8].

Механизм управления турбиной $МУТ$ служит задающим элементом предписанной частоты вращения $\omega_{пр}$ (элементом изменения уставки $ЭИУ$ АРЧВ). Она

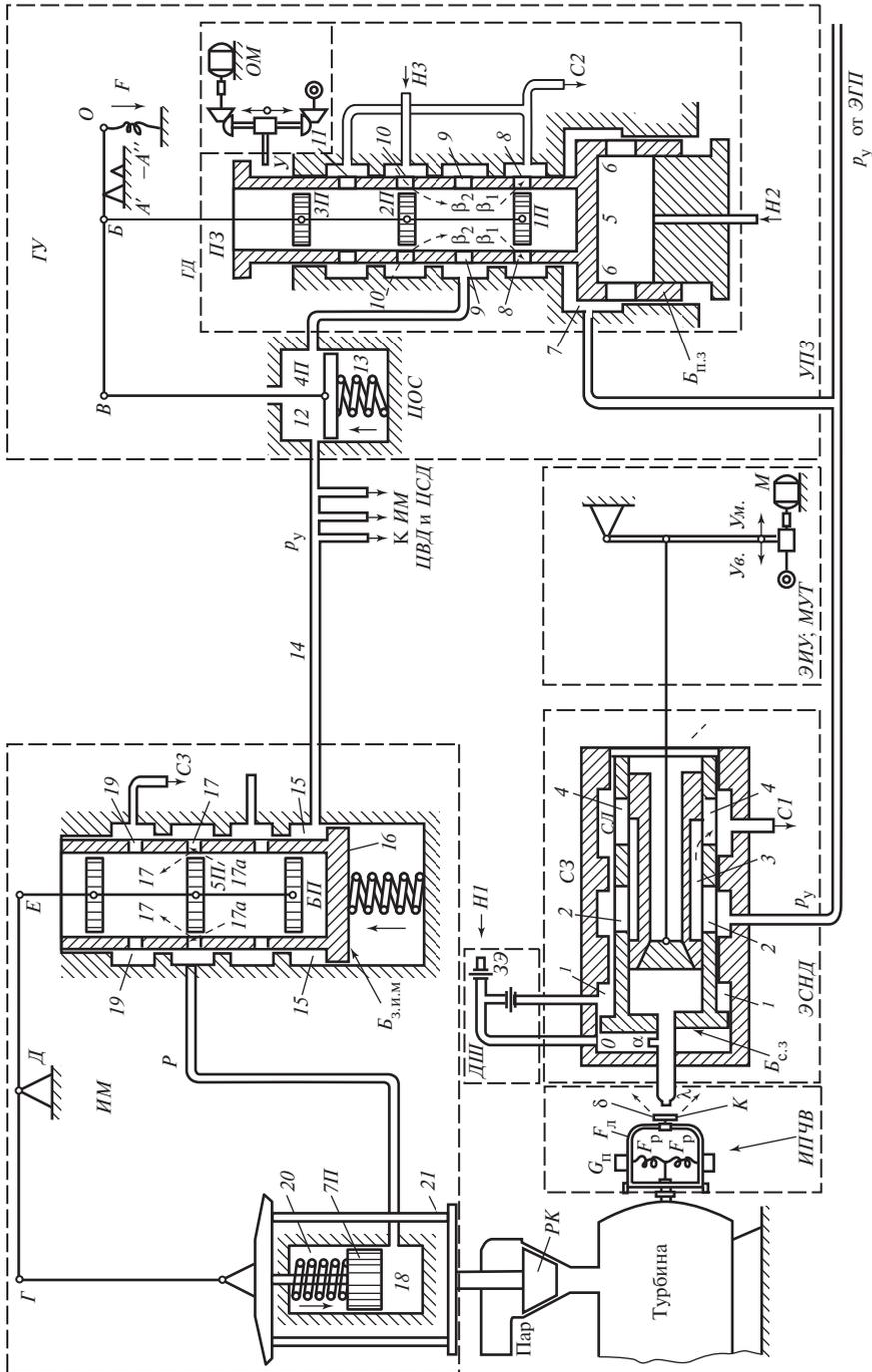


Рис. 2.5. Схема гидродинамического регулятора частоты вращения турбогенератора

изменяется смещением поршня следящего золотника $C3$ рычагом, поворачиваемым червячным редуктором электродвигателя M или вручную. При смещении поршня, например, влево (по чертежу) окно 4 буксы $B_{с.з}$ на слив масла $C1$ прикрывается, частота вращения $\omega_{пр}$ увеличивается ($Ув.$), поскольку давление в камере I возрастает и для его восстановления требуется большее перемещение влево буксы, т.е. смещение влево кольца K ленточного центробежного маятника $ИПЧВ$, что происходит при соответственно большей частоте вращения турбины. При смещении поршня вправо $\omega_{пр}$ уменьшается ($Ум.$).

Электродвигатель служит исполнительным элементом АРАМ и автоматической системы регулирования частоты и мощности электростанции и замещается интегрирующим звеном.

На рис. 2.5 показана также масляная линия пропорционального воздействия на гидравлический усилитель $ГУ$ через электрогидравлический преобразователь $ЭГП$ электрического регулятора мощности синхронного генератора. Показан и механический ограничитель мощности турбины $ОМ$ в виде перемещаемого ручным или электрическим приводом упора $У$, препятствующего дальнейшему перемещению вниз буксы $B_{п.з}$.

Особенности регуляторов атомных электростанций. Выработка ядерными реакторами насыщенного (влажного) пара обуславливает как указанные особенности конструкции паровых турбин и их разворота в процессе пуска, так и соответствующие особенности автоматических регуляторов частоты вращения турбин. Прежде всего потребовался более динамичный измерительный преобразователь частоты вращения, в частности, лучше приспособленный к изменяющейся по временной программе частоте вращения при пуске турбогенератора. Во-вторых, пришлось повысить быстродействие гидродинамических элементов АРЧВ из-за значительной инерционности турбины, обусловленной аккумулируемой влажным паром тепловой энергией, способной быстро разгонять турбину при скачкообразных уменьшениях (сбросах) ее мощности.

На рис. 2.6 приведена упрощенная схема гидродинамического АРЧВ турбогенератора мощностью 500 МВт атомной электростанции. В качестве измерительного преобразователя частоты вращения $ИПЧВ$ применяется центробежный масляный насос I , расположенный на валу турбины. Развиваемое им давление масла определяется частотой вращения.

Элементом сравнения непрерывного действия (ЭСНД) служит гидродинамическое поршневое устройство одностороннего действия 2 с пружиной, изменяющей частоту вращения $\omega_{пр} = \omega_y$ ее затяжкой. Снижение инерционности гидравлического усилителя достигнуто применением дроссельных золотников [8], в частности 3 . Отсечный золотник 6 как абсолютно необходимый для функционирования гидравлического двигателя 7 двухстороннего действия оставлен только в исполнительном механизме $ИМ$, а охватывающая его жесткая отрицательная обратная связь — гидродинамическая с двумя дросселями масла 8 и 9 .

При отклонениях частоты вращения от предписанной изменяется давление масла, развиваемое насосом I , под поршнем 2 и он перемещается вверх или вниз (по чертежу), соответственно изменяя открытие масляного дросселя 3 и давление

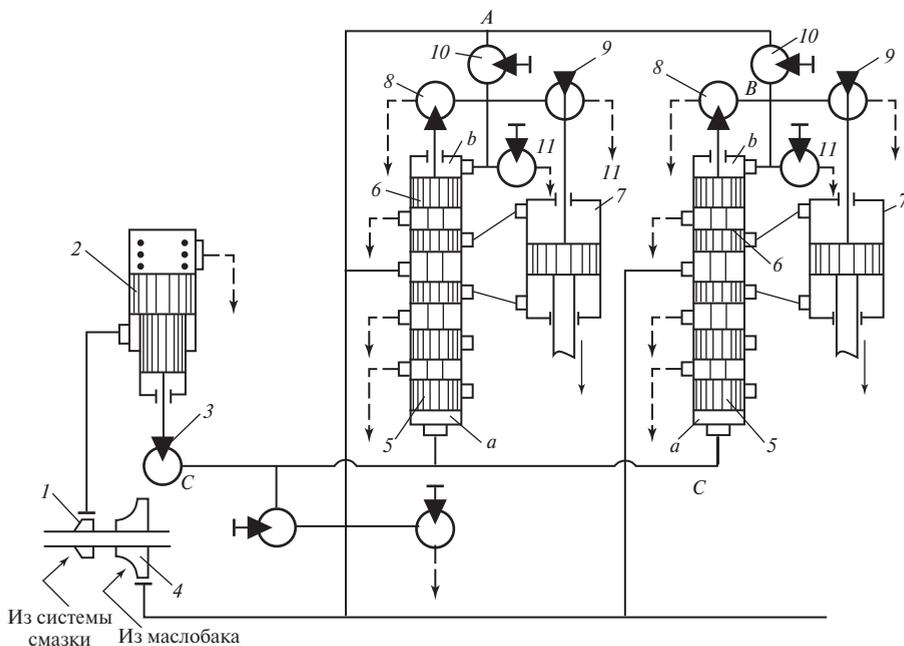


Рис. 2.6. Схема гидродинамического регулятора частоты вращения турбин атомных электростанций

масла в линии *C* и в камере *a* под поршнем 5 гидравлического усилителя. Вследствие перемещения поршня 5 изменяется открытие дросселя 8 на слив масла из камеры *b* над поршнем золотника 6. При этом вследствие перемещения поршней отсечного золотника 6, сочлененного с поршнем 5, соответственно изменяются открытия окон его цилиндра, через которые масло поступает из линии *A* под давлением, развиваемым рабочим масляным насосом 4, в верхнюю (через дроссели 10 и 11) или нижнюю камеру цилиндра гидравлического двигателя 7 или сливается соответственно из нижней или верхней камеры.

Перемещение поршня двигателя 7 изменяет открытие дросселя 9 масляной линии *B* отрицательной обратной связи гидравлического двигателя на слив масла, противодействующее изменению давления в камере *b*, вызванному изменением открытия дросселя 8. Поршни отсечного золотника возвращаются в исходное состояние. Наступает установившийся режим с частотой вращения, соответствующей статической характеристике ее регулирования.

На рис. 2.6 показаны два гидравлических усилителя и исполнительных механизма *ИМ* соответственно двух регулировочных клапанов турбины.

Автоматический регулятор — статический пропорционального действия, поскольку содержит только элементы, замещаемые апериодическими структурными звеньями, в том числе и исполнительный механизм, функционирующий как гидравлический усилитель благодаря жесткой отрицательной обратной связи, охватывающей гидравлический двигатель.

Разработан и совершенствуется электрогидравлический микропроцессорный АРЧВ. Техническая целесообразность применения электрической части регулятора обуславливается не только прогрессом интегральной электроники, но и необходимостью программного непрерывного изменения предписанной частоты вращения в процессе пуска турбины. Для турбогенераторов предназначается и разработанный микропроцессорный автоматический регулятор частоты вращения и активной мощности гидрогенераторов типа ЭГР-МП [13].

Электрогидравлический АРЧВ органически входит в состав АСУ турбогенератором атомной электростанции, обеспечивающей программное изменение мощности турбины после синхронизации генератора и автоматическое регулирование мощности турбогенератора.

2.3.2. Электрогидравлические регуляторы частоты вращения гидрогенераторов

Электрогидравлические регуляторы (ЭГР) частоты вращения состоят из двух частей: электрического регулятора частоты и гидравлической исполнительной части, связанной с регулятором электрогидравлическим преобразователем его выходного тока в механическое воздействие на гидротурбину.

В эксплуатации находятся аналоговые регуляторы типов ЭГР-1Т и ЭГР-М (рис. 2.7) и ПИД-регулятор типа ЭГР-2И (рис. 2.8). Разработан и выпускается цифровой микропроцессорный ЭГР-МП [13].

Указанные виды автоматических регуляторов различаются прежде всего электрическими измерительными преобразователями частоты напряжения (ИПЧН) гидрогенератора. В ПИ-регуляторах применяются пассивные ИПЧН в виде параллельного LC -контура (или так называемого двойного T -образного RC -моста), представляющие собой узкополосные заграждающие частотные фильтры с нулевой настройкой при номинальной промышленной частоте и имеющие одинаковые амплитудно-частотные (АЧХ) и фазочастотные (ФЧХ) характеристики [8]. Они подключаются к напряжению измерительного синхронного мини-генератора $ИГ$ с возбуждением постоянным магнитом, расположенным на валу турбины.

В ПИД-регуляторе ЭГР-2И используется активный интегрирующий ИПЧН на управляемых электронных интеграторах [8], подключаемый к измерительному трансформатору напряжения гидрогенератора TV (см. рис. 2.8).

В цифровом регуляторе типа ЭГР-МП производится измерительное преобразование частоты вращения с использованием индукционного измерительного преобразователя в виде постоянного магнита с обмоткой, расположенной около вала гидроагрегата (см. $ИПУ$ на рис. 3.4 и 3.6), и так называемой звездочки, расположенной на валу. Перекрывая при вращении ротора воздушный зазор постоянного магнита, она наводит в обмотке импульсы ЭДС, следующие с кратной промышленной частотой.

Реальный резонансный измерительный орган частоты (ИОЧ) регуляторов ЭГР-М и ЭГР-1Т частоты вращения гидрогенераторов G выполняется как компенсированный по активному току параллельный LC -контур (см. рис. 2.7, а). Компенсация обеспечивается включением двух первичных обмоток w_1 трансреактора TAV

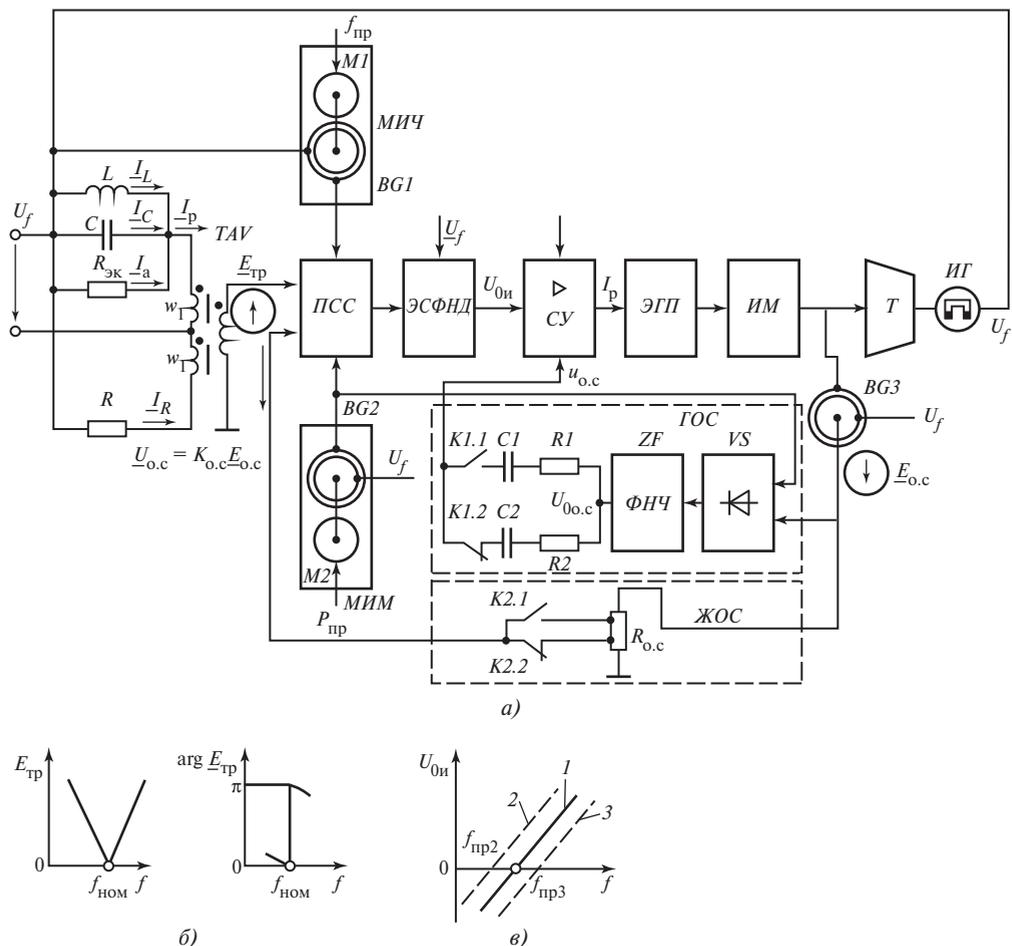


Рис. 2.7. Функциональная схема ПИ-регуляторов типа ЭР-М (а); амплитудно-частотная и фазочастотная характеристики ИПЧН (б); характеристика ИОЧ (е)

в цепь контура и в цепь компенсации с резистором R , сопротивление которого равно эквивалентному сопротивлению контура $R_{эк}$ при резонансной частоте, равной номинальной промышленной $f_{ном}$: одинаковые активная составляющая тока резонансного контура \underline{I}_a и ток \underline{I}_R (в резисторе R) создают в обмотках МДС разных знаков, поэтому ЭДС трансреактора $\underline{E}_{тр} = 0$. При снижении или повышении частоты ЭДС определяется только реактивными — соответственно индуктивной \underline{I}_L или емкостной \underline{I}_C — составляющими тока резонансного контура \underline{I}_p , находящимися в противофазе (см. рис. 2.7, б). Совместно с элементом сравнения фаз непрерывного действия ЭСФНД [8] ЭДС трансреактора $\underline{E}_{тр}$ и напряжения \underline{U}_f измерительного генератора

LC -контур образует измерительный орган частоты с непрерывной характеристикой 1 (см. рис. 2.7, в).

Особенностью измерительной части аналогового ЭГР первого из указанных двух видов является суммирование сигналов от $ИПЧН$, цепи жесткой обратной связи $ЖОС$, установочных сигналов по частоте и мощности на переменном токе в пассивном сумматоре сигналов $ПСС$ перед элементом сравнения фаз. При этом ЭДС трансреактора $\underline{E}_{тр}$, напряжение жесткой обратной связи $\underline{U}_{о.с}$ и ЭДС от элементов уставок регулятора по частоте — механизма изменения частоты $МИЧ$ — и по активной мощности — механизма изменения мощности $МИМ$ — всегда синфазны (совпадают по фазе или находятся в противофазе). Их источниками служат электромеханические измерительные преобразователи углов поворота валов направляющего аппарата турбины T и редуктора электродвигателей $M1$, $M2$ в ЭДС в виде заторможенных синхронных микромашин, возбуждаемых напряжением синхронного генератора, — сельсинов $BG1—BG3$ (на рис. 2.7, а для примера обозначена ЭДС $\underline{E}_{о.с}$) [8]. Поэтому постоянная составляющая напряжения $U_{0и}$ на выходе $ЭСФНД$ определяется абсолютным значением суммы указанных ЭДС, которые смещают характеристику ИОЧ по оси частоты f (характеристики 2 и 3 показаны на рис. 2.7, в).

Реальный пассивный RC -дифференциатор (с переключаемыми постоянными времени) гибкой обратной связи $ГОС$ (электрический изодром), формирующий сигнал по производной действующего значения ЭДС $E_{о.с}$, естественно, функционирует на постоянном токе: дифференцирует выделенную частотным фильтром ZF нижних частот $ФНЧ$ постоянную составляющую напряжения $U_{о.с}$ на выходе выпрямителя VS . Поэтому в функциональной схеме (см. рис. 2.7, а) предусмотрен суммирующий усилитель $СУ$ сигналов постоянного тока от измерительно-преобразовательной части $U_{0и}$ и гибкой обратной связи $u_{о.с}$.

Электрогидравлический ПИД-регулятор частоты вращения на интегральных микросхемах типа ЭГР-2И (рис. 2.8) содержит интегрирующий собственно измерительный преобразователь частоты напряжения $ИПЧН$ генератора $U_r = U_f$ в электрический сигнал в виде изменяющегося напряжения постоянного тока $U_{0и}$. Он выполнен на двух интеграторах $AJ1$, $AJ2$, управляемых парафазными напряжениями U_{y1} , U_{y2} с прямоугольной формой кривой на выходах аналого-дискретного преобразователя $АДП$ синусоидального напряжения синхронного генератора [8]. Интегрируется постоянное напряжение $U_0 = \text{const}$ в течение каждого из полупериодов напряжения U_f . Например, в положительный период, в течение которого напряжение U_{y1} положительно, а U_{y2} отрицательно, работает интегратор $AJ1$: транзистор $VT1$ закрыт, а $VT2$ открыт, а в отрицательный полупериод работает интегратор $AJ2$. Напряжение $u_{иf}$ на выходе $ИПЧН$ линейно нарастает с нуля в каждый полупериод, и его постоянная составляющая пропорциональна длительности периода промышленной частоты, т.е. обратно пропорциональна частоте.

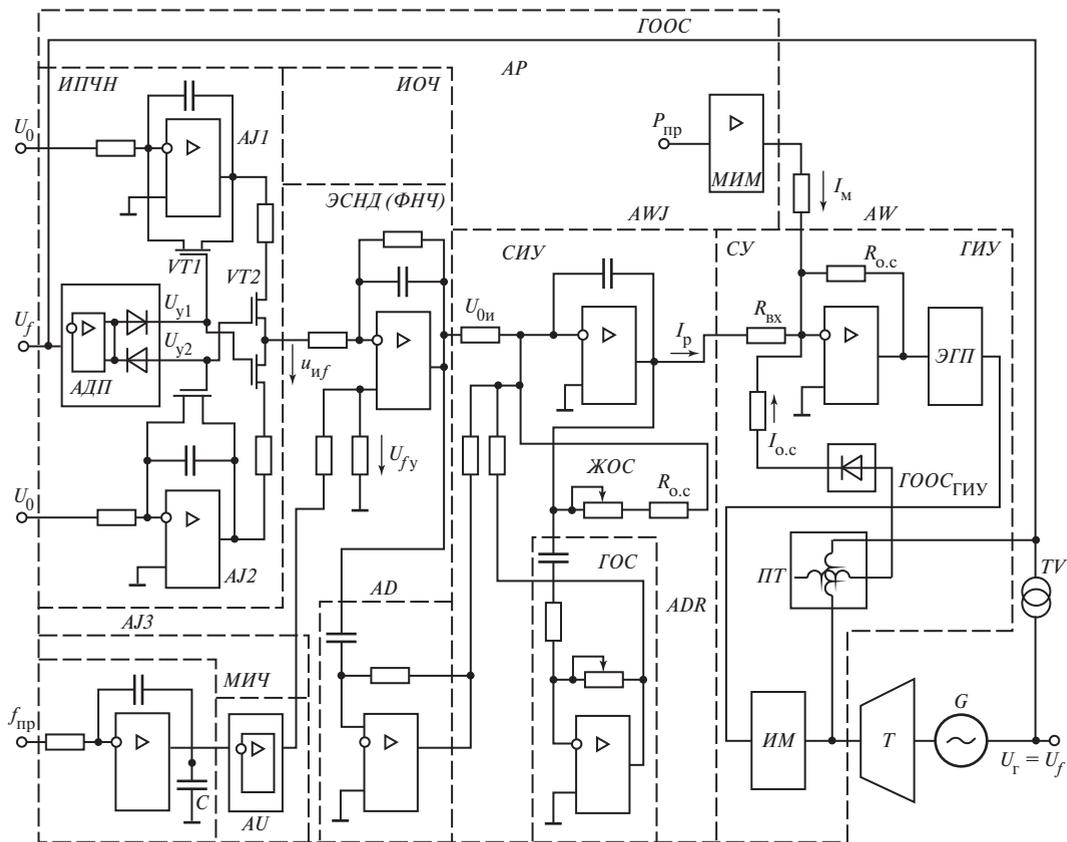


Рис. 2.8. Функциональная схема АРЧВ типа ЭГР-2И

Элемент сравнения непрерывного действия ЭСНД, выполняющий и функцию ФНЧ, выделяющий указанную постоянную составляющую напряжения u_{yf} , сопоставляет ее с установленным напряжением U_{fy} , поступающим от МИЧ и отображающим предписанную частоту регулятора (его уставку по частоте). Выходное напряжение $U_{0и}$ измерительного органа частоты ИОЧ изменяется по абсолютному значению и по знаку в зависимости от снижения или повышения относительно предписанной частоты напряжения синхронного генератора U_f , т.е. частоты вращения гидрогенератора. Характеристика ИОЧ аналогична характеристике I , показанной на рис. 2.7, в.

Элемент задания уставки регулятора по частоте МИЧ выполнен в виде специализированного элемента длительной аналоговой памяти, показанного на рис. 2.8 условно в виде интегратора АЖЗ управляющего сигнала $f_{пр}$ — напряжения, запоминаемого конденсатором C , и повторителя напряжения АУ. Реально применяется типовой интегрирующий электродвигательный с импульсным управлением зада-

ющий элемент, входящий в состав агрегатированного комплекса электрических средств регулирования (АКЭСР-2) в микросхемном исполнении [6].

В измерительную часть ЭГР-2И входит активный (близкий к идеальному) дифференциатор AD выходного напряжения $U_{0н}$ измерительного органа частоты, формирующий дифференциальную (D) составляющую алгоритма автоматического регулирования. Его выходной сигнал, отображающий производную частоты, как и сигнал $ИОЧ$, поступает на $СИУ$ — суммирующий интегрирующий усилитель AWJ . На другие его входы приходят сигналы функциональной обратной связи: жесткой $ЖОС$ и гибкой $ГОС$, выполненной в виде реального дифференциатора ADR . Функциональная обратная связь охватывает только указанный усилитель AWJ и определяет пропорционально-интегральную ($ПИ$) составляющую алгоритма автоматического регулирования. Взаимодействующие описанные функциональные элементы и образуют электрический собственно автоматический регулятор частоты AP .

Структурная схема АРЧВ (см. рис. 2.8) типа ЭГР-2И соответственно содержит схему собственно регулятора AP и схему электрогидравлической исполнительской части $ГИУ$, связанных электрогидравлическим преобразователем $ЭГП$ с входным сумматором AW токов I_p и $I_{о.с.}$. Благодаря главной (для нее) жесткой отрицательной обратной связи $ГООС_{ГИУ}$ гидравлическая исполнительная установка $ГИУ$ с исполнительным механизмом $ИМ$ представляет собой замкнутое автоматическое следящее за выходным током регулятора I_p на входе AW устройство (следящий регулятор). Ток I_p является задающим элементом предписанного для следящего регулятора значения регулирующего воздействия. Его функционирование аналогично действию следящего золотника $ЗЗ$ (см. рис. 2.5) гидродинамического АРЧВ турбогенератора. В связи с относительно малой постоянной времени эквивалентного аperiodического звена, замещающего исполнительную часть, она практически не влияет на переходные процессы в замкнутой автоматической системе АРЧВ.

Пропорционально-интегральная составляющая алгоритма регулирования формируется функциональной отрицательной обратной связью, охватывающей только суммирующий интегрирующий усилитель $СИУ$. Обратная связь — переключаемая (см. контакты $K1.1$, $K1.2$, $K2.1$, $K2.2$ на рис. 2.7): при гибкой, реализуемой пассивными дифференциаторами RC или активным реальным дифференцирующим звеном ADR (см. рис. 2.8) обратной связи $ГОС$ регулятор — астатический; при жесткой обратной связи $ЖОС$, реализуемой безынерционным звеном ($R_{о.с.}$), регулятор — статический, а при комбинированной обратной связи регулятор функционирует как статический с интенсивным затуханием переходного процесса.

Пропорционально-интегрально-дифференциальный алгоритм автоматического регулирования в целом обеспечивается параллельным подключением электронного дифференциатора AD на входе суммирующего интегрирующего усилителя $СИУ$ электрического регулятора.

Еще одна особенность схемы регулятора ЭГР-2И (см. рис. 2.8) — ввод воздействия $P_{пр}$ от автоматического регулятора мощности АРАМ через суммирующий усилитель

сигналов CV в электрогидравлический преобразователь ЭГП обеспечивает быстрое действие его реализации: в прежних ЭГР воздействие от АРАМ вводилось на входе регулятора и его исполнение зависело от инерционности регулятора в целом. Одновременный ввод воздействия от АРАМ в цепь гибкой отрицательной обратной связи (см. рис. 2.7) снижал указанную инерционность. Поэтому ЭГР имеют (см. рис. 2.7 и 2.8) независимые элементы изменения предписанных частоты и мощности — механизмы изменения частоты МИЧ и мощности МИМ.

Микропроцессорный электрогидравлический автоматический регулятор частоты вращения и активной мощности генераторов типа ЭГР-МП выпускается ООО «ПромАвтоматика» (Санкт-Петербург). Регулятор функционирует по пропорционально-интегрально-дифференциальному (ПИД-) алгоритму и обеспечивает астатическую (горизонтальную) характеристику регулирования — зависимость частоты от активной мощности $\omega = f(P)$ в нормальном режиме нагруженного генератора. Активная нагрузка частоторегулирующей гидроэлектростанции распределяется между параллельно работающими гидрогенераторами отдельной программой.

В режиме пуска и холостого хода гидроагрегата производится переключение на пропорциональный (П-) алгоритм, поскольку при холостом ходе динамические свойства гидравлической турбины описываются p -передаточной функцией интегрирующего звена, а при наличии в автоматической системе регулирования двух интегрирующих звеньев (первое формирует интегральную составляющую ПИД-алгоритма) она оказывается структурно неустойчивой [2], т.е. возбуждается (переходит в автоколебательное состояние) при любых значениях ее параметров.

Автоматический регулятор типа ЭГР-МП представляет собой микропроцессорную электрическую часть электрогидравлической автоматической системы регулирования частоты и активной мощности, воздействующей на электрогидравлический преобразователь [7, 8].

Он выполнен на двух зарубежных взаиморезервируемых микропроцессорах, которые функционируют по принципу «ведущий-ведомый». Ведущий микропроцессор определяется автоматически троированным (работающим в режиме два из трех) арбитром. Такая структура обеспечивает необходимую надежность функционирования автоматического регулятора. Для безударности переключения ведущий микропроцессор постоянно передает ведомому информацию о состоянии регулятора и его уставках.

Автоматический регулятор имеет и аппаратную часть, содержащую измерительные преобразователи частоты и активной мощности. Измерительное преобразование частоты производится путем формирования времяимпульсного сигнала индукционным измерительным преобразователем (см. ИПУ на рис. 4.4 и 4.6), возбуждаемым так называемой звездочкой, расположенной на валу гидро- или турбогенератора, вместо пластины, перекрывающей воздушный зазор постоянного магнита с обмоткой 2 раза за один оборот вала — в начале и в конце периода промышленной частоты T_{II} . Звездочка формирует интервалы времени, равные периоду промышленной частоты. Интервалы времени заполняются единичными

счетными импульсами высокой (относительно промышленной) частоты: формируется числоимпульсный сигнал, отображающий длительность периода $T_{\text{ц}}$, обратно пропорциональную частоте вращения энергоагрегата. Программируемая логическая матрица формирует сигнал в двоичной системе счисления о частоте напряжения гидро- или турбогенератора, который и поступает в микропроцессор.

Микропроцессор формирует в общем случае ПИД-алгоритм регулирования частоты:

сравнивает указанный сигнал с уставкой регулятора — номинальной частотой или установленной в соответствии с загрузкой генератора активной мощностью (статические характеристики регулирования турбогенераторов перемещаются параллельно самим себе вверх или вниз при повышении или снижении заданной активной мощности турбогенератора [2]), т.е. определяет отклонение частоты вращения $\Delta\omega (nT)$ от установленной, необходимое для реализации пропорциональной составляющей алгоритма регулирования;

численно дифференцирует отклонение частоты — формирует дифференциальную составляющую алгоритма;

численно интегрирует отклонение частоты для обеспечения интегральной составляющей, необходимой для астатического регулирования частоты вращения гидрогенераторов.

Сумма указанных сигналов поступает в цифроаналоговый преобразователь (ЦАП), выходной сигнал которого представляет собой постоянный ток, пропорциональный двоичному коду суммы сигналов. После его усиления мощным выходным усилителем ток как регулирующее воздействие поступает в электрогидравлический преобразователь.

Измерительное преобразование активной мощности синхронного генератора производится серийным аналоговым измерительным преобразователем. Его непрерывный сигнал в виде изменяющегося по абсолютному значению и знаку постоянного тока аналого-цифровым преобразователем (АЦП) превращается в двоичный цифровой код, поступающий в микропроцессор.

Он программно сравнивается с сигналом о задаваемой (предписанной) синхронному генератору мощности — формируется разность необходимой и истинной его загрузки, т.е. отклонение мощности $\Delta P (nT)$. Сигнал о $\Delta P (nT)$ численно интегрируется и после преобразования ЦАП в пропорциональный постоянный ток и усиления воздействует на электрогидравлический преобразователь — сумматор регулирующих воздействий по частоте и активной мощности.

Так производится быстродействующее, но статическое регулирование мощности. Поэтому цифровой сигнал после численного интегрирования $\Delta P (nT)$ воздействует на задающий (установочный) элемент по частоте, увеличивая или уменьшая заданную (установленную) частоту $\omega_y > \omega_{\text{ном}}$ статического регулятора турбогенератора — обеспечивает астатическое регулирование активной мощности. Регулирование активной мощности производится по ПИ-алгоритму.

Кроме автоматического регулирования частоты и активной мощности в нормальном режиме работы нагруженного генератора регулятор типа ЭГР-МП выполняет и другие функции:

обеспечивает пуск и останов гидротурбины и автоматическую нагрузку или разгрузку тепловой турбины по данным контроля теплонапряженного состояния ее металла;

устанавливает задаваемую автоматическим синхронизатором (см. гл. 1) разность частот ω_{sy} при подготовке генератора к его синхронизации;

осуществляет противоразгонную защиту гидротурбины и тепловой турбины при «сбросе» нагрузки синхронным генератором.

В состав панели ЭГР-МП, внешний вид которой показан на рис. 2.9, входит и микропроцессорное автоматическое устройство управления гидродинамической исполнительный частью ГИУ (см. рис. 2.8) [13].

Электрогидравлический преобразователь ЭГП электрогидравлических регуляторов представляет собой магнитоэлектрическое устройство преобразования значения и знака тока регулятора $I_{\text{рег}}$ в поступательное перемещение штока золотника гидравлического двигателя направляющего аппарата турбины. Он состоит из собственно электромеханического преобразователя тока в перемещение якоря электромагнита и гидравлического усилителя в виде следящего золотника, аналогичного СЗ измерительного преобразователя частоты вращения гидродинамического АРЧВ тепловой турбины (см. рис. 2.5) [8].



Рис. 2.9. Внешний вид панели ЭГР-МП

Электрогидравлическое исполнительное устройство *ГИУ* (см. рис. 2.8) кроме *ЭГП* состоит из суммирующего усилителя *СУ* регулирующего воздействия *АР* — тока I_p , токов $I_m, I_{o.c}$ от *МИМ* и от цепи главной (для *ГИУ*) отрицательной обратной связи $ГООС_{ГИУ}$. Источником сигнала обратной связи служит поворотный трансформатор *ПТ*, установленный на выходе гидравлического исполнительного механизма *ИМ* и сочлененный с валом направляющего аппарата турбины *T*. Переменное напряжение трансформатора, изменяющееся по абсолютному значению в функции угла его поворота, выпрямителем *VS* преобразуется в постоянное, возбуждающее ток $I_{o.c}$.

Все электрогидравлические регуляторы снабжены вторым измерительным преобразователем частоты (на схемах не показан) напряжения на шинах электростанции, используемым при подготовке гидрогенератора к синхронизации.

2.3.3. Автоматическое устройство равномерного распределения нагрузки гидроэлектростанции между однотипными гидрогенераторами

На рис. 2.10 приведена нашедшая применение в эксплуатации схема устройства распределения активной мощности *УРАМ* с параллельным соединением ветвей, содержащих источники ЭДС [3].

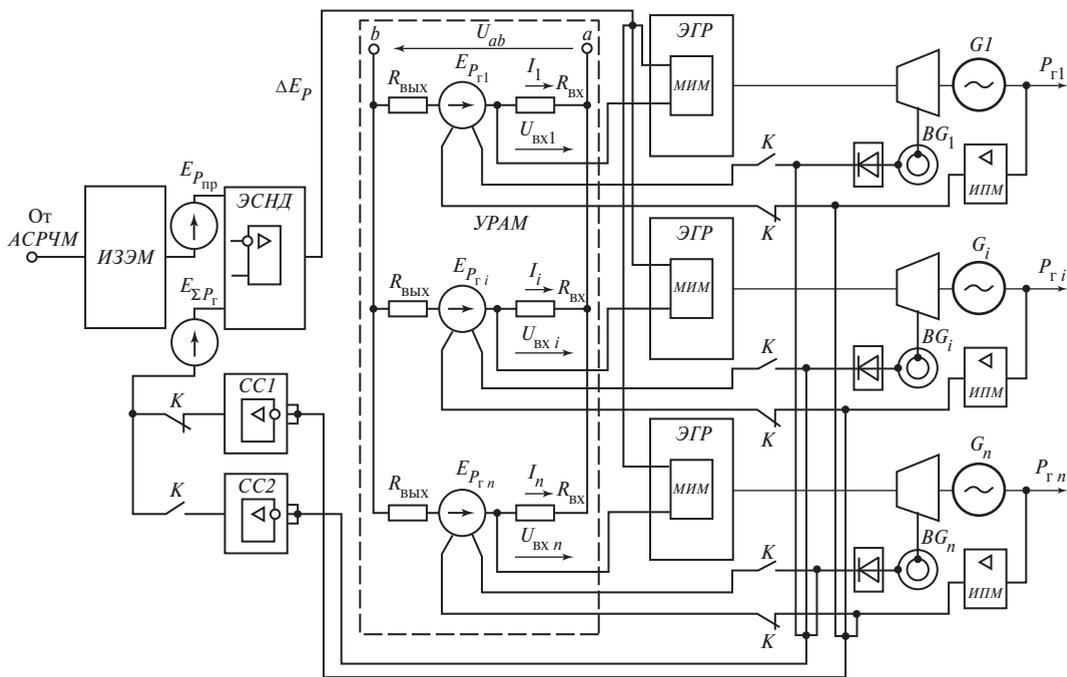


Рис. 2.10. Схема автоматического управления мощностью гидрогенераторов

Заданная (предписанная графиком) нагрузка ГЭС устанавливается интегрирующим задающим элементом мощности *ИЗЭМ*, управляемым от автоматической системы регулирования частоты и мощности *АСРЧМ* электроэнергетической системы. Истинная нагрузка электростанции отображается суммой (на выходе сумматора сигналов *СС1* или *СС2*) ЭДС $E_{\Sigma P_r}$ измерительных преобразований активной мощности *ИПМ* синхронных генераторов или датчиков положений направляющих аппаратов гидротурбин — сельсинов *BG*. Сигнал в виде ЭДС $E_{P_{np}}$ индукционного датчика *ИЗЭМ*, как обычно, сопоставляется элементом сравнения непрерывного действия *ЭСНД* с сигналом — ЭДС $E_{\Sigma P_r}$ одного из сумматоров. Разность указанных ЭДС ΔE_p определяет воздействие через релейный усилитель-преобразователь *УП* (см. рис. 2.2) на электродвигатели *МИМ* (см. рис. 2.7, 2.8) электрогидравлических АРЧВ гидротурбин *ЭГР*.

В каждую из параллельно соединенных ветвей схемы включаются входная цепь *МИМ* с входным сопротивлением $R_{вх}$ и выходная цепь с выпрямленной ЭДС $E_{P_{ri}}$ сельсина *BG* или ЭДС *ИПМ* одного из гидроагрегатов с выходным сопротивлением $R_{вых}$ (на схеме условно показано их подключение контактами *K*). Эквивалентное напряжение U_{ab} параллельно соединенных ветвей n с одинаковыми проводимостями $Y = 1/(R_{вх} + R_{вых})$

$$U_{ab} = \sum_{i=1}^n E_{P_{ri}} Y / \sum_{i=1}^n Y = \sum_{i=1}^n E_{P_{ri}} / n \sim P_{г.пр} \quad (2.2)$$

и отображает равную долю в покрытии нагрузки $P_{\Sigma P_r}$ гидроэлектростанции одним синхронным генератором, т.е. моделирует его предписанную $P_{г.пр}$ мощность.

Выходная ЭДС $E_{P_{ri}}$ сельсина или *ИПМ* пропорциональна истинной мощности синхронного генератора P_{ri} . В каждой ветви происходит сравнение предписанной и истинной нагрузок синхронного генератора, поскольку входное напряжение $U_{вхi}$ пропорционально их разности:

$$U_{вхi} = I_i R_{вх} = [(E_{P_{ri}} - U_{ab}) / (1 + R_{вых} / R_{вх})] \sim (P_{ri} - P_{\Sigma P_r} / n). \quad (2.3)$$

Электродвигатель *МИМ* электрогидравлического АРЧВ турбины вращается (прерывисто, как указывалось) до тех пор, пока напряжение $U_{вхi}$ практически (с точностью до напряжения срабатывания *УП*) не исчезнет, т.е. пока мощность синхронного генератора P_{ri} не станет равной $P_{\Sigma P_r} / n$.

Таким образом, воздействие АРЧВ определяется отклонением частоты и изменением предписанной мощности в соответствии с соотношением

$$k_f \Delta f + k_p (P_{\Gamma i} - \sum_{i=1}^n P_{\Gamma i} / n) = 0, \quad (2.4)$$

где k_f , k_p — коэффициенты пропорциональности по частоте и мощности.

Соотношение (2.4) отображает так называемый мнимостатический закон автоматического регулирования частоты и мощности гидрогенератора. Он обеспечивает астатическое регулирование частоты и принудительное равномерное распределение нагрузки ГЭС между параллельно работающими однотипными гидрогенераторами.

Известно [3] несколько модификаций технической реализации рассмотренной общей схемы автоматического управления мощностью синхронных генераторов гидроэлектростанций. Среди них есть варианты без схемы уравнивания с индивидуальными заданиями нагрузки каждого гидрогенератора. Сигнал равнодолевой предписанной мощности формируется дискретно управляемым делителем выходного напряжения интегрирующего задающего элемента мощности электростанции *ИЗЭМ* на число n параллельно работающих синхронных генераторов. В современном выполнении он представляет собой интегральный операционный усилитель (ИОУ) с набором параллельно соединяемых резисторов отрицательной обратной связи R_{oc} , определяющих коэффициент его передачи. Как известно, при постоянном сопротивлении резистора R_{bx} на обычно инвертирующем входе ИОУ, например в схеме усилителя *Аб* (см. рис. 2.11), коэффициент передачи равен отношению эквивалентного сопротивления R_{oc} / n и R_{bx} [8]. Такую схему группового управления активной мощностью называют схемой с радиальным распределением нагрузки ГЭС между гидрогенераторами. Выходное напряжение управляемого делителя сравнивается с ЭДС датчика открытия направляющего аппарата гидротурбины или *ИПМ* синхронного генератора. Она применяется совместно с электрогидравлическими АРЧВ типа ЭГР-2И (см. рис. 2.8).

Для совместной работы с микропроцессорным АРЧВ типа ЭГР-МП и указанным ЭГР-2И компанией ЗАО «РТСофт» совместно с ОАО «ВНИИЭ» разработана и выпускается программная комплексная система управления (КСУ) активной (и реактивной) мощностью ГЭС [113]. Она содержит разработанный для замены устаревших средств телепередачи информации цифровой задающий элемент (задатчик) внеплановой нагрузки электростанции типа SMART-ЦЗВН. На основе информации о нагрузке, получаемой по телеканалам от центральной системы автоматического регулирования частоты и мощности ЭЭС, производится ее распределение между параллельно работающими гидрогенераторами.

Система выполняется на многофункциональном промышленном контроллере SMART Pro или АНКОР [113] и использует типовое программное обеспечение типа SCADA. Имеет модульное построение и обладает особенностями, позволяющими учитывать технико-экономические характеристики гидроагрегатов и инди-

видуальные ограничения по их нагрузке, определять оптимальный состав включенных гидрогенераторов и изменения напора воды. Может функционировать в составе АСУ ГЭС.

2.3.4. Автоматические регуляторы активной мощности турбогенераторов

2.3.4.1. Регулятор распределения активной мощности тепловой электростанции между разнотипными турбогенераторами

Автоматический регулятор активной мощности (АРАМ) турбогенераторов является электрическим следящим (за изменяющейся предписанной общестанционной АСРЧМ мощностью), инерционным, функционирующим по И-алгоритму регулятором, воздействующим на турбину через электродвигатель задающего элемента статического АРЧВ, изменяющего предписанную частоту вращения $\omega_{пр}$ (см. рис. 2.4) [14].

Выполнение основной задачи — оптимизация режимов работы турбогенераторов по активной мощности — достигается двумя главными функциональными элементами измерительной части АРАМ: интегрирующим задающим элементом мощности *ИЗЭМ* (рис. 2.11), управляемым от *АСРЧМ* электростанции и устанавливающим предписанную нагрузку синхронного генератора сигналом в виде тока $I_{р_{пр}}$, и измерительным преобразователем *ИПАМ* истинной активной мощности генератора с выходным током (сигналом) $I_{р_{г}}$. Сигналы сопоставляются активным микронэлектронным элементом сравнения сигналов непрерывного действия *ЭСНД* путем вычитания токов на входах интегрального операционного усилителя (ИОУ) *А5*.

На один из входов элемента сравнения *ЭСНД* поступает и сигнал $I_{\Delta f}$ от измерительного органа частоты *ИОЧ*, особенностью которого является нечувствительность к малым ее отклонениям $\Delta f = \pm 0,1$ Гц.

Измерительный орган *ИОЧ* содержит измерительный, в частности интегрирующий (см. рис. 2.8), преобразователь частоты напряжения *ИПЧН* и два интегрирующих задающих элемента частоты (на рис. 2.11 показан один *ИЗЭЧ*), аналогичных *ИЗЭМ*, и активный элемент сравнения сигналов о предписанном и истинном значениях частоты (выполнен на ИОУ *А3*). Один из них используется в пусковом режиме; он управляется от автомата пуска турбины *АПТ*. Второй применяется при подготовке генератора к синхронизации: на него воздействует уравниватель частоты скольжения генератора *УЧС* автоматического синхронизатора *АС* (см. рис. 1.12). Он же задает предписанную частоту в нормальных режимах работы синхронного генератора.

В измерительную часть АРАМ входит и измерительный орган давления свежего пара перед ЦВД турбины *ИОДП*, содержащий измерительный преобразователь *ИПДП*, задающий элемент давления пара *ЗЭДП* и элемент сравнения их сиг-

налов (выполнен на ИОУ А4). В зависимости от режима работы турбины он следит за постоянным или скользящим давлением пара (воздействие от АРПГ). В частности, при его падении АРАМ снижает нагрузку синхронного генератора (сигнал $I_{\Delta P}$).

Выходной сигнал элемента сравнения ЭСНД измерительной части АРАМ после усилителя сигнала непрерывного действия УС (ИОУ А6) поступает на усилитель-преобразователь релейного действия УП, состоящий из двух бесконтактных реле, выполненных на ИОУ А7 и А8, охваченных положительными обратными связями [8]. Они формируют положительные (прибавить мощность) и отрицательные (убавить мощность) дискретные сигналы U_{p1} , U_{p2} .

Импульсный режим работы релейного усилителя, необходимый для формирования И-алгоритма регулирования мощности, обеспечивается функциональной обратной связью ФОС, реализуемой активным фильтром ЗФЗ нижних частот (ФНЧ), являющимся аperiодическим структурным звеном; обратная связь охватывает последовательно соединенные непрерывный УС и релейный УП усилители.

Импульсные сигналы УП транзисторным исполнительным усилителем ИУ превращаются в управляющие воздействия на электродвигатель МУТ турбины, являющийся задающим элементом ее АРЧВ.

В автоматическом регуляторе применяются типовые функциональные элементы агрегатированного комплекса электрических средств регулирования в микроэлектронном исполнении (АКЭСР-2) [6]. При этом используются операционные усилители А1—А8 серий интегральных микросхем УД140 и УД553, охваченные отрицательными (элементы непрерывного действия: фильтры нижних частот ЗФ1—ЗФ3, элементы сравнения сигналов, усилитель УС) и положительными (релейные элементы УП) обратными связями. Фильтры ЗФ1—ЗФ3 — первого порядка, типовые, различающиеся только постоянными времени. Свойством частотного фильтра обладает и ЭСНД, выполненный и как сумматор сигналов на одном из входов операционного усилителя А5 [8].

Специфичными являются интегральные задающие элементы. Как видно из функциональной схемы ИЗЭМ, он выполнен с использованием шагового электродвигателя ШМ, управляемого генератором импульсов ГИ и кольцевым счетчиком КС, запускаемым сигналом от АСРЧМ электростанции. Электродвигатель перемещает якорь индукционного измерительного преобразователя ИИП (датчика) угла поворота механического редуктора в ЭДС повышенной частоты. Выпрямителем VS и активным фильтром нижних частот ФНЧ ЗФ1 ее амплитуда преобразуется в постоянный, пропорциональный предписанной мощности генератора ток $I_{P_{пр}}$.

Измерительный преобразователь активной мощности ИПАМ синхронного генератора показан на схеме (см. рис. 2.11) как трехфазный с двумя перемножителями АХ1, АХ2 мгновенных междофазных напряжений u и фазных токов i , включенными по схеме двух ваттметров [7]. Постоянные составляющие их выходных напряжений суммируются и выделяются ФНЧ ЗФ2 в виде пропорционального активной мощности синхронного генератора постоянного тока I_{P_r} . Возможно

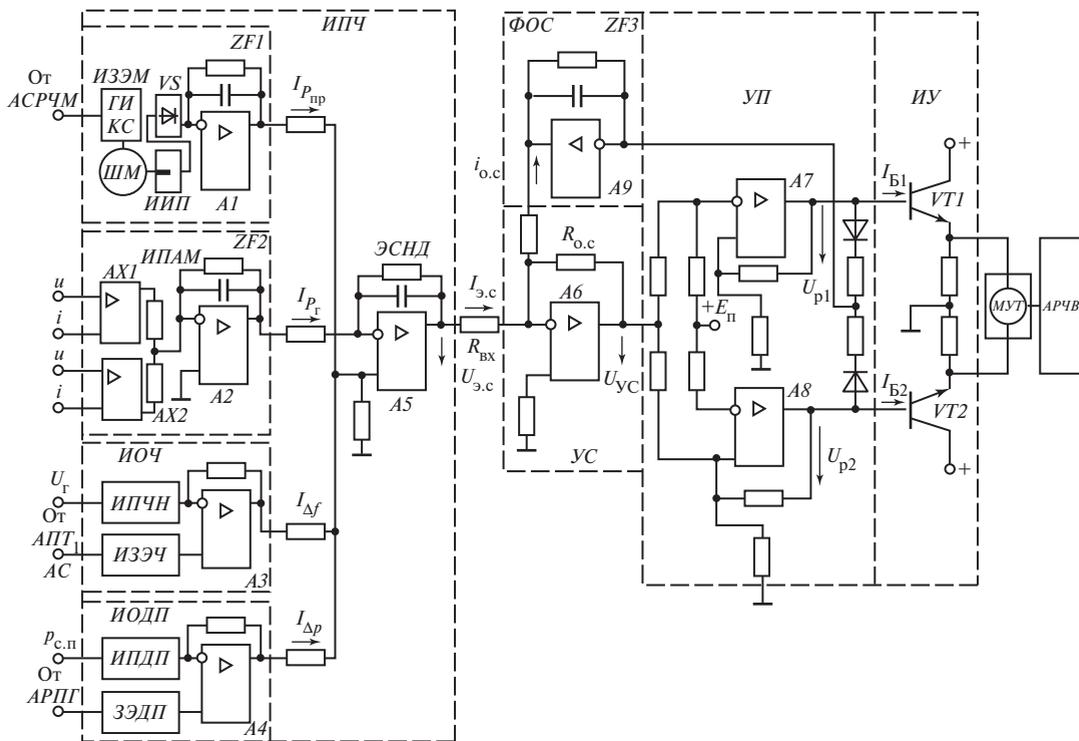


Рис. 2.11. Функциональная схема автоматического регулятора мощности турбогенератора

выполнение ИПАМ и как однофазного с двумя перемножителями ортогональных составляющих напряжения и тока одноименных фаз, не требующего выходного частотного фильтра [8].

Действие АРАМ, например на увеличение нагрузки синхронного генератора вследствие возрастания тока $I_{p_{пр}}$, т.е. по заданию от АСРЧМ электростанции, или появления тока $I_{\Delta f}$ вследствие снижения частоты, превышающего зону нечувствительности $\Delta f > \Delta f_{нч}$, происходит следующим образом. Один из указанных токов на неинверсном входе операционного усилителя А5 приводит к появлению положительного напряжения $U_{э.с}$ на выходе элемента сравнения ЭСНД и тока $I_{э.с}$ на инверсном входе ИОУ А6. В результате на выходе усилителя УС появляется отрицательное напряжение $U_{УС}$, которое, если оно превышает напряжение срабатывания реле на ИОУ А7, переключает его. До этого реле находилось в исходном состоянии, при котором напряжение U_{p1} на его выходе отрицательно, поскольку обусловлено положительным напряжением на инверсном входе ИОУ А7 источника питания $+E_{п}$ (транзистор VT1 закрыт). Под воздействием положительного напряжения U_{p1} возбуждается ток базы $I_{Б1}$ транзистора VT1, который открывается

и запускает электродвигатель *МУТ* для увеличения нагрузки генератора. Под воздействием напряжения U_{p1} начинает экспоненциально нарастать ток отрицательной обратной связи $i_{o.c}$ на выходе *A9*, уменьшающий напряжение U_{yc} на выходе усилителя. В результате реле на ИОУ *A7* возвращается в исходное состояние и воздействие на *МУТ* прекращается. Ток $i_{o.c}$ экспоненциально уменьшается, напряжение U_{yc} возрастает, и реле снова срабатывает и запускает электродвигатель *МУТ*. При этом длительность каждого последующего импульса напряжения U_{p1} и, следовательно, время вращения электродвигателя *МУТ* уменьшаются. Именно благодаря такому импульсному режиму работы регулятора и обеспечивается устойчивое, без возникновения автоколебаний, последовательное приближение *МУТ* к новому установившемуся состоянию.

После компенсации тока $I_{p_{np}}$ от *ИЗЭМ* нарастающим, пропорциональным увеличивающейся мощности синхронного генератора током I_{p_r} от *ИПАМ* на инверсном входе *A5* или исчезновения тока $I_{\Delta f}$ от *ИОЧ* вследствие восстановления частоты схема в целом переходит в исходное состояние, при котором оба транзистора *VT1*, *VT2* закрыты.

После воздействия от *АСРЧМ* на уменьшение предписанной мощности ток $I_{p_{np}}$ меньше тока I_{p_r} от *ИПАМ*. Преобладание положительного тока на инверсном входе ИОУ *A5* или отрицательный ток $I_{\Delta p}$ на его неинверсном входе, появляющийся при снижении давления свежего пара $p_{c.n}$ перед ЦВД турбины, приводят к нарастаниям абсолютного значения отрицательного $U_{\Delta c}$ и положительного U_{yc} напряжения на выходах элемента сравнения *ЭСНД* и усилителя *УС* соответственно. Положительное напряжение U_{yc} приводит к срабатыванию реле на ИОУ *A8*, а именно к изменению отрицательного напряжения U_{p2} (транзистор *VT2* закрыт) на положительное, возбуждающее ток I_{B2} насыщения транзистора *VT2*. Он открывается и запускает электродвигатель *МУТ* в сторону уменьшения нагрузки синхронного генератора. Положительное напряжение U_{p2} обуславливает нарастание тока отрицательной обратной связи $i_{o.c}$ и кратковременный возврат реле. Его последующие срабатывания на уменьшающие отрезки времени обеспечивают устойчивый апериодический переход *МУТ* в новое установившееся состояние.

2.3.4.2. Быстродействующий противоаварийный регулятор активной мощности турбогенераторов

Как указывалось, быстродействующий автоматический регулятор активной мощности (БАРАМ) предназначается для безынерционного и интенсивного воздействия на турбину.

В соответствии с назначением БАРАМ функционирует как пропорционально-дифференциальный (ПД) регулятор и использует обширную информацию как об

электрических, так о и тепловых и механических режимных параметрах. Поэтому его измерительная часть состоит из нескольких измерительных преобразователей, нелинейных функциональных преобразователей и специфических формирователей сигналов, определяющих дозированные по интенсивности и длительности противоаварийные управляющие воздействия на турбину.

Применяются быстродействующие измерительные преобразователи активной мощности *БИПАМ* (рис. 2.12) и частоты напряжения синхронного генератора *БИПЧ*, измерительный преобразователь вращающего момента (мощности) турбины *ИПМТ* и датчики давления свежего *ДСП* — перед *ЦВД* турбины (см. рис. 1.4) и перегретого *ДПП* — перед *ЦСД* пара.

Совместно с элементами сравнения непрерывного и релейного действия и функциональными преобразователями они образуют следующие измерительные органы (ИО) и органы формирования (ОФ) сигналов дозированных управляющих воздействий регулятора: мощности турбины *ИОМТ*; соответствия развиваемого турбиной вращающего и тормозного моментов нагрузки генератора *ИОСМ*; кратковременной (импульсной) разгрузки турбины *ОФИР*; ограничения мощности (длительной разгрузки) турбогенератора *ОФОМ*; закрытия клапанов турбины *ИОРД* (релейного действия); давления пара *ИОДП*.

Мощность турбины, равная в относительных единицах ее вращающему моменту, определяется по истинной мощности синхронного генератора P_{Γ} и ускорению вращения турбины

$$P_{\Gamma} = P_{\Gamma} + J \frac{d\omega}{dt}, \quad (2.5)$$

где J — общий момент инерции турбогенератора.

Поэтому измерительный орган *ИОМТ* содержит измерительные преобразователи активной мощности синхронного генератора *БИПАМ*, измерительный преобразователь частоты *БИПЧ* с дифференциатором *AD* и сумматор *AW2*, образующие измерительный преобразователь момента или мощности турбины *ИПМТ*, и вычитатель *АН1* сигналов информации о мощности турбины в виде тока $I_{P_{\Gamma}}$ и заданной мощности $P_{\Gamma, \text{пр}}$ (ток $I_{P_{\text{пр}}}$) синхронного генератора.

Однофазный *БИПАМ* показан на схеме в целесообразном его выполнении на двух перемножителях *AX1*, *AX2* ортогональных составляющих, на которые напряжение \underline{U}_{Γ} и ток \underline{I}_{Γ} разлагаются активными фазовращателями *Aθ1*, *Aθ2* [8]. Напряжение U_p сумматора *AW1* выходных напряжений перемножителей не содержит гармонической составляющей удвоенной промышленной частоты, свойственной произведениям мгновенных синусоидальных величин, как в симметричном режиме, так и в условиях несимметрии трехфазных напряжения и тока синхронного генератора — быстродействие измерительного преобразования активной мощности достигается за счет отсутствия инерционного выходного частотного фильтра.

Приемлемая инерционность *БИПЧ* достигается его выполнением на управляемых интеграторах [8] (см. рис. 2.8) с выходным фильтром нижних частот (на схеме не

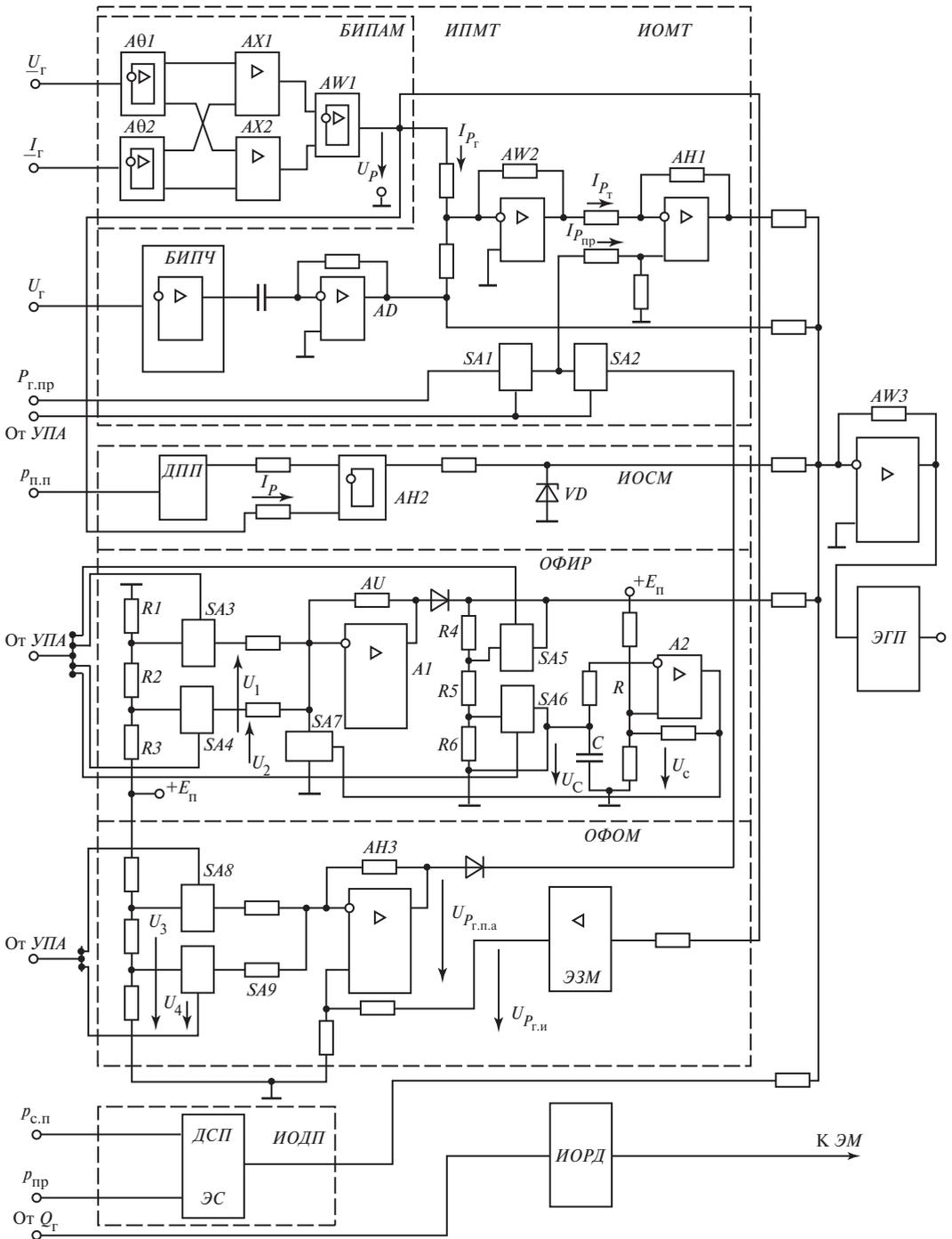


Рис. 2.12. Функциональная схема быстродействующего АРАМ турбогенератора

показан), необходимым в связи с последующим дифференцированием его выходного напряжения. Активные дифференциатор AD , сумматоры и вычитатели выполняются на интегральных операционных усилителях в инвертирующем и дифференциальном их включении соответственно [8]. Вычитатель $АН1$ выходных токов I_{P_r} $ИПМТ$ и $I_{P_{пр}}$ служит элементом сравнения непрерывного действия сигналов информации о развиваемой турбиной мощности и заданной нагрузке синхронного генератора.

Вычитатель $АН2$ выходных напряжений $БИПАМ$ и датчика давления перегретого пара $ДПП$ определяет степень несоответствия вращающего момента, развиваемого ЦСД и ЦНД турбины за счет потенциальной энергии значительного объема пара в сепараторе-перегревателе (СПП), и электрической нагрузки генератора при переходных процессах. Совместно с $БИПАМ$ и $ДПП$ вычитатель $АН2$ образует измерительный орган $ИОСМ$, выходной сигнал которого необходим для повышения приемистости турбины. На его выходе условно стабилизатором VD показан многоступенчатый ограничитель интенсивности сигнала на закрытие клапанов турбины, которое происходит под воздействием пружин исполнительных гидравлических двигателей (см. рис. 2.5), т.е. быстрее, чем их открытие под воздействием давления масла. Ограничение способствует некоторому выравниванию скоростей сброса и набора мощности турбиной при переходных процессах.

Формирователь сигнала импульсной разгрузки турбины $ОФИР$ содержит переключаемые ключами $SA3—SA6$, управляемыми от устройства противоаварийной автоматики $УПА$, делители $R1—R3$ напряжения $+E_{п}$ источника питания и набор резисторов $R4—R6$ в цепи заряда конденсатора C . Они формируют сигнал прямоугольной формы с дискретно изменяемой интенсивностью и длительностью и экспоненциальным затуханием, обеспечивающий определяемую $УПА$ степень кратковременного снижения развиваемой турбиной мощности, необходимой для предотвращения нарушения динамической устойчивости электропередачи. Интенсивность сигнала пропорциональна напряжениям U_1, U_2 на входе их активного повторителя AU (на ИОУ $A1$), длительность определяется постоянной времени RC заряда конденсатора C до напряжения U_c , равного напряжению срабатывания U_c элемента их сравнения релейного действия (ИОУ $A2$ в дифференциальном включении с положительной обратной связью). Он управляет ключом $SA7$, закорачивающим вход повторителя напряжений AU . Экспоненциальное затухание импульса от напряжения $U_c = U_c$ обуславливается разрядом конденсатора C через (благодаря диоду на выходе AU) сопротивление на входе общего сумматора сигналов $AW3$. В реальном $ОФИР$ предусмотрено по три (на схеме показаны две) ступени изменения как интенсивности, так и длительности (от 0,05 до 0,5 с) сигнала импульсной разгрузки.

При необходимости длительной разгрузки турбогенератора для предотвращения нарушения статической устойчивости электропередачи противоаварийной автоматикой $УПА$ вводится в действие орган формирования сигнала ограничения мощности $ОФОМ$. Он содержит элемент $ЭЗМ$ запоминания предписанной мощ-

ности $P_{г.пр} = P_{г.и}$ в исходном (доаварийном) режиме — напряжение $U_{P_{г.и}}$ и вычитатель $АНЗ$ из него напряжений U_3, U_4 , устанавливаемых управляемыми от УПА ключами $SA8, SA9$ и пропорциональных мощности разгрузки турбогенератора $U_{гр}$. Сниженная предписанная мощность в послеаварийном режиме $P_{г.п.а} = P_{г.и} - P_{гр}$ в виде напряжения $U_{P_{г.п.а}}$ подводится (ключом $SA2$) к элементу его сравнения (вычитатель $АН1$) с напряжением на выходе сумматора $AW2$, отображающим мощность, развиваемую турбиной (при этом ключ $SA1$ размыкается).

Измерительный орган давления свежего пара (перед ЦВД турбины) $ИОДП$ состоит из индукционного датчика $ДСП$ давления $p_{с.п}$ и элемента сравнения ЭС его ЭДС с напряжением задающего элемента, моделирующим заданное давление $p_{пр}$ (на схеме не показаны).

Релейное воздействие $ИОРД$ на экстренное закрытие электромагнитами ЭМ регулирующих клапанов турбины при аварийном отключении синхронного генератора производится по дискретному сигналу от вспомогательного контакта выключателя синхронного генератора $Q_г$.

Сигналы от всех измерительных органов и формирователей через суммирующий усилитель $AW3$ поступают в электрогидравлический преобразователь $ЭГП$, воздействующий на исполнительную гидравлическую часть АРЧВ турбины (см. рис. 2.5).

2.3.5. Микропроцессорная автоматика управления активной мощностью и частотой вращения турбогенераторов

В современном техническом исполнении автоматика представляет собой микропроцессорную электрическую часть автоматической системы регулирования ЭЧСР-М.

В нормальных режимах работы турбогенератора ЭЧСР-М воздействует на турбину по медленнодействующему контуру управления $МКУ$ (рис. 2.13) — через механизм управления турбиной $МУТ$ и сумматор $SM9$ и реализует один из алгоритмов регулирования [15]:

$$P_{г.пр} - P_{г} + k_p(p_{пр} - p_{с.п}) - k_f\omega = 0 \quad (2.5a)$$

при работе турбины с постоянным (номинальным) давлением свежего пара $p_{с.п}$ или

$$P_{г.пр} - P_{г} + \max(k_p\Delta p, k_H\Delta H) - k_f\Delta\omega = 0 \quad (2.5б)$$

при работе на скользящем давлении при определенном положении клапанов турбины $H_{пр}$, где $P_{г}$, $P_{г.пр}$ — истинная и предписанная активная мощность турбогенератора; $p_{с.п}$, $p_{пр}$ — истинное и предписанное давление свежего пара; ΔH — отклонение положения регулирующих клапанов турбины от установленного; k_p , k_f ,

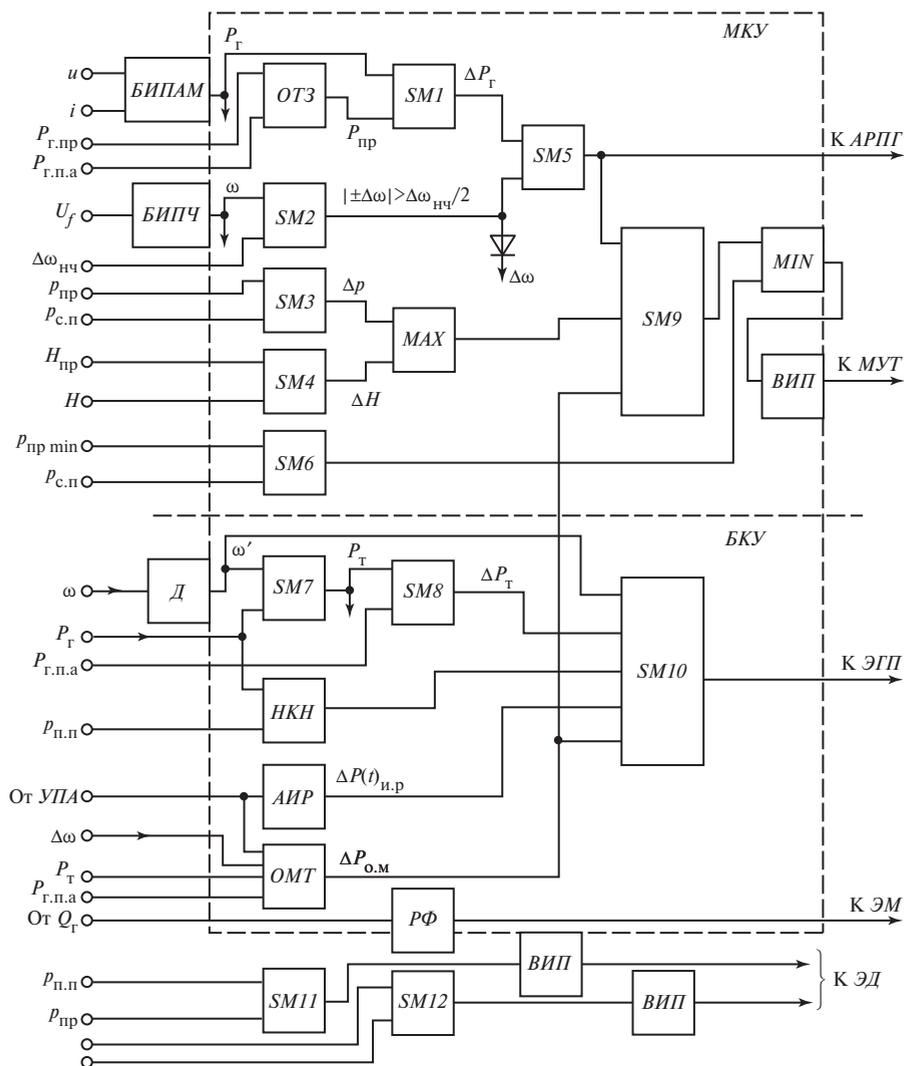


Рис. 2.13. Функциональная схема микропроцессорного устройства автоматического управления мощностью турбогенератора

k_H — коэффициенты пропорциональности по давлению, частоте и отклонению положения регулирующих клапанов.

В цифровом виде сигналы формируются реализацией вычитания (сравнения) цифровыми сумматорами $SM1$ — $SM4$. Максимальный из двух сигналов — по отклонениям давления пара Δp или положения клапанов турбины ΔH — определяется их сравнением, обозначенным на схеме выделителем максимума MAX .

Скорость изменения предписанной энергоблоку мощности $P_{пр}$, сигналы о которой поступают от общестанционной АСРЧМ ($P_{г.пр}$) или от противоаварийной

автоматики ($P_{г.п.а}$), ограничивается программным модулем ограничителя темпа задания $OTЗ$ в зависимости от термических напряжений в металле турбины. Сигналы информации о мощности P_T , частоте ω и ее отклонении с зоной нечувствительности $\Delta\omega_{нч}$ формируются измерительными преобразователями активной мощности $БИПАМ$, частоты $БИПЧ$ и цифровым сумматором $SM2$.

При неполадках в работе технологического оборудования энергоблока или появлении технологических ограничений гибкая функциональная структура ЭЧСР-М перестраивается. Например, при снижении давления свежего пара включается защитный контур регулирования давления по сигналу $p_{пр\ min}$ (сумматор $SM6$) через выделитель минимального сигнала MIN после сумматора $SM9$, а при отключении автоматического регулятора парогенератора $АППГ$ устройство переходит в режим регулирования давления свежего пара.

Устройство ЭЧСР-М совместно с электродвигателем постоянного тока $МУТ$ осуществляет ПИ-алгоритм регулирования благодаря времяимпульсному преобразователю $ВИП$ непрерывного регулирующего воздействия в импульсы с уменьшающейся длительностью (аналогично исполнительной части позиционных ПИ-регуляторов). Сумма сигналов по ΔP_T и $\Delta\omega$ через сумматор $SM5$ воздействует и на автоматический регулятор парогенератора $АППГ$.

Быстродействующий ПД-контур автоматического управления $БКУ$, как и $БАРАМ$, реализуется через электрогидравлический преобразователь $ЭГП$ и сумматор $SM10$. Программным модулем, состоящим из дифференциатора D сигнала по скорости ω' изменения частоты, и сумматором $SM7$, функционирующим согласно (2.5) и соответствующим измерительному органу мощности турбины (см. рис. 2.12) $ИОМТ$, формируется сигнал о мощности турбины P_T , а сумматором $SM8$ — о ее изменении ΔP_T . Модулями аварийной импульсной разгрузки $АИР$, быстродействующего ограничения мощности турбины $ОМТ$ и начальной коррекции неравномерности $НКН$, соответствующими измерительным органам $ОФИР$, $ОФОМ$ и $ИОСМ$, формируются цифровые сигналы противоаварийного управления энергоагрегатом по сигналам устройств противоаварийной автоматики $УПА$.

Сигнал начальной коррекции неравномерности способствует улучшению приемистости турбины путем компенсации объемов пара давлением $p_{п.п}$ в сепараторе-промперегревателе. Он формируется с учетом мощности генератора P_G . Сигнал $\Delta P_{о.м}$ ограничителя мощности турбины $ОМТ$ служит для быстрой длительной разгрузки турбоагрегата в послеаварийном режиме, а сигнал $\Delta P(t)_{н.р}$ автоматики импульсной разгрузки $АИР$ — для кратковременной разгрузки при аварийной ситуации.

Программный модуль $ОМТ$ выполняется по замкнутой схеме регулирования механической мощности турбины P_T , а $АИР$ обеспечивает формирование дозированного по длительности и интенсивности [2] импульсного воздействия на регулирующие клапаны турбины.

На функциональной схеме (см. рис. 2.13) показан защитный сигнал релейной форсировки $РФ$ к электромагнитам $ЭМ$ закрытия клапанов турбины при отключении выключателя Q_G генератора. Предусмотренные в ЭЧСР-М2 цепи (сумматоры

SM11, SM12 управляют (через *ВИП*) электродвигателями *ЭД* регулятора давления пара $p_{п.п}$ в сепараторе-промперегревателе (*СПП*) и регулятора положения поворотной диафрагмы теплофикационной турбины. Цепи диагностики и контроля прогрева ротора турбины на схеме не отражены.

Более производительный микропроцессор *ЭЧСР-М2* обеспечивает выполнение дополнительных функций и повышение информативности диагностики состояния турбины и каналов автоматического управления. Информация анализируется и передается в *ПЭВМ*.

Устройство *ЭЧСР-М1* выполнено на микроЭВМ, а *ЭЧСР-М2* — на микропроцессорных средствах для автоматизации энергетических комплексов (*МС АЭК*) [35].

В соответствии с требованиями безотказности функционирования в *ЭЧСР-М* предусмотрены по два взаиморезервируемых комплекта микроЭВМ или микропроцессорного комплекта *МПК*: один рабочий (ведущий), а второй резервный (ведомый). Они связаны между собой устройством (блоком) контроля *БК*, обрабатывающим сигналы информации об исправности вычислительных средств (рис. 2.14).

Устройство связи с объектом содержит элементы гальванического разделения источников сигналов, в частности датчиков тепловых параметров *ДТП*, и выходных воздействий от микроЭВМ или микропроцессоров. В цепях дискретных сигналов *ДС* используются миниатюрные электромагнитные реле с герметизированными кон-

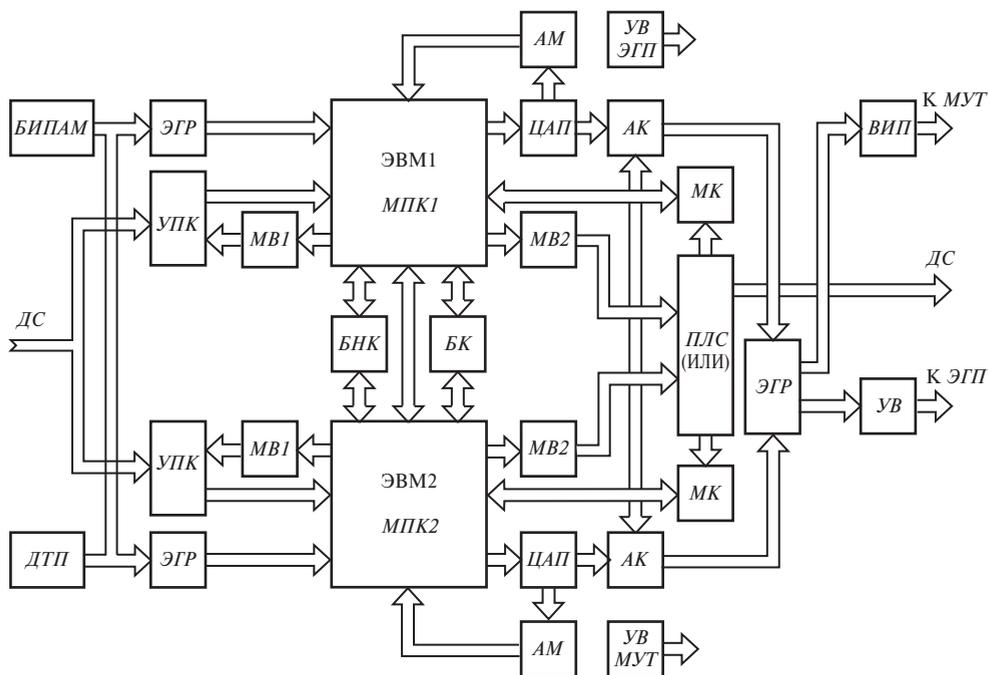


Рис. 2.14. Структурная схема ЭЧСР-М

тактами — герконы, образующие устройства приема контактов *УПК*. Мультиплексоры ввода дискретной информации *МВ1* обеспечивают рациональное использование входного параллельного интерфейса микроЭВМ или *МПК*.

Непрерывные аналоговые сигналы, в частности от быстродействующего измерительного преобразователя активной мощности *БИПАМ*, передаются через изолирующие оптронные интегральные усилители, входящие в устройство гальванической развязки *ЭГР*. Они преобразуют унифицированные токовые (± 5 мА) сигналы *БИПАМ* и индукционных измерительных преобразователей давлений в электрические сигналы (датчиков давлений) во входные (± 5 В) напряжения аналого-цифрового преобразователя (АЦП) [84].

Вывод основной дискретной информации производится выходным параллельным интерфейсом и мультиплексорами *МВ2* по схеме ИЛИ через преобразователи дискретных потенциальных логических сигналов *ПЛС* микроЭВМ или *МПК* в состояние герконов. Аналоговые сигналы с выходов *ЦАП* через аналоговый коммутатор *АК* поступают через оптронные элементы гальванической развязки *ЭГР* на времяимпульсный преобразователь *ВИП* и усилители *УВ*, формирующие времяимпульсное и непрерывное управляющие воздействия на *МУТ* и *ЭГП* соответственно.

Аналоговые мультиплексоры *АМ*, связывающие выход *ЦАП* с микроЭВМ или *МПК*, мультиплексоры *МК* и блоки *БК* и *БНК* являются элементами диагностики и контроля исправности устройства ЭЧСР-М. Программное обеспечение ЭЧСР-М представляет собой организованные в определенную структуру программы различного функционального назначения иерархического построения — программы верхнего уровня определяют и координируют функционирование программ нижнего уровня [15]. Используется библиотека стандартных программ, например функционирования программного модуля измерительного преобразователя частоты (ИПЧ) вращения ω турбоагрегата, определяемой фиксированием таймером длительности периода (полупериода) напряжения измерительного генератора повышенной частоты.

Указанная структура программ обеспечивает циклическое функционирование ЭЧСР-М с обновлением управляющего воздействия на выходе *БКУ* через каждые 10 мс (половину периода промышленной частоты), а на выходе *МКУ* — через 100 мс.

В настоящее время в ГУП ВЭИ разработаны современная микропроцессорная автоматика ЭЧСР-М для турбогенераторов с паровыми и газовыми турбинами и вычислительная часть (устройство) ВУ-ЭЧСР-М для замены морально устаревшей вычислительной части находящейся в эксплуатации ЭЧСР-М. Они функционируют на специализированном управляющем микроконтроллере с зарубежным микропроцессором Intel 80188 и выполняют следующие основные функции всережимного автоматического регулятора турбоагрегата [16]:

- разворот и нагружение турбоагрегата при автоматическом пуске турбины с контролем термонапряженного ее состояния;

- автоматическое регулирование частоты вращения турбоагрегата;

- автоматическое регулирование активной мощности в нормальном режиме с коррекцией по частоте вращения в утяжеленном режиме;

противоаварийное и автоматическое управление мощностью турбины (импульсную ее разгрузку и послеаварийное ограничение мощности);

автоматическое управление мощностью в режимах технологических внутриблочных ограничений;

техническую диагностику гидравлической части автоматической системы регулирования турбины;

автоматическую защиту турбины от разгона (при сбросах нагрузки) и недопустимого понижения давления пара перед турбиной;

компенсацию инерционности промперегрева пара.

Основными особенностями новой ЭЧСР-М являются существенное расширение сервисных функций и наличие переносного дисплейного пульта с упрощенной клавиатурой, отображающего текущую информацию о режиме работы и параметрах сигналов [16].

Постоянная связь с ПЭВМ, оснащенной специализированным программным обеспечением, позволяет оперативно изменять настройку микропроцессорного всережимного автоматического регулятора турбины.

Новая и модернизированная находящаяся в эксплуатации ЭЧСР-М является частью автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) электростанции, поскольку ее программное обеспечение совместимо с программным функционированием верхнего уровня АСУ ТП (см. гл. 5).

2.4. Контрольные вопросы

1. Почему на паровых турбинах применяются гидродинамические пропорционального действия, а на гидротурбинах — электрогидравлические пропорционально-интегрального действия АРЧВ?

2. Как выполняются гидродинамические измерительные преобразователи частоты вращения АРЧВ турбогенераторов и какие известны электрические измерительные преобразователи частоты гидрогенераторов?

3. Как функционирует гидродинамический АРЧВ паровой турбины (см. рис. 2.5)?

4. Как функционируют пропорционально-интегральный (ПИ) ЭГР-М и пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД) ЭГР-2И электрогидравлические АРЧВ гидрогенератора (см. рис. 2.7 и 2.8)?

5. Как действует микропроцессорный регулятор типа ЭГР-МП и в чем состоят его достоинства?

6. Как функционирует схема автоматического управления мощностью гидрогенераторов (см. рис. 2.10)?

7. Как действует автоматический регулятор активной мощности турбогенератора, функциональная схема которого приведена на рис. 2.11?

8. Каково назначение быстродействующего автоматического регулятора активной мощности турбогенератора, и по какому алгоритму он действует (см. рис. 2.12)?

9. Почему микропроцессорная ЭЧСР-М состоит из двух контуров управления? Какова их роль в автоматическом управлении мощностью турбогенератора и по каким алгоритмам регулирования функционирует медленнодействующий контур управления ЭЧСР-М? Зачем необходимо времяимпульсное преобразование его управляющего воздействия?

10. Как функционирует микропроцессорное устройство ЭЧСР-М (см. рис. 2.13) и каковы особенности его современной разработки?

2.5. Информационный блок для углубленного изучения. Алгоритмы функционирования и структурные схемы автоматических регуляторов

2.5.1. Алгоритмы автоматического регулирования и виды регуляторов частоты и активной мощности синхронных генераторов

Под алгоритмом автоматического регулирования частоты и активной мощности понимается аналитическая зависимость между положением регулировочного элемента (направляющего аппарата гидравлической или регулировочных клапанов паровой турбины) и отклонением частоты ее вращения и активной мощности синхронного генератора от предписанных их значений $\Delta\omega = \omega_{\text{пр}} - \omega$, $\Delta P = P_{\text{пр}} - P$.

Вообще различаются следующие алгоритмы автоматического регулирования:

- пропорциональный (П);
- интегральный (И);
- пропорционально-интегральный (ПИ);
- пропорционально-дифференциальный (ПД);
- пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД).

Кроме одного из указанных, а именно ПД-алгоритма, они находят применение при автоматическом регулировании частоты вращения и активной мощности синхронных генераторов в нормальном режиме электроэнергетической системы.

Как указывалось, по П-алгоритму функционирует статический АРЧВ, а по И-алгоритму — астатический АРЧВ и АРАМ.

В связи с тем что динамические свойства турбины при ее развороте и подготовке синхронного генератора к включению на параллельную работу соответствуют интегрирующему элементу (звену), а при электромеханических переходных процессах в электроэнергетической системе при нагруженном синхронном генераторе — инерционному первого порядка (апериодическому), применяется ПИ-алгоритм. При этом достигается устойчивое функционирование АРЧВ, обеспечивающего астатическую характеристику регулирования.

Повышение отзывчивости и быстродействия автоматической системы регулирования частоты вращения при ее изменениях достигается при ПИД-алгоритме, по которому функционирует электрогидравлический АРЧВ гидрогенераторов.

По ПД-алгоритму функционирует быстродействующий автоматический регулятор активной мощности паровой турбины при противоаварийном автоматическом

управлении активной мощностью в аварийном режиме электроэнергетической системы.

В соответствии с назначением автоматический регулятор является автоматическим устройством непрерывного действия, его регулирующее воздействие должно быть непрерывной функцией времени.

Однако приходится различать собственно непрерывное и времяимпульсное регулирующие воздействия. Их вид определяется исполнительным элементом регулятора — исполнительным механизмом *ИМ* (см. рис. 2.2).

Применяются исполнительные механизмы двух типов:

- с гидравлическим (масляным) усилителем или с гидравлическим двигателем;
- с электрическим двигателем и механическим редуктором.

Автоматический регулятор с гидравлическим исполнительным механизмом воздействует на регулировочный элемент турбины непрерывно, что и свойственно автоматическим управляющим устройствам с непрерывной характеристикой (см. рис. 2.3, *а*).

Особенность электродвигательного исполнительного механизма — постоянная скорость его движения обуславливает возможность практической реализации алгоритмов автоматического регулирования только при аналого-дискретном (времяимпульсном) воздействии на электродвигатель — его включении и отключении. Такое воздействие достигается простейшим аналого-дискретным преобразованием сигнала измерительной части — релейным усилителем-преобразователем *УП* (см. рис. 2.2) регулятора двухстороннего действия. Автоматический регулятор имеет релейную характеристику (см. рис. 2.3, *б*) и обычно называется релейно-импульсным или позиционным [6]. Он характеризуется зоной нечувствительности, т.е. не реагирует на отклонения частоты вращения $\Delta\omega_{нч}$ или мощности $\Delta P_{нч}$, определяемой частотой или мощностью срабатывания $|\pm\omega_c|$, $|\pm P_c|$ релейного элемента.

Исполнительный элемент оказывает влияние на алгоритм автоматического регулирования:

при гидравлическом усилителе реализуем любой из названных алгоритмов непрерывного регулирования;

гидравлический двигатель, движение которого описывается интегрирующей функцией, ограничивает регулирование только по *И*-алгоритму непрерывного регулирования.

Функционирование автоматических регуляторов дискретного действия (позиционных) с электродвигательным исполнительным механизмом ограничивается ПИ- и ПИД-алгоритмами. Устойчивое функционирование позиционного регулятора возможно только при интегрирующих динамических свойствах релейного усилителя-преобразователя, охваченного функциональной отрицательной обратной связью, реализуемой аperiodическим звеном.

2.5.2. Математическое описание алгоритмов и структурных схем автоматических регуляторов

Алгоритм автоматического регулирования обычно описывается в операторном виде и реализуется путем синтеза структурной схемы, состоящей из типовых звеньев, различающихся по их p -передаточным функциям $H(\bar{p})$ при аналоговой реализации или z -передаточными функциями $H(\bar{z})$ при цифровой реализации [2, 8].

Между p - и z -переменными существует однозначная взаимозависимость [8]:

$$p = (1 - z^{-1}) / T, \quad (2.6)$$

где T — временной интервал дискретизации аналого-цифрового преобразователя (АЦП).

Различаются следующие типовые аналоговые и дискретного действия структурные звенья и соответственно их передаточные функции $H(\bar{p})$ и $H(\bar{z})$:

безынерционное, например микроэлектронный усилитель:

$$H_y(\bar{p}) = H_y(\bar{z}) = k_y, \quad (2.7)$$

где k_y — коэффициент передачи (усиления);

инерционное первого порядка (апериодическое), например простейший (первого порядка) фильтр нижних частот:

$$\left. \begin{aligned} H_a(\bar{p}) &= 1 / (pT_a + 1); \\ H_a(\bar{z}) &= a_{0ц} / (1 - b_{1ц}z^{-1}), \end{aligned} \right\} \quad (2.7a)$$

где $T_a = \tau$ — постоянная времени экспоненциальной функции времени $e^{-t/\tau}$; $a_{0ц} = T / (\tau + T) = 1 / (1 + T_a/T)$; $b_{1ц} = \tau / (\tau + T) = 1 / (1 + T/T_a)$ — цифровые коэффициенты [8];

инерционное второго порядка (колебательное), например резонансный пассивный с LC -контуром или активный фильтры нижних частот второго порядка [8]:

$$\left. \begin{aligned} H_k(\bar{p}) &= a_0 / (b_2 p^2 + b_1 p + 1); \\ H_k(\bar{z}) &= a_{0ц} / (b_{2ц} z^{-2} + b_{1ц} z^{-1} + 1), \end{aligned} \right\} \quad (2.7b)$$

где $b_1 = 2\tau / [1 + (\tau\omega_0)^2]$; $b_2 = \tau^2 / [1 + (\tau\omega_0)^2]$; $a_{0ц} = T^2 / (T^2 + b_1 T + b_2)$;

$b_{1ц} = \frac{b_1 T + 2b_2}{T^2 + b_1 T + b_2}$; $b_{2ц} = \frac{b_2}{T^2 + b_1 T + b_2}$; ω_0 — частота затухающей с постоянной

времени $T_k = \tau$ свободной колебательной составляющей собственного переходного процесса;

дифференцирующее, например трансреактор или активный (на интегральном операционном усилителе) дифференциатор [8]:

$$\left. \begin{aligned} H_{\text{д}}(\bar{p}) &= pT_{\text{д}}; \\ H_{\text{д}}(\bar{z}) &= [T_{\text{д}}(1 - z^{-1})]/T, \end{aligned} \right\} \quad (2.7\text{в})$$

где $T_{\text{д}}$ — постоянная времени дифференциатора;

интегрирующее, например микроэлектродвигатель или активный интегратор:

$$\left. \begin{aligned} H_{\text{и}}(\bar{p}) &= pT_{\text{и}}; \\ H_{\text{и}}(\bar{z}) &= T/[T_{\text{и}}(1 - z^{-1})], \end{aligned} \right\} \quad (2.7\text{г})$$

где $T_{\text{и}}$ — постоянная времени интегратора.

При параллельном соединении звеньев их передаточные функции суммируются. При последовательном соединении p -передаточные функции перемножаются; z -передаточная функция последовательно соединенных звеньев получается подстановкой в произведение p -передаточных функций соотношения между переменными p и z . Так, в частности, получается реальное дифференцирующее звено как эквивалентное последовательно соединенным дифференцирующему и аperiодическому звеньям:

$$\left. \begin{aligned} H_{\text{д,р}}(\bar{p}) &= pT_{\text{д,р}}/(pT_{\text{д,р}} + 1); \\ H_{\text{д,р}}(\bar{z}) &= \frac{[1/(1 + T/T_{\text{д,р}})](1 - z^{-1})}{1 - z^{-1}/(1 + T/T_{\text{д,р}})}, \end{aligned} \right\} \quad (2.7\text{д})$$

где $T_{\text{д,р}}$ — постоянная времени реального дифференциатора.

2.5.3. Формирование алгоритмов регулирования и структурных схем автоматических регуляторов

Структурная схема автоматического регулятора и автоматической системы регулирования (взаимодействующей совокупности автоматического регулятора и регулируемого объекта) синтезируется двумя способами: параллельным и последовательным их соединением в цепи прямой связи; охватом последовательно соединенных звеньев функциональной, т.е. содержащей одно из типовых структурных звеньев, местной отрицательной обратной связью.

На рис. 2.15 приведены структурные схемы, реализующие формируемые по первому способу алгоритмы автоматического регулирования И-, ПИ-, ПИД-регуляторов соответственно. Передаточные функции АСРЧВ в разомкнутом состоянии определяются перемножением последовательно и сложением (безынерционный сумматор AW) параллельно соединенных структурных звеньев, включая и турбину с передаточной функцией $H_{\text{т}}(\bar{p})$. При замещении для простоты относительно

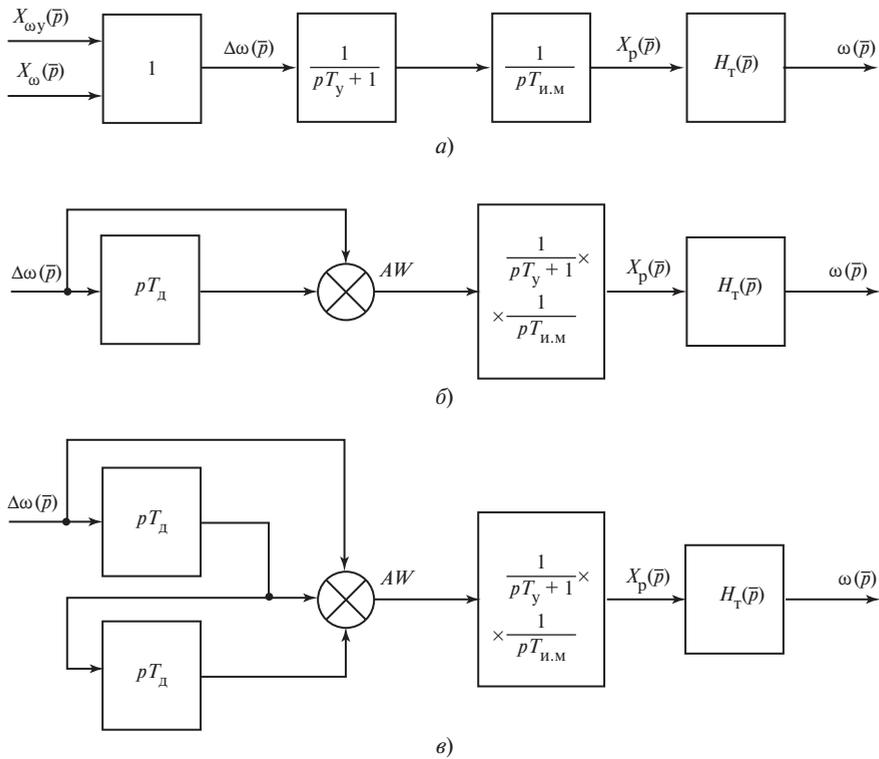


Рис. 2.15. Структурные схемы АСРЧВ с И- (а), ПИ- (б) и ПИД- (в) регуляторами, синтезируемыми звеньями в цепи прямой связи

малоинерционного измерительного преобразователя частоты *ИПЧВ* (см. рис. 2.2) и элемента сравнения *ЭСНД* безынерционными звеньями с единичным коэффициентом передачи $K_{з.с} = 1$, гидравлического усилителя — аperiodическим с постоянной времени T_y , а исполнительного механизма — интегрирующим звеном с постоянной времени, равной постоянной времени дифференциаторов $T_{и.м} = T_d$, передаточные p -функции АСРЧВ в разомкнутом состоянии записываются как пропорциональные:

$$H_{И}(\bar{p}) \sim \frac{1}{pT_y + 1} \frac{1}{pT_{и.м}} H_T(\bar{p}) = \frac{1}{pT_{и.м}(pT_y + 1)} H_T(\bar{p}); \quad (2.8)$$

$$\begin{aligned} H_{ПИ}(\bar{p}) &\sim (1 + pT_d) \frac{1}{(pT_y + 1)pT_{и.м}} H_T(\bar{p}) = \\ &= \left(\frac{1}{pT_y + 1} + \frac{1}{pT_{и.м}(pT_y + 1)} \right) H_T(\bar{p}); \end{aligned} \quad (2.9)$$

$$\begin{aligned}
 H_{\text{ПИД}}(\bar{p}) &\sim (1 + pT_d + p^2T_d^2) \frac{1}{(pT_y + 1)pT_{\text{и.м}}} H_T(\bar{p}) = \\
 &= \left(\frac{1}{pT_y + 1} + \frac{1}{pT_{\text{и.м}}(pT_y + 1)} + \frac{pT_d}{pT_y + 1} \right) H_T(\bar{p}). \quad (2.10)
 \end{aligned}$$

Однако оказывается, что при интегрирующем исполнительном механизме АРЧВ с рассмотренными структурными схемами неработоспособны. Как указывалось, в процессе пуска и при холостом ходе гидро- или турбоагрегата динамические свойства турбины, как и исполнительного элемента регулятора, описываются передаточной функцией интегрирующего звена. Поэтому структурная схема АСРЧВ получается с двумя последовательно соединенными интегрирующими звеньями, что означает структурную ее неустойчивость [2]. Теоретически такая АСРЧВ в замкнутом состоянии находится на грани устойчивости, поскольку характеристическое уравнение — равенство нулю знаменателя передаточной функции замкнутой АСРЧВ — имеет мнимые корни. Практически это означает, что она возбуждается — переходит в автоколебательное, т.е. неустойчивое, состояние при любом сколь угодно малом воздействии на нее (возмущении).

Алгоритм автоматического регулирования частоты вращения турбин с интегрирующими механизмами, воздействующими на их регулировочные элементы, формируется исключительно по второму способу, т.е. охватом функциональной обратной связью исполнительного и других последовательно с ним соединенных элементов АРЧВ. При этом динамические свойства исполнительного элемента не влияют на алгоритм автоматического регулирования: второй способ формирования алгоритма и синтеза структурной схемы АСРЧВ универсален. Если функциональная отрицательная обратная связь охватывает практически весь регулятор (рис. 2.16, а), то алгоритм автоматического регулирования при обычно достаточно высоком коэффициенте усиления сигналов регулятором определяется передаточной функцией $H_{\text{о.с}}(\bar{p})$ структурного звена, реализующего обратную связь.

Известно [8], что передаточная функция замкнутого элемента $H_3(\bar{p})$ или совокупности последовательно соединенных элементов, замкнутых отрицательной обратной связью, определяется по передаточным функциям разомкнутой их совокупности, в данном случае регулятора $H_p(\bar{p})$, и обратной связи $H_{\text{о.с}}(\bar{p})$ как [2]

$$H_3(\bar{p}) = \frac{H_p(\bar{p})}{1 + H_p(\bar{p})H_{\text{о.с}}(\bar{p})}. \quad (2.11)$$

Комплексный коэффициент передачи (при $p = j\omega$)

$$K(j\omega) = \frac{K_p(j\omega)}{1 + K_p(j\omega)K_{\text{о.с}}(j\omega)}. \quad (2.12)$$

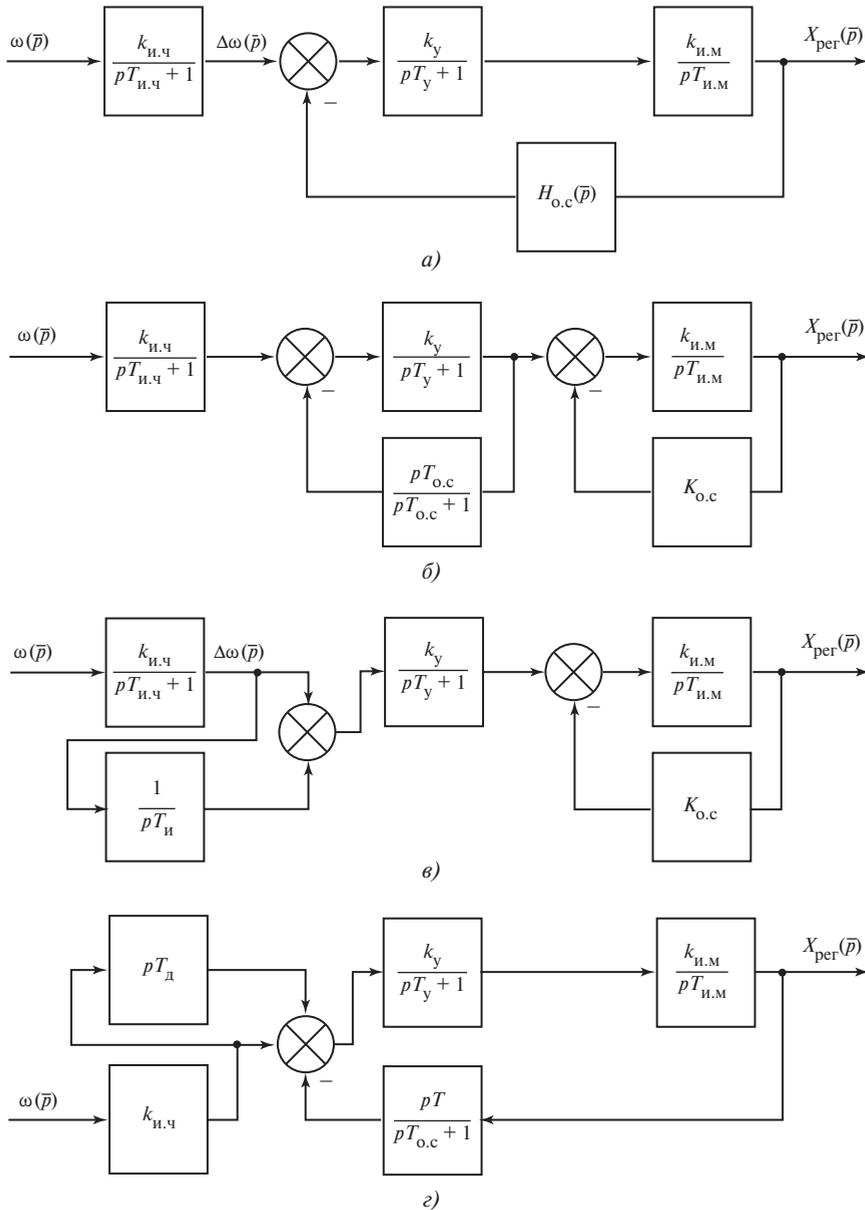


Рис. 2.16. Структурные схемы П-регулятора при жесткой или ПИ-регулятора при гибкой функциональных отрицательных обратных связях, охватывающих практически весь регулятор (а), и при местных функциональных отрицательных обратных связях — жесткой и гибкой (б); ПИ-регулятора без гибкой отрицательной функциональной обратной связи (в) и ПИД-регулятора (з)

Если при любой переменной p , т.е. при любой частоте воздействия на АСРЧВ, абсолютные значения

$$H_p(\bar{p})H_{o.c}(\bar{p}) \gg 1; \quad K_p(\omega)K_{o.c}(\omega) \gg 1, \quad (2.13)$$

то передаточная функция и комплексный коэффициент передачи

$$H_3(\bar{p}) = \frac{1}{H_{o.c}(\bar{p})}; \quad K_3(j\omega) = \frac{1}{K_{o.c}(j\omega)}. \quad (2.14)$$

Соотношения (2.13) практически, а для так называемых предельных автоматических систем регулирования и теоретически [6] всегда выполняются.

Если функциональная отрицательная обратная связь жесткая (см. рис. 2.16, а)

$$H_{o.c}(\bar{p}) = K_{o.c}, \quad (2.15)$$

то получается алгоритм пропорционального регулирования, а регулятор — *статический* пропорционального действия (П-регулятор). При аperiодическом звене с постоянной времени $T_{и.ч}$, представляющем измерительный преобразователь частоты *ИПЧВ* (см. рис. 2.2) с коэффициентом преобразования $k_{и.ч}$, передаточная функция П-регулятора согласно (2.14) и с учетом (2.15)

$$H_{п}(\bar{p}) = \frac{k_{и.ч}}{pT_{и.ч} + 1} \frac{1}{K_{o.c}} = k_{п} \frac{1}{pT_{и.ч} + 1}. \quad (2.16)$$

Именно по такому алгоритму функционирует микропроцессорный статический регулятор частоты вращения, разработанный в ГУП ВЭИ и ОАО ИЦ ЕЭС — «Фирма ОРГРЭС» для «жесткого» (два гидрогенератора с одним выключателем и трансформатором) энергоблока Чебоксарской ГЭС (она не является частоторегулирующей) [97].

При гибкой отрицательной функциональной обратной связи, реализуемой реальным дифференцирующим звеном (см. рис. 2.16, а),

$$H_{o.c}(\bar{p}) = pT_{o.c} / (pT_{o.c} + 1) \quad (2.17)$$

получается согласно (2.11) и (2.17) и с учетом (2.16) *астатический* (мнимостатический) ПИ-регулятор с аналогичной (2.9) передаточной функцией:

$$H_{ПИ}(\bar{p}) = \frac{k_{и.ч}}{pT_{и.ч} + 1} \frac{pT_{o.c} + 1}{pT_{o.c}} = k_{и.ч} \left(1 + \frac{1}{pT_{o.c}} \right) \frac{1}{pT_{и.ч} + 1}. \quad (2.18)$$

При переходном процессе регулятор функционирует практически как статический, но установившийся режим наступает после полного восстановления частоты вращения.

Следует отметить, что местная гибкая отрицательная обратная связь, выполняемая идеальным дифференциатором,

$$H_{г.о.с}(\bar{p}) = pT_{o.c} \quad (2.19)$$

не является функциональной. Она используется лишь для изменения постоянных времени аperiодических звеньев [2].

Второй вариант формирования алгоритма автоматического регулирования по рассматриваемому способу предполагает отдельное преобразование интегрирующего исполнительного механизма [$H(\bar{p}) = 1/(pT_{и.м})$] в инерционный усилитель [$H_{у.и}(\bar{p})$], замещаемый аperiodическим структурным звеном, путем охвата его местной жесткой отрицательной обратной связью (как показано в правой части рис. 2.16, б, в). В соответствии с (2.11) и (2.15)

$$H_{у.и}(\bar{p}) = \frac{1/(pT_{и.м})}{1 + K_{о.с}/(pT_{и.м})} = \frac{1/K_{о.с}}{p(T_{и.м}/K_{о.с}) + 1} = \frac{k_{у.и}}{pT_{у.и} + 1}. \quad (2.20)$$

Автоматический регулятор статический с П-алгоритмом и передаточной функцией, определяемой произведением передаточных функций звеньев, замещающих измерительно-преобразовательную и исполнительную части, а именно: относительно малоинерционный (с постоянной времени $T_{и.ч}$) ИПЧВ; обычно безынерционные элемент сравнения и усилитель-сумматор с общим коэффициентом преобразования $k_{и.ч}$; аperiodический усилитель с постоянной времени $T_{у.и}$ и коэффициентом усиления $k_{у.и}$ (инерционный). С учетом (2.20) передаточная функция П-регулятора

$$H_{П}(\bar{p}) = k_{и.ч}k_{у.и} \frac{1}{(pT_{и.ч} + 1)(pT_{у.и} + 1)}. \quad (2.21)$$

Астатический ПИ-регулятор получается путем охвата рассмотренной функциональной обратной связью в виде реального дифференциатора с передаточной функцией (2.17) только элементов измерительного органа частоты (кроме ИПЧВ) с коэффициентом передачи $k_{и.ч}$ и усилителя регулятора с общим коэффициентом передачи $k_{у.ч}$ и постоянной времени $T_{у.ч}$ (см. рис. 2.16, б).

Тот же результат достигается и без гибкой отрицательной функциональной обратной связи вводом в измерительно-преобразовательную часть П-регулятора (параллельным подключением) интегратора с постоянной времени $T_{и}$ (см. рис. 2.16, в)

$$H_{ПИ}(\bar{p}) = k_{и.ч}k_{у.и} \left(1 + \frac{1}{pT_{и}}\right) \frac{1}{(pT_{и.ч} + 1)(pT_{у.и} + 1)}. \quad (2.22)$$

Пропорционально-интегрально-дифференциальный алгоритм формируется вводом в измерительную часть ПИ-регулятора (параллельным подключением) идеального дифференциатора с постоянной времени $T_{д}$ (см. рис. 2.16, г). С учетом (2.18) передаточная функция ПИД-регулятора при практически безынерционном измерительном органе частоты ($T_{и.ч} \rightarrow 0$)

$$H_{ПИД}(\bar{p}) = k_{и.ч}k_{у.и} \left(1 + pT_{д} + \frac{1}{pT_{о.с}}\right) \frac{1}{pT_{у.и} + 1}. \quad (2.23)$$

Учитывая, что постоянные времени исполнительного механизма и турбины на порядок превышают постоянные времени элементов регулятора, для выяснения

устойчивости функционирования АСРЧВ в замкнутом состоянии допустимо принять передаточные функции АСРЧВ в разомкнутом состоянии в виде произведений коэффициента передачи ИПЧВ (см. рис. 2.2) регулятора, равного единице, и передаточных функций звеньев, замещающих исполнительный механизм $H_{и.м}(\bar{p})$ или инерционный усилитель $H_{у.и}(\bar{p})$ и турбину $H_T(\bar{p}) = 1/(pT_T)$ [2].

Для замкнутой АСРЧВ согласно (2.11) при $K_{о.с} = 1$ (главная обратная связь) и, например, согласно (2.8) при $T_y \rightarrow 0$ при первом способе формирования алгоритма регулирования

$$H_{з1}(\bar{p}) = \frac{H_{и.м}(\bar{p})H_T(\bar{p})}{1 + H_{и.м}(\bar{p})K_{о.с}} \approx \frac{1/(pT_{и.м} pT_T)}{1 + 1/(pT_{и.м} pT_T)} = \frac{1}{p^2 T_{и.м} T_T + 1}, \quad (2.24)$$

а при втором способе формирования, например, согласно (2.21) при $T_{и.ч} \rightarrow 0$

$$H_{з2}(\bar{p}) = \frac{1}{pT_T(pT_{у.и} + 1)} = \frac{1}{p^2 T_{у.и} T_T + pT_T + 1}. \quad (2.25)$$

Корни характеристического уравнения в первом случае [см. (2.24)]

$$p^2 T_{и.м} T_T + 1 = 0 \quad (2.26)$$

мнимые

$$p_{1,2} = \pm j \sqrt{1/(T_{и.м} T_T)}, \quad (2.27)$$

т.е. АСРЧВ в замкнутом состоянии неустойчива.

При формировании алгоритма автоматического регулирования по второму способу в соответствии, например, с (2.25)

$$p^2 T_{у.и} T_T + pT_T + 1 = 0, \quad (2.28)$$

и корни уравнения (2.28)

$$p_{1,2} = -\frac{T_T}{2T_{у.и}} \pm j \frac{\sqrt{T_T^2 - 4T_{у.и} T_T}}{2T_{у.и} T_T} \quad (2.29)$$

содержат отрицательную вещественную составляющую, обеспечивающую затухание колебательного переходного процесса в замкнутой АСРЧВ.

Применяемые на практике АРЧВ турбин функционируют по алгоритмам автоматического регулирования, формируемым способом охвата их элементов функциональными отрицательными обратными связями.

На рис. 2.17 и 2.18 приведены структурные схемы автоматических систем регулирования частоты вращения гидрогенераторов с электрогидравлическими регуляторами (см. п. 2.3.2).

На структурной схеме АСРЧВ (см. рис. 2.17) с ПИ-регулятором ЭГР-М (см. рис. 2.7) обозначены передаточные функции: измерительного органа частоты вращения ИОЧВ, усилителя У, электрогидравлического преобразователя ЭПП,

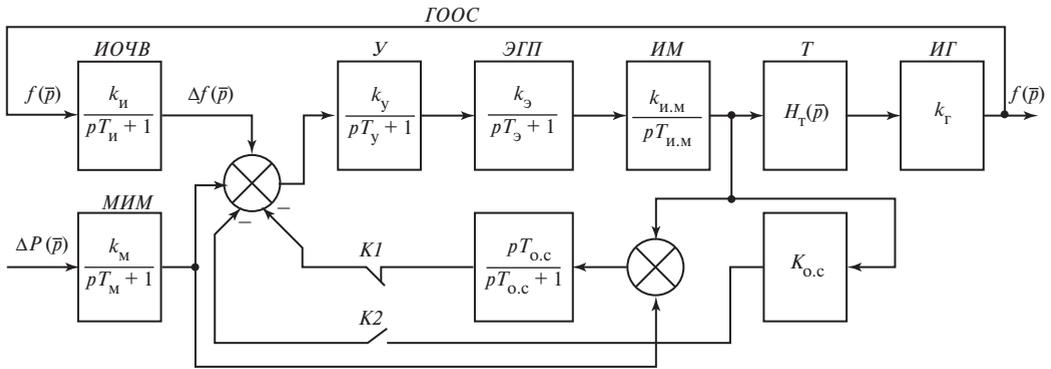


Рис. 2.17. Структурная схема АСРЧВ с электрогидравлическим ПИ-регулятором

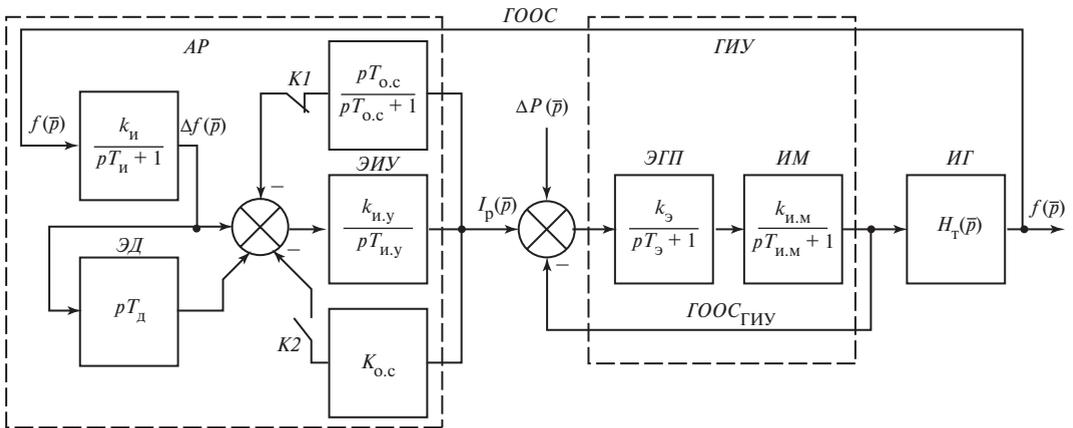


Рис. 2.18. Структурная схема АСРЧВ с ПИД-регулятором ЭГР-2И

исполнительного механизма ИМ, турбины Т и измерительного генератора (тахогенератора) ИГ частоты $f(\bar{p})$. Показана главная жесткая отрицательная обратная связь GOOC, приведены передаточные функции жесткой $K_{о.с}$ и гибкой $H_{о.с}(\bar{p}) = \frac{pT_{о.с}}{pT_{о.с} + 1}$ функциональных отрицательных обратных связей, переключаемых контактами К1, К2, и задающего элемента активной мощности (механизма изменения мощности МИМ), на вход которого поступает сигнал $\Delta P(\bar{p})$ о необходимом изменении нагрузки гидрогенератора.

Структурная схема АСРЧВ (см. рис. 2.18) с ЭГР-2И (см. рис. 2.8) содержит схему собственно регулятора AP и схему электрогидравлической исполнительной части ГИУ, представляющей собой благодаря главной (для нее) жесткой отрицательной обратной связи GOOC_{ГИУ}, как указывалось, замкнутое автоматическое следящее [за выходным током $I_{р}(\bar{p})$ регулятора] устройство (следящий регуля-

тор): ток $I_p(\bar{p})$ является задающим предписанное для следящего регулятора значение регулирующего воздействия. Его функционирование аналогично действию следящего золотника $C3$ (см. рис. 2.5) гидродинамического АРЧВ турбогенератора. В связи с относительно малой постоянной времени эквивалентного апериодического звена, замещающего исполнительную часть, она практически не влияет на переходные процессы в замкнутой АСРЧВ.

Пропорционально-интегральная составляющая алгоритма регулирования формируется функциональной отрицательной обратной связью, охватывающей только электронный интегрирующий усилитель ЭИУ. Обратная связь — переключаемая (см. контакты $K1, K2$): при гибкой связи, реализуемой реальным дифференцирующим звеном (см. также рис. 2.16, б, з), регулятор — астатический; при жесткой, реализуемой безынерционным звеном ($K_{o,c}$), — статический, а при комбинированной обратной связи регулятор функционирует как статический с интенсивным затуханием переходного процесса.

Пропорционально-интегрально-дифференциальный алгоритм автоматического регулирования в целом обеспечивается параллельным подключением электронного дифференциатора ЭД на входе электрического регулятора.

Структурная схема цифрового микропроцессорного автоматического регулятора частоты вращения типа ЭГР-МП в принципиальном виде приведена на рис. 2.19. Она содержит структурные звенья с z -передаточными функциями $H(\bar{z})$ (2.7), (2.7а), (2.7в), (2.7г) и (2.7д) и цифровой сумматор SM .

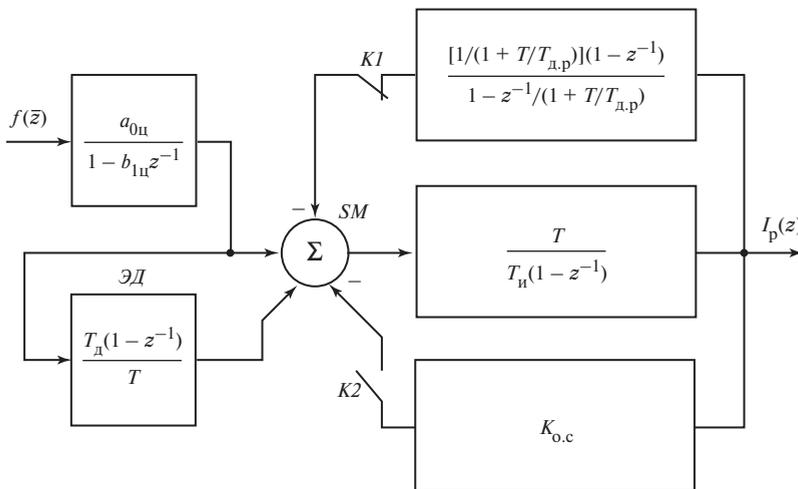


Рис. 2.19. Структурная схема микропроцессорного АРЧВ

2.6. Контрольные вопросы

1. Что понимается под алгоритмом автоматического регулирования частоты вращения и активной мощности синхронного генератора?
2. Какие различают структурные схемы автоматических систем регулирования?
3. Как выглядят p - и z -передаточные функции аналогового и цифрового апериодического структурного звена?
4. Как получаются реальный дифференциатор и его p - и z -передаточные функции?
5. Какие известны способы формирования алгоритма автоматического регулирования и структурной схемы регулятора?
6. Какие структурные звенья содержат структурные схемы П-, ПИ- и ПИД-регуляторов частоты вращения?
7. Что такое функциональная отрицательная обратная связь? Какие два ее основных вида применяются?
8. Какой местной отрицательной обратной связью — жесткой, гибкой с передаточной функцией идеального дифференцирующего звена или гибкой, осуществляемой реальным дифференциатором, — устраняется структурная неустойчивость астатической АСРЧВ?
9. Каким способом формируется ПИ-составляющая алгоритма функционирования электрогидравлического ПИД-регулятора, и как формируется Д-составляющая алгоритма действия АРЧВ?
10. В чем состоит различие структурных схем двух основных видов аналоговых электрогидравлических регуляторов частоты (см. рис. 2.17 и 2.18), и в чем особенность структурной схемы микропроцессорного регулятора типа ЭГР-МП (см. рис. 2.19)?

2.7. Заключение

Непрерывное автоматическое управление частотой вращения и активной мощностью синхронных генераторов — их автоматическое регулирование — осуществляется автоматическими регуляторами. Они функционируют в соответствии с предельно проработанной теорией автоматического регулирования и на современной интегральной микроэлектронной аналоговой и цифровой микропроцессорной элементной базе. Поэтому информационный блок для углубленного изучения содержит минимальные, самые необходимые для понимания на должном уровне техники автоматического регулирования элементы ее теории.

Техника автоматического регулирования развивалась с самого начала появления первичных двигателей — первые паровые машины И.И. Ползунова и Дж. Уатта уже имели автоматические регуляторы частоты их вращения.

Современные автоматические регуляторы представляют собой сложные и совершенные автоматические устройства, выполнению и действию которых посвящен информационный блок по технике автоматического регулирования частоты вращения и активной мощности синхронных генераторов.

Автоматическое регулирование частоты вращения и активной мощности производится, по существу, отдельно в связи с противоречивостью требований,

предъявляемых к ним. Автоматическое регулирование частоты должно быть стабилизирующим, обеспечивающим неизменность частоты вращения при постоянно изменяющейся требуемой потребителями активной мощности, а регулирование активной мощности — следящим за ее изменениями и обеспечивающим оптимальное по технико-экономическим показателям производства и передачи электроэнергии и распределение мощности между параллельно работающими, в большинстве своем разнотипными, электроэнергетическими агрегатами.

Удовлетворительно проблема решается лишь на современном уровне технической реализации автоматических систем на основе методов и технических средств обработки информации микропроцессорной вычислительной техникой.

Вторая глава содержит теоретический и практический материал, достаточный для изучения техники автоматического управления частотой вращения и активной мощностью и успешной ее эксплуатации инженерно-техническим персоналом электрических станций.

2.8. Тесты

1. При какой характеристике автоматического регулирования частоты вращения синхронных генераторов достигаются поддержание номинальной частоты и заданное распределение активной мощности электростанции между ними:

- 1) при статической;
- 2) при астатической;
- 3) при регулировании по мнимостатическому алгоритму;
- 4) ни при какой характеристике не достигаются.

2. Как взаимодействуют гидродинамический АРЧВ и электрический АРАМ турбогенераторов:

- 1) самостоятельно воздействуют на регулировочные клапаны паровой турбины;
- 2) АРАМ воздействует через электрогидравлический преобразователь на исполнительный гидравлический усилитель АРЧВ;
- 3) АРАМ изменяет предписанную частоту вращения $\omega_{пр}$, воздействует на задающий элемент — механизм управления турбиной (МУТ), АРЧВ.

3. В чем состоит взаимодействие электрогидравлического АРЧВ (ЭГР) и устройства распределения активной мощности (УРАМ) гидрогенераторов:

- 1) УРАМ изменяет предписанную частоту $\omega_{пр}$ (уставку) ЭГР, воздействуя на механизм изменения частоты (МИЧ);
- 2) УРАМ воздействует на исполнительный элемент электрической части АРЧВ — его электрогидравлический преобразователь (ЭПП);
- 3) самостоятельно воздействуют на изменение открытия направляющего аппарата гидротурбины;
- 4) УРАМ воздействует на механизм изменения мощности (МИМ) ЭГР.

4. Каким по обеспечиваемой им характеристике регулирования является автоматический регулятор активной мощности турбогенератора в нормальном режиме его работы:

- 1) статическим;
- 2) функционирующим по мнимостатическому закону;
- 3) астатическим.

5. На что воздействует быстродействующий автоматический регулятор противоаварийного управления мощностью паровой турбины:

- 1) на задающий элемент — механизм управления турбиной (МУТ), АРЧВ;
- 2) непосредственно на регулировочные клапаны турбины;
- 3) через электрогидравлический преобразователь на исполнительный гидравлический усилитель АРЧВ.

6. Каким по обеспечиваемой им характеристике регулирования является быстродействующий автоматический регулятор противоаварийного управления мощностью паровой турбины:

- 1) астатическим;
- 2) мнимостатическим;
- 3) статическим.

7. По какому алгоритму функционирует электрогидравлический регулятор частоты вращения гидрогенератора (см. рис. 2.7) при включенной жесткой отрицательной обратной связи:

- 1) пропорциональному (П-) алгоритму;
- 2) интегральному (И-) алгоритму;
- 3) пропорционально-интегральному (ПИ-) алгоритму;
- 4) пропорционально-интегрально-дифференциальному (ПИД-) алгоритму.

8. По какому алгоритму функционирует ЭГР-2И (см. рис. 2.8) при включенной жесткой отрицательной обратной связи:

- 1) пропорциональному (П-) алгоритму;
- 2) интегральному (И-) алгоритму;
- 3) пропорционально-интегральному (ПИ-) алгоритму;
- 4) пропорционально-интегрально-дифференциальному (ПИД-) алгоритму.

9. По какому алгоритму функционируют ЭГР при отключенной жесткой, включенной гибкой функциональной отрицательной обратной связи и отключенном дифференциаторе D на входе ЭГР-2И (см. рис. 2.7 и 2.8):

- 1) пропорциональному (П-) алгоритму;
- 2) интегральному (И-) алгоритму;
- 3) пропорционально-интегральному (ПИ-) алгоритму;
- 4) пропорционально-интегрально-дифференциальному (ПИД-) алгоритму.

10. Какие функции выполняет микропроцессорная ЭЧСР-М турбогенератора:

- 1) функции АРАМ в нормальном режиме;
- 2) функции БАРАМ в аварийном режиме;
- 3) функции АРАМ, БАРАМ;
- 4) функции названных автоматических регуляторов и защиты турбины от разгона.

АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

Структура главы

- 3.1. Учебно-информационный блок. Принципы действия автоматических регуляторов напряжения и реактивной мощности и способы их технического выполнения
- 3.2. Контрольные вопросы
- 3.3. Дополнительный информационный блок. Автоматические регуляторы возбуждения синхронных генераторов
- 3.4. Контрольные вопросы
- 3.5. Информационный блок для углубленного изучения. Функциональные и структурные схемы микропроцессорных автоматических регуляторов
- 3.6. Контрольные вопросы
- 3.7. Заключение
- 3.8. Тесты

Целью изучения темы является усвоение принципов действия и способов технического выполнения автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) синхронных генераторов, определяющего их ЭДС, напряжение на шинах электростанций и реактивную мощность, сопровождающую процессы выработки и передачи электрической энергии.

3.1. Учебно-информационный блок. Принципы действия автоматических регуляторов напряжения и реактивной мощности и способы их технического выполнения

3.1.1. Назначение автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности

Техническая необходимость и экономическая целесообразность автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности обуславливаются специфическими особенностями процесса производства и распределения электроэнергии. Напряжение, определяемое возбуждением синхронных генераторов, различно по абсолютному значению и по фазе в каждом из узлов схемы электро-

энергетической системы — является многомерным вектором. Различие напряжений необходимо для передачи (транспортировки) электроэнергии. Напряжение в начале линии электропередачи $\underline{U}_л$ (рис. 3.1, а) от гидроэлектростанции или тепловой электростанции ЭС в электроэнергетическую систему ЭЭС отличается от напряжения системы \underline{U}_c на $\Delta\underline{U}$, определяемое активной $P_л$ и реактивной $Q_л$ мощностью (активным I_a и реактивным I_p токами) в линии:

$$\underline{U}_л = \underline{U}_c + \Delta\underline{U} = \underline{U}_c + (Q_л / U_c)x_л + j(P_л / U_c)x_л = \underline{U}_c + I_p x_л + jI_a x_л. \quad (3.1)$$

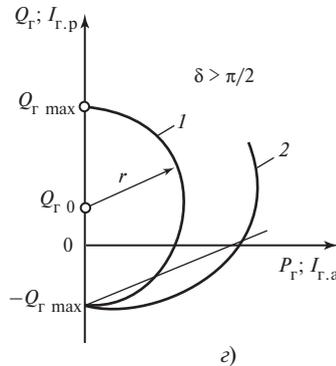
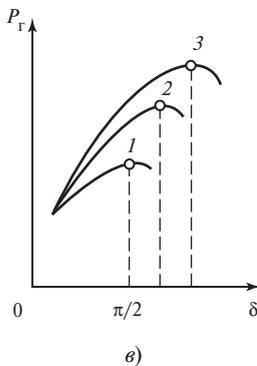
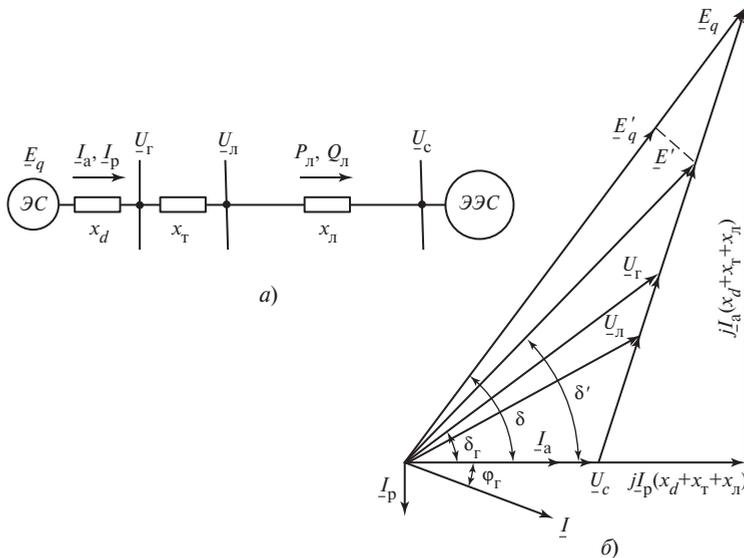


Рис. 3.1. Схема (а), векторная диаграмма напряжений (б), характеристики мощности электропередачи (е) и графики предельных зависимостей между активной P_r и реактивной Q_r мощностями (активным $I_{r,a}$ и реактивным $I_{r,p}$ токами) синхронного генератора (з)

Из (3.1) и векторной диаграммы рис. 3.1, б видно следующее:

различие напряжений по фазе необходимо для передачи активной мощности

$$P_{л} = (U_{л} U_{с} / X_{л}) \sin \delta_{л}; \quad (3.1a)$$

различие абсолютных значений напряжений определяется реактивной мощностью электропередачи $Q_{л}$.

При данном напряжении $\underline{U}_{с}$ передаваемая активная мощность $P_{л}$ определяется вектором напряжения $\underline{U}_{л}$ и реактивной мощностью $Q_{л}$.

При неизменных абсолютных значениях напряжений $\underline{U}_{л}$ и $\underline{U}_{с}$ и угле сдвига фаз между ними $\delta_{л.пр} = \pi/2$ по линии передается, как известно [3, 4], наибольшая возможная мощность — предельная мощность линии $P_{л.пр}$.

Если напряжение $U_{л}$ по мере возрастания мощности $P_{л}$ уменьшается, что имеет место при неизменной нерегулируемой ЭДС генераторов электростанции, то угол $\delta_{л}$ достигает предельного значения $\delta_{л.пр}$ при $P_{л} < P_{л.пр}$. При дальнейшей попытке увеличения передаваемой мощности нарушается статическая устойчивость электропередачи.

Ток возбуждения генератора определяет его ЭДС \underline{E}_q (см. рис. 3.1, а), а ЭДС, напряжение $\underline{U}_{г}$ и напряжение $\underline{U}_{л}$ линии связаны между собой соотношениями:

$$\left. \begin{aligned} E_q &= \sqrt{(U_{г} + I_{п} x_d)^2 + (I_{а} x_d)^2}; \\ U_{г} &= \sqrt{(U_{л} + I_{п} x_{т})^2 + (I_{а} x_{т})^2}, \end{aligned} \right\} \quad (3.16)$$

где $x_{т}$ — сопротивление трансформатора.

При отсутствии автоматического регулирования возбуждения ЭДС $E_q = \text{const}$. Реактивная мощность генератора

$$Q_{г} = Q_{Eq} = \frac{E_q U_{с}}{x_d + x_{св}} \cos \delta - \frac{U_{с}^2}{x_d + x_{св}}, \quad (3.2)$$

где $x_{св} = x_{т} + x_{л}$ — сопротивление связи (см. рис. 1.2) синхронных генераторов с ЭЭС; $\delta = \left(\underline{E}_q, \underline{U}_{с} \right)$ — угол электропередачи.

Активная мощность электропередачи определяется статической характеристикой I (см. рис. 3.1, в)

$$P_{г} = P_{Eq} = \frac{E_q U_{с}}{x_d + x_{св}} \sin \delta. \quad (3.2a)$$

Наибольшая передаваемая активная мощность достигается при угле $\delta = \pi/2$. При этом по мере роста активной мощности переходная ЭДС E' и напряжение U_Γ генератора снижаются.

Активной мощности соответствует определенная реактивная мощность. После исключения из уравнений (3.2) и (3.2а) напряжения U_c при допущении $Q_\Gamma = Q_\Delta$ получается зависимость $Q_\Gamma = f(P_\Gamma)$. Для неявнополюсного генератора, в частности для угла $\delta = \pi/2$, такая зависимость представляет собой уравнение окружности

$$\left(Q_\Gamma - U_\Gamma^2 \frac{x_d - x_{cb}}{2x_d x_{cb}}\right)^2 + P_\Gamma^2 = U_\Gamma^2 \frac{x_d + x_{cb}}{2x_d x_{cb}} \quad (3.2б)$$

с центром, расположенным на оси реактивной мощности (см. рис. 3.1, з): $Q_{\Gamma 0} = U_\Gamma^2 (x_d - x_{cb}) / (2x_d x_{cb})$ и радиусом $r = U_\Gamma^2 (x_d + x_{cb}) / (2x_d x_{cb})$ (кривая 1).

Точки пересечения окружности с осью Q соответствуют наибольшим (при $P_\Gamma = 0$) генерируемой $Q_{\Gamma \max} = U_\Gamma^2 / x_{cb}$ и потребляемой $-Q_{\Gamma \max} = -U_\Gamma^2 / x_d$ реактивным мощностям.

При автоматическом регулировании возбуждения отдаваемая генератором наибольшая по условию устойчивости активная мощность возрастает вследствие увеличения ЭДС E_q .

В случае автоматического регулирования, обеспечивающего неизменность потокосцепления обмотки возбуждения, считается неизменной переходная ЭДС генератора $E' = \text{const}$. Активная мощность при этом

$$P_{E'} = \frac{E' U_c}{x_d' + x_{cb}} \sin \delta - \frac{U_c^2 (x_d - x_d')}{2(x_d + x_{cb})(x_d' + x_{cb})} \sin 2\delta. \quad (3.2в)$$

Наибольшая передаваемая мощность определяется динамической характеристикой 2 (рис. 3.1, в), достигается при углах $\delta > \pi/2$ и превышает наибольшую мощность при отсутствии регулирования возбуждения. При этом зависимость реактивной мощности от активной неявнополюсного генератора при предельном угле $\delta' = \underline{E}'$, $\underline{U}_c = \pi/2$ изображается окружностью 2 (см. рис. 3.1, з).

Характеристика мощности 3 (см. рис. 3.1, в) соответствует автоматическому изменению тока возбуждения, при котором поддерживается неизменным напряжение генератора $U_\Gamma = \text{const}$. При таком автоматическом регулировании активная мощность определяется выражением

$$P_{U_\Gamma} = \frac{U_\Gamma U_c}{x_{cb}} \sin \delta - \frac{U_c^2 x_d}{2x_{cb}(x_d + x_{cb})} \sin 2\delta. \quad (3.2г)$$

Наибольшая передаваемая активная мощность достигает (150—180) % наибольшей мощности, соответствующей статической характеристике I , и наступает при $\delta_r = (U_r \wedge U_c) = \pi/2$.

Сохранение синхронной работы электростанций в электроэнергетической системе зависит от скорости восстановления напряжения при его внезапном глубоком снижении и после отключения короткого замыкания.

В случае наступления асинхронного хода (режима) от скорости восстановления и уровней напряжения зависят успешность и время восстановления синхронной работы электрических станций. Поэтому автоматическое регулирование напряжения и реактивной мощности имеет важное значение для обеспечения статической, динамической и результирующей устойчивости электропередачи.

Конечным пунктом транспортировки электроэнергии является ее потребитель. Напряжение получаемой потребителем электроэнергии должно иметь номинальное значение вне зависимости от случайных изменений ситуации в электроэнергетической системе или количества потребляемой электроэнергии. Напряжение — один из показателей качества электроэнергии. Согласно ГОСТ 13109—97 на нормы качества электрической энергии отклонение напряжения у потребителей должно быть не более $\pm 5\%$ номинального, только в послеаварийных режимах допускается понижение напряжения на 10 %. Указанные нормы могут быть выдержаны только при автоматическом регулировании напряжения.

Таким образом, основными задачами автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности являются:

обеспечение задаваемого графиком напряжения на шинах электростанции и рациональных потоков реактивной мощности в процессе передачи электроэнергии от электрических станций к потребителям;

сохранение или повышение статической устойчивости электропередач в нормальных режимах работы;

повышение динамической и результирующей устойчивости электроэнергетической системы в аварийных режимах;

предотвращение развития крутильных колебаний роторов турбогенераторов в нормальном режиме и обеспечение быстрого затухания (демпфирование) их качаний, возникающих в послеаварийном режиме;

обеспечение требуемого напряжения у потребителей, т.е. обеспечение одной из норм качества электроэнергии.

Указанные задачи автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности решаются:

автоматическим регулированием возбуждения синхронных генераторов электростанций;

регулированием возбуждения синхронных компенсаторов и электродвигателей;

регулированием мощности управляемых статических источников реактивной мощности;

автоматическим регулированием коэффициентов трансформации трансформаторов.

Наиболее важное значение для решения перечисленных задач автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности имеет автоматическое регулирование возбуждения синхронных генераторов. Применяется автоматическое регулирование возбуждения:

пропорционального (П-) действия;

пропорционально-дифференциального (ПД-) — «сильного» действия (СД);

пропорционально-интегрально-дифференциального (ПИД-) действия.

При пропорциональном регулировании управляющее воздействие определяется отклонением напряжения от заданного значения, током нагрузки генератора и коэффициентом мощности $\cos\varphi_r$. Для выработки регулирующего воздействия при автоматическом регулировании возбуждения «сильного» действия используется производная действующего значения напряжения, а при ПИД-алгоритме автоматического регулирования формируются сигнал по интегральной функции отклонения амплитуды напряжения (среднего выпрямленного или действующего его значения) и первая и вторая производные угла электропередачи δ .

При ПД- и ПИД-регулировании достигается максимальная пропускная способность электропередачи и соответственно повышается статическая устойчивость электроэнергетической системы.

Повышение динамической устойчивости достигается быстрым увеличением тока возбуждения до его предельно допустимого значения — так называемой форсировкой возбуждения синхронного генератора. Для обеспечения результирующей устойчивости путем ресинхронизации генератора, а также и в других случаях необходимо его развозбуждение. Форсировка возбуждения и развозбуждения осуществляется устройствами релейного автоматического управления возбуждением.

Автоматическое регулирование и релейное управление возбуждением способствуют быстрому и полному гашению колебаний, возникающих после восстановления синхронной работы электропередачи, повышают четкость действия устройств релейной защиты, способствуют быстрому восстановлению напряжения после отключения коротких замыканий, облегчая самозапуск электродвигателей, и решают другие задачи по улучшению качества режимов электроэнергетической системы.

3.1.2. Возбуждение синхронных генераторов и способы его автоматического регулирования

Классическим возбудителем синхронного генератора G — источником постоянного тока возбуждения I_B в обмотке ротора LG — является электрическая машина постоянного тока GE с параллельным самовозбуждением (цепью тока самовозбуждения I_{CB} в обмотке возбудителя $LGE1$) — положительной обратной связью по напряжению (рис. 3.2, а). Током I_{CB} , изменяемым резистором R_{CB} , устанавливается

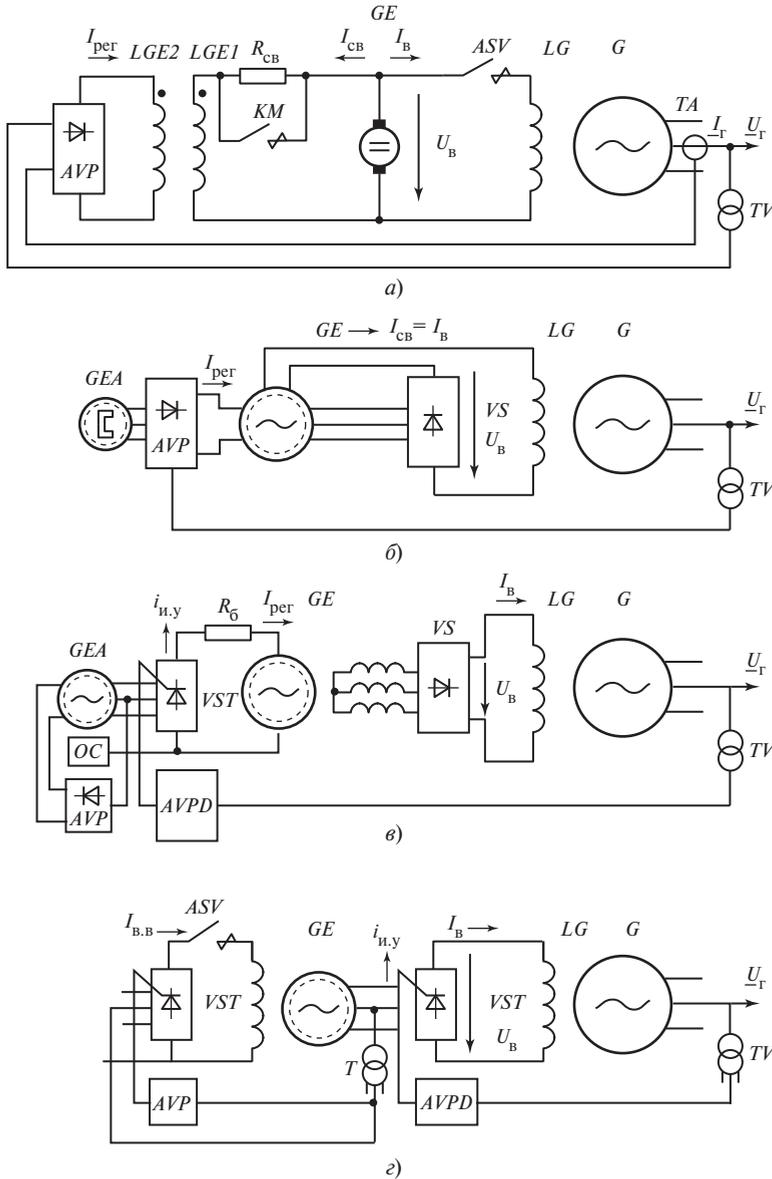


Рис. 3.2. Схемы возбуждения синхронных генераторов

напряжение возбудителя U_B и генератора U_r при его холостом ходе. Контакттор KM служит для форсировки возбуждения.

В связи с существенными техническими недостатками такого возбудителя — низкой надежностью действия и ограниченной пропускной способностью (по току) щеточного коллектора, по мере роста мощности синхронных генераторов появился *возбудитель, состоящий из индукторного генератора переменного тока*

GE повышенной частоты с последовательным самовозбуждением (положительной обратной связью по току) и *неуправляемого полупроводникового* (диодного) выпрямителя VS (рис. 3.2, б). Возбудители управляются П-регуляторами AVP токов $I_{\text{рег}}$ в обмотке $LGE2$ (см. рис. 3.2, а) или в расположенной на статоре обмотке возбуждения индукторного генератора GE (см. рис. 3.2, б).

Современная модификация такого возбудителя содержит обращенный (с обмотками переменного тока на роторе) многополюсный генератор GE и вращающийся (расположенный на валу синхронного генератора G) диодный выпрямитель VS , жестко соединенный с обмоткой возбуждения LG — *бесщеточное возбуждение* (рис. 3.2, в). Питание цепи возбуждения обращенного генератора, управляемой через тиристорный преобразователь VST автоматическим регулятором «сильного» действия $AVPD$, производится от вспомогательного многополюсного генератора GEA с возбуждением постоянными магнитами (см. рис. 3.2, б) или от индукторного генератора с самовозбуждением GEA (см. рис. 3.2, в) с регулятором его возбуждения AVP .

Возбудителем современных мощных синхронных генераторов с кольцами ротора служат вспомогательный синхронный генератор GE и управляемый тиристорный преобразователь VST — *тиристорное независимое возбуждение*. Некоторое распространение получило и тиристорное самовозбуждение, при котором тиристорный преобразователь VST подключается через трансформатор T к возбуждаемому синхронному генератору G (см. рис. 3.2, з), а обмотка возбуждения LG подключается к VST через выключатель ASV — автомат гашения поля генератора (см. рис. 3.2, а).

Тиристорный преобразователь VST используется и при бесщеточном возбуждении в цепи обмотки возбуждения обращенного синхронного генератора GE . В инверторном режиме он производит развозбуждение (гашение поля синхронного генератора). В АО «Электросила» [18] и на предприятии ООО «Привод-электромаш» созданы типовые модифицированные тиристорные возбудители. В перспективе планируется создание бесщеточного тиристорного возбудителя с вращающимся управляемым (тиристорным) преобразователем.

Возбудители характеризуются двумя показателями:

скоростью нарастания напряжения на обмотке ротора LG в переходном процессе его изменения от номинального до наибольшего возможного значения (в процессе форсировки возбуждения);

кратностью *форсировки возбуждения*, равной отношению наибольшего возможного установившегося тока ротора (тока форсировки) $I_{\text{в.ф}}$ к номинальному току $I_{\text{в.ном}}$.

Первый показатель обусловлен инерционностью электромашинных возбудителей.

Существенное снижение инерционности цепи возбуждения обращенного генератора бесщеточного возбуждения достигается или включением балластного резистора R_{ζ} (см. рис. 3.2, в), или в современной реализации сильной (глубокой) жесткой отрицательной обратной связью [8] по напряжению возбуждения синхронного генератора (на рис. 3.2, в не показано). Тиристорный возбудитель практически безынерционен. Он вносит в переходный процесс лишь фиксированную задержку, обусловленную дискретностью управления тиристорами. Поэтому принимается, что у тиристорного возбудителя скорость нарастания напряжения $(dU_{\text{в}}/dt)_{\text{сп}} \rightarrow \infty$.

Для инерционных возбудителей скорость нарастания напряжения ротора установлена не менее $(dU_B/dt)_{\text{ср}} = 2 \text{ е.в./с}$. За единицу возбуждения принимается номинальное напряжение возбуждения $U_{\text{в.ном}}$ синхронного генератора.

Кратность форсировки возбуждения $K_{\text{ф}}$ может определяться по отношению наибольшего возможного (предельного) тока $I_{\text{в.ф}}$ к номинальному $I_{\text{в.ном}}$. Кратность форсировки электромашинного возбудителя обычно не превышает двух, а тиристорного составляет примерно четыре.

Скорость нарастания и кратность форсировки $K_{\text{ф}}$ определяют возможности реализации алгоритмов автоматического регулирования. Наиболее инерционны ($T_e > 0,5 \text{ с}$) электромашинные возбудители постоянного тока, при которых реализуется только автоматическое П-регулирование возбуждения.

Быстродействующие тиристорные возбудители — собственно тиристорный (см. рис. 3.2, з) и бесщеточный с тиристорным преобразователем в цепи возбуждения обращенного генератора (см. рис. 3.2, в) — обеспечивают эффективность автоматического ПД- и ПИД-регулирования возбуждения.

3.1.3. Принципы действия и виды автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов с электромашинными возбудителями

Автоматические регуляторы напряжения и реактивной мощности синхронных генераторов с электромашинными возбудителями являются, как указывалось, П-регуляторами возбуждения. Ввиду пропорциональности регулирующего воздействия $I_{\text{рег}}$ (см. рис. 3.2, а, б) отклонению действующего значения напряжения от предписанного $\Delta U_r = U_r - U_{r,\text{пр}}$ характеристика регулирования $U_r = f(I_r)$ — внешняя характеристика регулируемого синхронного генератора — получается наклонной, т.е. статической.

Ток нагрузки генератора I_r и его $\cos\varphi_r$ являются возмущающими воздействиями, вызывающими отклонения напряжения синхронного генератора. Поэтому в технике автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности синхронных генераторов с электромашинными возбудителями постоянного тока используются автоматические устройства компенсации падений напряжения на внутреннем сопротивлении синхронных генераторов — устройства их компаундирования. Они относятся к простейшим автоматическим П-регуляторам возбуждения, функционирующим по возмущающим воздействиям [2]. Собственно автоматический регулятор, функционирующий по отклонению напряжения, производит лишь исправление внешней характеристики компаундированного генератора, обычно получающейся из-за простоты устройств компаундирования неоднозначной и не удовлетворяющей требованию точности регулирования напряжения, — корректирует ее и поэтому называется корректором напряжения компаундированного генератора [2].

Наиболее совершенным комбинированным автоматическим регулятором, выпускавшимся электротехнической промышленностью для синхронных генераторов с электромашинными возбудителями постоянного тока (см. рис. 3.2, *a*), был электромагнитный регулятор типа УБК-3, представлявший собой управляемое корректором напряжения устройство фазового компаундирования *УФК*, функционирующее по двум основным указанным возмущающим воздействиям: току нагрузки I_{Γ} и углу сдвига фаз между напряжением \underline{U}_{Γ} и током \underline{I}_{Γ} (трансформаторы напряжения *TV* и тока *TA*) синхронного генератора (см. рис. 3.4, *a*).

На синхронных генераторах с электромашинными возбудителями переменного тока (см. рис. 3.2, *б*) установлен электромагнитный регулятор, функционирующий только по отклонению напряжения, дополненный бесконтактным устройством форсировки возбуждения генератора.

3.1.4. Принципы действия автоматических регуляторов напряжения и реактивной мощности синхронных генераторов с бесщеточным и тиристорным возбуждением

Назначение и особенности. При практически безынерционных тиристорных возбудителях современных мощных синхронных генераторов (см. рис. 3.2, *в*, *г*) реализуются ПД- и ПИД-алгоритмы автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности. Интенсивность и быстрота их воздействия на возбудитель обусловили принятое в специальной литературе название регулирования «сильного» действия (АРВ СД). Указанные весьма ценные свойства АРВ СД обеспечиваются использованием сигналов, формируемых не только по отклонению, но и по скорости изменения действующего значения напряжения синхронного генератора и отображающих скорость и ускорение нарастания важнейшего для обеспечения нормального функционирования современных протяженных и сильно нагруженных электропередач режимного параметра — угла сдвига фаз δ между ЭДС \underline{E}_q синхронного генератора электростанции и напряжением \underline{U}_c на шинах приемной подстанции ЭЭС (см. рис. 3.1, *б*).

Поэтому назначением АРВ СД является не только поддержание напряжения на заданном уровне на шинах электростанции и генерируемой или потребляемой синхронным генератором реактивной мощности, но и повышение до максимально возможных уровней статической и динамической устойчивости параллельной работы электрических станций.

Графики регулирующих воздействий (РВ), т.е. напряжений $U_{РВ_{\Pi}}$ при пропорциональном и $U_{РВ_c}$ при пропорционально-дифференциальном («сильном») автоматическом регулировании возбуждения (рис. 3.3, *a*, *б*), например при использовании только первой производной напряжения синхронного генератора, демонстрируют указанные достоинства АРВ СД. Регулирующее воздействие $U_{РВ_c}$ равно сумме воздействий $U_{РВ_{\Pi}}$ и $U'_{РВ}$, обусловленных отклонением и скоростью

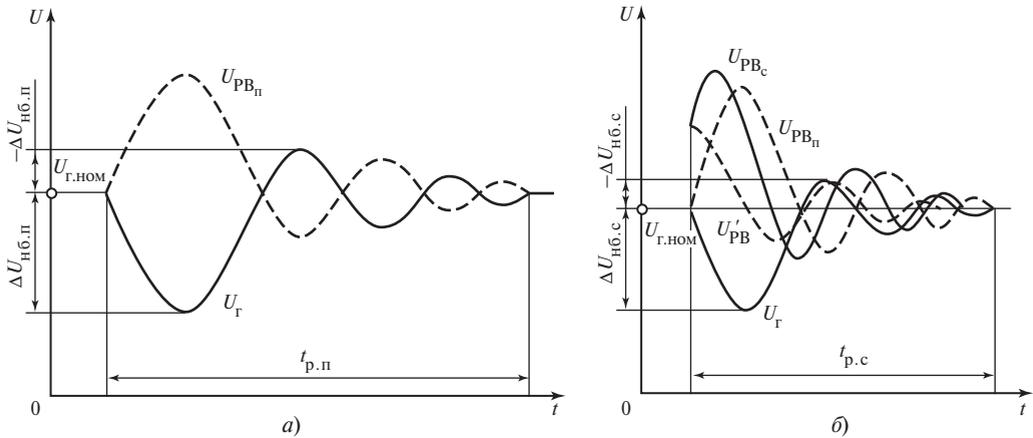


Рис. 3.3. Временные графики изменений напряжения синхронного генератора и регулирующих воздействий П-регулятора (а) и ПД-регулятора (б) возбуждения

изменения напряжения. Из графиков видно, что в начальный момент изменения напряжения регулирующее воздействие U_{PB} еще отсутствует, тогда как воздействие

U'_{PB} максимально и тем больше, чем большим могло бы оказаться отклонение напряжения $\Delta U_{нб}$ при отсутствии регулирования возбуждения. Поэтому в одних и тех же условиях наибольшее отклонение напряжения при автоматическом регулировании «сильного» действия $\Delta U_{нб,с}$ значительно меньше отклонения при пропорциональном регулировании $\Delta U_{нб,п}$.

Процесс восстановления напряжения протекает быстрее (время регулирования $t_{p,с} < t_{p,п}$) и более качественно, т.е. при менее выраженных явлениях перерегулирования и более интенсивном затухании обычно колебательного переходного процесса. Указанное улучшение качества регулирования обусловливается изменением знака регулирующего воздействия $U_{PB,с}$ с опережением момента времени, когда регулируемое напряжение достигает первоначального значения начинается противодействие восстановлению напряжения. Поэтому превышение напряжения заданного значения ($-\Delta U_{нб,с}$) в первый период колебательного процесса его восстановления при регулировании «сильного» действия меньше превышения ($-\Delta U_{нб,п}$) при пропорциональном регулировании. Таким образом, автоматическое регулирование возбуждения «сильного» действия обеспечивает успокоение (демпфирование) колебаний напряжения.

Алгоритм автоматического регулирования возбуждения «сильного» действия. Под алгоритмом, или законом, автоматического регулирования понимается функция режимных параметров электропередачи, определяющая регулирующее воздействие на возбудитель генератора. В соответствии с назначением автоматиче-

ского регулирования возбуждения «сильного» действия естественным было бы формирование воздействия по основному параметру, от которого зависит статическая, динамическая и результирующая устойчивость электропередачи, — по углу сдвига фаз δ между ЭДС генератора \underline{E}_q и напряжением подстанции \underline{U}_c ЭЭС (см. рис. 3.1, б). Для получения соответствующих сигналов необходима передача информации (телепередача) о векторе \underline{U}_c с приемного на передающий конец линии.

В связи со сложностью и недостаточной надежностью действия устройств телепередачи используется частота напряжения синхронного генератора, поскольку ее изменение (мгновенная частота) пропорционально производной угла δ по времени. Поэтому в алгоритм автоматического регулирования возбуждения входят: отклонение амплитуды ΔU_Γ или действующего значения напряжения U_Γ от заданного (предписанного) значения $U_{\Gamma, \text{пр}}$, производная напряжения $U'_\Gamma = dU_\Gamma / dt$, интегральная функция отклонения $\int \Delta U dt$, изменение (отклонение от установившегося значения) $\Delta' f \approx d\delta / dt$, первая производная $f' = df / dt \sim d^2\delta / dt$ частоты f и производная тока возбуждения генератора $I'_B = dI_B / dt$.

Отклонение напряжения ΔU_Γ необходимо для обеспечения практически (с точностью статической погрешности регулирования) задаваемого графиком предписанного $U_{\Gamma, \text{пр}}$ напряжения синхронного генератора U_Γ при изменениях тока $I_{\Gamma, \text{р}}$ его реактивной нагрузки или напряжения на шинах электростанции, т.е. в начале линии электропередачи,

$$\Delta U_{\text{ш}} = \left| \underline{U}_\Gamma + jI_{\Gamma, \text{р}}x_\Gamma \right| - U_{\Gamma, \text{пр}}, \quad (3.3)$$

формируемого на входе регулятора моделированием падения напряжения $jI_{\Gamma, \text{р}}x_\Gamma$ на сопротивлении трансформатора x_Γ блока генератор — трансформатор, т.е. его компенсацией (см. рис. 3.9, а). При этом, как известно [2], реактивная мощность электростанции распределяется между блоками обратно пропорционально сопротивлениям трансформаторов.

На электростанциях с шинами генераторного напряжения отклонение ΔU_Γ определяется с учетом составляющей, пропорциональной реактивному току синхронного генератора $I_{\Gamma, \text{р}}$. Она необходима для изменения статизма характеристики регулирования, т.е. для определенности распределения и возможности перераспределения (стабилизации распределения) реактивной нагрузки электростанции между параллельно работающими генераторами (аналогично распределению активной нагрузки, см. рис. 2.4):

$$\Delta U_\Gamma = \left| \underline{U}_\Gamma - jI_{\Gamma, \text{р}}x_{\text{ст}} \right| - U_{\Gamma, \text{пр}}, \quad (3.3a)$$

где $x_{\text{ст}}$ — сопротивление элемента стабилизации, а компенсация падения напряжения на трансформаторе связи производится по суммарному току генераторов $I_{\Gamma, \text{р}\Sigma}$.

3.1.5. Техническое выполнение и алгоритм функционирования автоматических регуляторов тиристорного возбуждения

На многих электрических станциях уже долгие годы находится в эксплуатации электромагнитный АРВ СД, выполненный на магнитных усилителях [2]. Был разработан и выпускался промышленностью полупроводниковый аналоговый пропорционально-дифференциальный регулятор — АРВ СДП, выполненный на интегральных операционных усилителях.

Комплектно с турбогенераторами с бесщеточным возбуждением (см. рис. 3.2, в) поставляется аналого-цифровой автоматический регулятор «сильного» действия.

В настоящее время находится в эксплуатации первая разработка цифрового микропроцессорного регулятора — АРВ СДМ [19].

Программное обеспечение на языке Assembler обеспечивает его функционирование в соответствии с ПД-алгоритмом и формирование сигналов, необходимых для других указанных функций АРВ СДМ по управлению возбуждением синхронного генератора. Регулятор содержит выходной ЦАП и выдает регулирующее воздействие в виде напряжения $U_{\text{рег}}$ [(см. (3.8)] постоянного тока, изменяющееся по абсолютному значению и по знаку (регулятор реверсивного действия).

Цифровые АРВ, разработанные в последнее время в ГУП ВЭИ и ФГУП «НИИЭлектромаш», функционируют по ПИД-алгоритму на высокопроизводительных зарубежных микропроцессорах. Их особенностью является цифровая исполнительная часть, воздействующая на тиристорный возбудитель синхронного генератора [20, 21].

Разработан [22] двухканальный микропроцессорный регулятор продольного и поперечного возбуждения асинхронизированного генератора.

Роль производной напряжения U_r в автоматическом регулировании возбуждения иллюстрировалась графиком напряжения $U'_{\text{РВ}}$ (см. рис. 3.3, б). Как известно [3], использование сигнала по производной регулируемой величины представляет собой второй способ обеспечения устойчивости функционирования замкнутой автоматической системы регулирования; первый способ — введение местной гибкой отрицательной обратной связи [см. (2.19)], т.е. способ ее стабилизации. Сигналы, формируемые по производной напряжения синхронного генератора и его ЭДС (току возбуждения I_v), стабилизируют автоматическую систему регулирования возбуждения прежде всего при холостом ходе генератора — являются стабилизаторами ее внутреннего движения [21].

Сигналы, отображающие изменение частоты и ее производную совместно с сигналом, формируемым по интегральной функции отклонения напряжения, повышают устойчивость функционирования замкнутой автоматической системы регулирования, включающей нагруженную линию электропередачи. Обеспечивая затухание электромеханических переходных процессов, сигналы повышают статическую и динамическую устойчивость параллельной работы электростанции с ЭЭС, в том числе в режиме потребления реактивной мощности синхронными генераторами, т.е. являются системными стабилизаторами [17].

Таким образом, ПИД-алгоритм автоматического регулирования возбуждения представляется в виде

$$U_{\text{рег}} = k_U \Delta U_{\Gamma} + k_{\text{и}} \int \Delta U_{\Gamma} dt + k'_U U'_{\Gamma} + k_f \Delta' f + k'_f f' + k'_I I'_{\text{в}}, \quad (3.4)$$

где $\Delta' f$ — сигнал об изменении частоты f_{Γ} напряжения генератора; k_U , k'_U , $k_{\text{и}}$, k_f , k'_f , k'_I — коэффициенты пропорциональности: по отклонению напряжения генератора, его производной, интегральной функции, по изменению частоты, ее производной, по скорости изменения тока возбуждения генератора соответственно.

Сигнал $\Delta' f$ формируется реальным дифференциатором (см. п. 2.5.2) с относительно большой постоянной времени $T_{\text{д.р}}$ и существует только при переходном процессе изменения частоты; в установившемся режиме сигнал $\Delta' f$ отсутствует.

3.2. Контрольные вопросы

1. Почему необходимо автоматическое регулирование напряжения и реактивной мощности электрической станции?
2. В чем состоят задачи автоматического регулирования возбуждения синхронных генераторов?
3. Как воздействуют автоматические регуляторы напряжения и реактивной мощности на электромашинные и тиристорные возбудители синхронных генераторов?
4. Какие известные типовые автоматические регуляторы устанавливаются на синхронных генераторах с электромашинными возбудителями постоянного тока?
5. Чем по принципам действия различаются типовые автоматические регуляторы возбуждения синхронных генераторов с электромашинными возбудителями?
6. Какой алгоритм автоматического регулирования возбуждения называется ПД-алгоритмом («сильного» действия)? При каких возбудителях он эффективно реализуется?
7. В чем состоит ПИД-алгоритм автоматического регулирования возбуждения синхронного генератора?
8. Какова роль сигнала, формируемого по производной действующего значения напряжения синхронного генератора, и что отображают сигналы автоматического регулятора возбуждения, формируемые по изменению частоты и ее производной? Какими структурными звеньями (с какими передаточными функциями) формируются эти сигналы?
9. Какие применяются автоматические регуляторы напряжения и реактивной мощности синхронных генераторов с тиристорным возбуждением?
10. Какие известны аналоговые и цифровые автоматические регуляторы возбуждения, функционирующие по ПД- и ПИД-алгоритмам?

3.3. Дополнительный информационный блок. Автоматические регуляторы возбуждения синхронных генераторов

3.3.1. Автоматические регуляторы синхронных генераторов с электромашинным возбуждением

3.3.1.1. Регуляторы электромашинного возбуждения постоянного тока

На синхронных генераторах G с электромашинными возбудителями постоянного тока GE (см. рис. 3.2, *a*) эксплуатируются комбинированные электромагнитные регуляторы — устройства токового и фазового компаундирования с корректорами напряжения [2, 7].

Наиболее совершенным из них является электромагнитный регулятор типа УБК-3, представляющий собой управляемое корректором напряжения $КН$ устройство фазового компаундирования $УФК$, функционирующее по двум основным возмущающим воздействиям: току нагрузки I_{Γ} и коэффициенту мощности $\cos\varphi_{\Gamma}$.

Как видно из упрощенной его принципиально-функциональной схемы (рис. 3.4, *a*), он выполняется на магнитных усилителях: трансформаторном $ALT1$ и реакторном $ALT2$ [8]. Ток питания усилителя $ALT1$, которому при неизменном токе управления им $I_{y2} = \text{const}$ пропорционален выходной ток регулятора $I_{\text{рег}}$, определяется геометрической суммой токов $I_{\text{к}}$ вторичного тока нагрузки генератора I_{Γ} , поступающего от измерительного трансформатора тока $ТА$, и тока $I_{\text{н}}$, возбуждаемого вторичным напряжением U_{Γ} и поступающего от измерительного трансформатора напряжения $ТВ$, преобразованного балластной LCR -цепью в резонансный источник тока $ИТ$.

В соответствии с векторными диаграммами (рис. 3.4, *b*) абсолютное значение тока $I_{\text{к}}$ зависит не только от тока I_{Γ} , но и от $\cos\varphi_{\Gamma}$: при активной нагрузке генератора ($\cos\varphi_{\Gamma} = 1$) ток $I_{\text{к}}$ определяется геометрической суммой векторов токов I_{Γ} и $I_{\text{н}}$, сдвинутых по фазе на угол $\pi/2$, а при реактивной нагрузке ($\cos\varphi_{\Gamma} = 0$) — арифметической их суммой. Однако при такой простой схеме формирования тока $I_{\text{к}}$ и нелинейности внешних характеристик возбудителя и нерегулируемого синхронного генератора возможна лишь приближенная грубая компенсация падения напряжения внутри генератора от тока I_{Γ} путем повышения возбуждения возбудителя током $I_{\text{рег}} \sim I_{\text{к}}$.

Корректор напряжения $КН$ управляет степенью компаундирования генератора — изменяет абсолютное значение тока $I_{\text{к}}$, уменьшая или увеличивая ток управления

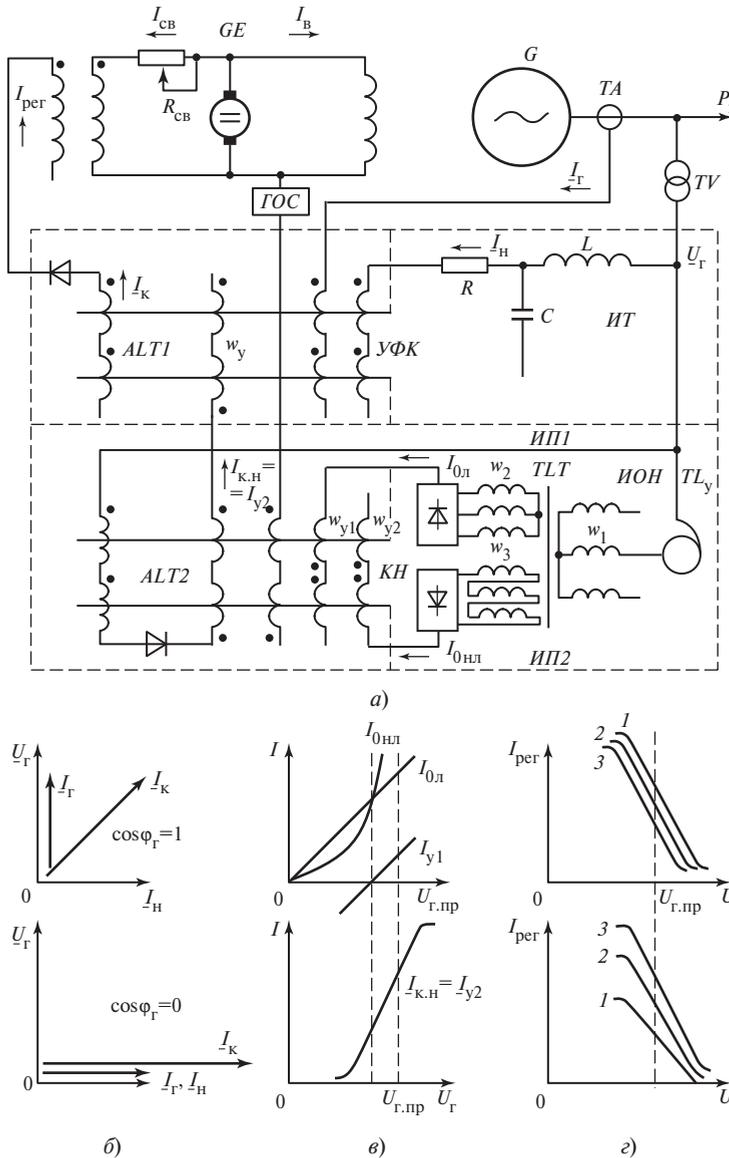


Рис. 3.4. Упрощенная схема (а), векторные диаграммы (б) и характеристики (в, г) автоматического регулятора возбуждения (управляемого фазового компаундирования)

I_{y2} усилителем $ALT1$, равный выходному току корректора напряжения $I_{к,н}$ — току реакторного магнитного усилителя $ALT2$, определяемому отклонением напряжения $\Delta U_G = U_G - U_{г.пр}$. Например, при снижении действующего значения напряжения синхронного генератора U_G уменьшается и ток $I_{к,н} = I_{y2}$, при этом в соответствии с проходной характеристикой трансформаторного магнитного усилителя $ALT1$,

управляемого током I_{y2} [8], абсолютное значение его выходного тока I_k и ток $I_{рег}$ возрастают, возбуждение возбудителя и синхронного генератора усиливается, увеличивая ЭДС синхронного генератора E_q до значения, достаточного для восстановления (со статической погрешностью регулирования) напряжения синхронного генератора.

Реакторный магнитный усилитель *ALT2* управляется током I_{y1} — выходным током измерительного органа напряжения *ИОН* регулятора. Он выполнен на диодном элементе сравнения абсолютных значений двух токов, линейно и нелинейно зависящих от напряжения генератора U_r , с магнитным вычитанием их выпрямленных значений $I_{0л}$, $I_{0нл}$ (см. рис. 3.4, а) в двух встречно включенных одинаковых обмотках w_{y1} , w_{y2} управления магнитным усилителем *ALT2* [8]. При $w_{y1} = w_{y2}$ выходной ток *ИОН* $I_{y1} = I_{0нл} - I_{0л}$ (см. рис. 3.4, в).

В соответствии с проходной характеристикой реакторного магнитного усилителя с положительной обратной связью [8] для рассмотренного снижения его выходного тока $I_{к.н} = I_{y2}$ (при снижении напряжения U_r) необходим уменьшающийся и затем отрицательный ток управления I_{y1} (рис. 3.4, в).

Сравниваемые токи формируются линейным *ИП1* и нелинейным *ИП2* измерительными преобразователями напряжения, выполненными на трехобмоточном трансформаторе *TLT* с насыщающимся магнитопроводом (см. рис. 3.4, а). Ток $I_{0л}$ возбуждается трехфазным напряжением вторичной обмотки трансформатора w_2 и пропорционален напряжению U_r , а ток $I_{0нл}$ — однофазной ЭДС утроенной частоты включенных по схеме разомкнутого треугольника обмоток w_3 . Ее абсолютное значение является нелинейной функцией напряжения U_r , как и третья гармоника тока намагничивания насыщающегося магнитопровода [2, 7].

Характеристики *ИОН* и магнитных усилителей [8] обеспечивают настройку (установочным автотрансформатором TL_y) и действие автоматического регулятора в целом [2]. В частности, графики 1, 2, 3 на рис. 3.4, з показывают зависимости тока $I_{рег}$ от напряжения генератора при разных, например трех, возрастающих значениях $\cos\varphi_r$ и тока нагрузки синхронного генератора I_r .

Показанная на схеме регулятора (см. рис. 3.4, а) местная гибкая отрицательная обратная связь *ГОС* (нефункциональная, реализуемая идеальным дифференциатором, см. п. 2.5.2), как известно [2], обеспечивает устойчивость функционирования (предотвращает возникновение автоколебаний) замкнутой автоматической системы пропорционального регулирования возбуждения синхронного генератора. Автоматический регулятор обеспечивает необходимое возбуждение генератора от холостого хода, устанавливаемого резистором $R_{св}$, до номинального значения и форсировку возбуждения током короткого замыкания (КЗ). Предусматривается также релейно-контактная форсировка возбуждения при снижении напряжения более чем на 10 % [2, 7].

3.3.1.2. Регуляторы синхронных генераторов с электромашинными возбудителями переменного тока

На синхронных генераторах G с электромашинными возбудителями в виде индукторного генератора переменного тока повышенной частоты (см. рис. 3.2, б) с диодными выпрямителями $VS1$, $VS2$ и автоматом гашения поля ASV (рис. 3.5) установлен электромагнитный регулятор, функционирующий только по отклонению напряжения, дополненный бесконтактным устройством форсировки возбуждения генератора $УФВ$. Особенностью такого возбудителя является сильное перевозбуждение током ротора генератора (в обмотке LG): как указывалось, индукторный генератор GE имеет последовательное самовозбуждение (обмотка тока $LE3$). Поэтому автоматический регулятор действует только на снижение его возбуждения во всех нормальных режимах работы от холостого хода до номинального. Однако органически сочетаемые и согласованно настроенные собственно регулятор APB и устройство форсировки возбуждения $УФВ$ образуют в целом автоматическое устройство реверсивного действия, не только снижающее, но и увеличивающее возбуждение возбудителя в режиме форсировки возбуждения синхронного генератора. Автоматическое изменение возбуждения в нормальных режимах производится противодействующим самовозбуждением током $I_{0\text{пер.п}}$ в обмотке возбуждения $LE1$ — выходным током магнитного усилителя $ALT1$ собственно регулятора. Форсировка возбуждения достигается выходным током $I_{0\text{пер.с}}$ магнитного усилителя $ALT2$ в обмотке $LE2$, согласованно действующим с током самовозбуждения.

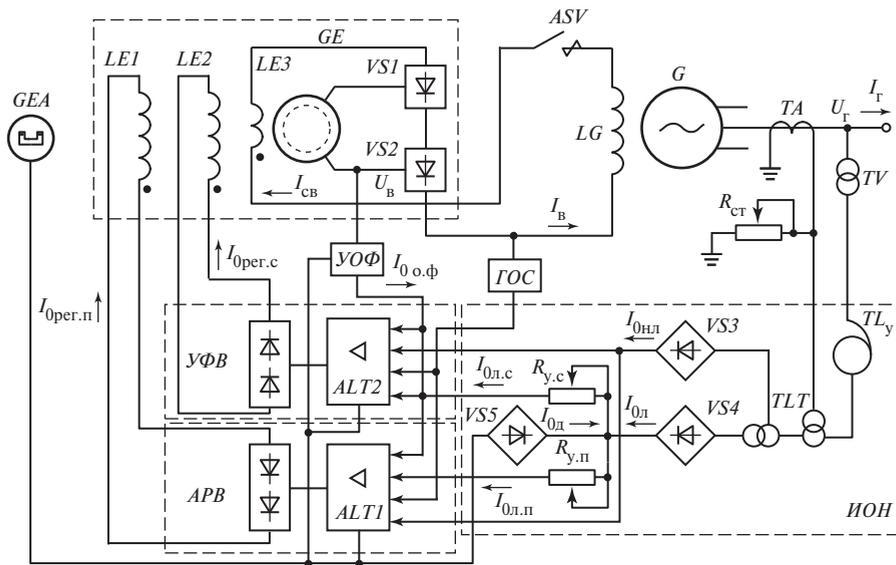


Рис. 3.5. Схема возбуждения и автоматического регулирования напряжения синхронного генератора с диодно-электромашинным возбудителем

Измерительный орган напряжения регулятора ИОН выполнен аналогично применяемому в электромагнитных корректорах на диодном элементе сравнения $VS3$, $VS4$ [8]. Его особенностями являются использование нелинейного тока намагничивания трансформатора TLT и наличие двух дополнительных установочных резисторов согласно и противовключенной частей регулятора $R_{y.c}$, $R_{y.п}$, необходимых для соответствующей настройки и получения характеристики регулятора $I_{0\text{рег}} = f(U_{\Gamma})$ в целом. Резисторами устанавливаются зависимости линейных токов согласно включенной $I_{0\text{л.с}}$ и противовключенной $I_{0\text{л.п}}$ частей регулятора от напряжения генератора U_{Γ} , необходимые для действия магнитных усилителей в указанных выше диапазонах изменения возбуждения турбогенератора.

На рис. 3.6, а, б приведены две характеристики измерительного органа напряжения и характеристики управления магнитных усилителей. Усилитель $ALT1$ (см. рис. 3.5) управляется током $I_{0y.п} = I_{0нл} - I_{0л.п}$, а усилитель $ALT2$ — током $I_{0y.c} = I_{0л.с} - I_{0нл}$. Равенство токов $I_{0y.п}$ и $I_{0y.c}$ нулю наступает при разных напряжениях генератора U_{Γ} . Ток $I_{0y.п} = 0$ при заданном (предписанном) напряжении в номинальном режиме $U_{\Gamma.ном}$, при этом рабочий ток магнитного усилителя $ALT1$ равен номинальному току регулятора $I_{0\text{рег.п.ном}}$. Напряжение форсировки возбуждения $U_{\Gamma.ф} < U_{\Gamma.ном}$,

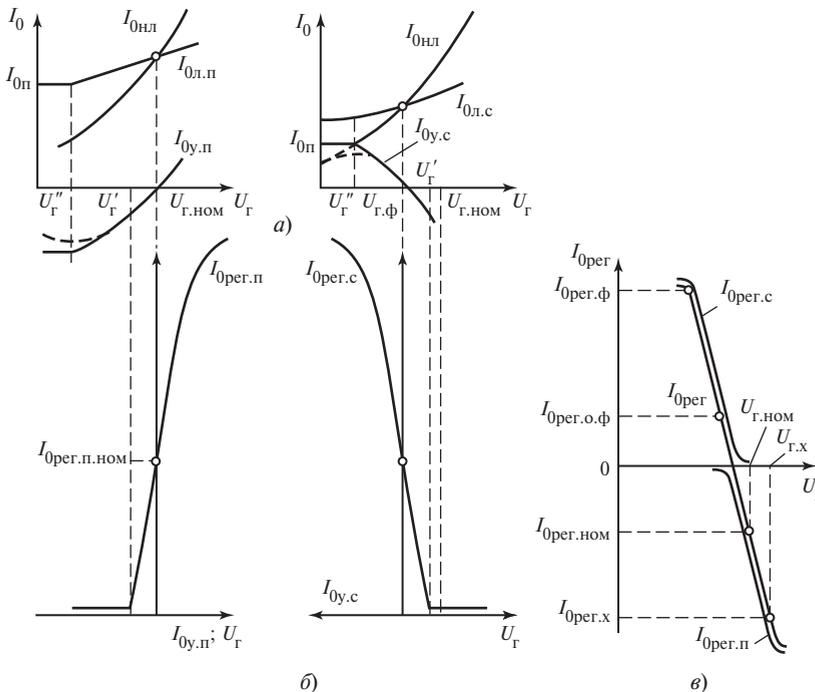


Рис. 3.6. Характеристики электромагнитного регулятора:

а — измерительного органа; б — магнитных усилителей; в — регулятора в целом

при котором ток $I_{0_{y.c}} = 0$, устанавливается резистором $R_{y.c}$ таким, чтобы по мере снижения напряжения турбогенератора до значения U'_r , при котором исчерпывается рабочий диапазон характеристики усилителя $ALT1$ ($I_{0_{рег.п}} \approx 0$), вступал в действие магнитный усилитель $ALT2$. Напряжение $U_{r.ф}$ можно рассматривать как условно эквивалентное напряжению начала действия устройства форсировки возбуждения генератора $УФВ$ (см. рис. 3.5).

На рис. 3.6, в приведены совмещенные характеристики *согласно и противовключенной частей регулятора*, образующие (при равенстве витков обмоток $w_{рег.с}$ и $w_{рег.п}$ возбуждения возбудителей $LE2$ и $LE1$) характеристику $I_{0_{рег}} = f(U_r)$ автоматического регулятора в целом. На характеристике помечены токи регулятора в характерных режимах работы турбогенератора.

Для обеспечения *форсировки возбуждения* при глубоких снижениях напряжения до $U_r < U''_r$, при которых разность токов измерительных преобразователей снижается практически до нуля, в измерительный орган напряжения вводится дополнительный ток $I_{0д}$ через выпрямитель $VS5$ от подвозбудителя GEA (см. рис. 3.5), заменяющий линейные токи $I_{0_{л.с}}$ и $I_{0_{л.п}}$ измерительного органа. Ток $I_{0д}$ необходим для создания начального возбуждения генератора при его пуске. При этом за счет тока $I_{0д}$ в возбудитель вводится максимальный ток $I_{0_{рег.ф}}$, обуславливающий начальное его возбуждение.

Как указывалось, целесообразна возможно большая кратность форсировки возбуждения синхронных генераторов в целях повышения динамической устойчивости электропередачи. Однако для современных мощных турбо- и гидрогенераторов с интенсивным использованием активных материалов, несмотря на форсированное охлаждение обмоток, по условию термической стойкости высокая форсировка возбуждения недопустима. Поэтому ограничение кратности форсировки возбуждения является одной из особенностей автоматического управления возбуждением таких генераторов. При этом высокая форсировочная способность возбудителей должна сохраняться для обеспечения высокой скорости нарастания напряжения ротора генератора.

Устройство ограничения кратности форсировки УОФ (см. рис. 3.5) представляет собой, по существу, регулятор напряжения U_v ротора генератора нереверсивного действия. Измерительный орган напряжения U_v выполняется по типовой схеме (см. рис. 3.4, а) и настраивается на предельное значение $U_{v.пр} = 2U_{v.ном}$. В магнитном усилителе с самонасыщением регулятора предусматривается дополнительная внешняя положительная обратная связь, обеспечивающая работу усилителя в релейном режиме при $U_v \geq U_{v.пр}$ [8].

При двухкратном напряжении на роторе турбогенератора ток ограничения форсировки $I_{0_{о.ф}}$ магнитного усилителя резко возрастает (практически от нуля) и воздействует на магнитные усилители $ALT1$ и $ALT2$ регулятора напряжения турбогенератора. При этом ток $I_{0_{рег.с}}$ усилителя $ALT1$ ограничивается значением $I_{0_{рег.о.ф}}$ (см. рис. 3.6, в), соответствующим двухкратной форсировке возбуждения.

3.3.2. Структурная и функциональная схемы аналоговых автоматических регуляторов возбуждения «сильного» действия

В p -операторной форме согласно (3.4) алгоритм аналогового пропорционально-дифференциального («сильного» действия) автоматического регулирования возбуждения (АРВ СД) представляется в виде

$$U_{\text{пер}}(\bar{p}) = (k_U + k_U'p)\Delta U(\bar{p}) + [k_f p / (pT_{\text{д.р}} + 1) + k_f'p]\Delta f(\bar{p}) + k_I'pI_{\text{в}}(\bar{p}), \quad (3.5)$$

где k_U — коэффициент усиления сигнала информации об отклонении напряжения $\Delta U(\bar{p})$, определяющий статизм ПД-регулятора; k_U' , k_f , k_f' , k_I' — коэффициенты настройки регулятора с размерностью постоянных времени, включающих как сомножители постоянную времени $T_{\text{д}}$ дифференциатора, близкого к идеальному; Δf — отклонение частоты f_{Γ} напряжения генератора от номинальной $f_{\text{НОМ}}$, $\Delta f = f_{\text{НОМ}} - f_{\Gamma}$.

Структурная схема автоматического регулятора. Как указывалось в п. 2.5.2, структура автоматического регулятора при известном алгоритме может формироваться двумя способами. В соответствии с алгоритмом (3.5) однозначно определяется первый способ параллельного соединения соответствующих структурных звеньев в цепи прямой связи схемы.

Идеализированная структурная схема АРВ СД (рис. 3.7) содержит безынерционное звено с коэффициентом усиления k_U , идеальные дифференцирующие с передаточными функциями $k_U'p$, $k_f'p$, $k_I'p$ звенья и реальное дифференцирующее звено с

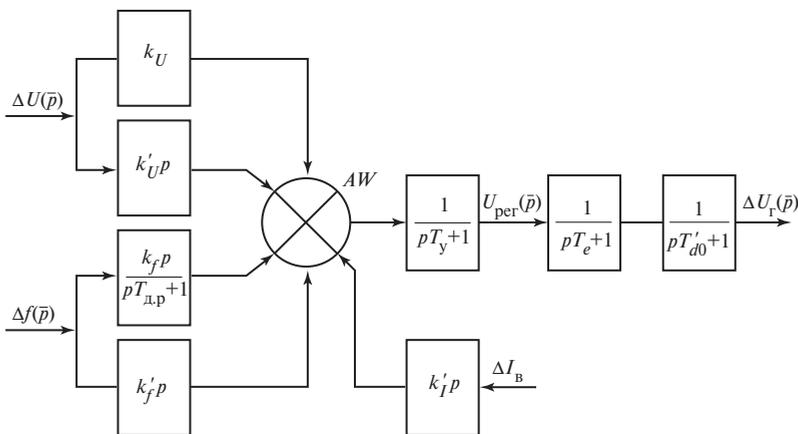


Рис. 3.7. Структурная схема автоматической системы регулирования возбуждения автоматическим регулятором «сильного» действия

передаточной функцией $k_f p / (pT_{д.р} + 1)$, безынерционный сумматор AW и апериодическое звено с передаточной функцией $1 / (pT_y + 1)$, отображающее исполнительный усилитель автоматического регулятора.

Регулируемый объект (РО) — синхронный генератор с возбудителем в структурной схеме автоматической системы регулирования возбуждения «сильного» действия представляется двумя последовательно соединенными апериодическими звеньями $1 / (pT_e + 1)$ с постоянными времени возбудителя $T_e < 0,1$ с и синхронного генератора $T'_{d0} = T_{d0} x'_d / x_d \sim 1$ с.

В реальной структурной схеме АРВ СД все звенья инерционны, однако их постоянные времени несоизмеримы. Так, постоянные времени T_d близкого к идеальному и $T_{д.р}$ реального дифференцирующих звеньев различаются на порядок величин: $T_{д.р} \approx 10T_d$.

Функциональная схема автоматического регулятора состоит из двух основных функциональных частей: измерительно-преобразовательной *ИПЧ* и исполнительской *ИЧ* (рис. 3.8). Особенностью АРВ СД является наличие в нем логической функциональной части *ЛЧ*, координирующей использование сигналов по производным режимных параметров.

В соответствии с алгоритмом функционирования (3.4), (3.5) *ИПЧ* регулятора содержит три основных измерительных органа (ИО), подключенных к первичным измерительным трансформаторам напряжения *ТВ1* и тока *ТА1*: напряжения *ИОН*, изменения частоты *ИОИЧ* и тока возбуждения *ИОТВ*. Измерительный орган напряжения формирует сигналы по отклонению ΔU и скорости изменения dU/dt действующего значения напряжения синхронного генератора, а *ИОИЧ* — сигналы по изменению $\Delta'f$ и производной df/dt частоты.

Измерительный орган тока возбуждения кроме сигнала, отображающего скорость изменения ЭДС синхронного генератора $dE_q/dt \sim dI_B/dt$, формирует сигналы по отклонению тока возбуждения от номинального ΔI_B и по интегральной функции $\int \Delta I^2 dt$, необходимые для поддержания тока возбуждения на неизменном уровне в режиме выбега синхронных генераторов атомных электростанций (по технологическим условиям останова турбоагрегата) и для разгрузки синхронного генератора по генерируемой мощности соответственно.

На рис. 3.8 показаны дополнительные измерительные органы реактивного и активного токов *ИОР* и *АТ* и угла сдвига фаз *ИОУ* между ЭДС холостого хода генератора $\underline{E}_{г.х}$ (перед его синхронизацией) и напряжением на шинах электростанции $\underline{U}_{ш}$ (от *ТВ2*) и элемент изменения уставки *ЭИУ* регулятора.

Формируемые ими сигналы используются для предотвращения нарушения синхронной статической устойчивости электропередачи в режиме потребления реак-

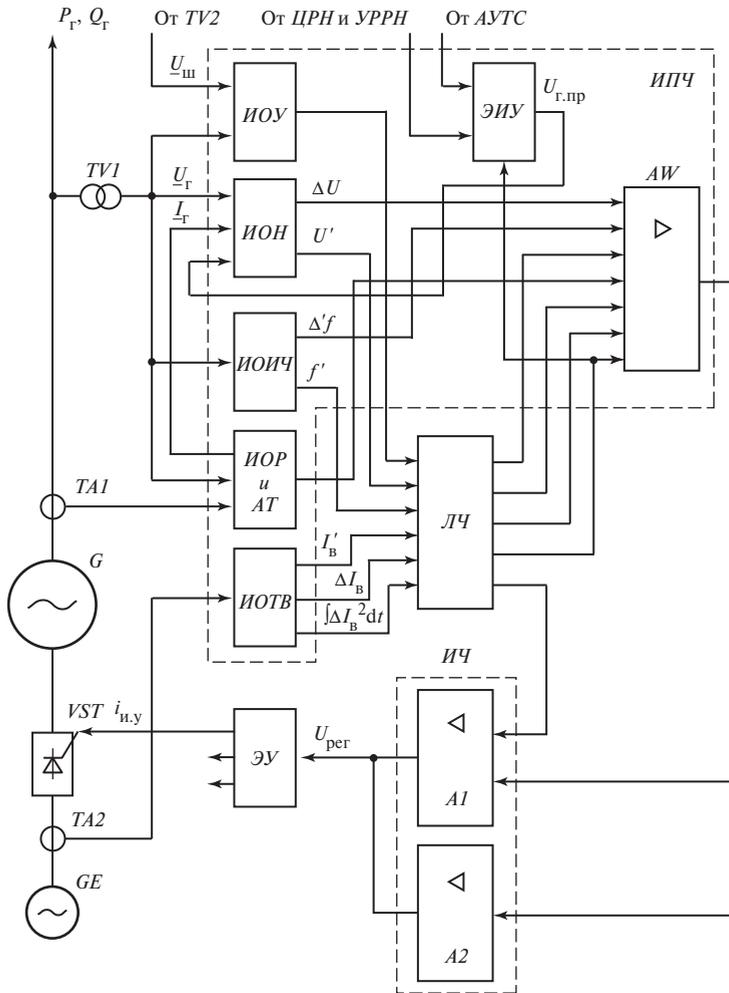


Рис. 3.8. Функциональная схема автоматической системы регулирования тиристорного возбуждения (*VST* и *GE*) синхронного генератора *G* с АРВ СД

тивной мощности синхронным генератором и для его точной автоматической синхронизации.

Измерительная часть АРВ СД содержит активный сумматор *АВ* сигналов в соответствии с (3.4).

Сумма сигналов измерительной части *ИЧ* превращается в регулирующее воздействие в виде напряжения $U_{\text{рег}}$ исполнительным усилителем или двумя усилителями *А1*, *А2* при двух тиристорных преобразователях. Элемент управления *ЭУ* формирует из напряжения $U_{\text{рег}}$ импульсные токи включения тиристоры возбуждителя $i_{\text{н.у}}$ — токи управления тиристорным преобразователем *VST*.

3.3.3. Измерительно-преобразовательная часть аналоговых регуляторов возбуждения «сильного» действия

Выходными сигналами измерительных органов (ИО) аналоговых АРВ СД являются напряжения постоянного тока, изменяющиеся по значению и знаку пропорционально отклонениям действующего значения напряжения от предписанного значения, его производной, изменениям частоты и ее производной, значениям реактивного и активного токов синхронного генератора, отклонению тока возбуждения и его производной. Формирование таких сигналов связано с выпрямлением переменных напряжений и токов промышленной частоты, при котором генерируются внутренние помехи в виде гармонических составляющих выпрямленных величин. Выделение сигналов на их фоне производится инерционными частотными фильтрами. Однако эффективность АРВ СД достигается только при быстродействующих измерительных органах. Поэтому измерительные органы напряжения и тока возбуждения аналоговых АРВ СД выполняются на трехфазных выпрямителях с малоинерционными частотными фильтрами.

3.3.3.1. Измерительные органы электромагнитного регулятора

В электромагнитном АРВ СД оказалось возможным применение пассивных фильтров нижних частот (ФНЧ) с малыми постоянными времени благодаря фильтрующим свойствам магнитных усилителей постоянных составляющих выпрямленных токов [2, 8].

В схеме измерительного органа напряжения *ИОН* электромагнитного АРВ СД (рис. 3.9, *а*) частотный фильтр на выходе трехфазного выпрямителя *VS* даже не показан, хотя он есть, но быстродействующий компенсационный, задерживающий только вторую гармонику выпрямленного напряжения, появляющуюся при несимметрии трехфазных напряжений синхронного генератора. В трехфазном измерительном органе тока возбуждения, подключенном к измерительным трансформаторам *TA2* (см. рис. 3.8), установленным на стороне переменного тока тиристорного преобразователя, питаемого (см. рис. 3.2, *з*) от вспомогательного синхронного генератора *GE*, используется *RC*-фильтр первого порядка.

В однофазной же схеме измерительного органа изменения частоты *ИОИЧ* (рис. 3.9, *б*) применяются три *RC*-фильтра на выходах двух магнитных усилителей, образующих реверсивный усилитель *ALT* [8], и на общем выходе.

Измерительный орган напряжения *ИОН* (см. рис. 3.9, *а*) регулятора выполнен на трехфазном диодном элементе сравнения абсолютного значения напряжения, пропорционального согласно (3.3) напряжению $U_{\text{ш}}$ на шинах электростанции высокого напряжения (в начале линий электропередачи) с постоянным заданным (предписанным) значением.

Сравнение производится с помощью стабилитронов *VD* с напряжением стабилизации $U_{\text{ст}}$. Выходное напряжение $U_{\Delta U}$ элемента сравнения (и ток $I_{\Delta U}$) пропорцио-

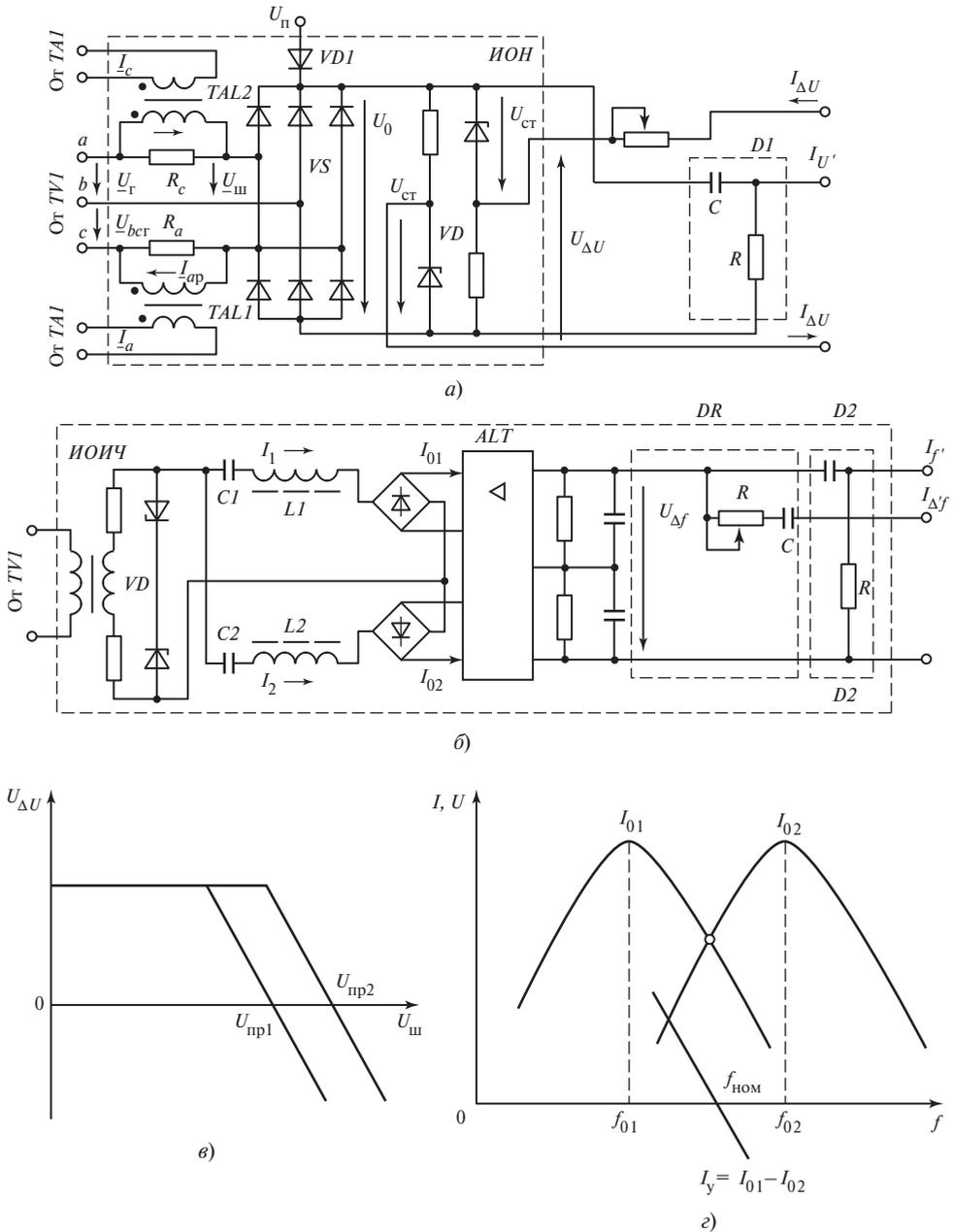


Рис. 3.9. Схемы и характеристики измерительных органов:
а, в — напряжения; б, г — изменения частоты

нально отклонению напряжения $\Delta U_{\text{ш}}$ от предписанного значения $U_{\text{пр}}$, моделируемого напряжением $U_{\text{ст}}$:

$$U_{\Delta U} = 2U_{\text{ст}} - U_0 \sim 2U_{\text{ст}} - k_{\text{п}}U_{\text{л}} = k_{\text{п}}(2U_{\text{ст}}/k_{\text{п}} - U_{\text{л}}) = k_{\text{п}}(U_{\text{пр}} - U_{\text{л}}), \quad (3.6)$$

где $k_{\text{п}}$ — коэффициент передачи задающего элемента *ИОН* — элемента изменения уставки регулятора *ЭИУ* (см. рис. 3.8), учитывающий и выпрямление напряжения $U_{\text{ш}}$; U_0 — его постоянная составляющая; $U_{\text{л}}$ — напряжение линии.

На рис. 3.9, *в* показаны зависимости напряжения $U_{\Delta U}$ от напряжения шин электростанции $U_{\text{ш}}$ при двух предписанных его значениях $U_{\text{пр1}}$ и $U_{\text{пр2}}$ — характеристики $U_{\Delta U} = f(U_{\text{ш}})$ измерительного органа. Горизонтальные участки характеристик соответствуют глубокому снижению напряжения генератора (при КЗ), при котором стабилитронный элемент сравнения через диод *VD1* подключается к источнику питания $U_{\text{п}}$ регулятора, чем обеспечивается форсировка возбуждения генератора (ток $I_{\Delta U}$).

Напряжение $U_{\text{ш}}$ создается согласно (3.3) элементом токовой компенсации падения напряжения на сопротивлении трансформатора $jx_{\text{т}}$, моделируемого резисторами R_a , R_c , подключенными через вторичные измерительные трансформаторы тока *TAL1*, *TAL2* к первичным измерительным трансформаторам тока фаз *A* и *C*.

Моделирование резистором индуктивного сопротивления трансформатора $jx_{\text{т}}$ достигается сочетанием указанных фазных токов и междуфазных напряжений \underline{U}_{bc} и \underline{U}_{ab} соответственно. В частности, при чисто реактивном токе $\underline{I}_{\text{р}}$ падение напряжения, например, от тока $I_{\text{ар}}$ на резисторе R_a арифметически вычитается из напряжения $U_{bc\Gamma}$:

$$U_{bc\text{ш}} = U_{bc\Gamma} - I_{\text{ар}}R_a, \quad (3.7)$$

как и падение напряжения на реактивном сопротивлении $jx_{\text{т}}$ от тока $I_{\text{ар}}$ вычитается из фазного напряжения [см. (3.3)].

Сигнал (ток $I_{U'}$) по производной напряжения $U_{\Delta U}$ формируется пассивным *RC*-дифференциатором *DI*.

Измерительный орган изменения частоты *ИОИЧ* выполнен на диодной схеме сравнения абсолютных значений токов I_1 , I_2 (см. рис. 3.9, *б*), являющихся разными функциями частоты. Преобразование изменений частоты в изменения абсолютных значений токов осуществляется резонансными контурами *L1—C1*, *L2—C2* с разными резонансными частотами $f_{01} = 45$ Гц, $f_{02} = 55$ Гц. Предписанная частота равна номинальной: $f_{\text{пр}} = f_{\text{ном}} = 50$ Гц (рис. 3.9, *з*). Элемент сравнения выполнен с магнитным вычитанием средних значений выпрямленных токов I_{01} , I_{02} управления магнитным усилителем *ALT*. Выходной ток элемента сравнения — ток управления магнитным усилителем $I_y = I_{01} - I_{02}$.

Формирование сигнала по изменению частоты $k_f \Delta f$ (ток $I_{\Delta f}$) и по производной частоты $k_f' f'$ (ток $I_{f'}$) производится последовательной RC -цепью с большой, как указывалось, постоянной времени — реальным дифференциатором DR и пассивным дифференциатором $D2$ (близким к идеальному) соответственно (см. рис. 3.9, б).

Измерительный орган тока возбуждения ИОТВ (см. рис. 3.8) формирует сигнал (ток I'_B) по производной тока ротора, необходимый в соответствии с законом (3.4) автоматического регулирования возбуждения «сильного» действия. В связи с тем что регулятор кроме поддержания напряжения $U_{дл} \sim \text{const}$ выполняет целый ряд операций автоматического управления возбуждением, измерительный орган тока ротора вырабатывает соответствующие сигналы: ограничения на двухкратном уровне тока ротора при форсировке возбуждения $\int \Delta I_B^2 dt$, разгрузки генератора при перегрузке током возбуждения (генерируемым реактивным током) и сигнал по отклонению тока ротора ΔI_B при выбеге генераторов атомных электростанций.

Ограничение кратности форсировки возбуждения необходимо по условию термической стойкости цепей ротора и статора мощных генераторов с непосредственным охлаждением обмоток и в связи с целесообразностью высокой форсировочной способности возбудителей, необходимой для повышения скорости нарастания напряжения возбуждения.

Сигнал на разгрузку генератора вырабатывается с выдержкой времени, зависящей от степени перегрузки. Сигнал формируется путем сравнения напряжения на выходе интегрирующего магнитного усилителя, пропорционального

$$\int_0^t \left(\frac{I_B^2}{I_{B.НОМ}^2} - 1 \right) dt \sim \int_0^t (\Delta I_*^2) dt, \quad (3.8)$$

с некоторым постоянным напряжением, пропорциональным

$$\int_0^{t_c} \left(\frac{I_B^2}{I_{B.НОМ}^2} - 1 \right) dt = \text{const}. \quad (3.9)$$

Равенство напряжений, определяемых по (3.8) и (3.9), означает, что при токе возбуждения $I_B > I_{B.НОМ}$ за время появления сигнала t_c на разгрузку ротор генератора нагревается до предельно допустимой температуры. Сигнал $\int \Delta I_B^2 dt$ поступает в логическую часть регулятора $ЛЧ$ (см. рис. 3.8), а с нее на сумматор сигналов AW и на задающий элемент (изменения уставки регулятора) $ЭИУ$. Таким образом производится быстродействующее статическое регулирование по отклонению тока возбуждения от номинального и медленное астатическое через интегрирующий задающий элемент.

Измерительный орган потребляемого реактивного и активного тока *ИОР* и *АТ* (см. рис. 3.8) необходим в связи с тем, что синхронные генераторы современных мощных тепловых и гидроэлектростанций, связанных с ЭЭС длинными линиями высокого и сверхвысокого напряжений, генерирующими значительную реактивную мощность, в режимах минимальных нагрузок электропередач работают с недо возбуждением в режиме потребления реактивной мощности. Допустимая потребляемая реактивная мощность генератора ограничивается статической устойчивостью электропередачи [2].

Измерительный орган *ИОР* и *АТ*, формирующий сигнал на ограничение минимального возбуждения генератора, называется ограничителем минимального возбуждения.

Выходное напряжение измерительного органа в режиме потребления реактивной мощности появляется, если потребляемая мощность превышает допустимую. Оно обуславливает возрастание тока ротора генератора, т.е. снижение потребляемой реактивной мощности.

Элемент изменения уставки регулятора ЭИУ служит для ввода программной информации о необходимом изменении предписанного напряжения генератора от автоматического устройства включения генератора на параллельную работу *АУТС* (см. рис. 1.12), от центрального регулятора напряжения *ЦРН* электростанции и устройства автоматического распределения реактивной ее нагрузки *УРРН* между параллельно работающими синхронными генераторами (см. рис. 3.8).

3.3.3.2. Измерительные органы микроэлектронного регулятора

Проблема обеспечения быстродействия ИО решается в АРВ СДП (полупроводниковый) применением наименее инерционных частотных фильтров с конечной импульсной характеристикой — аналоговых прототипов нерекурсивных цифровых фильтров в виде управляемых активных интеграторов [8, 17].

Измерительный орган напряжения (ИОН) функционирует на основе интегрирования мгновенных отклонений выпрямленного напряжения $|\Delta u_{\text{ш}}|$ на шинах электростанции высокого напряжения от предписанного значения $U_{\text{пр}}$ (рис. 3.10, а). Интегрирование производится в течение времени $t = T_{\text{п}}/3$ ($T_{\text{п}}$ — период промышленной частоты) каждым из трех активных интеграторов *А11*, *А12*, *А13*, управляемых тремя фазными напряжениями u_a , u_b , u_c . Мгновенное отклонение напряжения $|\Delta u_{\text{ш}}|$ определяется активным элементом сравнения, состоящим из измерительного преобразователя — трехфазного выпрямителя *VS*, задающего элемента — установочного резистора R_y , делителя напряжения $+E_{\text{п}}$, стабилизированного источника питания и активного вычитателя *АН*; напряжения $|\Delta u_{\text{ш}}|$ поступает на входы указанных интеграторов. Интегральными ключами *SA1*, *SA2*, *SA3*, открываемыми кратковременными импульсами u_y (рис. 3.10, б), формируемыми в начале каждого периода фазных напряжений компараторами *EA1*, *EA2*, *EA3* и пассивными *RC*-дифференциаторами с выходными диодами *VD1*, *VD2*, *VD3*, интеграторы подключаются к запоминающим конденсаторам *C1*, *C2*, *C3*, фиксирующим отклонение напряжения ΔU . Через активные повторители напряжений *AU* с высоким входным сопротивлением, предотвраща-

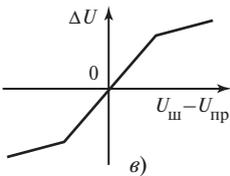
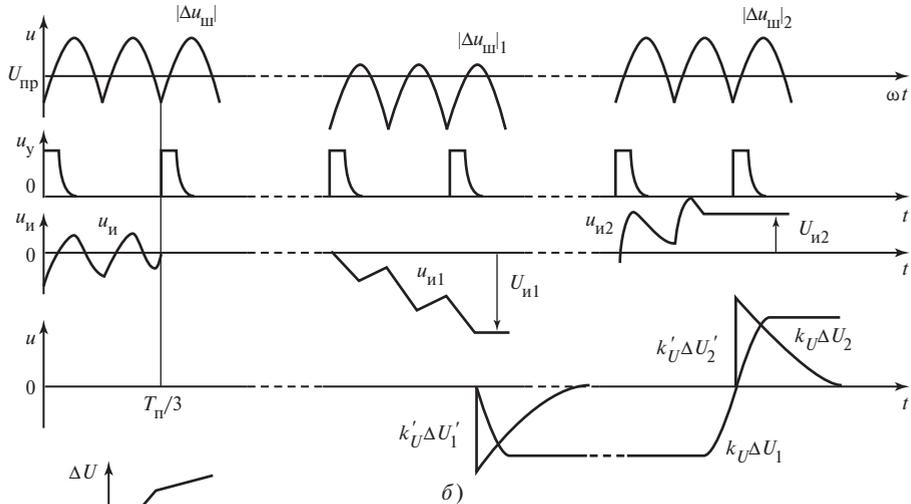
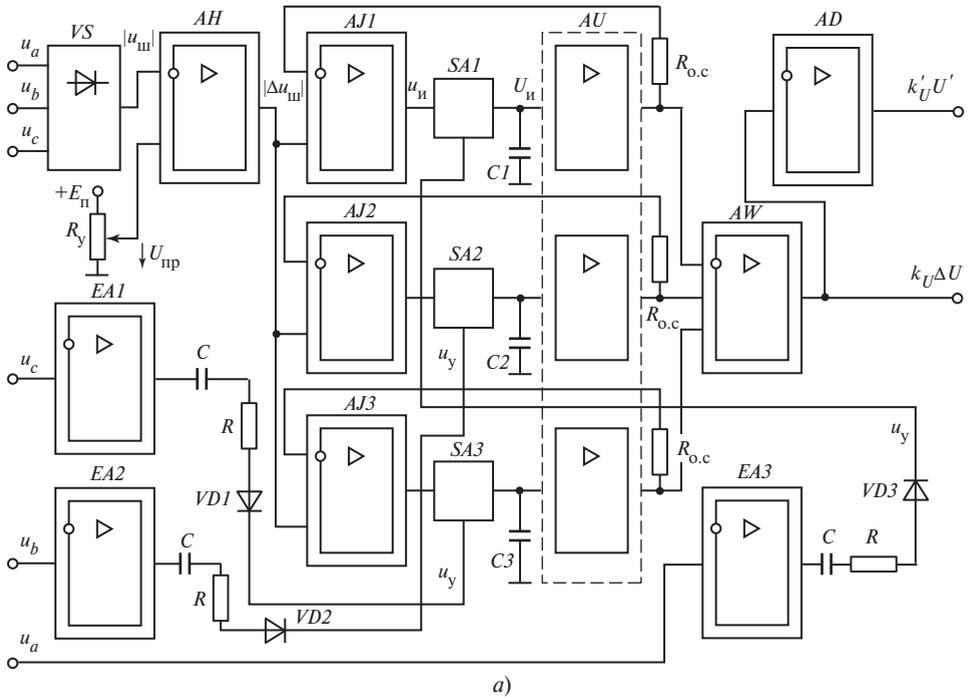


Рис. 3.10. Функциональная схема (а), временные графики электрических величин (б) и проходная характеристика (в) измерительного органа напряжения

ющим разряд конденсаторов, отклонение напряжения поступает на выходной активный сумматор AW и по цепям отрицательных обратных связей $R_{0,c}$ — на входы интеграторов. Поэтому интеграторы в каждом рабочем интервале определяют лишь приращения отклонения напряжения. Значение отклонения напряжения ΔU на входе AW изменяется дискретно 3 раза за период промышленной частоты.

Сформированный таким образом сигнал по отклонению напряжения ΔU активным дифференциатором AD превращается в сигнал U' , отображающий скорость изменения напряжения синхронного генератора. Сигналы поступают на выходной активный сумматор AW измерительно-преобразовательной части регулятора (см. рис. 3.8). На рис. 3.10, *в* приведена характеристика ИОН, ее изломы соответствуют равенствам максимального и минимального значений выпрямленного напряжения генератора.

Измерительный орган изменения частоты (ИОИЧ) формирует сигналы в виде напряжений $u_{\Delta f}$ и u_f , отображающих первую и вторую производные угла δ , путем реального и практически идеального дифференцирования напряжения $U_{\Delta f}$, пропорционального отклонению частоты f от номинальной промышленной. Напряжение $U_{\Delta f}$ получается на выходе элемента сравнения постоянного напряжения $U_{f_{ном}}$, отображающего номинальную частоту, на установочном резисторе R_y (рис. 3.11, *а*) и напряжения U_f , обратно пропорционального частоте, на входе управляемого активного интегратора AJ . Интегрируется отрицательное напряжение U_k (рис. 3.11, *б*) с прямоугольной формой кривой, формируемое компаратором EA из синусоидального (после пассивного ФНЧ $ZF1$) междуфазного напряжения синхронного генератора u_{\cdot} . Время интегрирования равно длительности изменяющегося (при изменении частоты) периода напряжения u_{\cdot} . Поэтому наибольшее значение U_f напряжения на выходе интегратора u_i тем больше, чем меньше частота. Напряжение U_f в конце каждого интервала интегрирования (например, отрицательного полупериода напряжения u_{\cdot}) фиксируется запоминающим конденсатором $C2$ и через повторитель напряжения AU поступает на вход элемента сравнения — вычитателя $АН$.

После усиления (усилитель не показан) напряжение $U_{\Delta f}$ дифференцируется близким к идеальному активным дифференциатором AD — формируется сигнал информации о скорости изменения частоты u_f , (второй производной угла электропередачи δ). На выходе активного фильтра нижних частот $ZF2$ (апериодического звена) получается сигнал $u_{\Delta f}$ изменения частоты, приближенно отображающий первую производную угла электропередачи. Сигналы в виде напряжений $u_{\Delta f}$ и u_f , также поступают на выходной сумматор AW измерительной части регулятора (см. рис. 3.8). Интегратор AJ управляется короткими импульсами u_{y1} , u_{y2} их формирователя F из напряжения с прямоугольной формой кривой U_k (см. рис. 3.11, *б*) в конце интервала интегрирования. Они открывают ключи $SA1$ и $SA2$ (см. рис. 3.11, *а*), обеспечивающие передачу напряжения в запоминающий конденсатор $C2$ и разряд конденсатора $C1$ интегратора AJ (перевод интегратора в исходное состояние).

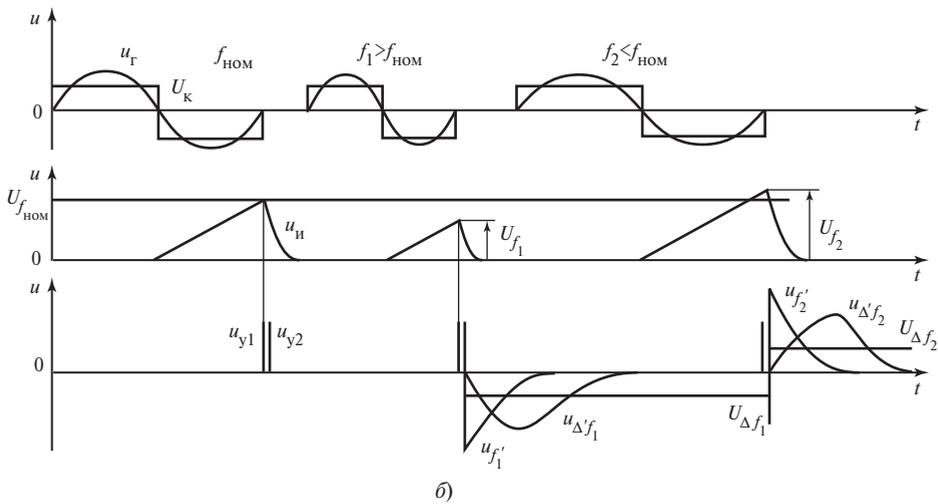
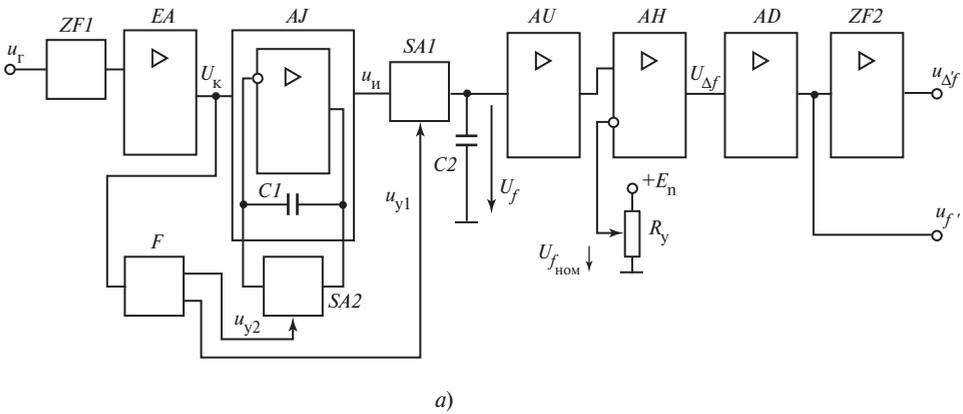


Рис. 3.11. Функциональная схема (а) и временные графики (б) измерительного органа изменения частоты

Измерительный орган реактивного и активного токов (ИОР и АТ) состоит из управляемых выпрямителей напряжений, пропорциональных одному из фазных токов, например i_b , переключаемых напряжениями U_k с прямоугольной формой кривой, сформированными нуль-индикаторами EA из напряжений u_{ca} и u_b синхронного генератора соответственно (рис. 3.12, а). Выбор указанных напряжений определяется косинусной характеристикой управляемых выпрямителей [8]. В симметричном режиме работы постоянные составляющие выпрямленных напряжений на их выходах пропорциональны:

$$U_Q = I_\Gamma \sin \varphi_\Gamma = I_{\Gamma.p}; \quad U_P = I_\Gamma \cos \varphi_\Gamma = I_{\Gamma.a}. \quad (3.10)$$

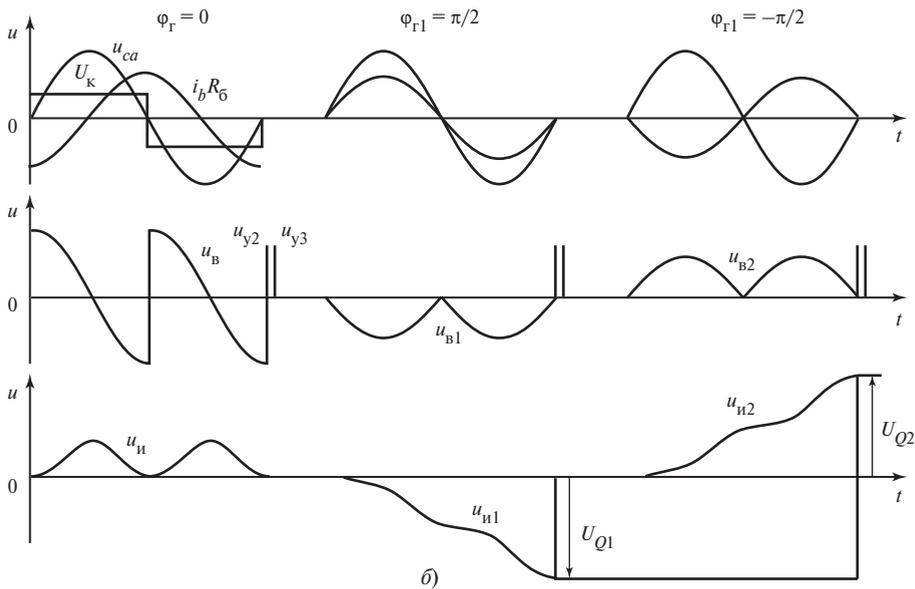
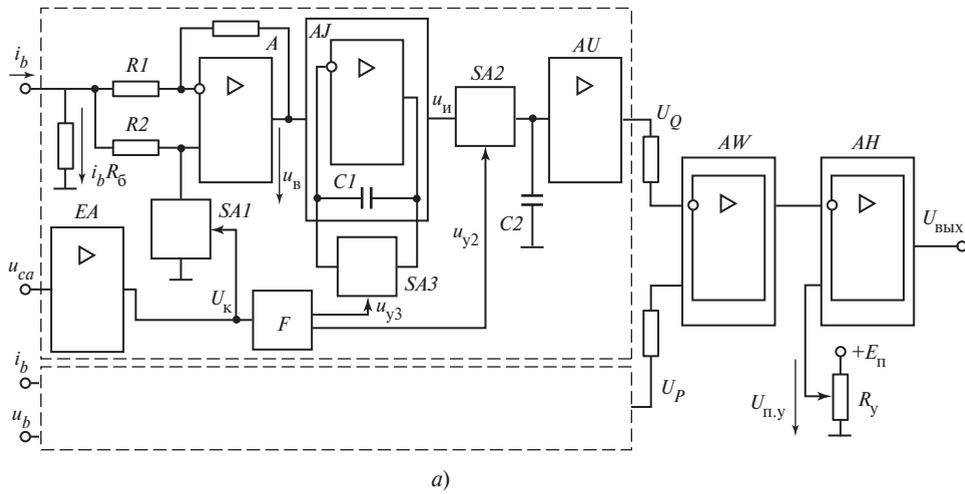


Рис. 3.12. Функциональная схема (а) и временные графики (б) измерительного органа реактивного и активного токов

Выпрямитель выполняется на интегральном операционном усилителе (ИОУ) A и управляется указанным напряжением (u_{ca} или u_b), переключающим ИОУ из инвертирующего в дифференциальное включение. Если, например, в положительный полупериод управляющего напряжения ключ $SA1$ открыт, то прямой (неинвертирующий) вход ИОУ соединен с общей шиной (заземлен) и усилитель A находится в инвертирующем включении.

Напряжение u_B на выходе выпрямителя при показанных на рис. 3.12, *a* условных положительных направлениях равно по значению и противоположно по знаку напряжению на балластном резисторе R_6 , пропорциональному току генератора. В отрицательный полупериод управляющего напряжения ключ *SA1* закрыт и усилитель *A* оказывается в дифференциальном включении. При сопротивлениях резисторов $R_1 = R_2$ напряжение $u_B = i_B R_6$ и совпадает с током по знаку. Постоянная составляющая выпрямленного напряжения определяется косинусоидальной функцией угла фаз между входным и управляющим напряжениями.

Постоянная составляющая U_Q выделяется интегрированием напряжения u_B в течение каждого полупериода управляющего напряжения управляемым интегратором *AJ* с запоминающим конденсатором *C2*, подключаемым к интегратору ключом *SA2* и повторителем напряжения *AU* (см. рис. 3.12, *a*), аналогичными используемым в измерительном органе изменения частоты (см. рис. 3.11, *a*). Ключ *SA3* приводит интегратор в исходное состояние.

Напряжение U_Q используется для распределения реактивной нагрузки между параллельно работающими генераторами. Сумма напряжений (на выходе *AW*) $U_Q + kU_P$ сравнивается (вычитатель *AH*) с некоторым постоянным напряжением $U_{п.у}$ и используется для ограничения возбуждения в режиме потребления генератором реактивной мощности в зависимости от активной нагрузки (напряжение U_P).

3.3.4. Аналого-цифровой автоматический регулятор генераторов с бесщеточным возбуждением

Аналоговая часть автоматического регулятора функционирует по пропорционально-дифференциальному (ПД-) алгоритму по формуле (3.4), но без составляющей, пропорциональной производной тока возбуждения. Бесщеточное возбуждение (см. рис. 3.2, *в*) с инерционной электромашинной частью *GE* возбудителя обуславливает существенную особенность аналого-цифрового автоматического регулятора: эффективность ПД-алгоритма регулирования достигается дополнением регулятора ПД-АР (рис. 3.13, *a*) пропорциональным регулятором П-АР тока возбуждения $I_{B.B}$ обращенного генератора, питающего через вращающийся диодный выпрямитель обмотку ротора синхронного генератора. Жесткая (главная для П-регулятора) отрицательная обратная связь *ГООС* с коэффициентом передачи $K_{o.c}$ существенно снижает постоянную времени T_B цепи возбуждения обращенного генератора. Эквивалентная передаточная функция [2, 7]

$$H_{\text{эк}}(\bar{p}) \approx \frac{\frac{1}{pT_B + 1}}{1 + \frac{K_{o.c}}{pT_B + 1}} = \frac{\frac{1}{K_{o.c} + 1}}{\frac{pT_B}{K_{o.c} + 1} + 1} = \frac{k_{\text{эк}}}{pT_{\text{эк}} + 1}, \quad (3.11)$$

где $T_{\text{эк}} \ll T_B$.

Структурная схема регулятора ПД-АР (рис. 3.13, а), соответствующая формуле (3.5), в разомкнутой схеме автоматической системы регулирования реализована (рис. 3.13, б) с использованием интегрирующего $\left(H_{\text{и}}(\bar{p}) = \frac{k_{\text{и}}}{pT_{\text{и}}} \right)$ звена, установленного на выходе цепи отклонения напряжения $\Delta U(\bar{p})$ и охваченного местной жесткой отрицательной обратной связью с коэффициентом передачи $K_{\text{о.с}} > 1$ [25].

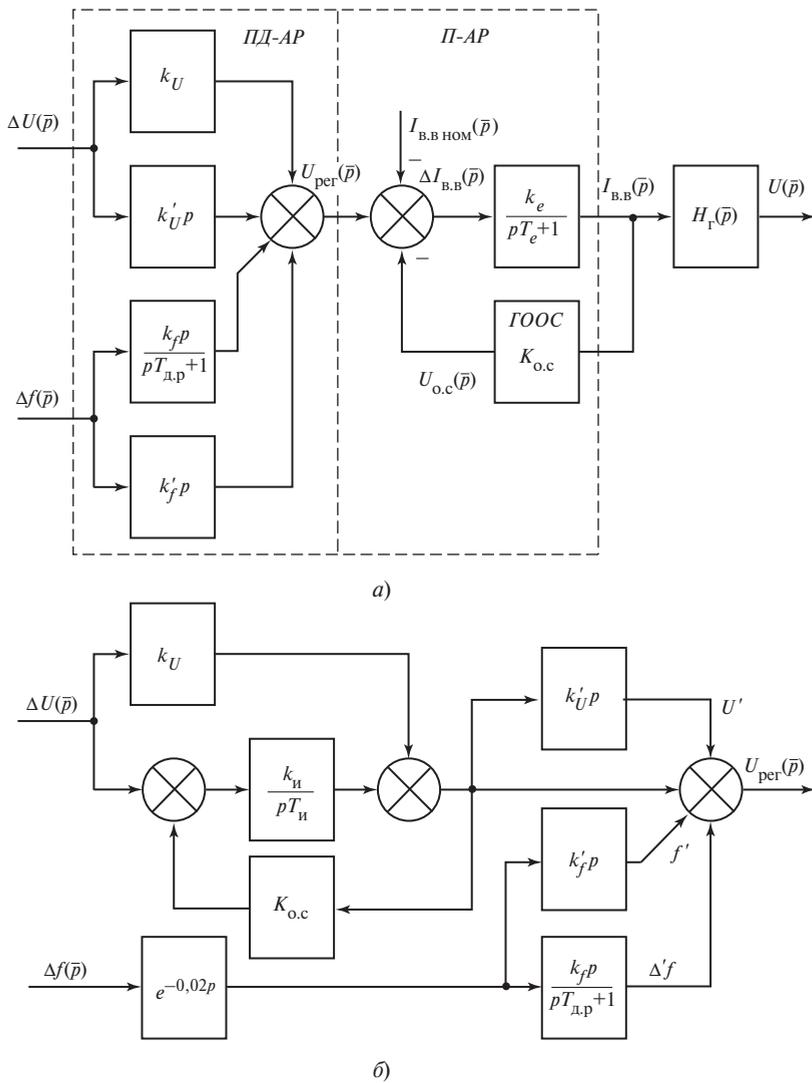


Рис. 3.13. Принципиальная (а) и реализованная (б) структурные схемы аналого-цифрового автоматического регулятора бесщеточного возбуждения синхронного генератора

Как известно [2], при этом получается эквивалентное аperiodическое звено, выполняющее лишь функцию дополнительного ФНЧ первого порядка — перед элементом сравнения, формирующим сигнал ΔU , в регуляторе установлен ФНЧ второго порядка (на рис. 3.13 не показаны).

В цепи формирования сигналов по изменению частоты Δf и ее производной f' на схеме (рис. 3.13, б) показано звено временной задержки $e^{-0,02p}$, отображающее дискретность (за один период промышленной частоты) получения сигнала по отключению Δf частоты.

Функциональная схема измерительной части регулятора состоит из необходимых для формирования сигналов ПД- и П-регуляторов измерительных органов напряжения ИОН (см. рис. 3.8), изменения частоты ИОИЧ, реактивного и активного токов ИОР и АТ и тока возбуждения обращенного генератора ИОТВ.

Измерительный орган напряжения ИОН содержит простейший аналоговый измерительный преобразователь ИПН (рис. 3.14) действующего значения входного напряжения U_r в пропорциональное напряжение U_{0r} , представляющий собой активные трехфазный выпрямитель AVS и ФНЧ второго порядка ZF [8]. Кроме основной цепи непрерывного действия с выходным сумматором AW сигналов ΔU и U' (дифференциатор AD) ИОН имеет и бесконтактный релейный выход двухстороннего действия (KV1, KV2), формирующий дискретные сигналы о максимально U_{max} и минимально U_{min} допустимых значениях напряжения генератора, используемые для противоаварийных воздействий на снижение и повышение (форсировки возбуждения) напряжения.

Аналого-цифровой задающий элемент ЗЭ, напротив, достаточно сложный: запоминание предписанного напряжения генератора (уставки регулятора) производится 10-разрядным двоичным счетчиком СТ единичных импульсов высокой (относительно промышленной) частоты микроселектронного генератора G. Цифровой выходной сигнал счетчика — двоичный код — преобразуется в пропорциональное постоянное напряжение $U_{пр}$ цифроаналоговым преобразователем ЦАП.

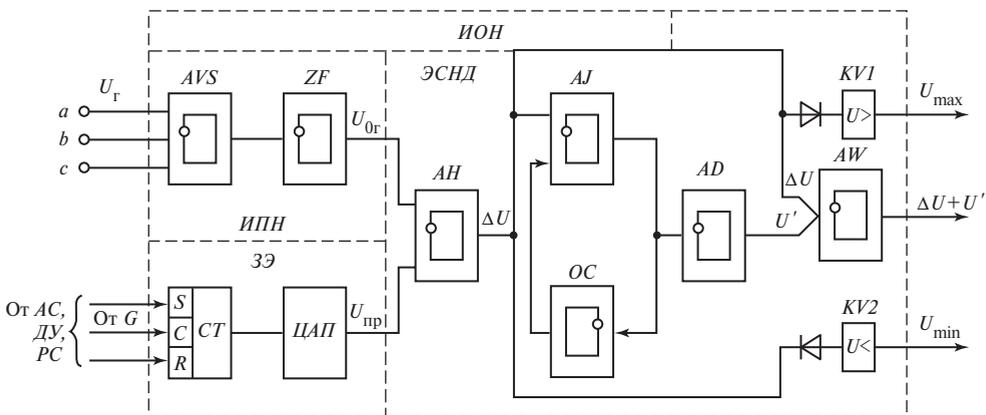


Рис. 3.14. Схема измерительного органа напряжения с активным элементом сравнения

Записанный в счетчике двоичный код изменяется: сигналами местного или дистанционного управления уставкой $ДУ$ оператором; времяимпульсным сигналом от элемента уравнивания напряжения генератора с напряжением шин электростанции автоматическим синхронизатором $АС$ (см. рис. 1.12) при подготовке генератора к включению на параллельную работу; в режиме слежения $РС$ за напряжением генератора при ручном управлении током возбуждения, что необходимо для «безударного» включения автоматического регулятора в работу.

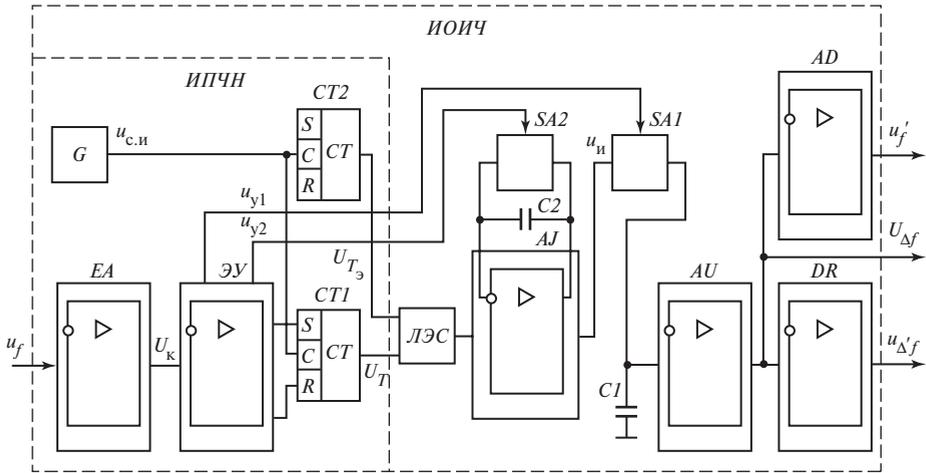
Активные элемент сравнения непрерывного действия $ЭСНД$ (см. рис. 3.14) — вычитатель $АН$ напряжений $U_{ог}$ и $U_{пр}$ и дифференциатор AD — формируют сигналы по отклонению напряжения ΔU и его производной U' пропорционально-дифференциального регулятора. Аналогичный элемент сравнения его выходного напряжения $U_{рег}$ с напряжением $U_{в}$, пропорциональным току возбуждения $I_{в.в}$ обращенного генератора возбудителя, применяется и в П-регуляторе (на схеме не показан).

Перед дифференциатором AD установлен активный интегратор AJ , охваченный активной цепью жесткой отрицательной обратной связи OC . Изменяемый коэффициент передачи $K_{о.с}$ используется для установки статизма ПД-регулятора. Как указывалось, получается эквивалентный аperiodический ФНЧ с изменяемыми в функции $K_{о.с}$ коэффициентом передачи и постоянной времени.

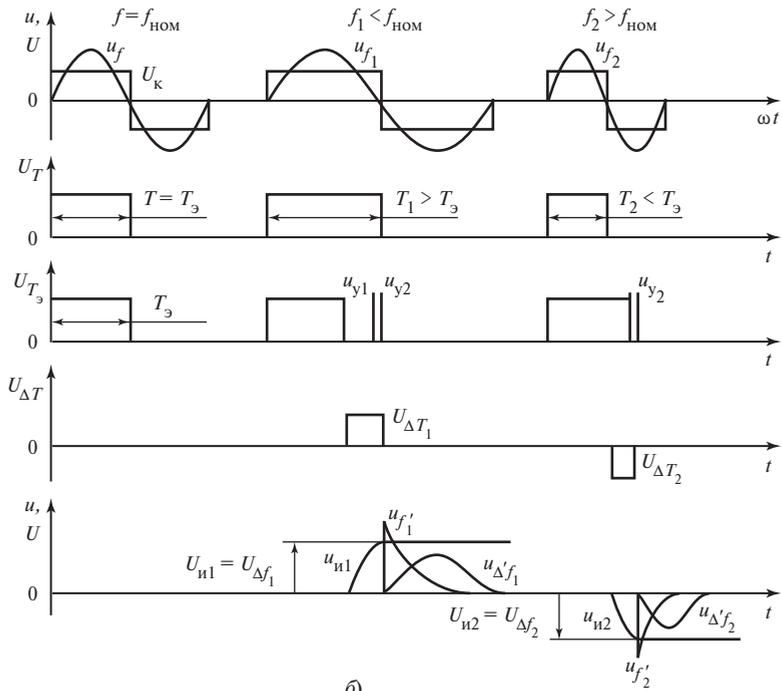
Измерительный орган изменения частоты. Дискретно-аналоговый измерительный преобразователь частоты напряжения $ИПЧН$ (рис. 3.15, а) функционирует на основе сравнения импульса постоянного напряжения U_T длительностью, равной полупериоду $T_{п}/2$ изменяющейся при переходных процессах промышленной частоты, с эталонным импульсом U_{T_3} постоянной длительности, равной половине номинального периода $T_{ном}/2 = 10$ мс. Сравнимые импульсы формируются счетчиками $СТ1$ и $СТ2$ единичных импульсов $u_{с.и}$ высокой частоты электронного генератора G , стабилизированного кварцевым резонатором. Первый из них $СТ1$ управляется (запускается и останавливается) аналого-дискретным преобразователем (АДП) синусоидального напряжения u_f с изменяющейся промышленной частотой: его релейный компаратор EA формирует импульсы U_k (рис. 3.15, а, б), воздействующие (через элемент управления ЭУ) на счетчик $СТ1$, который определяет длительность импульса U_T .

Импульсы U_T и U_{T_3} сопоставляются логическим элементом сравнения $ЛЭС$ [8],

длительность выходного импульса которого, равная разности $\Delta T = \frac{T_{ном} - T_{п}}{2}$, и отображает отклонение частоты от номинальной. Импульс разностной длительности $U_{\Delta T}$ превращается активным управляемым интегратором AJ в наибольшее значение $U_{и}$ напряжения $u_{и}$ на его выходе (рис. 3.15, б). Элемент управления ЭУ формирует и напряжения u_{y1} , u_{y2} , открывающие последовательно во времени с интервалом в несколько микросекунд в конце процесса интегрирования ΔT ключи



а)



б)

Рис. 3.15. Функциональная схема (а) и временные графики (б), иллюстрирующие действие измерительного органа изменения частоты

$SA1$ и $SA2$. Первый ключ заряжает запоминающий конденсатор $C1$, подключаемый к выходу интегратора, а второй разряжает конденсатор $C2$ интегратора). Напряжение $U_{\text{и}} = U_{\Delta f}$ на выходе повторителя напряжения AU , как и напряжение на конденсаторе $C1$, пропорционально отклонению частоты Δf от номинальной.

Активные дифференциаторы — близкий к идеальному (с малой постоянной времени) AD и реальный (с относительно большой постоянной времени $T_{\text{д.р}} \gg T_{\text{д}}$) DR — формируют сигналы u_f и $u_{\Delta f}$, отображающие производную частоты f' (вторую производную от угла δ) и изменение частоты Δf — производную угла δ (рис. 3.15, б). Сигнал $U_{\Delta f}$ об отклонении частоты используется для снижения напряжения генератора при значениях частоты $f < 47$ Гц для предотвращения насыщения магнитопровода трансформатора.

Измерительный орган реактивного и активного токов выполнен на управляемых выпрямителях по рассмотренной ранее схеме (см. рис. 3.12).

Измерительный орган тока возбуждения представляет собой или трехфазный выпрямитель вторичных токов трансформаторов тока в цепи тиристорного преобразователя с ФНЧ, или микросхемный измерительный преобразователь постоянного тока в напряжение, пропорциональное току возбуждения $I_{\text{в.в}}$. Оно поступает по цепям главной для П-регулятора $П-АР$ отрицательной обратной связи $ГООС$ (см. рис. 3.13, а) на вход элемента сравнения тока $I_{\text{в.в}}$ с воздействием $U_{\text{рег}}$ пропорционально-дифференциального регулятора $ПД-АР$. Ток $I_{\text{в.в}}$ сравнивается и с номинальным его значением для разгрузки генератора по току возбуждения с непрерывно зависимой от $\Delta I_{\text{в.в}} = I_{\text{в.в}} - I_{\text{в.в.ном}}$ выдержкой времени.

Цифровая часть автоматического регулятора обеспечивает выполнение ряда функций автоматического управления бесщеточным возбуждением синхронного генератора [7]. Она состоит из одноплатной микроЭВМ на микропроцессоре типа Z180X, снабженной жидкокристаллическим дисплеем и клавиатурой, и имеет стандартные разъемы для подключения ПЭВМ и волоконно-оптической линии связи с АСУ ТП электростанции.

Цифровая часть функционирует по программному обеспечению Dinamic C с версиями для DOS и Windows. Библиотека Dinamic C содержит множество драйверов и средства для многообразных вычислений в реальном времени.

Связь микропроцессора с источниками информации через элементы гальванической развязки цепей, мультиплексор и аналого-цифровой преобразователь, связь с исполнительными элементами автоматической управляющей системы и элементами отображения информации (дисплей и светодиодные индикаторы) реализуется развитым интерфейсом ввода/вывода: ввод параметров настройки с клавиатуры и управление отображением информации на экране дисплея производятся через интерфейс оператора.

Цифровая часть аппаратно-программных средств осуществляет контроль исправности и диагностику оборудования бесщеточного возбуждения, тестирование и самодиагностику, реализуя следующие функции:

контроль состояния бесщеточного возбуждения и отображение его результатов и текущих значений напряжений и токов в цепях возбуждения;

определение работоспособности (проводимости, управляемости) тиристоров;

контроль исправности канала ручного (местного или дистанционного) управления тиристорным выпрямителем;

диагностику функционирования элементов аналогового автоматического регулятора возбуждения;

контроль исправности автоматической защиты цепей возбуждения;

фиксирование состояния выключателей в цепях питания бесщеточного возбуждения;

формирование цифровых сигналов о состоянии возбудителя;

формирование и хранение в памяти текстовых сообщений о неисправностях и срабатываниях автоматической защиты возбудителя и генератора;

переключение каналов ручного и автоматического регулирования.

Оценка состояния и контроль исправности оборудования программно осуществляются на основе анализа аналоговых и дискретных сигналов от измерительных преобразователей режимных параметров, сигнальных контактов выключателей, элементов контроля проводимости и управляемости тиристоров, датчиков тепловых и механических параметров.

Исправность аналогового АРВ определяется по сигналам его измерительных органов: при выходе из строя его функциональных элементов производится автоматическое переключение на ручное управление возбуждением.

3.3.5. Микропроцессорные автоматические регуляторы тиристорного возбуждения

Микропроцессорные автоматические регуляторы тиристорного возбуждения «сильного» действия поставляются АО «Электросила» комплектно с синхронными генераторами. Они выполнены на основе разработок ГУП ВЭИ [19], сначала были выпущены АРВ СДМ (микропроцессорный) на базе микросредств управляющей вычислительной техники В7 (МСУВТ В7), затем на микропроцессорном комплекте (МПК) БИС серии К1810. Последняя совместная микропроцессорная разработка АРВ-М (ГУП ВЭИ и АО «Электросила») функционирует на микроконтроллере E167-ЗИМ, выполненном на быстродействующем микропроцессоре SAB-C167-CR-LM фирмы Siemens [20]. Он формирует ПД-алгоритм (АРВ СДМ) и ПИД-алгоритм (АРВ-М) автоматического регулирования.

Разработанный ФГУП «НИИЭлектромаш» (Санкт-Петербург) в составе комплекта оборудования систем управления и регулирования (КОСУР) [21] микропроцессорный автоматический регулятор возбуждения выполнен на микроконтроллере MC68376 фирмы Motorola. Содержащимися в нем аппаратными элементами и программно он выполняет все функциональные операции, необходимые для осуществления ПИД-алгоритма регулирования.

Общей их функциональной частью (рис. 3.16) является *вычислительная часть ВЧ*, содержащая две взаиморезервируемые *микроЭВМ* (АРВ СДМ) или микроконтроллер *МК* (АРВ-М и КОСУР-Ц). Измерительно-преобразовательная *ИПЧ* и исполнительная *ИЧ* функциональные части, как это принято в цифровых устрой-

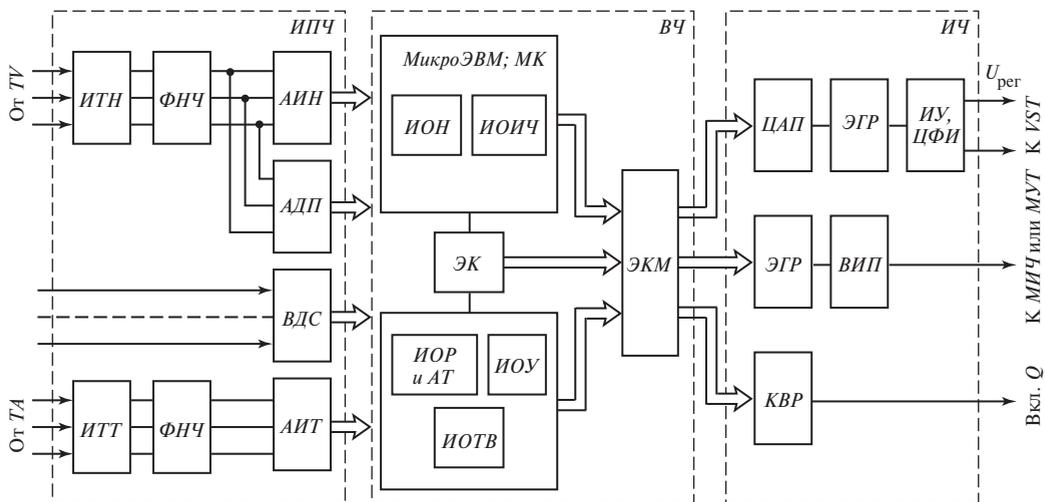


Рис. 3.16. Функциональная схема микропроцессорного автоматического регулятора возбуждения синхронного генератора

ствах на ЭВМ и микропроцессорах, обычно объединяются под общим названием УСО — устройство связи с управляемым объектом.

Вычислительная часть программно реализует измерительные органы регуляторов *ИОН*, *ИОИЧ*, *ИОР и АТ*, *ИОТВ* и (дополнительно в АРВ СДМ) угла сдвига фаз *ИОУ* между напряжением генератора и напряжением на шинах электростанции.

Измерительно-преобразовательная часть содержит активные [8] вторичные измерительные трансформаторы напряжения *ИТН* и тока *ИТТ* (или шунты), пассивные малоинерционные ($T = 1$ мс) первого порядка фильтры нижних частот *ФНЧ* и элементы аналогового измерительного преобразования напряжений *АИН* и токов *АИТ*, формирующие сигналы в виде:

чисто синусоидальных напряжений, пропорциональных фазным напряжениям и токам синхронного генератора и используемых затем программными измерительными органами вычислительной части;

постоянных напряжений, пропорциональных напряжению генератора и напряжению на шинах электростанции;

импульсных напряжений (длительностью $T_{и} = 30$ мкс) управления прерываниями и *микроЭВМ* или *МК* в целом.

Сигналы формируются усилителями, трехфазными выпрямителями с пассивными или активными [8] *ФНЧ* и аналого-дискретным преобразователем *АДП*, входящими в состав элементов *АИН* и *АИТ*. На схеме показаны элементы ввода дискретных сигналов *ВДС* в виде малогабаритных реле с герметизированными контактами (герконов).

Исполнительная часть АРВ состоит: из цифроаналогового преобразователя *ЦАП*; элементов аналогового гальванического отделения (развязки) *ЭГР* вычислительной части *ВЧ* от исполнительного усилителя *ИУ*, формирующего регулирующее

воздействие $U_{\text{рег}}$ на элемент управления ЭУ преобразователями VST (см. рис. 3.8) возбудителя GE ; времяимпульсного преобразователя $ВИП$ воздействий на задающие элементы АРЧВ (механизм изменения частоты вращения гидрогенератора $МИЧ$ и механизм управления турбиной $МУТ$ турбогенератора) и выходных герконов вывода дискретных управляющих воздействий и сигналов (комплекта выходных реле $КВР$).

Исполнительная часть АРВ-М и КОСУР-Ц представляет собой элементы цифрового фазоимпульсного управления $ЦФИ$ тиристорами возбудителя VST синхронного генератора [20, 21].

Регуляторы выполняют целый ряд функций [18—21] по ограничению режимных параметров (генерируемой и особенно потребляемой реактивной мощности и др.), технологических функций (управление начальным возбуждением и гашение поля генератора) и автоматической защиты управляемых тиристорных преобразователей возбудителя.

Регуляторы имеют развитой программно-аппаратный контроль исправности всех частей. Элементы контроля $ЭК$ формируют сигналы неисправностей, поступающие в элемент коммутации $ЭКМ$ выходных сигналов $микроЭВМ$, который переводит вычислительные операции на резервную $микроЭВМ$ или выводит регулятор из действия.

Основной группой программ комплекса математического обеспечения АРВ СДМ, АРВ-М и КОСУР-Ц являются программы автоматического регулирования возбуждения по ПД- и ПИД-алгоритмам.

Автоматический регулятор АРВ СДМ промышленностью уже не выпускается, но находится в эксплуатации. Особенности оригинальных программных функциональных элементов его вычислительной части рассмотрены в информационном блоке для углубленной проработки (см. § 3.5).

3.3.5.1. Современные микропроцессорные автоматические регуляторы тиристорного возбуждения синхронных генераторов

В настоящее время ГУП ВЭИ, АО «Электросила» и ФГУП «НИИЭлектромаш» поставляются новые микропроцессорные автоматические регуляторы бесщеточного [с тиристорным возбудителем обращенного генератора GE (см. рис. 3.2, в)] и непосредственного тиристорного возбуждения (см. рис. 3.2, г) типов АРВ-М и КОСУР-Ц соответственно [75].

Особенности современного возбуждения синхронного генератора. В последнее время выполнены теоретические и экспериментальные исследования по совершенствованию бесщеточного возбуждения [21] и создано новое поколение технических средств тиристорного возбуждения мощных синхронных генераторов [18].

Проведенная модернизация бесщеточного возбуждения генераторов мощностью 1000 МВт, а именно охват глубокой жесткой отрицательной обратной связью по напряжению возбуждения синхронного генератора цепи возбуждения обращенного генератора возбудителя и повышение предельного (потолочного) уровня его возбуждения при форсировке, позволила снять проблему возникавшей крутиль-

ной колебательной неустойчивости и снизить не менее чем в 10 раз инерционность цепи возбуждения обращенного генератора, т.е. обеспечить эффективность его регулирования по ПД-алгоритму автоматическим регулятором КОСУР-Ц.

Непосредственное тиристорное самовозбуждение генератора осуществляется двумя одинаковыми (второй резервный) тиристорными преобразователями, управляемыми двумя (второй резервный) микропроцессорными автоматическими регуляторами возбуждения типа АРВ-М.

В цепях тиристорных преобразователей предусмотрены разъединители, а в цепи обмотки ротора генератора — автомат гашения поля (АГП) для развозбуждения генератора и контакторы подключения устройства начального возбуждения и замыкания обмотки возбуждения на резистор при самосинхронизации генератора (см. рис. 1.2); параллельно с его контактом включены динисторные разрядники.

Источниками информации регуляторов являются, как обычно, первичные измерительные трансформаторы напряжения и тока синхронного генератора, трансформаторы переменного тока и преобразователи выпрямленного напряжения возбуждения. Информация о функционировании возбудителя и его регуляторов выводится на сенсорный дисплей и передается в АСУ ТП электростанции. Сенсорный дисплей обеспечивает настройку регулятора и его оперативное изменение. Рабочий и резервный АРВ обмениваются информацией по интерфейсу.

Регуляторы воздействуют на тиристорные возбудители через разработанные цифровые исполнительные части фазоимпульсного управления тиристорами (см. ЦФИ на рис. 3.16) и обеспечивают более эффективное решение регулирования возбуждения общеэнергосистемных задач, реализуемых как пропорционально-дифференциальным, так и пропорционально-интегрально-дифференциальным алгоритмами автоматического регулирования.

Функции автоматических регуляторов. Микропроцессорные автоматические регуляторы возбуждения выполняют целый ряд функций по автоматическому управлению возбуждением (системные, защитные, технологические и сервисные [21]) и представляют собой, по существу, автоматические системы управления возбуждением.

Системными функциями являются:

поддержание напряжения на шинах электростанции генераторного или высокого напряжения с малым статизмом как при ПД-алгоритме, так и при ПИД-алгоритме (за счет элемента токовой стабилизации распределения реактивной мощности);

поддержание заданной генерируемой реактивной мощности генератора;

обеспечение устойчивости автоматической системы регулирования (АСР) при холостом ходе генератора и малой его нагрузке (за счет стабилизации ее внутреннего движения);

обеспечение максимально возможной пропускной способности электропередачи, статической, динамической и результирующей устойчивости электроэнергетической системы (за счет системной стабилизации АСР);

релейная форсировка возбуждения.

К основным защитным функциям относятся [21]:

ограничение времени программного пуска синхронного генератора;
ограничение перегрузки генератора током статора и ротора с зависимым от степени перегрузки временем;

мгновенное ограничение двухкратного тока ротора при его форсировке;

ограничение потребляемой генератором реактивной мощности при снижении возбуждения, зависящей от его активной мощности по условию статической устойчивости;

поддержание допустимого по условию насыщения магнитопровода трансформатора блока генератор—трансформатор соотношения амплитуды и частоты напряжения.

Основными технологическими функциями являются:

осуществление начального возбуждения;

выравнивание действующих значений напряжений генератора и шин электростанции при включении генератора способом точной автоматической синхронизации;

автоматическая разгрузка генератора по реактивной мощности при нормальном останове генератора;

перевод тиристорного преобразователя в инверторный режим для развозбуждения генератора при нормальном останове;

воздействие на автомат гашения поля в аварийном режиме с последующим переводом тиристорного преобразователя в инверторный режим;

автоматическое переключение без толчка тока возбуждения на резервный АРВ или ручное управление;

быстродействующее снятие импульсов управляющих тиристорами токов $i_{и.у}$ (см. рис. 3.8) при коротком замыкании на стороне постоянного тока тиристорного преобразователя.

Сервисными функциями считаются:

общение с обслуживающим персоналом;

тестовый режим;

настройка и ее изменение.

Функциональная схема и аппаратная структура АРВ-М. Функциональная схема АРВ-М принципиально не отличается от приведенной (см. рис. 3.16): ее исполнительная часть дополняется цифровым устройством фазоимпульсного управления тиристорами *ЦФИ* и формирователями непрерывных и дискретных управляющих воздействий по выполнению указанных функций.

Однако конструктивно АРВ-М представляет собой совершенно новое современное автоматическое устройство, существенно отличающееся от АРВ СДМ следующим:

малыми габаритными размерами аппаратной части;

значительно меньшим количеством и номенклатурой комплектующих изделий;

модульным построением;

существенным упрощением наладки, настройки и обслуживания.

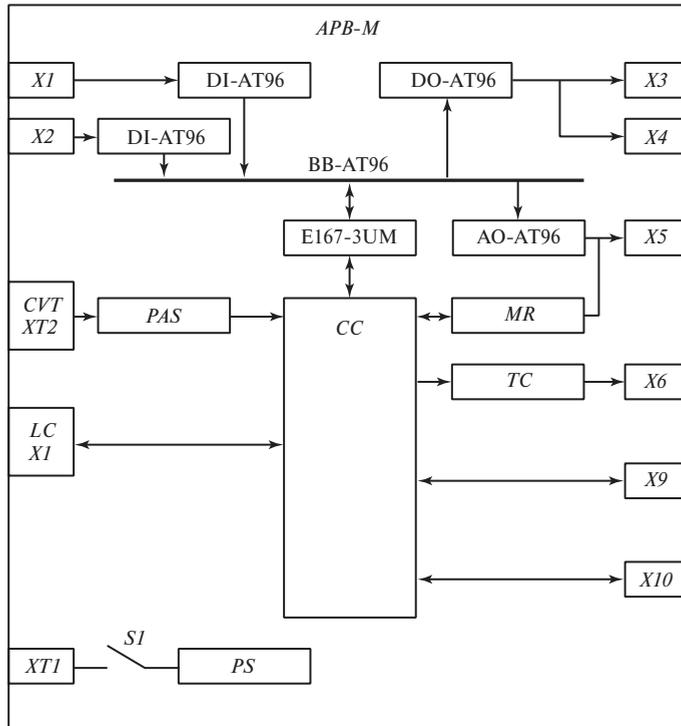


Рис. 3.17. Структура аппаратных средств микропроцессорного регулятора

Автоматический регулятор выполнен в виде кассеты модулей «Евромеханика» 100×160 мм (рис. 3.17) [20]. Они показаны на схеме структуры аппаратных средств АРВ-М с принятыми разработчиками позиционными обозначениями.

Модуль микроконтроллера E167-3UM является главным. В его состав входят: микропроцессор SAB-C167-CR-LM;

два 12-разрядных 8-канальных аналого-цифровых преобразователя (АЦП) с временем 2 мс формирования двоичного кода одного дискретного мгновенного значения входных напряжений $-5 \dots 0 \dots +5$ В;

один 12-разрядный 8-канальный цифроаналоговый преобразователь (ЦАП) с выходными напряжениями $-5 \dots 0 \dots +5$ В;

гальванически развязанные (оптоизолированные) порты: RS232C связи с ПЭВМ, RS485 связи с сенсорным дисплеем и с АСУ ТП электростанции;

интерфейс CAN обмена информацией с другим регулятором, интерфейс SP1 с пультом местного управления регулятором (на схеме не обозначены);

8-разрядные параллельные входной и выходной порты и порт связи с объединительной платой (шиной) типа ВВ-АТ96.

Программное управление обеспечивает выполнение модулем задач функционального (сигнального) микропроцессора и логического контроллера. Модуль производит аналого-цифровое преобразование входных информационных процессов, выделяет из них программными частотными фильтрами входные сигналы, осуществляет

их программное измерительное преобразование и формирование сигналов измерительных органов, выполняет все программные функции по реализации алгоритмов автоматического регулирования, производит тестирование и самодиагностику, выдает сигналы выходной информации и формирует управляющие воздействия.

Модуль (ячейка) преобразования входных (от первичных измерительных трансформаторов) напряжений и токов (разъем ХТ2) CVT содержит:

малогабаритные вторичные измерительные активные трансформаторы напряжения и тока *ATAL1* и *ATAL2* (см. рис. 3.22) производства зарубежной фирмы LEM типов LV25-P и LA25-NP, функционирующие с использованием гальваномантного генератора ЭДС Холла, пропорциональной индукции намагничивания магнитопровода трансформатора, в цепи отрицательной обратной связи интегрального операционного усилителя [8]. Трансформатор напряжения представляет собой трансформатор тока, подключенный к междуфазному напряжению через балластный резистор R_{σ} значительного сопротивления, преобразующий источник ЭДС, каким является первичный измерительный трансформатор напряжения, например u_{ab} , в источник тока i_a ;

резисторы нагрузки R_n (см. рис. 3.22) активных измерительных трансформаторов тока, номинальные напряжения на которых $-2,5 \dots 0 \dots +2,5$ В;

малоинерционные (с постоянной времени $\tau = 0,5$ мс) пассивные RC-фильтры нижних частот первого и второго порядков, задерживающие гармонические составляющие повышенных частот и импульсные помехи, возникающие при коммутационных операциях в силовых цепях.

Ячейка обработки входных аналоговых информационных процессов PAS (см. рис. 3.17) содержит:

активные (на интегральных операционных усилителях) повторители напряжений на выходах указанных RC-фильтров;

аналого-дискретные преобразователи (АДП), формирующие импульсные сигналы u_{ia} , u_{ib} , u_{ic} в моменты времени переходов напряжений генератора u_a , u_b , u_c через нулевые (от отрицательных к положительным) мгновенные значения (см. рис. 3.20);

однофазный выпрямитель напряжения шин электростанции и активный частотный фильтр нижних частот.

Ячейки *CVT* и *PAS* образуют аппаратную часть измерительных органов напряжения и изменения частоты регулятора (см. рис. 3.22).

Модули ввода (разъемы *X1*, *X2*) типа DI-AT96 и *вывода* (разъемы *X3*, *X4*) типа DO-AT96 дискретных и цифровых соответственно 16 входных и 32 выходных сигналов представляют собой входные оптроны. Фототранзисторы оптронов и выходные транзисторы управляют малогабаритными электромагнитными реле с магнитоуправляемыми герметизированными контактами (герконами), а состоянием выходных транзисторов управляет микроконтроллер по системной шине ВВ-AT96.

Ячейка аналогового вывода типа АО-АТ96 (разъем Х5) служит для вывода аналоговых сигналов и содержит 12-разрядный 8-канальный ЦАП, входные цифровые сигналы в который поступают от микроконтроллера по шине типа ВВ-АТ96, а выходные аналоговые сигналы представляют собой напряжение, изменяющееся в пределах $-10 \dots +10$ В.

Модуль контроля регулятора MR следит за длительностью (5 мс) выполнения цикла программы функционирования регулятора и формирует сигналы информации о его состоянии как результат логической обработки информации, поступающей от микроконтроллера.

Ячейка перекрестных связей СС обеспечивает электрические соединения микроконтроллера и аппаратной части регулятора: содержит разъемы плоских кабелей (шин) и микропереключатель задания конфигурации программного обеспечения микроконтроллера.

Объединительная плата ВВ-АТ96 содержит розетки разъемов, в которые устанавливаются штепсельные части разъемов рассмотренных модулей (ячеек) регулятора и источника питания PS, подключаемого выключателем S1 (разъем ХТ1) к напряжению генератора или аккумуляторной батареи электростанции.

Модуль фазоимпульсного управления тиристорным преобразователем возбудителя генератора ТС (разъем Х6) формирует шесть оптоизолированных импульсных токов включения тиристорных трехфазного мостового управляемого выпрямителя (с возможностью перевода в инверторный режим). Он функционирует на основе последовательного сдвигового регистра, на шести выходах которого и формируются указанные импульсные токи включения тиристорных. Регистр управляется микроконтроллером регулятора по арккосинусной зависимости угла включения тиристорных от цифрового регулирующего воздействия, поскольку среднее значение выпрямленного тока является косинусоидальной функцией угла включения.

Пульт местного управления LC содержит:

семисегментный синтезирующий индикатор вывода диагностической информации;

светодиоды отображения состояния автоматического регулятора;

переключатели управления состоянием автоматического регулятора;

разъем RS232 подключения ПЭВМ;

гнезда ЦАП1—ЦАП4 для подключения осциллографа;

кнопку перезапуска программы.

Управление индикатором, светодиодами и переключателями производится микроконтроллером АТ90S8515, а обмен информацией с микроконтроллером регулятора — по последовательному интерфейсу SP1.

Интерфейсы CAN (разъем Х9) и RS485 (разъем Х10) служат для обмена информацией между контроллерами рабочего и резервного АРВ-М и для передачи информации и управления регулятором от сенсорного дисплея, установленного на щите возбуждения инженерного пульта или АСУ ТП.

Сенсорный дисплей — это терминал ОР7100, у которого дисплей совмещен с программируемой клавиатурой. Предусмотрены следующие экраны: основной, экран меню, экраны настроек и переменных величин (сигналов), экраны памяти микроконтроллера и цифроаналоговых преобразователей.

Новая разработка АРВ-М [18, 20] функционирует на быстродействующем микропроцессоре SAB-C167-CR-LM фирмы Siemens и обеспечивает эффективную реализацию как ПД-алгоритма автоматического регулирования, так и нетрадиционного для регулирования возбуждения ПИД-алгоритма.

Особенности микропроцессорного автоматического регулятора возбуждения КОСУР-Ц. Разработанный ФГУП «НИИЭлектромаш» в составе комплекса оборудования систем управления и регулирования [21] микропроцессорный автоматический регулятор реализован на базе 32-разрядного микроконтроллера MC68376 фирмы Motorola, выполняющего содержащимися в нем аппаратными элементами и программно все функциональные операции, необходимые для осуществления автоматического регулирования возбуждения по ПИД-алгоритму и выполнения указанных и других функций автоматической системы управления возбуждением.

Одной из важных его особенностей является измерительное преобразование действующего $U_d(nT)$ (а не среднего выпрямленного, как в АРВ-М) значения напряжения в цифровой сигнал, что обеспечивает более высокую точность при наличии в напряжении синхронного генератора гармонических составляющих.

Действующее значение преобразуется путем возведения в квадрат дискретных мгновенных значений напряжения трех фаз, их суммирования и извлечения корня.

При интервале дискретизации $T = T_n / 24$ действующее значение напряжения

$$U_d(nT) = \sqrt{u_a^2[(n-24)T] + u_b^2[(n-24)T] + u_c^2[(n-24)T] + \dots \rightarrow \dots + u_a^2(nT) + u_b^2(nT) + u_c^2(nT)}.$$

Сигнал формируется в каждый интервал дискретизации. Однако для получения полной информации о возникновении возмущающего воздействия в электроэнергетической системе требуется время, равное длительности периода промышленной частоты T_n , в течение которого сигнал представляет собой дискретизованную экспоненту. В симметричном режиме сигнал получается «чистым» — не содержащим гармонической составляющей удвоенной промышленной частоты (помехи), генерируемой при возведении в квадрат мгновенного значения напряжения. Однако при несимметрии напряжений синхронного генератора она практически исчезает только спустя указанное время T_n благодаря взаимной компенсации гармонических составляющих, обусловленных дискретными мгновенными значениями, сдвинутыми во времени на четверть периода, например $U[(n-6)T]$ и $U(nT)$, генерирующими указанные гармоники в противофазе [8].

Цифровой сигнал $U_d(nT)$ используется для программного формирования сигналов по отклонению действующего значения напряжения на шинах электростанции от устанавливаемого в соответствии с графиком значения (уставки регулятора) и вычисляемого по (3.3) или (3.3а).

Сигнал $\Delta U_d(nT)$, как обычно, определяет пропорциональную П-составляющую алгоритма автоматического регулирования, а его численное дифференцирование, т.е. формирование цифрового сигнала по производной действующего значения напряжения $U'_d(nT)$, определяет его дифференциальную составляющую. совме-

стно с сигналом $I'_в(nT)$ [по аналогии с (3.4)] производная напряжения осуществляет функцию стабилизатора внутреннего движения автоматической системы регулирования (АСР) [21].

Интегральная составляющая формируется инерционно и обеспечивает устойчивое функционирование автоматической системы регулирования при высоких коэффициентах усиления $k_{U0} > 100$ [см. (3.4)] сигнала $\Delta U(nT)$ после затухания колебательного процесса в электроэнергетической системе (нулевой индекс у коэффициента k_U — нулевая частота) со статизмом, обусловленным только стабилизацией распределения реактивной мощности электростанции между параллельно работающими синхронными генераторами [см. (3.3а)].

На блочной электростанции возможно и астатическое регулирование на шинах высшего напряжения.

Измерительное преобразование частоты выполняется программно способом формирования цифрового сигнала, отображающего длительность периода промышленной частоты T_n , и его преобразования в сигнал информации о частоте напряжения синхронного генератора. Сравнение сигнала с моделирующим предписанную, в частности номинальную, частоту, т.е. формирование сигнала информации об отклонении частоты $\Delta f(nT)$, производится программной операцией их численного вычитания, а формирование сигналов по производной частоты $f'(nT)$ и ее изменению $\Delta f(nT)$ [см. (3.4)] производится численным дифференцированием $\Delta f(nT)$ и операцией, моделирующей пропускание сигнала $f'(nT)$ через инерционное звено первого порядка (апериодическое).

Сигналы $\Delta f(nT)$ и $f'(nT)$, отображающие первую и вторую производные угла δ электропередачи, обеспечивают устойчивость функционирования автоматически регулируемой электропередачи — осуществляют функцию системной стабилизации [21].

Микропроцессорный автоматический регулятор возбуждения КОСУР-Ц входит в интегрированную автоматическую систему управления тиристорным возбуждением, состоящую из автоматического регулятора возбуждения и интегрированной защиты и автоматики возбуждения (ИЗАВ) [21]. На синхронном генераторе устанавливаются две такие системы управления — рабочая ИЗАВ1 и резервная ИЗАВ2 (рис. 3.18).

Возбуждение синхронного генератора осуществляется рабочим (первым) управляемым тиристорным выпрямителем, второй (резервный) тиристорный преобразователь отключен. Соответственно используются два автоматических регулятора возбуждения АРВ1 и АРВ2 с выходными усилителями ВУ1 и ВУ2, воздействующими на устройства управления УУ1 и УУ2 тиристорными преобразователями. В работе находится один из регуляторов.

Интегрированная автоматическая защита возбудителя состоит из быстрodeйствующих токовых одноступенчатых защит от коротких замыканий на стороне переменного и постоянного тока и от несимметричного режима работы тиристорного преобразователя, защиты от перегрузки током обмотки ротора с зависимой от сте-

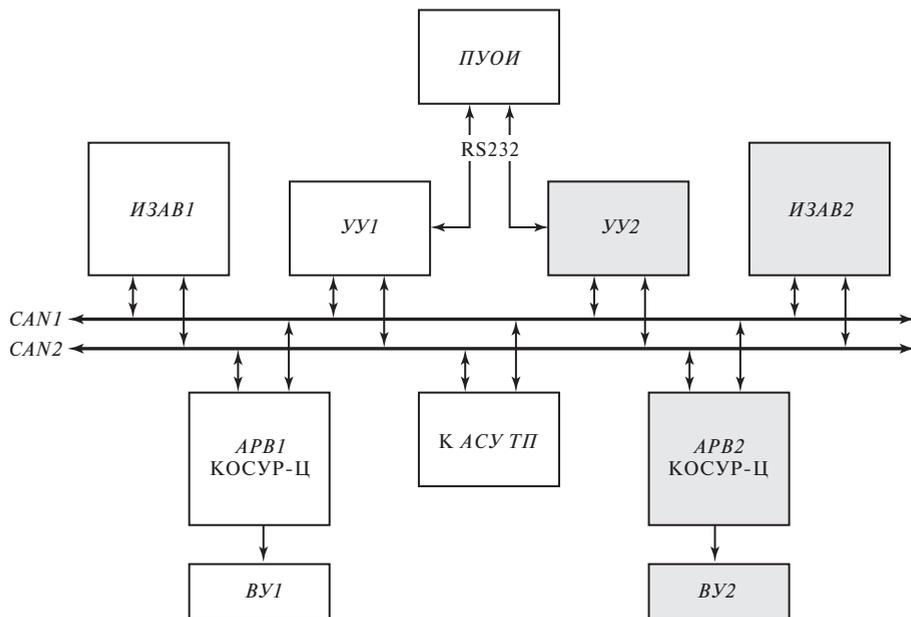


Рис. 3.18. Структурная схема интегрированной системы управления тиристорным возбуждением синхронных генераторов

пени перегрузки выдержкой времени и от замыканий на землю в одной точке обмотки.

Противоаварийная автоматика возбудителя представлена автоматикой ограничений повышения действующего значения напряжения синхронного генератора и снижения его частоты и ограничения кратности форсировки возбуждения.

Система выполняется на универсальной плате с 32-разрядными микроконтроллером и 16-канальным АЦП. Ее программные автоматические устройства объединяются дублированной локальной сетью *GAN1* и *GAN2*, имеющей выходы к *АСУ ТП* электростанции. Интерфейс типа RS232 связывает их с ПЭВМ пульта управления настройкой и отображения информации *ПУОИ* о функционировании интегрированной автоматической системы управления возбуждением.

3.4. Контрольные вопросы

1. Как выполняется и действует автоматический регулятор электромашинного (постоянного тока) возбуждения синхронного генератора, называемый управляемым фазовым компаундированием?

2. Как выполняется и действует электромагнитный автоматический регулятор напряжения и реактивной мощности синхронных генераторов с электромашинным возбуждением переменного тока и диодным выпрямителем?

3. Из каких измерительных органов состоит автоматический регулятор возбуждения «сильного» действия синхронных генераторов с тиристорным возбуждением?

4. Из каких структурных звеньев (с какими p -передаточными функциями) состоит структурная схема пропорционально-дифференциального («сильного» действия) автоматического регулятора тиристорного возбуждения?

5. Как выполняется и действует аналоговый автоматический регулятор напряжения и реактивной мощности синхронных генераторов с бесщеточным возбуждением?

6. Как выполняются и действуют измерительные органы напряжения (см. рис. 3.10) и изменения частоты (см. рис. 3.11) аналогового автоматического регулятора возбуждения «сильного» действия, выполняемого на интегральных микро-схемах АРВ СДП?

7. Каково назначение измерительного органа комбинации реактивного и активного тока синхронного генератора и как он выполняется и действует в аналоговом полупроводниковом регуляторе АРВ СДП (см. рис. 3.12)?

8. В чем состоят особенности структурной схемы (см. рис. 3.13) аналоговой части аналого-цифрового автоматического регулятора бесщеточного возбуждения синхронного генератора?

9. Как выполняются и действуют измерительные органы напряжения и изменения частоты аналого-цифрового регулирования (см. рис. 3.14 и 3.15)?

10. Какие известны микропроцессорные автоматические регуляторы тиристорного возбуждения синхронных генераторов? Какова их функциональная схема (см. рис. 3.16)?

3.5. Информационный блок для углубленного изучения. Функциональные и структурные схемы микропроцессорных автоматических регуляторов

3.5.1. Программная измерительная часть микропроцессорных автоматических регуляторов напряжения и реактивной мощности синхронных генераторов

3.5.1.1. Программные измерительные органы АРВ СДМ

Функционирование программных измерительных органов АРВ СДМ обеспечивается импульсами управления микропроцессором, формируемыми аналого-дискретным преобразователем (АДП). Короткие импульсы u_{ia} , u_{ib} , u_{ic} формируются в моменты времени изменения знака мгновенными синусоидальными напряжениями трех фаз u_a , u_b , u_c с отрицательного на положительный — в моменты положительных их переходов через нуль (рис. 3.19, б).

Аналого-дискретный преобразователь. Компаратор EA (рис. 3.19, а) сравнивает мгновенное напряжение u_a , например, на инвертирующем входе с нулевым значением на неинвертирующем входе интегрального операционного усилителя A с гибкой положительной обратной связью ($R_{o.c.}$, $C_{o.c.}$), функционирующей только

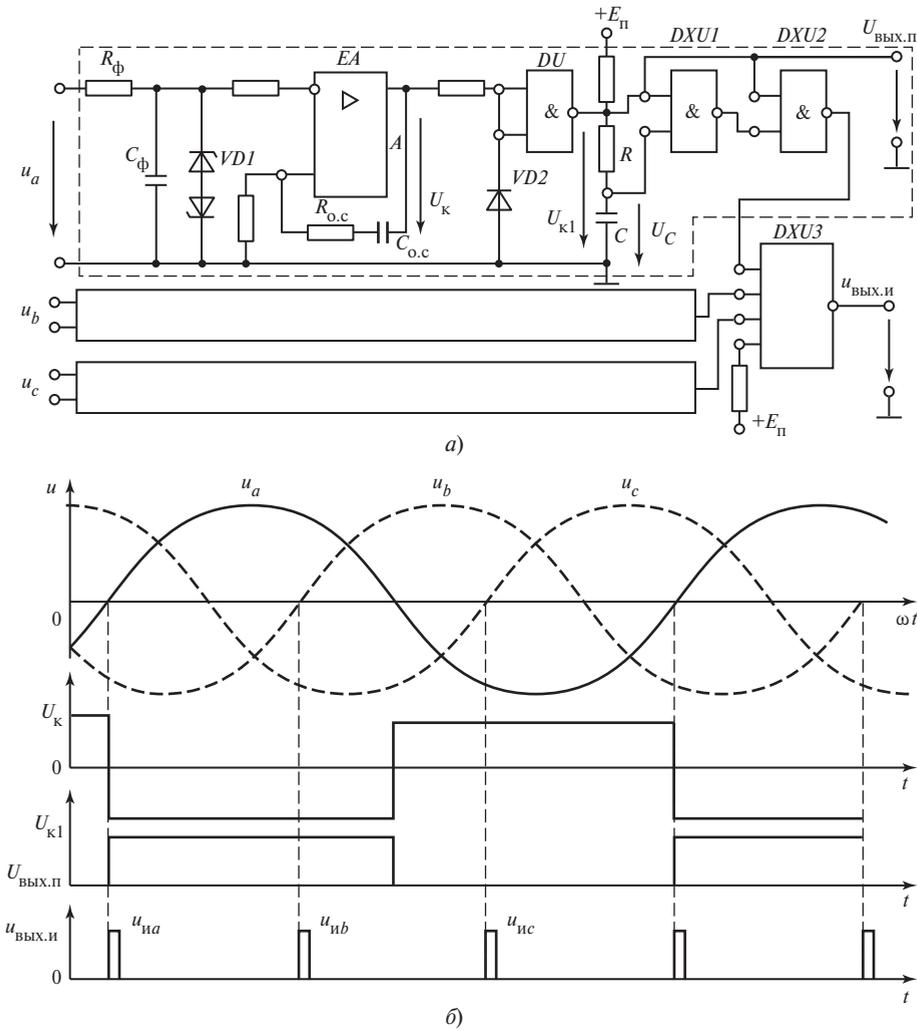


Рис. 3.19. Функциональная схема (а) и временные графики (б) аналого-дискретного преобразователя

при переходном процессе формирования переднего и заднего фронтов прямоугольных импульсов положительного напряжения U_{K1} длительностью в половину периода промышленной частоты. Они выделяются из разнополярного напряжения U_K на выходе компаратора EA диодом $VD2$ и согласующим выход ИОУ A с логическими элементами микросхемы серии К155 логическим элементом И—НЕ типа К511ПУ1, включенным по схеме инвертора DU . Прямоугольные импульсы $U_{ВЫХ.П} = U_{K1}$ и являются выходными дискретными потенциальными сигналами АДП одной фазы.

Импульсные выходные сигналы $u_{\text{вых.и}}$ формируются элементом кратковременной (по сравнению с длительностью прямоугольного напряжения $U_{\text{к}}$) памяти его появления, выполненным на логических элементах DXU микросхем К266ЛА3, К155ЛА7 и резисторно-конденсаторной цепи RC .

При отсутствии напряжения $U_{\text{к1}}$ (положительном $U_{\text{к}}$ и отрицательных мгновенных напряжениях $u_{\text{а}}$) на входах $DXU1$ — логические нули (0), поскольку конденсатор C разряжен. На нижнем (по расположению на схеме) входе $DXU2$ — логическая единица (1), а на верхнем — логический нуль (0), на его выходе — логическая единица (1), а на выходе $DXU3$, на всех входах которого — логическая единица (1) (на втором и третьем от $DXU2$ аналогичных АДП двух других фаз), т.е. на выходе трехфазного АДП в целом напряжение отсутствует.

В момент появления напряжения $U_{\text{к1}}$ состояние $DXU1$ не изменяется (конденсатор C разряжен), а $DXU2$ переключается [на обоих его входах — логическая единица (1)]. Сигнал 0 его выхода, поступая на верхний (первый) выход $DXU3$, обуславливает его переключение и появление напряжения $u_{\text{вых.и}} = u_{\text{иа}}$. Время его наличия, т.е. длительность выходного короткого импульса, определяется временем заряда конденсатора C (под воздействием $U_{\text{к1}}$) до напряжения $U_{\text{с}} > E_{\text{п}}/2$, соответствующего логической единице (1) на нижнем входе $DXU1$. Элемент $DXU1$ переключается, обуславливая переключение $DXU2$ и $DXU3$, т.е. исчезновение напряжения $u_{\text{вых.и}}$ на выходе АДП.

На входах каждой фазы установлены малоинерционные (с постоянной времени $T \approx 1$ мс) пассивные ФНЧ ($R_{\text{ф}}$, $C_{\text{ф}}$) и ограничитель (стабилитроны VDI) мгновенных значений преобразуемых фазных напряжений.

Измерительный орган амплитуды напряжения. Быстродействие измерительного органа напряжения АРВ СДМ достигается фиксированием положительных амплитудных мгновенных значений напряжений трех фаз $U_{\text{ма}}$, U_{mb} , U_{mc} (рис. 3.20). Производится вычисление среднего значения амплитуды, которое сравнивается (путем вычитания) с заданным (предписанными) значением — вычисляется ее отклонение. На основе численного дифференцирования определяется производная амплитуды. Указанные операции производятся за время, не превышающее одной третьей длительности периода промышленной частоты $T_{\text{п}}$.

Амплитуда фиксируется путем управления соответствующим каналом мультиплексора АЦП, включаемого импульсным напряжением $u_{\text{им}}$ на несколько микросекунд практически в момент прохождения фазным напряжением генератора через положительное амплитудное мгновенное значение.

Включение канала мультиплексора производится вычитающим счетчиком тактовых импульсов (частотой 2 МГц), в который в момент T_1 прохождения мгновенного фазного напряжения через нуль записывается число $N_{T_{\text{п}}/4}$, равное количеству тактовых импульсов, размещающемуся на интервале времени в четверть периода промышленной частоты. Запись числа производится импульсом $u_{\text{им}}$, формируемым АДП в момент изменения знака с отрицательного на положительный (положительного перехода через нуль) мгновенным фазным напряжением.

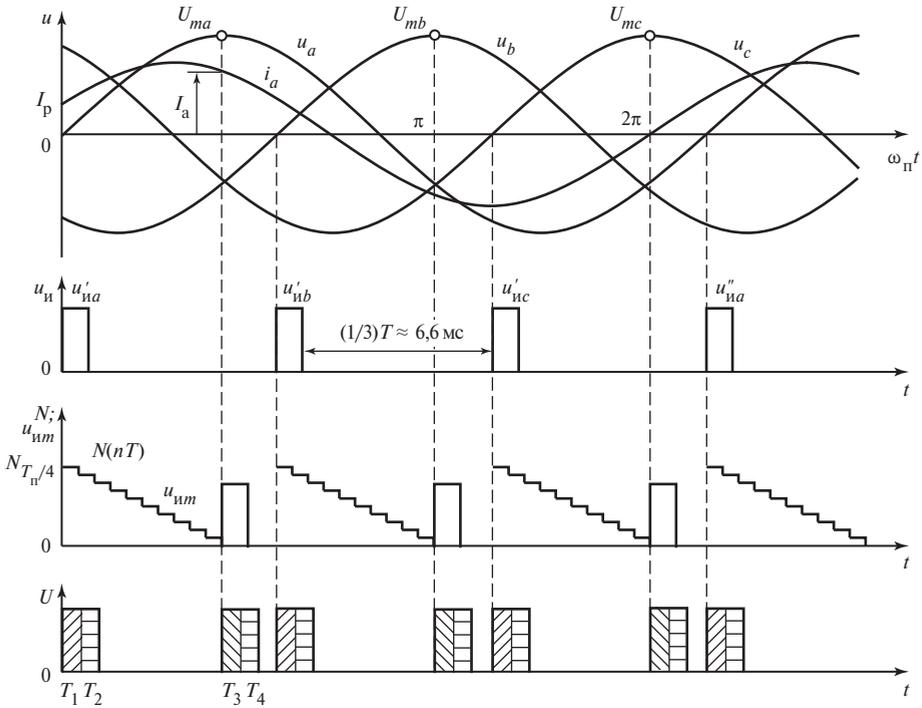


Рис. 3.20. Временные графики, иллюстрирующие формирование импульсных сигналов управления АЦП и ЭВМ или МК (см. рис. 3.16) цифрового программного измерительного органа амплитуды напряжения

В момент времени T_3 обнуления счетчика по переднему фронту импульса $u_{ит}$ контроллером прерываний работы микропроцессора (МП) включается в работу программа ввода информации в микроЭВМ и вычисления среднего значения амплитуды напряжения. Вычисления отклонения амплитуды и ее производной производятся отдельными программами.

Измерительный орган изменения частоты. Формирование сигналов по изменению частоты и ее производной осуществляется на основе вычислений длительности периода промышленной частоты $T_{п}$. В измерительном органе используется второй вычитающий счетчик тактовых импульсов, в который периодически после каждого считывания до нуля вновь записывается число импульсов $N'_a = N_{max} \gg N_{T_{п}/4}$ (рис. 3.21). Поэтому за время, равное длительности периода промышленной частоты, число импульсов в счетчике уменьшается на небольшую часть N_{max} .

Разность числа импульсов $\Delta N_a = N'_a - N''_a$, фиксируемых импульсными напряжениями u'_{ia} , u''_{ia} , соответствующими положительным переходам через нуль мгновенного напряжения одной фазы, например u_a , получается пропорциональной

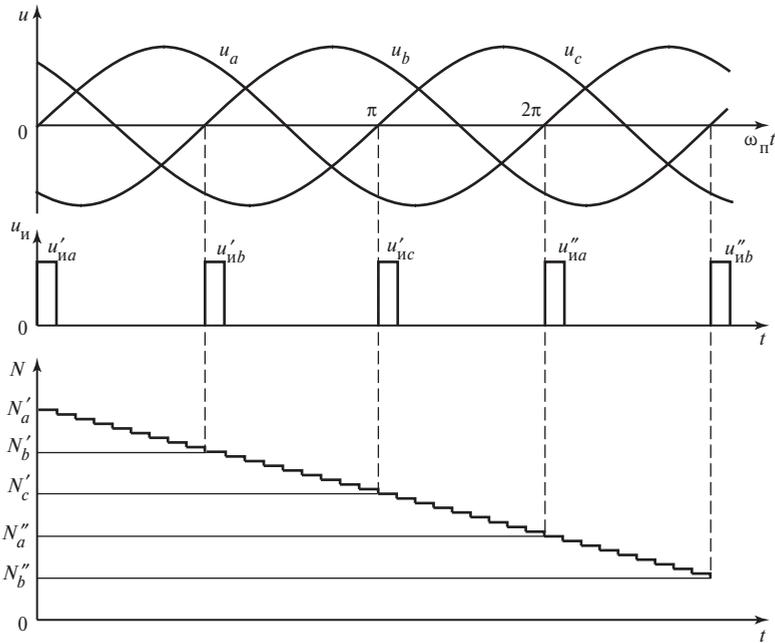


Рис. 3.21. Временные графики, иллюстрирующие способ формирования цифрового сигнала изменения частоты

истинной длительности периода промышленной частоты. По результатам трех таких измерений ΔN_a , $\Delta N_b = N'_b - N''_b$ и $\Delta N_c = N'_c - N''_c$, производимых с использованием импульсных напряжений u'_{ib} , u''_{ib} и соответственно u'_{ic} , u''_{ic} (на графике рис. 3.21 u''_{ic} и N''_c не показаны), вычисляются средняя истинная длительность периода $T_{п.и}$ и частота $f_{п.и} = 1/T_{п.и}$ напряжения синхронного генератора.

На рис. 3.20 показаны включения (импульсами в моменты времени T_2) программ ввода информации и вычисления частоты. Вычисляемые через указывавшийся интервал времени $T_n = (1/3)T_{п.и}$ истинные значения частоты используются для формирования цифровых сигналов по изменению частоты и ее производной, выполняемого по отдельным программам.

Измерительный орган реактивного и активного тока. Необходимое быстродействие измерительного органа достигается запоминанием мгновенного тока генератора. Для этого по задним фронтам импульсов напряжения u_n и u_{nm} (см. рис. 3.20) включаются (в моменты T_2 и T_4) соответствующие каналы мультиплектора АЦП, фиксирующего в двоичном коде мгновенные значения тока одной из фаз, например $i_a = I_m \sin(\omega_{п}t - \varphi)$, равные в момент $t = 0$ реактивной $I_p = I_m \sin\varphi_r$, а в момент $t = T_{п}/4$ активной $I_a = I_m \cos\varphi_r$ составляющим тока синхронного гене-

ратора. Они используются для действия измерительного органа потребляемой генератором реактивной мощности, определяющего минимально допустимый (по условию статической устойчивости электропередачи) ток возбуждения синхронного генератора. Сигнал о минимально допустимом возбуждении формируется как функция I_p и I_a расчетами по отдельной программе.

3.5.1.2. Программные измерительные органы регулятора АРВ-М

В измерительных органах напряжения, изменения частоты, реактивного и активного тока и тока возбуждения синхронного генератора применены вторичные измерительные трансформаторы напряжения и тока типа LEM зарубежного производства, функционирующие с использованием гальваномагнитного генератора ЭДС Холла (холлотрона) в цепи отрицательной обратной связи интегрального операционного усилителя [8].

Измерительные органы напряжения и изменения частоты содержат общую аналоговую аппаратную часть, состоящую (рис. 3.22):

из двух активных измерительных трансформаторов напряжения в виде трансформаторов тока $ATAL1$, $ATAL2$, подключенных к первичным измерительным трансформаторам междуфазных напряжений u_{ab} и u_{bc} генератора через балластные резисторы R_G значительного сопротивления, преобразующие источники ЭДС [какими являются первичные измерительные трансформаторы напряжений u_{ab} , u_{bc} (на схеме не показаны)] в источники токов i_a , i_c , нагруженных резисторами R_H ;

из пассивных малоинерционных (постоянная времени $\tau = 0,5$ мс) RC -фильтров нижних частот (ФНЧ) F , задерживающих гармоники повышенной частоты напряжений генератора и импульсные помехи;

из согласующих активных повторителей напряжений AU , которые подводятся к АЦП1, АЦП2 и сумматору AW (рис. 3.23, а, б).

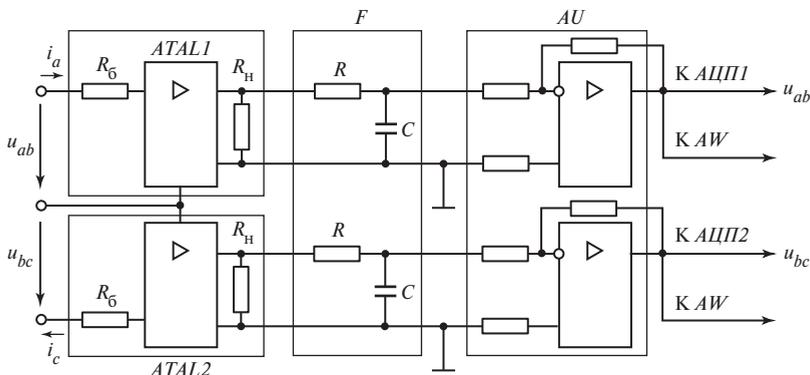


Рис. 3.22. Схема общей аналоговой части измерительных органов напряжения и изменения частоты

Программный измерительный преобразователь напряжения (ИПН) (рис. 3.23, а) содержит интегральные аналого-цифровые преобразователи *АЦП1*, *АЦП2* с интервалом дискретизации $T = T_{\text{п}}/24$, формирует (операция суммирования *SM1*) дискретные мгновенные значения третьего междуфазного напряжения $u_{ca}(nT)$ и выполняет функцию цифрового выпрямителя трехфазной системы напряжений генератора — операция выделения постоянной составляющей суммы *SM2* абсолютных *ABS* дискретных мгновенных значений трех напряжений нерекурсивным фильтром *ZF*.

Поскольку в последовательности указанных абсолютных дискретных мгновенных напряжений содержатся лишь четные гармоники, длительность импульсной характеристики фильтра принята равной $T_{\text{п}}/2 = 10$ мс [8]. Фильтр представляет собой программный интегратор-сумматор указанных абсолютных дискретных мгновенных значений в течение времени $T_{\text{п}}/2$: дискретные мгновенные значения четных гармоник исключаются. Особенностью фильтра является импульсная харак-

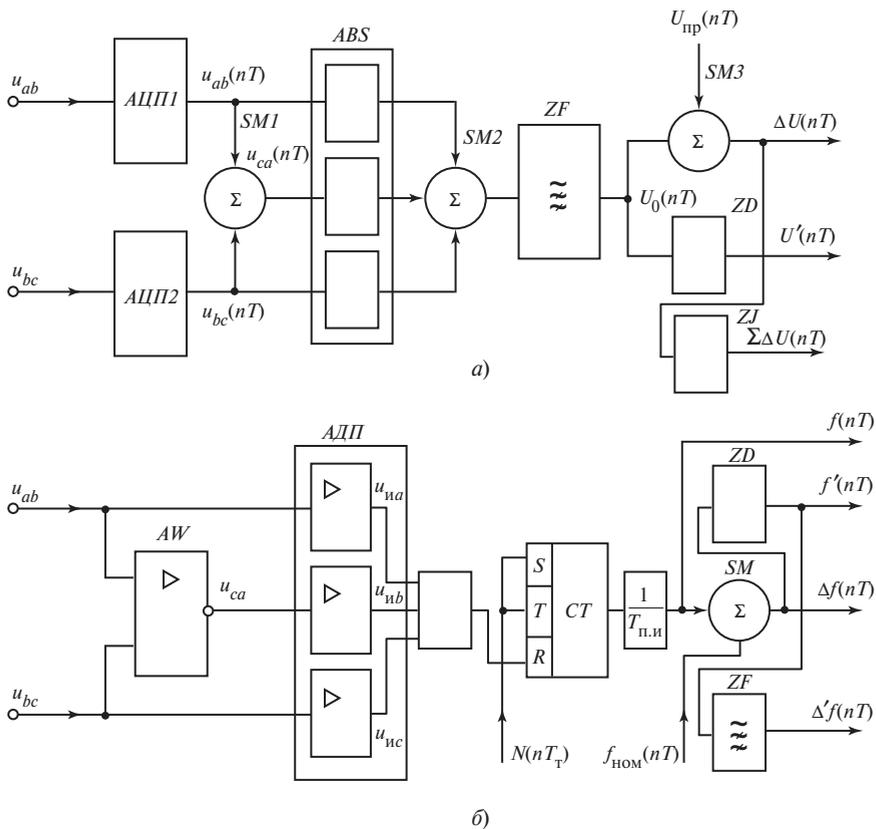


Рис. 3.23. Схема программной части измерительного органа напряжения (а) и схема измерительного органа изменения частоты (б)

теристика в виде последовательности однополярных δ -функций, следующих через каждый интервал дискретизации T , которая обеспечивает выдачу информации о начале процесса изменения действующего значения напряжения генератора уже через один интервал $T = 0,83$ мс. Дискретное изменение действующего значения напряжения генератора отображается дискретной переходной характеристикой, напоминающей дискретизованную экспоненту, длительностью $T_{\text{п}}/2$ [8].

Измерительный орган напряжения, программно формирующий цифровые сигналы информации об отклонении действующего значения напряжения от предписанного $\Delta U(nT)$, о скорости его изменения $U'(nT)$ и об интегральной функции $\int \Delta U(nT)$, содержит элемент сравнения — сумматор *SM3* в режиме вычитания двоичного числа на выходе измерительного преобразователя напряжения $U_0(nT)$ и числа, отображающего предписанное напряжение (уставку регулятора) $U_{\text{пр}}(nT)$, и выполняет программную функцию численного дифференцирования *ZD* и интегрирования *ZJ* (рис. 3.23, а).

Измерительный орган тока возбуждения функционирует аналогично. В нем используются активные измерительные трансформаторы токов *TA2* (см. рис. 3.8) i_a и i_c в цепи переменного тока тиристорного преобразователя, нагруженные резисторами для преобразования токов в напряжения.

При автоматической диагностике измерительных органов проверяются наличие напряжений, чередование их фаз, несимметрия трехфазной системы напряжений.

Измерительный орган изменения частоты по своему действию аналогичен ранее применявшемуся в АРВ СДМ. Его аппаратная часть содержит (рис. 3.23, б): аналоговый активный сумматор *AW*, формирующий третье напряжение u_{ca} ;

три аналого-дискретных преобразователя *АДП*, формирующих импульсные сигналы u_{ia} , u_{ib} , u_{ic} в моменты перехода напряжений u_a , u_b , u_c через нулевые (от отрицательных к положительным) мгновенные значения (см. рис. 3.19).

В программной части используется счетчик *СТ* микропроцессора тактовых импульсов $N(nT_{\text{т}})$ частотой 1,25 МГц, управляемый указанными импульсными сигналами. По фиксируемым числам импульсов N'_a , N'_b , N'_c и N''_a , N''_b , N''_c (см. рис. 3.21) программной частью 3 раза за период определяется его истинная длительность $T_{\text{п.и}}$; вычисляется (операция деления $1/T_{\text{п.и}}$ на рис. 3.23, б) обратное число, отображающее истинную частоту $f_{\text{п.и}}(nT)$ напряжения генератора; вычисляется (сумматор *SM* в режиме вычитания) отклонение частоты $\Delta f(nT)$ от номинальной $f_{\text{ном}}(nT)$; производится численное дифференцирование сигнала $\Delta f(nT)$ — формирование сигнала по производной частоты $f'(nT)$ и полученная последовательность чисел, пропускаемая через программное аperiodическое звено — рекурсивный *ФНЧ ZF* 1-го порядка, формирует сигнал по изменению частоты $\Delta'f(nT)$.

Измерительный орган реактивного и активного токов содержит и программные измерительные преобразователи реактивной и активной мощности. В нем используются активный измерительный трансформатор тока фазы *B* и его АЦП.

Программно выполняется функция перемножения дискретных мгновенных значений напряжения и тока. В симметричном режиме результаты перемножений

$$\left. \begin{aligned} u_b(nT)i_b(nT) &= U_m \sin \omega_{\Pi} nT I_m \sin (\omega_{\Pi} nT - \varphi_r) = \\ &= UI \cos \varphi_r - UI \cos (2\omega_{\Pi} nT - \varphi_r); \\ \frac{u_{ca}(nT)i_b(nT)}{\sqrt{3}} &= U_m \sin (\omega_{\Pi} nT - \pi/2) I_m \sin (\omega_{\Pi} nT - \varphi_r) = \\ &= UI \sin \varphi_r - UI \sin (2\omega_{\Pi} nT - \varphi_r) \end{aligned} \right\} (3.12)$$

содержат постоянные составляющие, отображающие активную и реактивную мощность соответственно.

Они выделяются программными нерекурсивными частотными фильтрами, аналогичными применяемому в измерительном органе напряжения, — с конечной длительностью импульсной характеристики (фиксированным временем собственного переходного процесса, равным $T_{\Pi}/2$), исключаящими из результатов перемножений дискретизованные гармонические составляющие удвоенной частоты.

Формирование сигналов информации о соотношении потребляемого реактивного и активного токов производится с использованием программных операций перемножения дискретных мгновенных значений тока фазы *B* на функции $\sin \varphi_r$ и $\cos \varphi_r$ соответственно. Для их генерирования вычисляется угол сдвига фаз φ_r между напряжением и током одноименных фаз.

Как указывалось, измерительный орган ограничивает потребляемую синхронным генератором реактивную мощность (ограничивает снижение возбуждения генератора), допускаемую по условию сохранения статической устойчивости ЭЭС и зависящую от вырабатываемой активной мощности. Соотношение мощностей вычисляется соответствующей программой, использующей цифровое моделирование характеристик генератора.

Для микропроцессорных АРВ создаются и более быстродействующие измерительные преобразователи [26, 86].

3.5.1.3. Особенности управления тиристорным преобразователем возбудителя регуляторами

Выходным сигналом аналоговых регуляторов является изменяющееся по значению и знаку постоянное напряжение $U_{\text{рег}}$ [см. формулу (3.4)], поступающее на элемент ЭУ (см. рис. 3.8) управления тиристорным преобразователем. Он формирует шесть импульсов токов управления (включения) тиристоров $i_{и.у}$, фаза которых относительно питающего напряжения тиристорного преобразователя зависит от значения выходного сигнала регулятора. Использование высокопроизводительных микроконтроллеров позволило включить в состав АРВ-М и АРВ КОСУР-Ц цифровой элемент фазоимпульсного управления тиристорным преобразователем ЦФИ (см. рис. 3.16) [20, 21].

В нем используется цифровой опорный генератор, который синхронизируется по частоте и фазе с напряжением питания тиристорного преобразователя по принципу фазовой автоподстройки частоты. Угол α включения тиристорov отсчитывается относительно фазы опорного генератора. Он выполнен на таймере и счетчике микроконтроллера. Таймер формирует импульсы с периодом 0,25 эл. град, поступающие на счетчик, отсчитывающий фазу опорного генератора. Изменение кода загрузки таймера приводит к изменению фазы и частоты его цифрового сигнала.

Для синхронизации используется элемент сравнения фаз (фазовый детектор) междуфазного напряжения питания тиристорного преобразователя (напряжение синхронизации) после аналого-цифрового преобразователя и текущей фазы опорного генератора. Для сглаживания формы кривой напряжения синхронизации используется активный *RC*-фильтр второго порядка [8]. Предусмотрена компенсация фазового сдвига фильтра (примерно 41 эл. град при частоте 50 Гц) и частотного изменения его фазы (примерно 0,7 эл. град/Гц). Предусмотрено смещение фазы опорного генератора, позволяющее использовать трансформаторы с любой группой соединения обмоток.

Выходной сигнал фазового детектора, пропорциональный синусу разности фаз цифрового генератора и напряжения синхронизации, формирует код загрузки таймера цифрового генератора. В результате воздействия на его частоту выходной сигнал фазового детектора снижается практически до нуля — наступает совпадение фаз напряжения питания тиристорного преобразователя и цифрового генератора.

Программа синхронизации выполняется с интервалом дискретизации, равным 15 эл. град. Квант изменения угла α включения тиристорov (угла регулирования) составляет 0,25 эл. град.

Зависимость выпрямленного напряжения тиристорного преобразователя от угла регулирования является косинусоидальной функцией. Для обеспечения линейной характеристики регулирования возбуждения угол α включения тиристорov определяется по арккосинусной зависимости от выходного сигнала регулятора.

3.5.2. Математическое описание алгоритмов и структурные схемы микропроцессорных автоматических регуляторов возбуждения

3.5.2.1. Алгоритм пропорционально-дифференциального регулятора

Алгоритм микропроцессорной реализации автоматического регулирования возбуждения «сильного» действия описывается дискретным z -преобразованием временной функции (3.4). В соответствии с соотношением [см. (2.6)]

$$p = (1 - z^{-1}) / T = (z - 1) / (zT), \quad (3.13)$$

где T — интервал дискретизации АЦП, и p -изображением по (3.5) регулирующего воздействия и с учетом (2.7д) его z -изображение

$$\begin{aligned}
 U_{\text{пер}}(\bar{z}) = & \left[k_U + \frac{k'_U}{T}(1 - z^{-1}) \right] \Delta U(\bar{z}) + \\
 & + \left[\frac{k_f}{1 + T/T_{\text{д.п}}} \frac{1 - z^{-1}}{1 - z^{-1}/(1 + T/T_{\text{д.п}})} + \frac{k'_f}{T}(1 - z^{-1}) \right] \Delta f(\bar{z}) + \\
 & + \frac{k'_I}{T}(1 - z^{-1}) I_B(\bar{z}). \tag{3.14}
 \end{aligned}$$

В дискретном времени алгоритм непрерывного времени (3.4) описывается разностным уравнением, соответствующим (3.14) [8]:

$$\begin{aligned}
 U_{\text{пер}}(nT) = & k_U \Delta U(nT) + \frac{k'_U}{T} [\Delta U(nT) - \Delta U(nT - T)] + \\
 & + \frac{k_f}{1 + T/T_{\text{д.п}}} [\Delta f(nT) - \Delta f(nT - T)] - \frac{1}{1 + T/T_{\text{д.п}}} \Delta f(nT - T) + \\
 & + \frac{k'_f}{T} [\Delta f(nT) - \Delta f(nT - T)] + \frac{k'_I}{T} [I_B(nT) - I_B(nT - T)], \tag{3.15}
 \end{aligned}$$

где $\Delta f(nT - T)$ — дискретное значение выходного сигнала цифрового реального дифференциатора (сигнала изменения частоты) в предшествующем интервале дискретизации; k'_U, k_f, k'_f, k'_I — коэффициенты настройки регулятора с размерностями постоянных времени.

3.5.2.2. Алгоритм и структурная схема пропорционально-интегрально-дифференциальных регуляторов

Как указывалось, пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД) алгоритм функционирования регуляторов АРВ-М и КОСУР-Ц не допускает развития крутильных колебаний мощных синхронных генераторов и развития колебательной неустойчивости, особенно в режиме потребления реактивной мощности (недовозбуждения). Это достигается за счет снижения коэффициента усиления сигнала k_U по отклонению напряжения ΔU_Γ [см. формулу (3.4)] с повышением частоты колебаний, обусловленного интегрированием U_Γ , и повышает точность регулирования напряжения, поскольку интегральная составляющая алгоритма создает астатическую характеристику регулирования $U_\Gamma = f(I_\Gamma)$. Астатическое регулирование возможно на шинах высшего напряжения блочных электростанций, поскольку распределение реактивной мощности электростанции определяется отношением сопротивлений трансформаторов блоков [см. формулу (3.3)].

Статизм характеристики регулирования на шинах генераторного напряжения, необходимый для распределения реактивной нагрузки между параллельно работающими генераторами, создается специальным элементом ввода и изменения статизма по реактивному току падением напряжения $j \underline{I}_{\Gamma, \text{р}} x_{\text{ст}}$ [см. формулу (3.3а)].

Интегральная составляющая ПИД-алгоритма обеспечивается вводом в цепь отклонения напряжения интегратора ΔU_r с p -передаточной функцией $H_{\text{и}}(p) = 1/(pT_{\text{и}})$ и z -передаточной функцией программного интегратора, записываемой с учетом (3.13) в виде [см. (2.7г)]

$$H_{\text{и}}(\bar{z}) = T / [(1 - z^{-1})T_{\text{и}}]. \quad (3.16)$$

В ПИД-микропроцессорных АРВ сигнал, формируемый программным интегратором, суммируется с сигналами информации о ΔU_r и производной напряжения аналогично (3.4), т.е. в структурной схеме (см. рис. 3.7) интегратор подключается параллельно дифференциатору.

Существует, как указывалось в гл. 2, другой способ, состоящий в охвате интегратора функциональной гибкой отрицательной обратной связью, осуществляемой реальным дифференциатором с постоянной времени $T_{\text{д.р}} = T_{\text{о.с}}$ и p -передаточной функцией [см. (2.17)]

$$H_{\text{о.с}}(\bar{p}) = \frac{pT_{\text{о.с}}}{pT_{\text{о.с}} + 1}. \quad (3.16a)$$

Электрическая цепь, эквивалентная замкнутому указанной обратной связью интегратору, представляет собой параллельное соединение апериодического звена (П-канал) и интегратора с увеличенной постоянной времени $T_{\text{и.эк}}$, последовательно соединенного с апериодическим звеном (И-канал):

$$\begin{aligned} H_{\text{эк}}(\bar{p}) &= \frac{H_{\text{и}}(\bar{p})}{1 + H_{\text{и}}(\bar{p})H_{\text{о.с}}(\bar{p})} = \frac{1/(pT_{\text{и}})}{1 + [1/(pT_{\text{и}})]pT_{\text{о.с}}/(pT_{\text{о.с}} + 1)} = \\ &= \frac{k_{\text{а}}}{pT_{\text{а}} + 1} + \frac{1}{pT_{\text{и.эк}}} \frac{1}{pT_{\text{а}} + 1}, \end{aligned} \quad (3.17)$$

где

$$\left. \begin{aligned} T_{\text{и.эк}} &= T_{\text{и}} + T_{\text{о.с}}; T_{\text{а}} = T_{\text{и}}T_{\text{о.с}}/(T_{\text{и}} + T_{\text{о.с}}); \\ k_{\text{а}} &= T_{\text{о.с}}/(T_{\text{о.с}} + T_{\text{и.эк}}) = 1/(1 + T_{\text{и.эк}}/T_{\text{о.с}}). \end{aligned} \right\} \quad (3.17a)$$

Согласно (3.17a) коэффициент передачи апериодического звена $k_{\text{а}} < 1$: происходит уменьшение коэффициента усиления сигнала по отклонению напряжения ПИД-регулятора $k_{U_{\text{эк}}} = k_U k_{\text{а}}$ и возрастание статизма при переходных процессах, что означает повышение устойчивости автоматической системы регулирования. Интегратор становится реальным: сигнал идеального интегратора согласно (3.17) проходит через апериодическое звено, т.е. интегратор, по существу, превращается в фильтр нижних частот, снижающий амплитудно-частотную характеристику автоматической системы регулирования (АСР) в разомкнутом состоянии.

Динамические свойства структурных звеньев цифрового автоматического регулятора описываются z -передаточными функциями $H(\bar{z})$.

В соответствии с соотношением (3.13) между p - и z -операторами z -передаточная функция цифрового ПИД-регулятора согласно (3.5), (3.16) и (3.17) и произведению p -передаточных функций в (3.17) представляется в виде [31]

$$\begin{aligned}
 H_{\text{рег}}(\bar{z}) &= \\
 &= k_U \left\{ \frac{k_a T / (T_a + T)}{1 - z^{-1} T_a / (T_a + T)} + \frac{T^2 / [T_{\text{и.эк}}(T_a + T)]}{z^{-2} T_a / (T_a + T) - z^{-1} [(2T_a + T) / (T_a + T)] + 1} \right\} \Delta U(z) + \\
 &\quad + k'_U \frac{1 - z^{-1}}{T} \Delta U(\bar{z}) + k_f \frac{[1 / (1 + T / T_{\text{д.п}})] (1 - z^{-1})}{1 - z^{-1} / (1 + T / T_{\text{д.п}})} \Delta f(\bar{z}) + \\
 &\quad + k'_f \frac{1 - z^{-1}}{T} \Delta f(\bar{z}) + k'_I \frac{1 - z^{-1}}{T} I_B(\bar{z}). \tag{3.18}
 \end{aligned}$$

Операторному выражению (3.18) соответствует структурная схема программной измерительно-преобразовательной и вычислительной частей цифрового ПИД-регулятора, приведенная на рис. 3.24.

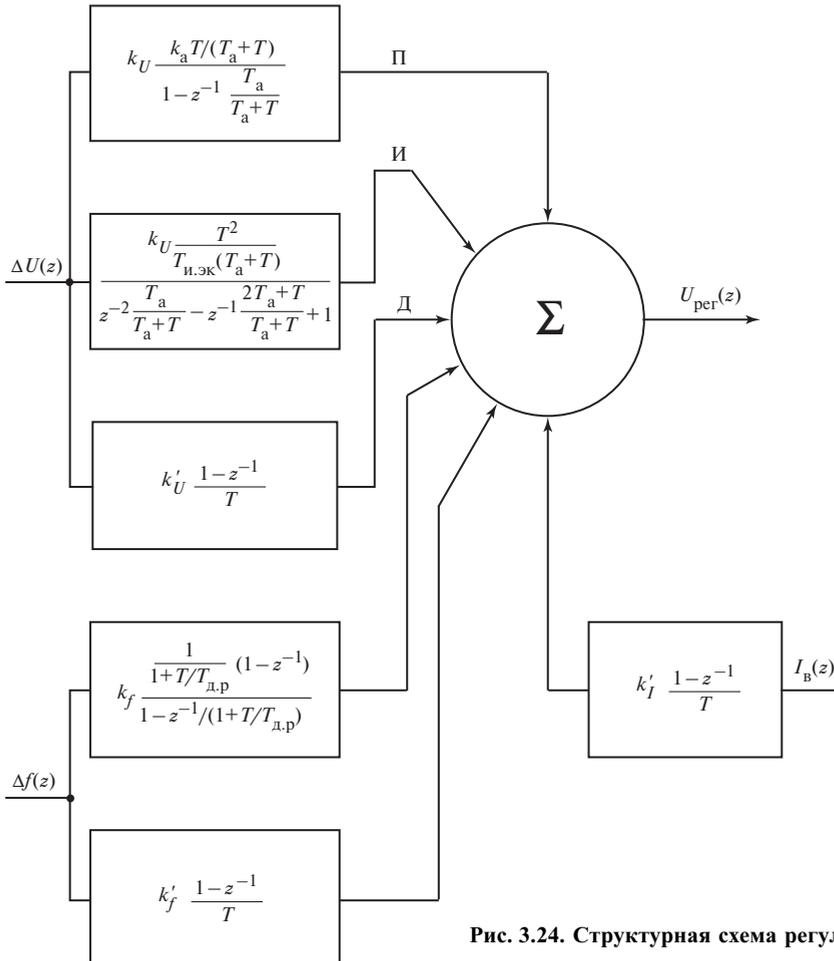


Рис. 3.24. Структурная схема регулятора АРВ-М

Временные процессы в цифровом регуляторе описываются разностным уравнением, которое в соответствии с z -передаточной функцией (3.18) выглядит как

$$\begin{aligned}
 U_{\text{рег}}(nT) = & k_U \{ k_a T / (T_a + T) + T^2 / [T_{\text{и.эк}}(T_a + T)] \} \Delta(U(nT) + \\
 & + \frac{3T_a + T}{T_a + T} \Delta U[(n-1)T] - \frac{T_a}{T_a + T} \Delta U[(n-2)T] + \\
 & + k'_U \frac{\Delta U(nT) - \Delta U[(n-1)T]}{T} + k_f \frac{\Delta f(nT) - \Delta f[(n-1)T]}{T + T_{\text{д.р}}} - \frac{\Delta'f[(n-1)T]}{1 + T/T_{\text{д.р}}} + \\
 & + k'_f \frac{\Delta f(nT) - \Delta f[(n-1)T]}{T} + k'_I \frac{I_B(nT) - I_B[(n-1)T]}{T}, \quad (3.19)
 \end{aligned}$$

где $\Delta'f[(n-1)T]$ — дискретное значение выходного сигнала реального цифрового дифференциатора в предшествующем интервале дискретизации.

3.5.2.3. Адаптивные автоматические регуляторы возбуждения

Рассмотренные автоматические регуляторы возбуждения синхронных генераторов имеют «... жесткий детерминированный алгоритм ...» функционирования [29]. Однако ситуация в электроэнергетической системе все время изменяется. Настроенные по одной, даже самой тяжелой послеаварийной ситуации, такие АРВ плохо справляются с общеэнергетическими (системными) проблемами при других или вновь возникающих возмущающих воздействиях. Да и синхронные генераторы в связи с нелинейностью их характеристик изменяются в зависимости от схемно-режимных условий их работы. В разных режимах и при разных возмущающих воздействиях для наилучшего эффекта от действия АРВ необходима различная их настройка. Поэтому необходимы адаптивные к ситуации в электроэнергетической системе самонастраивающиеся автоматические регуляторы возбуждения.

С переходом на микропроцессорную цифровую вычислительную технику появились возможности для проведения научно-исследовательских работ по созданию таких АРВ [27—29]. В ФГУП «НИИЭлектромаш» разработан и испытан на физической модели адаптивный системный стабилизатор («... стабилизатор внешнего движения ...») [29] — часть АРВ, использующая сигналы, формируемые по изменению (отклонению от установившейся) частоты и ее производной, т.е. по первой и второй производным угла δ электропередачи. В АО «Электросила» и Ленинградском электротехническом институте разрабатывается робастный (адаптивный) регулятор (под робастностью понимается «... способность регулятора поддерживать устойчивость и качество функционирования системы в различных режимных условиях, несмотря на неопределенность описания управляемого объекта ...» [29], т.е. неопределенность ситуации в электроэнергетической системе).

Функционирование робастного регулятора происходит на основе нечеткой логики или «... нечеткого множества ...»: для оценки ситуации используются не количественные, а качественные показатели. Функция $M(x)$ принадлежности зна-

чения используемого информационного параметра x к нечеткому множеству может быть любым числом [28] (между нулем и единицей, тогда как в четком множестве различается только или нуль, или единица). Достоинством нечеткого множества является «... возможность формирования большого числа правил управления в зависимости от сочетаний ...» [28] входных сигналов регулятора.

Нечеткая логика является понятием, связанным с искусственным интеллектом [27—29]. При разработке адаптивных самонастраивающихся регуляторов возбуждения используются и другие его понятия: искусственная нейронная сеть и генетический алгоритм [28, 29], характерные для теории распознавания образов.

В указанных литературных источниках приводятся конкретные положительные результаты исследований функционирования адаптивного системного стабилизатора и регулятора возбуждения в целом. Нечеткий системный стабилизатор [27] позволил увеличить потребляемую реактивную мощность синхронного генератора (в режиме недовозбуждения) и улучшить демпфирование электромеханических колебаний: их длительность сократилась в одной из ситуаций в 2 раза.

Исследования автоматического регулятора, функционирующего на основе нечеткой логики (АРВ-НЛ), с настройкой, выполненной с помощью генетического алгоритма, на пятимашинной схеме энергосистемы показали его «... высокую эффективность во всем многообразии схемно-режимных ситуаций, возможных в ЭЭС» [29].

Таким образом, приведенные в [27, 29] результаты научно-исследовательских работ «... указывают на перспективность применения принципов нечеткого управления для регулирования синхронных генераторов» [28].

3.5.3. Особенности автоматического регулирования возбуждения асинхронизированных генераторов

Асинхронизированный генератор, вращающийся с рабочим скольжением (турбогенератор с $\omega_{*s0} = s_0 \sim 0,002$), обладает важными для автоматического управления режимами работы свойствами, а именно :

простота процесса включения на параллельную работу, не связанного с опережением включения привода выключателя — главной функцией автоматических синхронизаторов;

отсутствие ограничений потребляемой реактивной мощности условием сохранения статической устойчивости;

повышенный запас динамической устойчивости как при генерировании, так и при потреблении реактивной мощности;

допустимая инерционность реализации регулирующих воздействий, формируемых по отклонениям напряжения или реактивной мощности.

Отсутствие взаимозависимости между активной и реактивной мощностью обеспечивается разделением процесса управления электромагнитным вращающим моментом и напряжением, достигнутым применением в асинхронизированном генераторе AG двух взаимно перпендикулярно расположенных на роторе

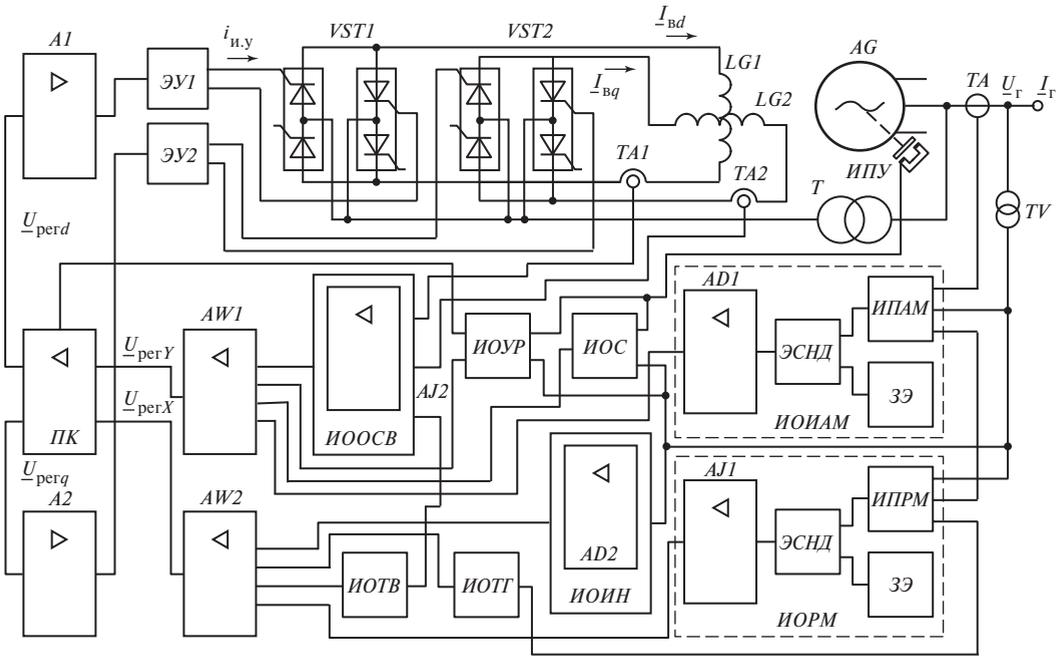


Рис. 3.25. Функциональная схема автоматической системы регулирования возбуждения асинхронизированного генератора

обмоток возбуждения. Одна из них $LG1$ (рис. 3.25) с током возбуждения I_{Bd} служит для изменения электромагнитного момента генератора в соответствии с соотношением (в относительных единицах) [22]

$$M_{эм} \sim U_{ш} E_d / x_{г} = U_{ш} x_M I_{Bd} / x_{г}, \quad (3.20)$$

где x_M — сопротивление взаимной индукции между обмоткой возбуждения и обмоткой статора.

Вторая обмотка $LG2$ с током возбуждения I_{Bd} используется для управления реактивной мощностью

$$Q_{г} = U_{ш} x_M I_{Bd} / x_{г} - U_{ш}^2 / x_{г}. \quad (3.21)$$

Переменные, изменяющиеся с частотой скольжения токи I_{Bd} , I_{Bq} являются ортогональными составляющими вектора тока возбуждения $I_{в}$ асинхронизированного генератора. Их источниками служат два реверсивных, состоящих каждый из двух встречно включенных трехфазных тиристорных управляемых выпрямителей $VST1$, $VST2$, подключенных через трансформатор T к выводам генератора (схема самовозбуждения).

Тиристорные выпрямители через элементы управления ЭУ1, ЭУ2 — формирования импульсных токов включения $i_{и.у}$ тиристоров — управляются переменными (с частотой скольжения) напряжениями \underline{U}_{perd} и \underline{U}_{perq} исполнительных усилителей А1, А2 автоматического регулятора возбуждения асинхронизированного генератора (АРВ АСГ). Он состоит из двух каналов автоматического регулирования с выходными напряжениями \underline{U}_{perX} , \underline{U}_{perY} , взаимодействующих лишь в связи с необходимостью их преобразования в напряжения \underline{U}_{perd} , \underline{U}_{perq} , обусловленного углом сдвига фаз δ между магнитной осью Y первой из указанных обмоток возбуждения и магнитной осью ротора генератора, определяемой фазой тока возбуждения \underline{I}_B . Преобразование состоит в сдвиге по фазе на угол δ напряжений \underline{U}_{perX} и \underline{U}_{perY} . Однако в связи с изменяющимися частотой скольжения генератора ω_s и углом δ при электромеханических переходных процессах указанное преобразование производится путем перемножения комплексных величин в алгебраическом виде

$$\underline{U}_{perd} + \underline{U}_{perq} = (U_{perX} + jU_{perY})(\cos\delta + jsin\delta). \quad (3.22)$$

Для этого используются четыре интегральных множителя, составляющих специфичный функциональный элемент АРВ АСГ — преобразователь координат ПК.

Специфичным функциональным элементом измерительно-преобразовательной части регулятора является и измерительный преобразователь (датчик) угла ротора ИПУ. Он представляет собой индукционный генератор импульсного напряжения, момент времени появления которого в пределах периода изменения напряжения генератора определяется углом δ , и выполнен аналогично такому же датчику угла δ , используемому в автоматических системах регулирования возбуждения синхронных компенсаторов (см. рис. 4.4 и 4.5, з).

Регулирующие воздействия \underline{U}_{perX} и \underline{U}_{perY} являются следующими операторными функциями режимных параметров: изменения активной мощности $\Delta'P$ при электромеханических переходных процессах, интегральной функции отклонения ΔQ реактивной мощности от предписанной $\Delta Q = Q_\Gamma - Q_{пр}$, изменения напряжения $\Delta'U_\Gamma$, отклонений частоты скольжения $\Delta\omega_s = \omega_s - \omega_{s0}$ и угла $\Delta\delta = \delta - \delta_0$, интегральной функции разности токов возбуждения $I_{вд}$, $I_{вq}$ (от измерительных трансформаторов ТА1, ТА2) и превышения токами статора $\Delta I_\Gamma = I_\Gamma - I_{\Gamma,ном}$ и ротора $\Delta I_B = I_B - I_{B,ном}$ их номинальных значений:

$$\begin{aligned} U_{perY}(\bar{p}) = & k_P \Delta'P(\bar{p}) - k_\omega \Delta\omega_s(\bar{p}) + k_\delta \Delta\delta(\bar{p}) + \\ & + [1 / (k_I p)] [I_{вд}(\bar{p}) - I_{вq}(\bar{p})]; \end{aligned} \quad (3.23)$$

$$\begin{aligned} U_{perX}(\bar{p}) = & k_U \Delta'U_\Gamma(\bar{p}) + [1 / (k_Q p)] \Delta Q(\bar{p}) + \\ & + k_I \Delta I_\Gamma(\bar{p}) + k_B \Delta I_B(\bar{p}), \end{aligned} \quad (3.24)$$

где k_ω , k_δ , k_{I_r} , k_{I_b} — коэффициенты настройки регулятора; k_p , k_{I_i} , k_U , k_{Q_i} — коэффициенты настройки с размерностью постоянных времени.

Сигналы по изменениям активной мощности $\Delta'P$ и напряжения $\Delta'U$ формируются реальными дифференциаторами отклонений мощности ΔP и напряжения ΔU_r аналогично формированию сигнала по изменению частоты в АРВ СД [см. (3.5)]

$$\Delta'P(\bar{p}) = (\Delta P)[p / (pT_{д.р} + 1)]. \quad (3.25)$$

Разработан аналоговый микросхемный автоматический регулятор возбуждения асинхронизированного генератора (АРВ АСГ) [22]. В соответствии с алгоритмами (3.23) и (3.24) регулятор содержит сложную измерительно-преобразовательную часть, подключенную к первичным измерительным трансформаторам напряжения TU и тока TA . Она состоит из измерительных органов (ИО) изменений активной мощности $ИОИАМ$ (см. рис. 3.25), скольжения $ИОС$ и угла положения ротора $ИОУР$, разности ортогональных составляющих $ИООСВ$ тока возбуждения, реактивной мощности $ИОРМ$, изменения напряжения $ИОИН$, тока нагрузки генератора $ИОТГ$ и тока его возбуждения $ИОТВ$. Каждый из них включает в себя обязательные функциональные элементы: задающий $ЗЭ$, измерительный преобразователь ($ИП$) и элемент сравнения непрерывного действия $ЭСНД$. В состав ИО входят соответствующие измерительные преобразователи активной $ИПАМ$ и реактивной $ИПРМ$ мощности, амплитуды напряжения и частоты скольжения, угла положения ротора, токов статора и ротора и ортогональных составляющих тока возбуждения. Измерительные органы напряжения и активной мощности и ИО реактивной мощности и разности ортогональных составляющих тока возбуждения содержат реальные дифференциаторы $AD1$, $AD2$ и активные интеграторы $AJ1$, $AJ2$ соответственно.

Суммирование сигналов согласно (3.23) и (3.24) производится активными сумматорами $AW1$, $AW2$. После преобразователя координат $ПК$ и исполнительных усилителей $A1$, $A2$ регулирующие воздействия U_{perd} и U_{perq} управляют через элементы $ЭУ1$, $ЭУ2$ тиристорными возбудителями асинхронизированного генератора. Аналоговый АРВ АСГ выполняется на интегральных микросхемах.

3.5.4. Микропроцессорная автоматическая система управления возбуждением асинхронизированного генератора

Система автоматического управления возбуждением асинхронизированных генераторов типа СУВМ-АС [23] выполнена на высокопроизводительном комплекте БИС серии K1810. Она производит измерительное преобразование в цифровом виде параметров турбогенератора, обрабатывает дискретную информацию о его состоянии, вычисляет регулирующие воздействия в соответствии с алгоритмами (3.23), (3.24), формирует импульсы токов управления тиристорами возбудителей и выводит цифровую информацию о состоянии автоматической системы регулирования. Как и в ранее описанных микропроцессорных устройствах, для обеспечения надежности функционирования применяются два взаиморезервируемых комплекта вычислительных средств.

Выходные сигналы $U_X(nT)$ и $U_Y(nT)$ вычислительной части являются следующими z -операторными функциями режимных параметров: изменения активной мощности $\Delta'P$ при электромеханических переходных процессах, отклонения реактивной мощности ΔQ от предписанной, изменения напряжения генератора $\Delta'U_\Gamma$, отклонений частоты скольжения $\Delta\omega_s$ и угла $\Delta\delta$, разности токов возбуждения и превышения токами статора ΔI_Γ и ротора ΔI_B их номинальных значений [см. (2.7)—(2.7д)]:

$$U_Y(\bar{z}) = \frac{k_P}{1 + T/T_{\text{д.р}}} \frac{1 - z^{-1}}{1 - z^{-1}/(1 + T/T_{\text{д.р}})} \Delta P(\bar{z}) - k_\omega \Delta\omega_s(\bar{z}) + k_\delta \Delta\delta(\bar{z}) + \frac{T}{k_{I_\Pi} (1 - z^{-1})} [I_{\text{вд}}(\bar{z}) - I_{\text{вq}}(\bar{z})]; \quad (3.26)$$

$$U_X(\bar{z}) = \frac{k_U}{1 + T/T_{\text{д.р}}} \frac{1 - z^{-1}}{1 - z^{-1}/(1 + T/T_{\text{д.р}})} \Delta U(\bar{z}) + \frac{T}{k_{Q_\Pi} (1 - z^{-1})} \Delta Q(\bar{z}) + k_{I_\Gamma} \Delta I_\Gamma(\bar{z}) + k_{I_B} \Delta I_B(\bar{z}). \quad (3.27)$$

В соответствии с (3.26), (3.27) и аналогично (3.19) выходные сигналы $U_Y(nT)$ и $U_X(nT)$ двух каналов вычислительной части регулятора являются следующими функциями дискретного времени:

$$U_Y(nT) = \frac{k_P}{1 + T/T_{\text{д.р}}} [\Delta P(nT) - \Delta P(nT - T)] - \frac{1}{1 + T/T_{\text{д.р}}} \Delta'P(nT - T) - k_\omega \Delta\omega_s(nT) + k_\delta \Delta\delta(nT) + \frac{T}{k_{I_\Pi}} [I_{\text{вд}}(nT) - I_{\text{вq}}(nT)] + \Delta_{\Pi I} [I_{\text{вд}}(nT - T) - I_{\text{вq}}(nT - T)]; \quad (3.28)$$

$$U_X(nT) = \frac{k_U}{1 + T/T_{\text{д.р}}} [\Delta U(nT) - \Delta U(nT - T)] - \frac{1}{1 + T/T_{\text{д.р}}} \Delta'U(nT - T) + \frac{T}{k_{Q_\Pi}} \Delta Q(nT) + \Delta_{\Pi Q} Q(nT - T) + k_{I_\Gamma} \Delta I_\Gamma(nT) + k_{I_B} \Delta I_B(nT), \quad (3.29)$$

где $\Delta'U(nT - T)$, $\Delta'P(nT - T)$ — дискретные выходные сигналы цифровых реальных дифференциаторов (сигналы изменений напряжения и мощности) в предшествующий интервал дискретизации.

Как видно из (3.26), (3.27), сигналы об изменениях напряжения $\Delta'U(nT)$ и активной мощности $\Delta'P(nT)$ формируются аналогично сигналу по изменению частоты $\Delta'f(nT)$ в АРВ СДМ [см. (3.14)], а сигналы об отклонениях реактивной мощности и разности токов возбуждения формируются цифровыми интеграторами: $\Delta_{иI}[I_{вд}(nT - T) - I_{вq}(nT - T)]$, $\Delta_{иQ}Q(nT - T)$ — дискретные выходные сигналы интеграторов в предшествующий интервал дискретизации.

На рис. 3.26 приведена функциональная схема СУВМ-АС [23]. Основной ее частью является вычислительная ВЧ, состоящая из микропроцессоров МП1, МП2 типа К1810ВМ86, микросхемы памяти данных и интерфейсов ППИ, элемента (модуля) ввода ВДС и вывода (управления выходными реле УВР и выходных реле ВР) дискретных сигналов, модуля аналогового ввода/вывода АВВ, содержащего АЦП и ЦАП, таймерного элемента измерения временных интервалов ИВИ и модулей импульсно-фазового управления ИФУ. Модуль ППИ обеспечивает реализацию программного измерительного преобразования частот напряжения и вращения АСГ, угла положения его ротора и формирования цифровых сигналов на основе времяимпульсных преобразований.

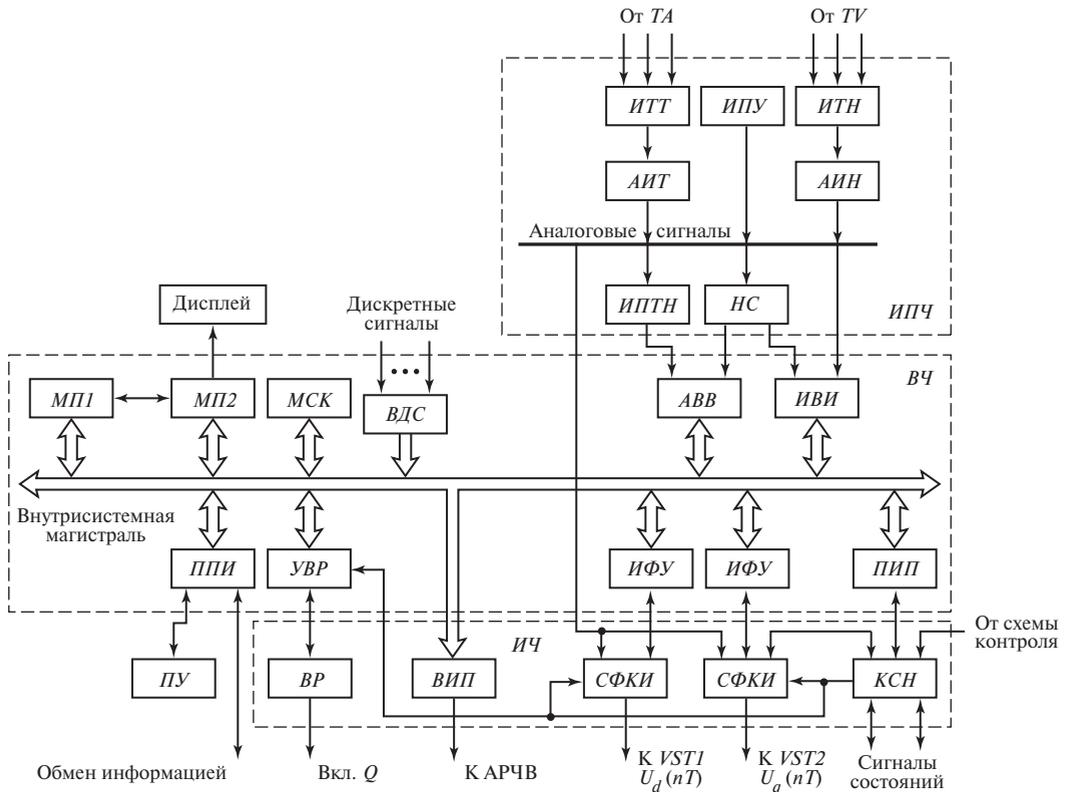


Рис. 3.26. Схема микропроцессорной системы управления возбуждением асинхронизированного генератора

Устройство связи с объектом (измерительно-преобразовательная *ИПЧ* и исполнительная *ИЧ* части) обеспечивает гальваническое отделение (развязку) цепей микропроцессорной *ВЧ* от внешних цепей и содержит аналоговые измерительные элементы преобразования по уровню трехфазных и однофазных токов *АИТ* и напряжений *АИН* (с активными вторичными измерительными трансформаторами *ИТТ*, *ИТН* [8]) измерительного преобразования токов и напряжений *ИПТН*. Они формируют аналоговые сигналы информации о средних значениях напряжения генератора, токов статора АСГ, активной и реактивной их составляющих. Сигналы в виде изменяющихся по абсолютному значению и по знаку постоянных токов формируются выпрямительными измерительными преобразователями с частотными выходными фильтрами [8].

Модуль нормализации сигналов *НС* приводит к унифицированному виду и уровню сигналы измерительного преобразования угла *ИПУ* положения ротора, в частности формирует опорное синусоидальное напряжение (см. рис. 4.3), и сигналы измерительных преобразователей токов возбуждения АСГ.

Выходные модули синхронизации, формирования и контроля импульсов *СФКИ* являются частью устройства импульсно-фазового управления *ИФУ* реверсивными тиристорными возбудителями *VST1* и *VST2*.

На схеме показан также модуль системного контроля *МСК* и сигнализации неисправностей *МСН* рабочего микропроцессорного комплекта и сигналов выводов результатов вычислительных операций из резервного комплекта, а также пульт управления *ПУ*.

Выполнение функциональных операций, соответствующих алгоритмам регулирования (3.26) и (3.27), достигается программным обеспечением, включающим следующие группы программ: инициализации и стартового контроля, организации вычислительного процесса функциональной реализации алгоритмов управления и регулирования, защитной функции и сервисного контроля.

Как указывалось, формирование цифровых сигналов о режимных параметрах производится на основе времяимпульсных преобразований с использованием счетчика (модуль *ИВИ*) для фиксирования длительностей временных интервалов. В частности, частота, разность частот и углы сдвига фаз определяются способами, применяемыми в программных измерительных органах АРВ СДМ (см. п. 3.5.1.1).

Программными средствами формируются и импульсно-фазовые регулирующие воздействия на тиристоры возбудителей: сигналы управления фазой импульсного тока включения тириستоров представляют собой двоичный код.

Кроме осуществления непростых алгоритмов автоматического регулирования возбуждения асинхронизированного генератора микропроцессорная система типа СУВМ-АС обеспечивает автоматическое управление пуском, подготовкой воздействий на АРЧВ через времяимпульсный преобразователь *ВИП*, включением на параллельную работу (синхронизацией) и нагружением турбогенератора. Защитными функциями СУВМ-АС являются ограничения перегрузок турбогенератора по токам ротора и статора по условию допустимого нагрева, максимального тока возбуждения и минимального возбуждения в синхронном режиме работы только с одной обмоткой ротора.

Сервисные функции, являющиеся специфичными, свойственными только микропроцессорным автоматическим системам, как и аналогичные для АС-М, ЭЧСР-М и АРВ СДМ, обеспечивают удобство их технического обслуживания и высокий уровень производственной культуры в технике автоматического управления процессом производства и передачи электроэнергии.

3.6. Контрольные вопросы

1. Как функционируют программные измерительные органы напряжения (см. рис. 3.20) и изменения Δf частоты (см. рис. 3.21) микропроцессорного автоматического регулятора возбуждения АРВ СДМ?
2. Каково назначение и как действует программный измерительный орган комбинации реактивного и активного тока синхронного генератора в АРВ СДМ (см. рис. 3.20)?
3. Как выполняется и как действует аналоговая часть измерительных органов напряжения и изменения частоты (см. рис. 3.22 и 3.23) микропроцессорного ПИД-регулятора возбуждения АРВ-М?
4. Как действуют программные измерительные органы напряжения и изменения частоты АРВ-М (см. рис. 3.23, а, б)?
5. Как производится преобразование p -изображения алгоритма аналогового АРВ СД в z -изображение алгоритма микропроцессорного АРВ СДМ, и как математически описывается алгоритм его функционирования?
6. Какие известны микропроцессорные АРВ, функционирующие по ПИД-алгоритмам? Каково назначение интегральной составляющей их алгоритма?
7. Из каких структурных звеньев состоит структурная схема (см. рис. 3.24) микропроцессорного ПИД-регулятора возбуждения? Каковы их z -передаточные функции?
8. В чем состоят особенности возбуждения асинхронизированного генератора и как функционирует автоматическая система регулирования его возбуждения (см. рис. 3.25)? Каково функциональное назначение, по каким алгоритмам функционируют два канала автоматического регулирования возбуждения асинхронизированного генератора?
9. Каково математическое описание алгоритма цифрового автоматического регулятора возбуждения асинхронизированного генератора?
10. Как функционирует микропроцессорная система автоматического управления возбуждением АСГ типа (СУВМ-АС) (см. рис. 3.26).

3.7. Заключение

Автоматическое управление напряжением и реактивной мощностью синхронных генераторов обеспечивает выработку и передачу электроэнергии требуемого качества. Оно осуществляется как непрерывно действующее автоматическое регулирование возбуждения синхронных генераторов.

В зависимости от мощности и вида возбуждения синхронных генераторов производится пропорциональное (при электромашинных возбудителях), пропорцио-

нально-дифференциальное и пропорционально-интегрально-дифференциальное (при тиристорном и бесщеточном возбуждении) автоматическое регулирование, обеспечивающее повышение устойчивости функционирования электроэнергетических систем. Поэтому изучение принципов действия и способов технического выполнения автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов является необходимым при подготовке инженеров-электроэнергетиков.

Бурное обновление элементной базы от аналоговой электромагнитной до цифровой микропроцессорной обусловило создание и ввод в эксплуатацию различных по техническому выполнению автоматических регуляторов. Основные из них, находящиеся и внедряемые в эксплуатацию, представлены в методически переработанном виде, обеспечивающем восприятие их действия.

Математическое описание алгоритмов функционирования аналоговых АРВ с использованием p -изображений и цифровых АРВ с использованием z -изображений их алгоритмов обеспечивает необходимый научно-технический уровень изучения техники автоматического регулирования.

В ближайшей перспективе намечается широкое внедрение в электроэнергетику асинхронизированных генераторов, обладающих важными общеэлектроэнергетическими достоинствами [110]. Поэтому в информационный блок для углубленного изучения включены выполненные к настоящему времени разработки по двухканальным аналоговому и микропроцессорному регуляторам продольного и поперечного возбуждения асинхронизированных генераторов.

В заключение рассмотрен уровень научно-технической проработки проблемы создания адаптируемого к ситуации в электроэнергетической системе самонастраивающегося (робастного) микропроцессорного автоматического регулятора возбуждения синхронных генераторов.

3.8. Тесты

1. Какая из указанных задач автоматического регулирования возбуждения синхронных генераторов является главной:

- 1) поддержание номинального напряжения на зажимах потребителей электроэнергии;
- 2) повышение статической и динамической устойчивости ЭЭС;
- 3) поддержание номинального напряжения на зажимах генератора;
- 4) выдача генератором реактивной мощности, необходимой для передачи электроэнергии, путем поддержания заданного напряжения на шинах высшего напряжения электростанции.

2. При каком возбуждении синхронного генератора автоматическое регулирование возбуждения «сильного» действия наиболее эффективно:

- 1) электромашинном постоянном токе;
- 2) электромашинном переменном токе с диодными выпрямителями;

- 3) бесщеточном электромашинном с вращающимися диодными выпрямителями;
- 4) управляемом тиристорном возбуждении.

3. По какому алгоритму наиболее эффективно функционируют автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) синхронных генераторов с тиристорным возбуждением:

- 1) пропорциональному (П-) алгоритму;
- 2) пропорционально-интегральному (ПИ-) алгоритму;
- 3) пропорционально-дифференциальному (ПД-) алгоритму;
- 4) пропорционально-дифференциально-интегральному (ПИД-) алгоритму.

4. Какой измерительный орган АРВ «сильного» действия (АРВ СД) формирует сигналы, обеспечивающие повышение статической и динамической устойчивости синхронной работы электростанции с ЭЭС (см. рис. 3.8):

- 1) измерительный орган напряжения (ИОН);
- 2) измерительный орган реактивного и активного токов (ИОР и АТ);
- 3) измерительный орган тока ротора генератора (ИОТР);
- 4) измерительный орган изменения частоты (ИОИЧ).

5. Как формируются сигналы по отклонениям действующего значения напряжения ΔU и частоты Δf измерительными органами напряжения ИОН (см. рис. 3.9) и изменения частоты ИОИЧ электромагнитного АРВ СД:

1) интегрированием мгновенного напряжения генератора и постоянного напряжения в течение длительностей полупериодов изменения напряжения генератора и сравнением напряжений на выходах интеграторов с постоянными напряжениями, моделирующими напряжение и его частоту, т.е. уставками регулятора, активными вычитателями;

2) запоминанием мгновенных амплитудных значений напряжения и интегрированием постоянного напряжения в течение длительности его полупериода и указанным сравнением амплитуды и напряжения на выходе интегратора с уставками;

3) выпрямлением напряжения генератора и двух токов, являющихся разными функциями частоты, и сравнением выпрямленных токов (первого с током, моделирующим уставку регулятора по напряжению) путем их магнитного вычитания;

4) выпрямлением напряжения генератора и двух токов, являющихся разными функциями частоты, и сравнением среднего значения выпрямленного напряжения с напряжением стабилитронов, а выпрямленных токов — сравнения путем магнитного вычитания их средних значений.

6. Как формируются сигналы, отображающие скорости изменения действующего значения dU/dt и изменения частоты $\Delta'f$ напряжения синхронного генератора электромагнитным АРВ СД (см. рис. 3.9):

1) идеальными активными на интегральных операционных усилителях (ИОУ) дифференциаторами;

2) реальными (с большой постоянной времени) пассивными RC -дифференциаторами;

3) сигнал по dU/dt идеальным активным, а сигнал $\Delta'f$ реальным пассивным RC -дифференциатором;

4) пассивными RC -дифференциаторами, но сигнал по dU/dt — близким к идеальному (с малой постоянной времени), а сигнал $\Delta'f$ — реальным (с большой постоянной времени).

7. Как формируются сигналы по отклонениям напряжения ΔU и частоты Δf измерительными органами напряжения и изменения частоты микропроцессорным АРВ СДМ (см. рис. 3.20 и 3.21):

1) интегрированием мгновенного напряжения генератора и постоянного напряжения в течение длительностей полупериодов изменения напряжения генератора и сравнением напряжений на выходах интеграторов с постоянными напряжениями, моделирующими напряжение и его частоту, т.е. уставками регулятора, активными вычитателями;

2) выпрямлением напряжения генератора и двух токов, являющихся разными функциями частоты, и сравнением выпрямленных токов (первого с током, моделирующим уставку регулятора по напряжению) путем их магнитного вычитания;

3) запоминанием амплитудных мгновенных значений напряжения генератора и интегрированием постоянного напряжения в течение длительности его полупериода и указанным сравнением амплитуды и напряжения на выходе интегратора с уставками;

4) запоминанием амплитуды мгновенных значений напряжения генератора и счетом единичных импульсов в течение длительности периода его изменения и их сравнением с числами, отображающими уставку АРВ СД по напряжению и номинальную частоту.

8. Как формируются цифровые сигналы, отображающие реактивный I_p и активный I_a токи синхронного генератора, в АРВ СДМ (см. рис. 3.20):

1) численным перемножением мгновенных значений напряжения и тока одной из фаз генератора и перемножением мгновенных значений тока и напряжения, сдвинутого по фазе на угол $\pi/2$;

2) численным перемножением мгновенных значений тока генератора на ортогональные (синусную и косинусную) составляющие стабилизированного по амплитуде напряжения;

3) запоминанием мгновенных значений фазного тока генератора в моменты перехода мгновенного междуфазного напряжения через амплитуду и нуль соответственно;

4) запоминанием мгновенных значений фазного тока генератора в моменты перехода одноименного фазного мгновенного напряжения через нуль и амплитуду соответственно.

9. Чем различаются алгоритмы функционирования микропроцессорных автоматических регуляторов возбуждения токов АРВ СДМ и АРВ-М:

1) первый (АРВ СДМ) функционирует по ПД-алгоритму, а второй (АРВ-М) — по ПИ-алгоритму;

2) первый — по ПИД-, а второй — по ПД-алгоритмам;

- 3) первый — по П-, а второй — по ПД-алгоритмам;
- 4) первый — по ПД-, а второй — по ПИД-алгоритмам.

10. В чем состоит главная особенность автоматического регулирования возбуждения асинхронизированного генератора (см. рис. 3.25):

- 1) в использовании дополнительных сигналов по изменениям активной мощности;
- 2) в использовании ПИД-алгоритма автоматического регулирования;
- 3) в формировании дополнительных сигналов по реактивной мощности и скорости ее изменения;
- 4) в двухканальном автоматическом регулировании тока возбуждения в двух обмотках ротора по разным алгоритмам.

АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Структура главы

- 4.1. Учебно-информационный блок. Назначение и особенности автоматического управления напряжением и реактивной мощностью. Принципы действия автоматических регуляторов
- 4.2. Контрольные вопросы
- 4.3. Дополнительный информационный блок. Автоматические регуляторы напряжения и реактивной мощности в электрических сетях
- 4.4. Контрольные вопросы
- 4.5. Информационный блок для углубленного изучения. Микроэлектронные и микропроцессорные автоматические регуляторы
- 4.6. Контрольные вопросы
- 4.7. Заключение
- 4.8. Тесты

Целью данной темы является изучение способов и технических средств автоматики, обеспечивающих заданные напряжения на шинах общесистемных и распределительных подстанций, потоки реактивной мощности, необходимые для передачи и потребления электроэнергии, и номинальное напряжение на зажимах ее приемников как один из основных показателей качества электроэнергии. Это достигается путем управляющих воздействий автоматических регуляторов возбуждения синхронных компенсаторов и электродвигателей, регуляторов реактивной мощности непрерывно и дискретно управляемых статических ее источников (статических компенсаторов) и автоматических регуляторов коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов.

4.1. Учебно-информационный блок. Назначение и особенности автоматического управления напряжением и реактивной мощностью. Принципы действия автоматических регуляторов

4.1.1. Назначение и особенности автоматического управления реактивной мощностью

Синхронные генераторы электрических станций при полной их загрузке работают с высоким коэффициентом мощности $\cos\varphi_r$, т.е. генерируют относительно небольшую реактивную мощность, а ее потребление ими ограничено статической устойчивостью параллельной работы электрических станций. Современные линии электропередачи высокого и сверхвысокого напряжений являются мощными управляемыми генераторами при передаваемой мощности $P_{л}$, меньшей натуральной $P_{нат}$, или потребителями при $P_{л} > P_{нат}$ реактивного тока. Традиционные современные генераторы реактивной мощности — синхронные компенсаторы — функционируют как управляемые реверсивные ее источники, т.е. и как ее потребители.

Созданы и продолжают разрабатываться новые непрерывно управляемые тиристорными устройствами реакторные (потребляющие) и реакторно-конденсаторные (реверсивные) статические компенсаторы реактивной мощности (СТК), предназначенные для подключения к шинам электрических станций и промежуточных узловых подстанций магистральных электропередач [30].

Реверсивные управляемые синхронные и статические компенсаторы реактивной мощности обеспечивают:

- требуемые режимы работы электропередач по напряжению и реактивной мощности;
- эффективное демпфирование колебаний роторов (качаний) синхронных генераторов;
- высокие пределы передаваемой активной мощности по условиям статической и динамической устойчивости;

- симметрирование напряжений и токов даже в неполнофазных режимах работы электропередач;

- предотвращение коммутационных перенапряжений на линиях и улучшение условий гашения электрической дуги однофазного короткого замыкания (КЗ) при отключениях только одного поврежденного провода воздушной линии.

Трансформаторы и автотрансформаторы связи шин различных напряжений электростанций имеют устройства для изменения коэффициента трансформации — регулирования под нагрузкой (УРПН), необходимые для управления перетоками реактивной мощности и поддержания напряжений шин на согласованных уровнях. Разрабатываются высоконадежные тиристорные УРПН.

Указанные управляемые электроэнергетические объекты оснащаются автоматическими регуляторами реактивной мощности (АРРМ) и автоматическими регуляторами коэффициента трансформации (АРКТ) соответственно. Особенности АРРМ являются практическая безынерционность и, как правило, непрерывность действия, а особенностью АРКТ — дискретность действия с относительно большими временными задержками.

На распределительных подстанциях установлены традиционные конденсаторные источники реактивной мощности, дискретно управляемые АРРМ, переключа-

ющими секции конденсаторов воздействием на электромеханические или тиристорные выключатели. Разрабатываются и внедряются и непрерывно управляемые источники реактивной мощности (ИРМ) с тиристорными преобразователями.

Все трансформаторы и автотрансформаторы подстанций имеют встроенные УРПН и поставляются комплектно с АРКТ. Основным назначением ИРМ и трансформаторов с УРПН является обеспечение указанного показателя качества электроэнергии — практически постоянного напряжения на зажимах ее приемников при любых изменениях потребляемой ими активной мощности.

4.1.2. Особенности автоматического регулирования реактивной мощности синхронных компенсаторов

Синхронный компенсатор (СК) — традиционный генератор реактивной мощности, используется в современных ЭЭС и как ее управляемый потребитель. Режим генерирования (выдачи) или потребления определяется возбуждением СК. В соответствии с U-образной его характеристикой (рис. 4.1, а) при номинальном возбуждении $I_{в.ном}$ синхронный компенсатор выдает реактивную мощность

$$Q_{СК ном} = E_{q ном} (E_{q ном} - U_{ш}) / x_d, \quad (4.1)$$

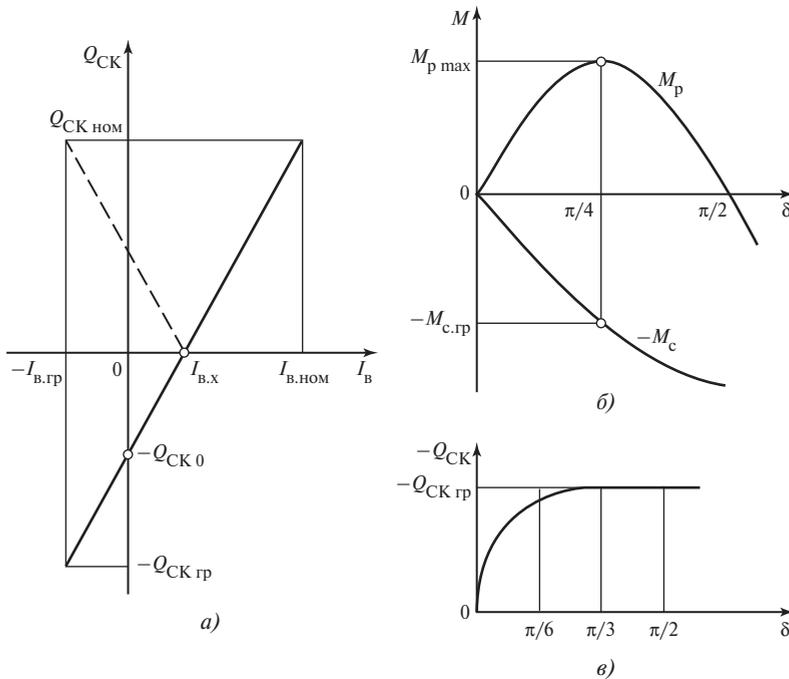


Рис. 4.1. Характеристики синхронного компенсатора:

а — идеальная U-образная характеристика; б — зависимость вращающих моментов от положения ротора; в — зависимость потребляемой реактивной мощности от внутреннего угла δ

а при отсутствии возбуждения ($I_B = 0$) — потребляет реактивную мощность

$$|-Q_{СК0}| = U_{ш}^2/x_d \sim 0,5Q_{СКном}. \quad (4.2)$$

Наибольшая возможная загрузка СК потребляемой реактивной мощностью достигается или при граничном отрицательном токе возбуждения $-I_{в.гр}$ или при отсутствии возбуждения ($I_B = 0$) и внутреннем угле компенсатора $\delta = \pi/2$, т.е. при расположении ротора по поперечной оси. При этом

$$|-Q_{СКгр}| = U_{ш}^2/x_q \approx 0,75Q_{СКном}. \quad (4.3)$$

Граничный режим потребления реактивной мощности определяется условием устойчивости работы СК — сохранением синхронизма. Синхронизирующий вращающийся момент создается синхронным электромагнитным M_c и реактивным (обусловленным явнополюсностью) M_p моментами:

$$\left. \begin{aligned} M_c &= \frac{E_q U_{ш}}{x_d} \sin \delta; \\ M_p &= \frac{U_{ш}}{2} \frac{x_d - x_q}{x_d x_q} \sin 2\delta. \end{aligned} \right\} \quad (4.4)$$

В частности, при отсутствии возбуждения СК удерживается в синхронизме только за счет реактивного момента. При отрицательном возбуждении синхронный момент противодействует реактивному и ухудшает устойчивость работы СК.

При отрицательном возбуждении наибольшая потребляемая реактивная мощность $-Q_{СКгр}$ теоретически достигается в граничном режиме при $\delta = 0$. Практически в связи с наличием потерь активной мощности (на вентиляцию, трение) мощность $-Q_{СКгр}$ достигается при угле $\delta \approx \pi/10$ (рис. 4.1, в).

В граничном режиме СК выпадает из синхронизма. Согласно (4.4) и рис. 4.1, б при $\delta = \pi/4$ моменты равны:

$$|-M_{с.гр}| = M_{p\max}, \quad (4.5)$$

а при $\delta > \pi/4$ синхронизирующий момент отрицательный. Даже при отсутствии отрицательного возбуждения угол $\delta > \pi/4$ увеличивается, поскольку реактивный момент уменьшается. При $\delta = \pi/2$, т.е. при положении ротора по поперечной оси, сопротивление статора равно x_q и потребляемая мощность достигает наибольшего значения по (4.3) при отсутствии возбуждения ($I_B = 0$). Но такой режим возможен только в условиях искусственной устойчивости СК.

Искусственная устойчивость работы СК при расположении ротора по поперечной оси обеспечивается быстродействующим знакопеременным автоматическим регулированием реверсивного возбуждения СК по отклонениям угла $\pm\Delta\delta$ от граничного значения $\delta_{гр} = \pi/2$. Возникающие при этом положительный или отрицательный синхронизирующие вращающиеся моменты замедляют или ускоряют

ротор, который, вибрируя, удерживается в динамически равновесном положении по поперечной оси. Обмотка возбуждения СК при этом выполняет роль только удерживающей ротор в указанном положении. Такую же роль удерживания ротора в положении по продольной оси, т.е. при угле $\delta = 0$ и отрицательном возбуждении, может выполнять вторая — обмотка возбуждения, расположенная по поперечной оси ротора.

Такие СК с двумя обмотками возбуждения — основной продольной и удерживающей поперечной — могут загружаться любой, ограниченной лишь термической стойкостью обмоток статора, потребляемой реактивной мощностью при угле положения ротора $\delta \approx 0$.

Режим значительного потребления реактивной мощности возможен только при автоматическом знакопеременном регулировании тока возбуждения I_{vq} в поперечной обмотке $LG2$ (см. рис. 4.6). Потребляемая реактивная мощность определяется током возбуждения I_{vd} в основной (продольной) $LG1$ обмотке ротора.

Таким образом, как и в асинхронизированном генераторе (см. п. 3.5.3), автоматическое регулирование возбуждения СК с поперечной обмоткой ротора осуществляется двумя отдельными регуляторами, которые в отличие от двух каналов АРВ АСГ не взаимодействуют. Источниками токов возбуждения синхронного компенсатора I_{vd} , I_{vq} служат два реверсивных тиристорных возбудителя, управляемых двумя указанными автоматическими регуляторами АРВ- d и АРВ- q .

Первый из указанных регуляторов АРВ- d имеет лишь одно назначение — поддерживать напряжение на шинах электростанции $U_{ш}$ или подстанции путем изменения генерируемой или потребляемой реактивной мощности СК. Он представляет собой пропорционально-дифференциальный (ПД) регулятор, формирующий регулирующее воздействие по отклонению напряжения $\Delta U_{ш}$ и его производной $dU_{ш}/dt$.

Задачами второго регулятора АРВ- q являются: удержание СК в режиме искусственной устойчивости при положении ротора по продольной оси и отрицательном токе возбуждения I_{vd} , не ограничиваемом условием равенства (4.5) отрицательного электромагнитного и положительного реактивного вращающих моментов; предотвращение самораскачивания ротора и демпфирование его колебаний и поддержание угла $\delta \approx 0$. Поэтому регулирующее воздействие $U_{per q}$ формируется ПД-регулятором, функционирующим по отклонениям угла $\Delta\delta$ от $\delta = 0$ и по его первой и второй производным.

Таким образом достигается полное использование синхронных компенсаторов в режиме не только генерирования, но и потребления реактивной мощности, причем возможна даже кратковременная, ограниченная лишь термической стойкостью, форсировка СК по реактивной мощности. Повышение скорости набора реактивной нагрузки и снижение инерционности СК с поперечной обмоткой ротора достигаются частичной компенсацией его переходного сопротивления x'_d конденсаторами, включаемыми в цепь статора. Такие компенсированные СК имеют и другие полезные в смысле автоматического управления напряжением и реактивной мощностью свойства [83].

4.1.3. Автоматическое регулирование реактивной мощности статических компенсаторов

Возможность непрерывного управления мощностью реакторов и дискретного изменения мощности конденсаторных установок мощными тиристорными управляемыми устройствами и тиристорными выключателями соответственно обусловила разработку реверсивных статических управляемых компенсаторов (СТК), более надежных, быстродействующих и менее дорогих, чем вращающиеся синхронные компенсаторы. В связи с выявившимися особенностями коммутации секционированных конденсаторных установок оказалось целесообразным выполнять СТК состоящими из непрерывно управляемой реакторной части LR и постоянно включенной или только включаемой и отключаемой в целом конденсаторной установки CB (см. рис. 4.7, *a*). Поскольку непрерывно управляемые реакторные СТК в режимах малой загрузки потребляемой реактивной мощностью (при больших углах включения тиристоров $\pi/2 < \alpha < 2\pi/3$) генерируют гармонические составляющие напряжения и тока, пришлось их секционировать и осуществлять дискретно-непрерывное управление их мощностью, т.е. производить включение и отключение отдельных реакторов с непрерывно изменяемой мощностью каждого из них тиристорными преобразователями, работающими с малыми углами включения тиристоров $\pi/6 < \alpha < \pi/2$. Поэтому определились два типа СТК, состоящих из отдельных секций (модулей): один с постоянно подключенной конденсаторной установкой, другой с периодически коммутируемой.

Первый тип СТК является частично, а второй полностью реверсивным. Например, СТК одной из электропередач напряжением 1150 кВ состоит из 14 реакторных непрерывно управляемых модулей, потребляющих реактивную мощность до -1100 Мвар, и конденсаторной установки мощностью $+300$ Мвар [30]. Реверсивный СТК мощностью $+55$ Мвар содержит непрерывно управляемую тиристорным преобразователем VST (см. рис. 4.7, *a*) реакторную часть LR и дискретно управляемую несекционированную, т.е. включаемую или отключаемую, конденсаторную установку CB напряжением 10 или 20 кВ [25].

Для реверсивного СТК разработан автоматический регулятор реактивной мощности непрерывно-дискретного действия [30].

4.1.4. Особенности автоматического регулирования коэффициента трансформации

Основные особенности автоматического регулирования коэффициента трансформации трансформаторов и автотрансформаторов обуславливаются дискретностью его изменения при переключении ответвлений обмоток и относительной сложностью и инерционностью процесса переключения электромеханическими УРПН. На рис. 4.2 показаны схемы, соответствующие основным коммутационным операциям переключения двух соседних ответвлений с реакторным ограничителем тока замыкания между ними, возникающего в процессе переключения.

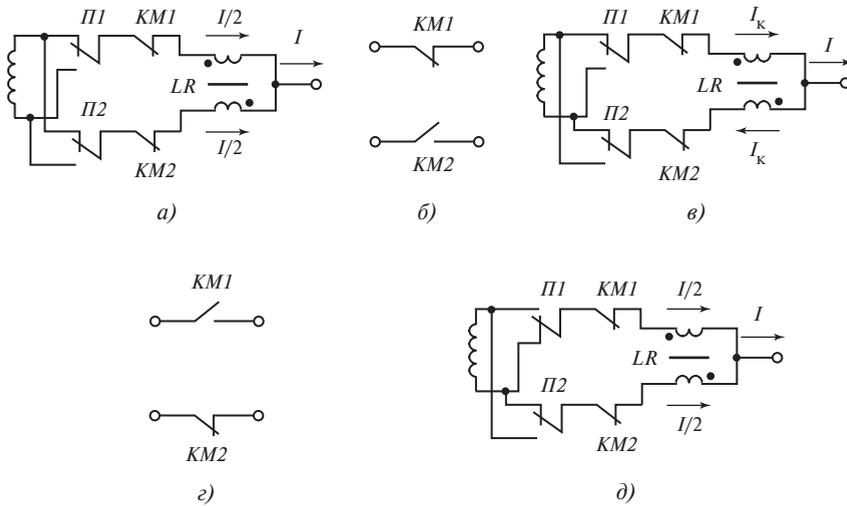


Рис. 4.2. Схемы переключения одного ответвления от обмотки трансформатора с УРПН

В установившемся режиме работы — до переключения (рис. 4.2, а) или после переключения (рис. 4.2, д) — реактор LR не оказывает влияния на работу трансформатора: по его двум встречно включенным обмоткам проходят одинаковые токи и его результирующее реактивное сопротивление равно нулю.

Первой операцией процесса переключения является размыкание контакта $КМ2$ контакторов в цепях обмоток реактора (рис. 4.2, б). Ток нагрузки проходит по одной обмотке реактора, обладающего определенным сопротивлением. Затем происходит изменение положения контакта $П2$ переключателя ответвлений в условиях отсутствия тока, после чего контакт $КМ2$ снова замыкается и соединяет два ответвления через согласно включенные обмотки реактора (рис. 4.2, в). Значительное сопротивление реактора ограничивает ток I_k в цепи замыкания двух ответвлений. Далее размыкается контакт $КМ1$ (рис. 4.2, з), изменяется положение контакта переключателя $П1$ без разрыва цепи тока и контакт $КМ1$ снова замыкается (рис. 4.2, д). Переключающее устройство приводится в движение электродвигателем и поэтому содержит механическое устройство, преобразующее непрерывное его вращательное движение в дискретное переключателя (мальтийское колесо). При переключении двух соседних ответвлений напряжение трансформатора на обмотке без ответвлений изменяется на ступень регулирования $\Delta U_{*c.p} = 1,25 \div 2,5 \%$.

Основными особенностями автоматического регулирования коэффициента трансформации являются:

дискретность действия регулятора и нечувствительность к изменениям напряжения, меньшим ступени регулирования;

действие с относительно большой выдержкой времени для предотвращения переключений при кратковременных изменениях напряжения при пусках и самозапусках электродвигателей, удаленных КЗ и в других случаях;

необходимость регулирования напряжения (для понижающих трансформаторов) с отрицательным статизмом для поддержания напряжения у потребителя на неизменном уровне при возрастании нагрузки.

Указанные особенности обуславливают соответствующие требования к измерительной части автоматических регуляторов коэффициентов трансформации, а именно: релейность действия с зоной нечувствительности измерительного органа напряжения;

высокий (близкий к единице) коэффициент отпускания (возврата) релейных элементов;

необходимость ввода в измерительный орган напряжения сигнала по току нагрузки для установки отрицательного статизма.

Высокий коэффициент возврата необходим для обеспечения возможной точности регулирования путем максимального приближения зоны нечувствительности регулятора к ступени регулирования. На рис. 4.3 показаны предписанное, обычно номинальное, напряжение на шинах $U_{ш.ном}$, степень регулирования $\Delta U_{с.р}$, зона нечувствительности $\Delta U_{нч}$ и напряжения срабатывания ΔU_c и возврата ΔU_B релейных элементов измерительного органа, обуславливающих действие регулятора на повышение напряжения ($\Delta U_{с.пв}$; $\Delta U_{в.пв}$) и его снижение ($\Delta U_{с.сн}$; $\Delta U_{в.сн}$).

Необходимым условием настройки регулятора является соотношение $\Delta U_{нч} > \Delta U_{с.р}$, а именно $2\Delta U_B > \Delta U_{с.р}$. С учетом коэффициента отстройки $k_{отс} = 1,05 \div 1,1$ напряжение возврата $\Delta U_B = k_{отс} \Delta U_{с.р} / 2$, а с учетом коэффициента возврата $k_B = \Delta U_B / \Delta U_c$ напряжение срабатывания $\Delta U_c = (k_{отс} / k_B) \Delta U_{с.р} / 2$. Таким образом, зона нечувствительности регулятора

$$\Delta U_{нч} = 2\Delta U_c = (k_{отс} / k_B) \Delta U_{с.р} \quad (4.6)$$

тем ближе к ступени регулирования $\Delta U_{с.р}$, чем ближе к единице коэффициент возврата.

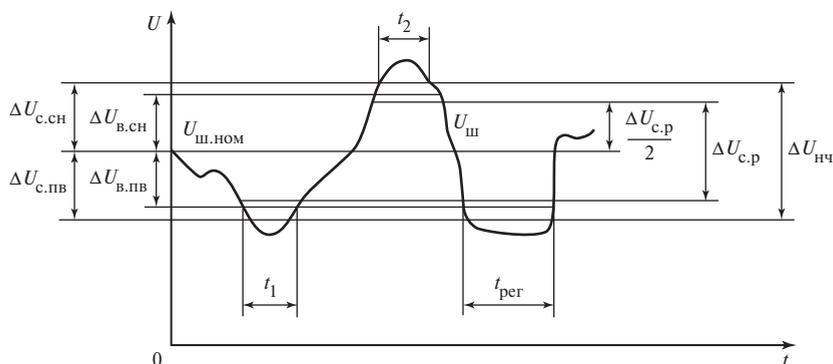


Рис. 4.3. Графики, иллюстрирующие особенности автоматического регулирования коэффициента трансформации посредством УРПН

График изменения напряжения (см. рис. 4.3) показывает, что при изменениях напряжения за пределы зоны нечувствительности на время t_1 или t_2 , меньшее выдержки времени регулятора $t_{\text{рег}}$, переключение ответвлений не происходит; показано и изменение напряжения на $\Delta U_{\text{с.р}}$ при действии регулятора, если $t > t_{\text{рег}}$.

При невыполнении условия (4.6) происходили бы многочисленные переключения ответвлений обмоток то в сторону повышения, то в сторону снижения напряжения, т.е. автоматическое регулирование было бы неустойчивым.

Сложность процесса переключения обмоток, необходимость обеспечения согласованного действия трех однофазных УРПН, шести однофазных или трех трехфазных УРПН при переключениях ответвлений обмоток параллельно работающих трансформаторов или автотрансформаторов и относительно высокая вероятность появления неисправностей в сложных электромеханических устройствах обуславливают еще две особенности автоматического регулирования коэффициента трансформации, а именно однократность и импульсность регулирующего воздействия, и необходимость автоматического контроля завершения переключения и исправности автоматической системы регулирования в целом.

До последнего времени применялся полупроводниковый автоматический регулятор коэффициента трансформации (АРКТ) типа АРТ-1Н.

Объединенным предприятием ООО «АББ Автоматизация» и ЗАО «РАДИУС Автоматика» производятся микропроцессорные автоматические регуляторы типа SPAU341С и РНТ-1 соответственно [4, 87].

4.2. Контрольные вопросы

1. Какие управляемые источники реактивной мощности применяются на общесистемных и распределительных подстанциях? Почему они должны быть реверсивными?

2. Почему синхронные генераторы могут потреблять ограниченную реактивную мощность?

3. Какую относительную реактивную мощность потребляет синхронный компенсатор при отсутствии возбуждения? Почему он не выпадает из синхронизма?

4. Каким условием ограничивается максимально возможная потребляемая синхронным компенсатором реактивная мощность?

5. Как обеспечивается удержание в синхронизме синхронного компенсатора при отрицательном возбуждении и потреблении максимальной реактивной мощности?

6. Как должно изменяться возбуждение синхронного компенсатора в режиме искусственной устойчивости его синхронной работы?

7. В чем состоят назначение и особенности автоматически регулируемых статических источников реактивной мощности?

8. Каково назначение и в чем особенности автоматического регулирования коэффициента трансформации трансформаторов и автотрансформаторов?

9. Как производится переключение ответвлений от обмотки высшего напряжения трансформатора со стороны его нейтрали без разрыва цепи тока (под нагрузкой)?

10. Каковы особенности автоматического регулятора коэффициента трансформации? Чем они обуславливаются?

11. Что такое зона нечувствительности автоматического регулятора коэффициента трансформации, и почему коэффициенты возврата релейных элементов измерительного органа напряжения автоматического регулятора должны быть близкими к единице?

4.3. Дополнительный информационный блок. Автоматические регуляторы напряжения и реактивной мощности в электрических сетях

4.3.1. Автоматические регуляторы возбуждения синхронных компенсаторов

4.3.1.1. Регулятор знакопеременного возбуждения

Основной особенностью автоматического регулятора знакопеременного возбуждения, обусловленной задачей обеспечения искусственной устойчивости СК в режиме потребления реактивной мощности, являются его быстроедействие и необходимость формирования сигнала по отклонению угла δ от значения, близкого к $\pi/2$. Такой полупроводниковый регулятор был разработан и достаточно широко внедрен еще на СК с электромашинным возбуждением постоянного тока. В современной модификации он применяется на СК с тиристорным бесщеточным возбуждением.

Реверсивный возбудитель синхронного компенсатора GC содержит два встречно включенных тиристорных преобразователя $VST1$ и $VST2$ (рис. 4.4). При бесщеточном возбуждении обмотка ротора состоит из двух параллельных ветвей $LG1$, $LG2$, каждая из которых подключена к вращающимся диодным выпрямителям $VS1$, $VS2$, питаемым от двух обращенных синхронных генераторов $GE1$, $GE2$. Генераторы имеют тиристорное возбуждение — тиристорные преобразователи $VST1$, $VST2$, подключенные через трансформатор T к выводам СК. Тиристорные преобразователи в режиме выпрямления через элементы управления $\mathcal{E}V1$, $\mathcal{E}V2$ — формирователи импульсов токов включения тиристоров — управляются положительным и отрицательным напряжением $\pm U_{\text{рег}}$ реверсивного автоматического регулятора.

В режиме генерирования реактивной мощности напряжение $U_{\text{рег}}$ положительно, возбуждение создается первым возбудителем — $GE1$, $VS1$, $VST1$. Оно пропорционально отрицательному отклонению $-\Delta U$ напряжения шин $U_{\text{ш}}$ от предписанного $U_{\text{ш.пр}}$ и его производной в соответствии с характеристикой

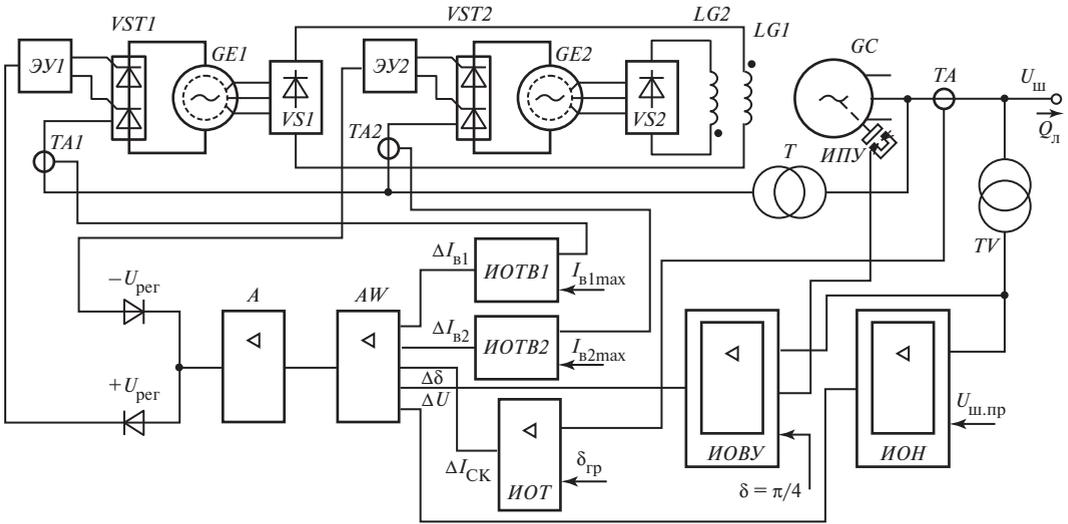


Рис. 4.4. Функциональная схема автоматической системы регулирования возбуждения синхронного компенсатора с реверсивным бесщеточным возбуждением

измерительного органа напряжения ИОН регулятора, подключенного к первичному измерительному трансформатору напряжения TV : $U_{\Delta U} = f(U_{ш})$ (рис. 4.5, а).

При напряжении $U_{ш} > U_{ш.пр}$ (положительном ΔU) регулирующее воздействие $U_{пер}$ отрицательно. При этом $VST1$ закрывается и вступает в действие второй возбудитель — $GE2$, $VS2$, $VST2$, создающий отрицательное возбуждение. После достижения граничного режима по потребляемой реактивной мощности СК стремится к выпадению из синхронизма — его внутренний угол δ увеличивается. При достижении им значения $\delta > \pi/4$ начинается формирование сигнала измерительным органом внутреннего угла ИОВУ, характеристика которого $U_{\Delta\delta} = f(\delta)$ показана на рис. 4.5, б. При этом напряжение $U_{пер}$ пропорционально сумме сигналов измерительных органов $U_{\Sigma} = -U_{\Delta U} + U_{\Delta\delta}$ (рис. 4.5, в).

После достижения углом значения $\delta = \pi/3$ положительное напряжение $U_{\Delta\delta}$ становится равным ограниченному абсолютному значению отрицательного напряжения $|-U_{\Delta U_{max}}|$, а суммарное напряжение $U_{\Sigma} = 0$ (рис. 4.5, в). Соответственно снижается до нуля и регулирующее воздействие $U_{пер} = 0$. Синхронный компенсатор работает при отсутствии возбуждения с углом $\delta = \pi/3$. Потребляемая реактивная мощность согласно характеристике на рис. 4.1, в практически равна $-Q_{СК гр}$. Дальнейшее нарастание угла δ по мере выпадения СК из синхронизма обуславливает положительные напряжения U_{Σ} и $U_{пер}$ (рис. 4.5, в). Снова вступает в действие первый возбудитель, создающий положительное возбуждение: выпадение из синхронизма СК прекращается, угол δ уменьшается. Но при $\delta = \pi/3$ напряжение $U_{пер}$ снижается до нуля и при дальнейшем уменьшении становится отрицательным.

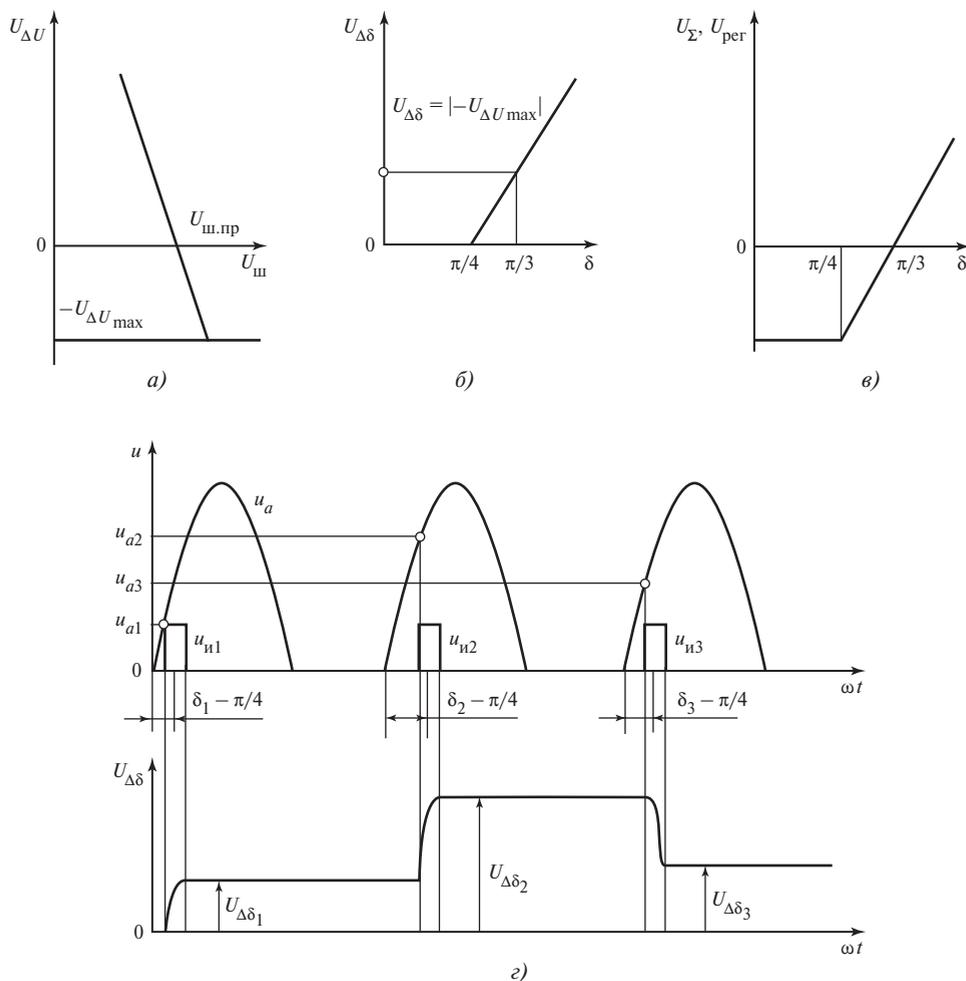


Рис. 4.5. Характеристика измерительных органов:

a — напряжения; *б* — угла; *в* — суммарная характеристика измерительной части; *г* — графики, иллюстрирующие формирование выходного напряжения измерительного органа угла автоматического регулятора знакопеременного возбуждения

Начинает работать второй возбудитель, создающий отрицательное возбуждение, что приводит к возрастанию угла δ . Таким образом, благодаря знакопеременному возбуждению компенсатор искусственно удерживается в синхронизме при угле $\pi/2 > \delta > \pi/3$ и потребляет реактивную мощность $-Q_{СК гр}$.

Быстродействие измерительного органа угла обеспечивается принципом его действия. Напряжение $U_{\Delta \delta}$ формируется запоминанием мгновенного значения синусоидального напряжения, например фазы *A*, статора u_a путем заряда конденсатора в момент появления импульса $u_{и}$ от индукционного измерительного преобразователя (датчика) угла ИПУ (см. рис. 4.4 и 4.5, г). Датчик угла положения

ротора СК состоит из постоянного магнита с обмоткой, расположенного на статоре СК у торца вала ротора. На торце вала размещена пластина из магнитного материала, перекрывающая зазор между полюсами постоянного магнита в момент времени, изменяющийся относительно момента перехода через нуль мгновенного значения напряжения u_a с изменением угла δ синхронного компенсатора. В момент перекрытия зазора между полюсами постоянного магнита в обмотке индуцируется импульс напряжения $u_{и}$, смещающийся по оси времени при изменении угла δ . Соответственно 1 раз за период изменяется напряжение $U_{\Delta\delta}$ на запоминающем конденсаторе (см. рис. 4.5, з).

Измерительные органы напряжения *ИОН*, токов статора *ИОТ* (см. рис. 4.4), подключенного к первичному измерительному трансформатору тока *ТА*, и возбуждения *ИОТВ1*, *ИОТВ2*, подключенных к первичным измерительным трансформаторам тока *ТА1*, *ТА2* (регулятор не допускает длительной перегрузки СК), в полупроводниковом регуляторе выполнены на диодных элементах сравнения с 12-фазными выпрямителями и поэтому не содержат инерционных фильтров [8].

В современном микроэлектронном регуляторе их быстродействие обеспечивается новыми, аналогичными рассмотренным ранее (см. п. 3.3.3.2) способами.

Оригинальную разработку представляет собой и быстродействующий реверсивный тиристорный исполнительный усилитель *A* выходного сигнала сумматора *AW* полупроводникового регулятора. Усилитель выполнен на тиристорах, управляемых импульсными рабочими токами быстродействующих магнитных усилителей [7, 8]. Магнитные усилители, в свою очередь, управляются токами коллекторов транзисторов, образующих, по существу, усилитель постоянного тока с питанием выпрямленным током.

4.3.1.2. Автоматические регуляторы возбуждения синхронных компенсаторов с поперечной обмоткой ротора

Реверсивное изменение возбуждения СК с продольной *LG1* и дополнительной (удерживающей) обмоткой ротора *LG2*, расположенной по поперечной его оси, создается двумя тиристорными возбудителями *VST1*, *VST2* (рис. 4.6), состоящими каждый из двух встречно включенных тиристорных выпрямителей, подключенных через трансформатор *T* к выводам обмоток статора и управляемых двумя автоматическими регуляторами возбуждения *АРВ-d* и *АРВ-q*.

Алгоритмы функционирования автоматических регуляторов определяются их назначением. Регулятор *АРВ-d* обеспечивает поддержание напряжения на шинах $U_{ш}$ путем изменений генерируемой или потребляемой СК реактивной мощности. На него возлагается и задача демпфирования качаний синхронных генераторов электростанций путем создания принудительных колебаний напряжения на шинах с частотой колебаний роторов генераторов с фазой, обеспечивающей эффективное их затухание.

Это достигается использованием сигнала по изменениям активной мощности $\Delta'P_d$ в линии электропередачи, формируемого реальным дифференцирующим звеном. Регулирующее воздействие $U_{пер d}$ определяется суммой сигналов, отоб-

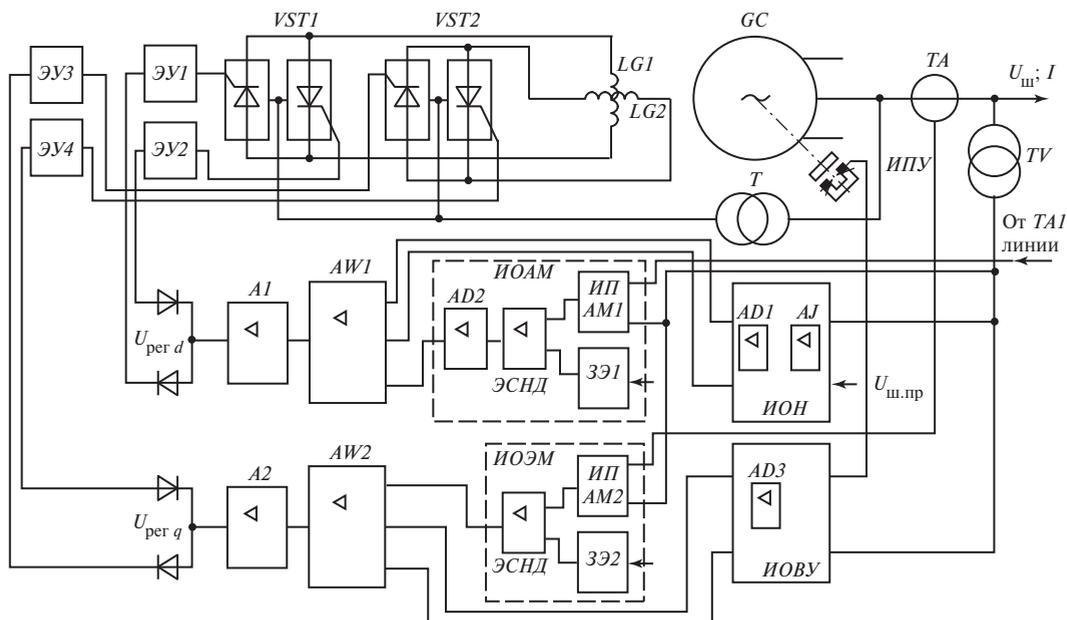


Рис. 4.6. Функциональная схема автоматической системы регулирования возбуждения синхронного компенсатора с поперечной обмоткой ротора

ражающих отклонение напряжения $\Delta U = U_{ш} - U_{ш.пр}$, производную напряжения и изменение мощности $\Delta'P_{л}$. В операторной форме алгоритм автоматического регулирования

$$U_{регd}(\bar{p}) = [k_U \Delta U(\bar{p}) + k'_U p \Delta U(\bar{p}) + k_P P_{л}(\bar{p}) p / (1 + p T_{дп})] / (1 + p T_d). \quad (4.7)$$

Сигнал, формируемый по производной напряжения, стабилизирует автоматическую систему регулирования возбуждения по продольной оси, т.е. предотвращает ее переход в неустойчивый автоколебательный режим, при обычно весьма высоких значениях коэффициента усиления сигнала по отклонению напряжения k_U ($k_U \geq 100$).

Алгоритм автоматического регулирования возбуждения по поперечной оси определяется его назначением, состоящим: в удержании ротора в положении по продольной оси, т.е. при угле $\delta = 0$, в режиме потребления реактивной мощности при отрицательном токе возбуждения в продольной обмотке возбуждения $LG1$; в демпфировании колебаний ротора в этом режиме искусственной устойчивости СК. Поэтому регулятором АРВ- q используются сигналы по отклонению угла $\Delta\delta$ от $\delta = 0$, его производной и отклонению (появлению) электромагнитного момента — активной мощности ΔP на валу СК. В операторном виде алгоритм автоматического регулирования

$$U_{перq}(\bar{p}) = [k_{\delta} \Delta\delta(\bar{p}) + k'_{\delta} p \Delta\delta(\bar{p}) + k_P \Delta P(\bar{p})] / (1 + p T_q). \quad (4.8)$$

Автоматические регуляторы АРВ- d и АРВ- q содержат соответствующие алгоритмам (4.7) и (4.8) измерительные органы (см. рис. 4.6): напряжения $ИОН$ с дифференциатором $AD1$; активной мощности линии $ИОАМ$ с реальным [с постоянной времени $T_{д.р}$ — см. (4.7)] дифференциатором $AD2$; угла положения ротора $ИОУ$, подключенного к $ИПУ$ и TV (см. рис. 4.5, $э$) с дифференциатором $AD3$ и электромагнитного момента $ИОЭМ$ на валу СК с элементом сравнения непрерывного действия $ЭСНД$. Измерительные органы $ИОАМ$ и $ИОЭМ$ содержат измерительные преобразователи мощности линии $ИПАМ1$ и синхронного компенсатора $ИПАМ2$, подключенные к измерительным трансформаторам TV , $TA1$ и TA соответственно; задающие элементы $ЗЭ1$, $ЗЭ2$ устанавливают сигналы, отображающие установленную передаваемую мощность по линии и мощность СК, определяемую главным образом его вентиляцией.

Измерительные части регуляторов выполняются на интегральных микросхемах: $ИОН$ с использованием управляемых интеграторов AJ , как и в микроэлектронном аналоговом АРВ СДП синхронных генераторов (см. рис. 3.10), а измерительный орган внутреннего угла $ИОВУ$ — аналогично описанному измерительному органу автоматического регулятора знакопеременного возбуждения СК без поперечной обмотки (см. рис. 4.4).

После суммирования сигналов измерительных органов интегральными сумматорами $AW1$, $AW2$ сигналы преобразуются исполнительными усилителями $A1$, $A2$ в регулирующие воздействия $U_{рег d}$, $U_{рег q}$ на элементы управления $ЭУ1—ЭУ4$ тиристорами возбуждителей через разделительные диоды. Разнополярные напряжения $U_{рег d}$ и $U_{рег q}$ воздействуют на разные тиристорные выпрямители возбуждителей $VST1$, $VST2$ синхронного компенсатора GC .

4.3.2. Автоматический регулятор реактивной мощности статических компенсаторов

Как указывалось (см. п. 4.1.3), для реверсивных СТК (рис. 4.7, a) разработан автоматический регулятор реактивной мощности непрерывно-дискретного действия. Его непрерывная часть функционирует по алгоритму (в p -изображении):

$$U_{рег}(\bar{p}) = \left[k_U \Delta U(\bar{p}) + k'_U p \Delta U(\bar{p}) + k''_U p^2 \Delta U(\bar{p}) + k'_p \frac{p}{pT_{д.р} + 1} \Delta P_{л}(\bar{p}) \right] / (pT_y + 1)^2, \quad (4.9)$$

где k_U — коэффициент усиления сигнала по отклонению напряжения, определяющий статизм регулятора; k'_U , k''_U — коэффициенты настройки регулятора с размерностью постоянных времени дифференциаторов, близких к идеальным; k'_p — коэффициент настройки с размерностью постоянной времени во второй степени; T_y — постоянная времени суммирующего AW и исполнительного A (рис. 4.7, $в$) усилителей, $T_y = T_{y1} = T_{y2}$.

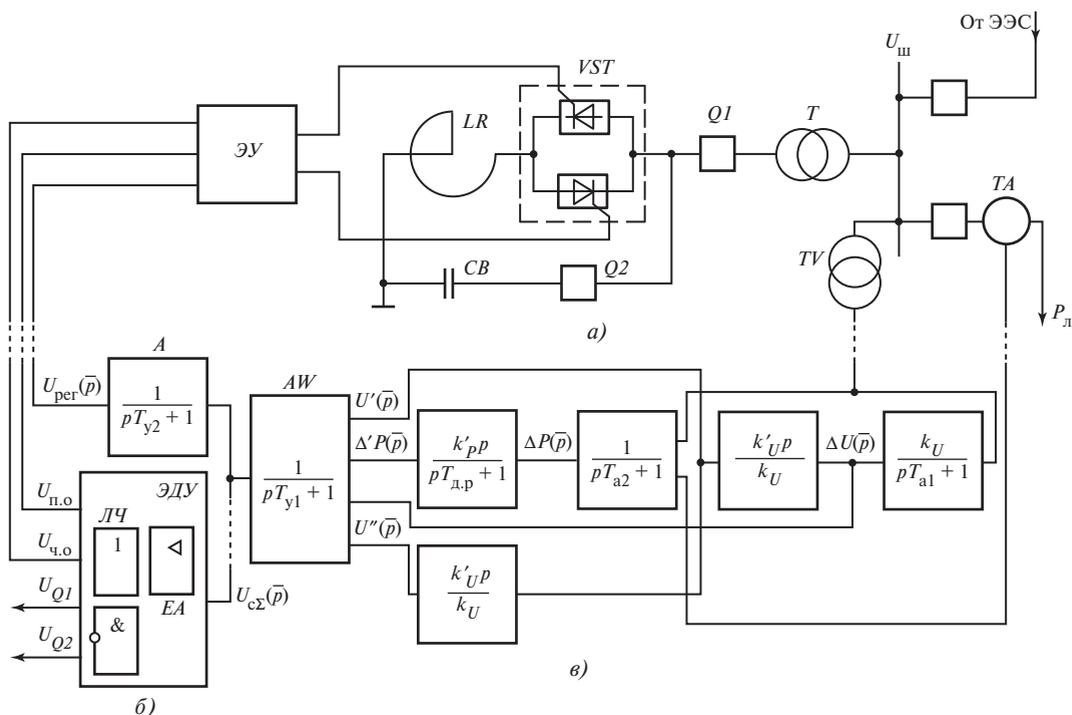


Рис. 4.7. Схема управляемого статического компенсатора (а); условная схема дискретной части (б) и структурная схема непрерывной части (в) автоматического регулятора

Составляющая (4.9), пропорциональная отклонению напряжения ΔU , определяет нагрузку СТК генерируемой или потребляемой реактивной мощностью. Сигналы по первой и второй производным напряжения стабилизируют автоматическую систему регулирования, работающую при высоких коэффициентах усиления сигнала по отклонению напряжения. Сигнал, отображающий изменения активной мощности линии электропередачи, формируемый реальным дифференцирующим звеном по ее отклонению $\Delta P_{\text{д}}$, обеспечивает затухание электромеханических переходных процессов в электропередаче. Из условия наиболее эффективного их демпфирования и выбирается постоянная времени реального дифференциатора $T_{\text{д.р}}$.

Структурная схема непрерывной части автоматического регулятора реактивной мощности (рис. 4.7, в) состоит: из аperiodических звеньев с передаточными функциями $H_{a1}(\bar{p}) = k_U / (pT_{a1} + 1)$ и $H_{a2}(\bar{p}) = 1 / (pT_{a2} + 1)$, замещающими принятые в (4.9) безынерционными измерительные преобразователи напряжения (ИПН) и активной мощности (ИПАМ); из двух последовательно соединенных идеальных $[k_U'' p^2 = (k_U' p)^2]$ и реального с передаточной функцией $k'_p p / (pT_{\text{д.р}} + 1)$ дифференциаторов; из инерционных звеньев первого порядка, замещающих суммирующий и исполнительный усилители. Автоматический регулятор — пропорционально-дифференциальный статический.

Функциональная схема автоматического регулятора реактивной мощности СТК, аналогично схеме регулятора синхронного компенсатора E (см. рис. 4.6), содержит измерительные органы напряжения $ИОН$ и активной мощности $ИОАМ$ линии, состоящие из собственных им типовых функциональных элементов: измерительных преобразователей напряжения и мощности, задающих элементов $ЗЭ$, элементов сравнения непрерывного действия $ЭСНД$ и обусловленных алгоритмом регулирования (4.9) активных дифференциаторов AD .

Суммарный непрерывный сигнал $U_{c\Sigma}(\bar{p})$ на выходе сумматора AW исполнительным усилителем A превращается в регулирующее воздействие на непрерывно управляемый (через элемент $ЭУ$) тиристорный преобразователь VST (рис. 4.7, a), непрерывно изменяющий потребляемую реактивную мощность реактора LR статического компенсатора.

Регулятор непрерывно-дискретного действия содержит элемент формирования дискретных сигналов — элемент дискретного управления $ЭДУ$ (рис. 4.7, b), полного открытия тиристоров, их частичного фиксированного открытия и сигналов включения или отключения выключателей $Q1$ компенсатора и $Q2$ его конденсаторной части. Они необходимы для предотвращения периодического включения и отключения выключателя $Q2$ (неустойчивости его коммутации) при воздействии на дискретное изменение мощности СТК путем отключения или включения его конденсаторной части.

Сигналы формируются релейным нуль-индикатором — компаратором EA суммарного сигнала $U_{c\Sigma}$ и логической частью $ЛЧ$ элемента дискретного управления $ЭДУ$. При изменении знака напряжения $\pm U_{c\Sigma}$ конденсаторная установка CB должна включаться или отключаться. Перед ее включением (по дискретному сигналу $U_{Q2} = 1$) с опережением по времени на один-два периода промышленной частоты формируется дискретный сигнал полного открытия тиристоров $U_{п.о.}$, т.е. перевода СТК в режим потребления максимальной мощности. Включаемая сразу же конденсаторная часть полностью компенсирует потребляемую реактором мощность — нулевой режим СТК. Затем путем непрерывного и постепенного прикрывания тиристоров мощность реактора уменьшается, обеспечивая непрерывное нарастание генерируемой конденсаторной частью СТК мощности.

По мере повышения напряжения на шинах $U_{ш}$ (см. рис. 4.7, a) и необходимости перевода СТК в режим потребления реактивной мощности путем отключения конденсатора CB с опережением на несколько периодов по дискретным сигналам $U_{ч.о.}$ и $U_{Q1} = 1$ тиристоры переводятся в состояние частичного открытия и отключается выключатель $Q1$ компенсатора. Конденсатор аperiodически разряжается на реактор через частично открытые тиристоры; при полном их открытии вследствие равенства сопротивлений реакторной и конденсаторной части при промышленной частоте имел бы место длительный слабозатухающий периодический процесс перезаряда (неустойчивость разряда конденсатора).

Затем в обесточенном состоянии выключатель $Q2$ конденсатора отключается, а выключатель $Q1$ снова включается. Тиристоры непрерывным сигналом $-U_{c\Sigma}$ пере-

водятся в режим, соответствующий необходимой, определяемой значением напряжения $U_{ш}$ потребляемой реактивной мощности.

Все элементы регулятора выполняются на интегральных микросхемах с использованием управляемых интеграторов в ИПН, интегральных перемножителей в ИПАМ и дискретных логических микросхем.

Разработана микропроцессорная автоматическая система комплексного управления и защиты (САУЗ) статических компенсаторов, выполненная на базе микросредств управляющей вычислительной техники (МСУВТ) типа В7 [32]. Она производит не только автоматическое регулирование напряжения и реактивной мощности СТК, но и противоаварийное управление: защиту тиристорных преобразователей, ограничение перенапряжений, дискретное повышение предписанного напряжения (уставки) по сигналу противоаварийной автоматики.

4.3.3. Автоматические регуляторы коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов

4.3.3.1. Полупроводниковый регулятор

Полупроводниковый регулятор АРТ-1Н обладает всеми указанными особенностями автоматического регулятора коэффициента трансформации (АРКТ). Он состоит из собственно автоматического регулятора АР (рис. 4.8) и автоматического устройства управления и контроля АУУК, которое содержит управляемый генератор тактовых импульсов G и автоматическое устройство контроля АУК, образующее цепь обратной связи.

Генератор обеспечивает необходимые однократность и импульсность воздействия регулятора на приводной механизм ПМ устройства регулирования под

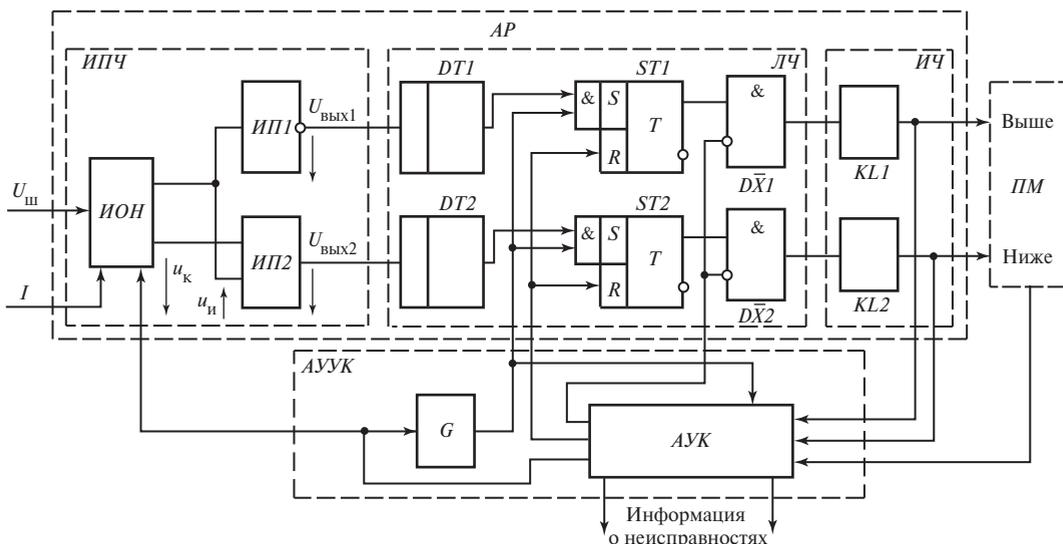


Рис. 4.8. Функциональная схема автоматического регулятора типа АРТ-1Н

нагрузкой (УРПН), а цепь обратной связи обеспечивает координацию действия регулятора в процессе переключения ответвлений обмоток трансформатора и контроль исправности регулятора и УРПН. Генератор воздействует на логическую часть ЛЧ регулятора и на АУК, функционирующее по логическому алгоритму [8]. Автоматическое устройство контроля после каждого воздействия регулятора АР на приводной механизм ПМ изменяет период следования тактовых импульсов генератора и увеличивает зону нечувствительности измерительного органа напряжения ИОН.

При выходе напряжения $U_{\text{ш}}$ на шинах электростанции или подстанции за пределы зоны нечувствительности напряжениями $U_{\text{вых1}}$ или $U_{\text{вых2}}$, формируемыми измерительными преобразователями ИП1 или ИП2, на выходах измерительно-преобразовательной части ИПЧ регулятора запускается соответствующий элемент выдержки времени DT1 (DT2). Срабатывание элемента времени запоминается одним из триггеров ST1 (ST2), в который записывается логическая единица при поступлении на вход записи S через логический элемент И напряжений от элемента DT и тактового импульса от генератора G. Запоминание необходимо для однократности воздействия регулятора на приводной механизм.

Через элемент $D\bar{X}1$ ($D\bar{X}2$) сигнал ЗАПРЕТ с выхода триггера проходит на исполнительное реле KL1 или KL2 исполнительной части ИЧ, запускающее ПМ. После начала процесса переключения от ПМ поступает сигнал в АУК, которое отключает исполнительное реле, подавая запрещающую логическую единицу на инверсный вход элемента $D\bar{X}1$ ($D\bar{X}2$); снимает запоминание (считывает единицу) триггера ST1 (ST2), воздействуя на его вход считывания R; увеличивает период следования тактовых импульсов генератора G так, чтобы он превысил длительность процесса переключения одного ответвления от обмоток трансформатора; увеличивает зону нечувствительности регулятора.

Перечисленные операции необходимы для проверки исправности регулятора и привода УРПН. Если привод не запустился (не пришел сигнал в АУК о начале процесса переключения) или если до момента появления импульса от тактового генератора через увеличенный период в АУК не поступил сигнал от ПМ о завершении процесса переключения, то фиксируется неисправность привода, выдается информация о его неисправности и повторное воздействие регулятора на ПМ запрещается.

Увеличением зоны нечувствительности производится проверка регулятора. В частности, при отклонениях регулируемого напряжения, при которых необходимы переключения не менее трех ответвлений обмоток трансформатора, увеличение зоны нечувствительности обуславливает отсутствие сигнала исправной измерительной части после переключения двух ответвлений. Поэтому зона нечувствительности восстанавливается и разрешается следующий запуск привода ПМ на переключение третьего ответвления без повторной выдержки времени (конденсатор элемента DT за время проверки не разряжается) [8]. Если же после увеличения зоны нечувствительности сигнал измерительной части не снимается, то фикс-

сируется неисправность регулятора, выдается информация о неисправности регулятора и повторный запуск ПМ запрещается.

Таким образом производится автоматическая диагностика автоматической системы регулирования, что соответствует современным требованиям к автоматическим управляющим устройствам.

4.3.3.2. Микропроцессорные автоматические регуляторы

Регуляторы типов SPAU 341C [4] и РНМ-1 [87] являются интеллектуальными автоматическими устройствами, выполняющими кроме функций собственно АРКТ ряд дополнительных и набор сервисных функций, свойственных современным микропроцессорным техническим устройствам автоматического управления. Регуляторы функционируют по программе, содержащейся в ПЗУ микроЭВМ или МП, и отличаются высокой точностью функциональных характеристик и показателей, обеспечиваемых их определением вычислительными операциями над цифровыми сигналами.

Четко фиксируемый в цифровой форме коэффициент возврата измерительной части позволяет максимально возможно приблизить зону нечувствительности к дискретному изменению напряжения при переключениях соседних ответвлений обмотки высшего напряжения (ступени регулирования). Вычисление падений напряжения в линиях связи с нагрузкой обеспечивает их компенсацию, необходимую для поддержания постоянства напряжения электроприемников при изменениях потребляемой ими электроэнергии. Расчетное определение выдержки времени действия регулятора в зависимости от степени отклонения напряжения придает ему свойства адаптации и позволяет оптимизировать процесс автоматического управления УРПН.

Автоматические регуляторы имеют алфавитно-цифровые дисплеи, отображающие текущую информацию о режиме работы трансформатора с фиксированием значений напряжений, тока нагрузки, угла сдвига фаз между ними, напряжения компенсации и сигнала о состоянии УРПН с указанием его положений, т.е. рабочих ответвлений обмотки и положений приводного механизма. Автоматическое тестирование и самодиагностика с выводимой информацией о появляющихся неисправностях обеспечивают надежность функционирования регуляторов.

4.4. Контрольные вопросы

1. По какому алгоритму функционирует автоматический регулятор возбуждения синхронного компенсатора с реверсивным возбуждением?
2. Как выполняется измерительный преобразователь внутреннего угла δ (положения ротора) синхронного компенсатора?
3. В чем состоит назначение второй обмотки ротора синхронного компенсатора, расположенной по поперечной его оси?
4. По какому алгоритму функционирует автоматический регулятор тока возбуждения в продольной обмотке ротора, и в чем состоит особенность алгоритма автоматического регулирования тока возбуждения в поперечной обмотке ротора?

5. Какие измерительные органы содержат автоматические регуляторы возбуждения синхронных компенсаторов?
6. В чем состоит назначение и особенности автоматически регулируемых статических компенсаторов реактивной мощности?
7. По какому алгоритму функционирует непрерывная часть автоматического регулятора реактивной мощности реверсивного статического компенсатора?
8. Каково назначение дискретной части автоматического регулятора реактивной мощности статического реверсивного компенсатора?
9. Как функционирует в целом электронный автоматический регулятор напряжения трансформаторов с УРПН (см. рис. 4.8)?
10. В чем состоят особенности микропроцессорных автоматических регуляторов коэффициента трансформации трансформаторов и автотрансформаторов с УРПН?

4.5. Информационный блок для углубленного изучения. Микроэлектронные и микропроцессорные автоматические регуляторы

4.5.1. Измерительно-преобразовательная часть полупроводникового автоматического регулятора коэффициента трансформации

Схема и временные графики на рис. 4.9, *a, б* показывают способ осуществления и действия измерительно-преобразовательной части (ИПЧ) регулятора. Измерительный орган напряжения (ИОН) выполнен с применением импульсного элемента сравнения напряжения с предписанным значением и обладает характеристикой двухстороннего действия, близкой к релейной, с зоной нечувствительности, аналогичной приведенной на рис. 2.3, *б* — характеристике измерительного органа частоты вращения.

Действующее значение входного напряжения $u_{\text{вх}}$ измерительного органа (см. рис. 4.9, *a*) обычно равно разности вторичного напряжения на шинах $U_{\text{ш}}$ (см. рис. 4.3) и падения напряжения на резисторе от вторичного тока нагрузки. Резистор моделирует реактивное сопротивление линии, является элементом установки отрицательного статизма, аналогичным (только однофазным) приведенному ранее на рис. 3.9, *a*. Среднее значение входного напряжения отображается переменной составляющей $u_{\sim\text{вх}}$ на выходе выпрямителя *VS*. Оно выделяется конденсатором *C1* и трансформатором *TL1* из суммы постоянного $U_{0\text{вх}}$ и переменного $u_{\sim\text{вх}}$ напряжений на резисторе *R1* нагрузки выпрямителя, подключенного к нему через диоды *VD1, VD2*.

Максимальное отрицательное мгновенное значение переменной составляющей равно среднему значению $U_{0\text{вх}}$ выпрямленного входного напряжения $u_{\text{вх}}$ (см. рис. 4.9, *б*). Переменная составляющая $u_{\sim\text{вх}}$ суммируется с напряжением нечувствительности $u_{\text{нч}}$ с близкой к прямоугольной формой кривой, сформированным из вход-

ного напряжения стабилизаторами $VD3$: резисторно-конденсаторная цепь $R2, C2$ с трансформатором $TL2$ создает необходимый сдвиг по фазе основной гармоники напряжения $u_{нч}$ относительно $u_{вх}$. Напряжение $u_{нч}$ создает зону нечувствительности измерительного органа: из суммы напряжения $u_{\sim вх} + u_{нч}$ диодом $VD5$ выделяются отрицательные практически треугольные импульсы в виде $u'_и$, которые сравниваются с постоянным напряжением $U_{ст}$ стабилизатора $VD4$ элемента сравнения, включающего транзистор VT (см. рис. 4.9, а). Если импульс $u'_и$ превышает напряжение $U_{ст}$, то транзистор VT открывается и на выходе элемента сравнения (на резисторе R_3 в цепи эмиттера транзистора) появляется импульсное напряжение $u''_и$ (см. рис. 4.9, б).

Напряжение $u''_и$ в виде последовательности импульсов частотой 50 Гц соответствует действующему значению напряжения $U_{вх}$, не выходящему за пределы зоны нечувствительности $\Delta U_{нч}$ измерительного органа (см. рис. 4.3), при котором сигналы $U_{вых1}, U_{вых2}$ на выходах измерительной части регулятора отсутствуют. Когда напряжение $U_{вх}$ повышается и выходит за пределы зоны нечувствительности (см. интервал времени t_2 на рис. 4.3), максимальные мгновенные значения меньших импульсов $u'_и$ (см. рис. 4.9, б) также превышают напряжение стабилизатора $U_{ст}$ и напряжение $u''_и$ на выходе элемента сравнения представляет собой последовательность импульсов частотой 100 Гц. Если напряжение $U_{вх}$ снижается (интервалы t_1 и $t_{рег}$ на рис. 4.3), то импульсы напряжения $u'_и$ отсутствуют.

Импульсное напряжение $u''_и$ управляет транзисторным одновибратором, усиливающим и формирующим соответствующие выходные импульсы $u'_и, u''_и$ (см. рис. 4.9, б) измерительного органа напряжения.

Потенциальные выходные сигналы $U_{вых1}, U_{вых2}$ измерительной части регулятора формируются импульсно-потенциальными преобразователями $ИП1, ИП2$ (см. рис. 4.9, а), выполненными на транзисторах.

Напряжение $U_{вых1}$ возникает лишь после исчезновения импульсов напряжения $u'_и$, что соответствует выходу входного напряжения $U_{вх}$ регулятора за пределы зоны нечувствительности (интервал времени t_1 или $t_{рег}$ на рис. 4.3), когда регулятор запускается для действия на УРПН в сторону повышения напряжения на шинах электростанции или подстанции. Поэтому импульсно-потенциальный преобразователь $ИП1$ показан (см. рис. 4.9, а) с инверсией на выходе.

Второй импульсно-потенциальный преобразователь $ИП2$ формирует выходное напряжение $U_{вых2}$ только под воздействием меньших из импульсов $u'_и$, появляющихся при повышении напряжения $U_{вх}$ с выходом за пределы зоны нечувствительности (интервал времени t_2 на рис. 4.3).

4.5.2. Действие микропроцессорных автоматических регуляторов коэффициента трансформации

Автоматический регулятор SPAU 341C имеет модульное построение. Основным является модуль автоматического регулирования SPCU 1D50 (рис. 4.10). Он производит все вычислительные операции и формирует цифровые сигналы, преобразуемые выходным модулем в управляющие воздействия на УРПН. В соответствии с отклонением ΔU от установленного (предписанного) напряжения, определяемого с учетом рассчитываемого в реальном времени напряжения компенсации, при выходе изменяющегося напряжения за пределы зоны нечувствительности $\Delta U > \Delta U_{нч}$ модуль регулирования запускает программу вычисления первой выдержки времени, зависящей от $\Delta U/\Delta U_{нч}$ в соответствии с соотношением

$$t_{пер1} = T_{max} / 2^{B-1} \tag{4.10}$$

при фиксированном $T_{max} \approx 25$ с.

Если отключение напряжения уменьшается до $\Delta U < \Delta U_{нч}$, отсчет времени прекращается и регулятор на УРПН не действует.

После окончания первой выдержки времени тем меньшей, чем больше отклонение напряжения согласно (4.10), производится переключение одного ответвления обмотки трансформатора. В случае, если одного переключения недостаточно

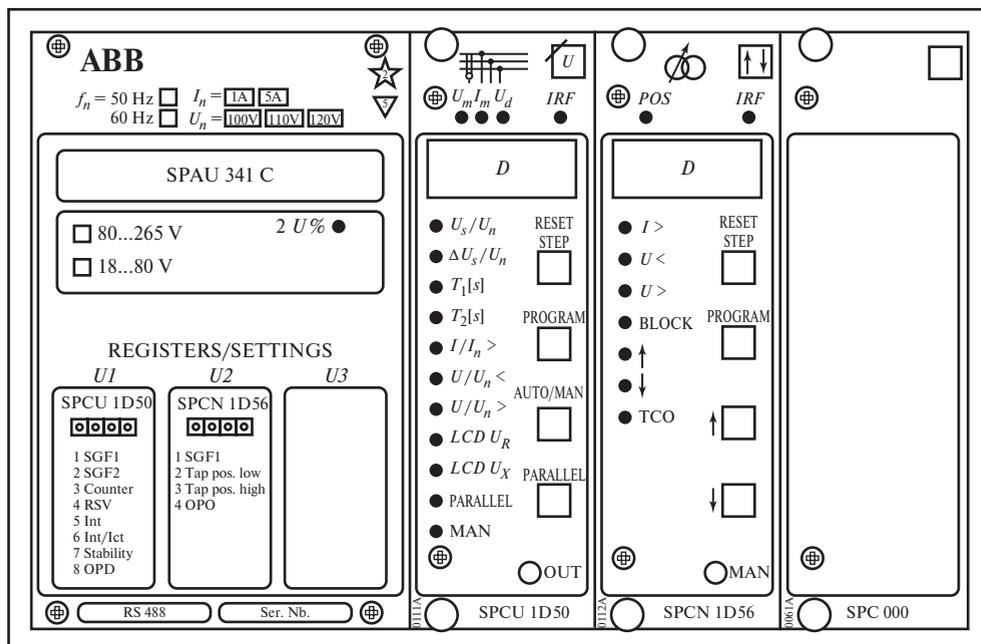


Рис. 4.10. Микропроцессорный автоматический регулятор коэффициента трансформации SPAU 341C

для вхождения напряжения в зону нечувствительности, запускается отсчет второй выдержки времени $t_{\text{per}2} < t_{\text{per}1}$ и при необходимости производится переключение второго ответвления.

Автоматический регулятор как интеллектуальное микропроцессорное устройство обладает функциональными особенностями и отличается способностью информационного общения с оператором непосредственно или через ПЭВМ и с ЭВМ более высокого иерархического уровня автоматического управления.

Как указывалось, он вычисляет напряжение на своем входе — напряжение регулятора $U_{\text{рег}}$ по предписанному напряжению $U_{\text{пр}}$ (уставке), пропорциональному напряжению, которое должно поддерживаться на шинах собственных нужд электростанции или шинах подстанции, по вычисляемому падению напряжения ΔU_Z на сопротивлении Z линий, питающих потребителей электроэнергии, и по снижению $\Delta U_{\text{пр}}$ уставки в режиме минимальной нагрузки трансформатора. При этом учитывается и реактивный ток $I_{\text{р.ц}}$, циркулирующий между параллельно работающими трансформаторами, в том числе различной мощности. В относительных единицах

$$U_{*\text{рег}} = U_{*\text{пр}} + \Delta U_{*Z} \pm I_{*\text{р.ц}} - \Delta U_{*\text{пр}}. \quad (4.11)$$

Активная и реактивная составляющие падения напряжения в линиях ΔU_Z вычисляются по известным их сопротивлениям и токам. Возможно определение ΔU_Z и с использованием телеинформации о напряжениях на зажимах приемников электроэнергии.

Для вычисления относительного тока циркуляции $I_{\text{р.ц}}/I_{\text{ном}}$ автоматический регулятор каждого из параллельно работающих трансформаторов передает (по волоконно-оптической связи) информацию о векторе тока другим регуляторам (предусмотрена возможность индивидуального автоматического управления УРПН трех трансформаторов). Каждый регулятор вычисляет общий ток нагрузки трансформаторов и сравнивает его по амплитуде и фазе с током данного трансформатора. В результате составляющая $I_{*\text{р.ц}}$ в (4.11) корректирует управляющие воздействия каждого из регуляторов, обеспечивающие минимизацию балластного тока циркуляции, и его загрузку, пропорциональную номинальной мощности трансформатора.

Предписанное напряжение $U_{\text{пр}}$ и степень его снижения $\Delta U_{\text{пр}}$ изменяются оператором дистанционно.

Предусматривается операция ЗАПРЕТ (блокировка) действия регулятора на УРПН по максимальному и минимальному напряжению трансформатора, выполняемая микропроцессором.

Расположенные на передней панели модуля автоматического регулирования дисплей D и светодиодное табло (см. рис. 4.10) отображают обширную информацию о настройке и режиме работы автоматического регулятора. Высвечиваются относительные значения предписанного напряжения (уставки регулятора) $U_{*\text{пр}} = U_s / U_n$ ($U_n = U_{\text{ном}}$) и зоны нечувствительности $\Delta U_{*\text{нч}} = \Delta U_s / U_n$; вычисляемые выдержки

времени $t_{\text{рег1}} = T_1$, $t_{\text{рег2}} = T_2$; снижение $U/U_n <$ и повышение $U/U_n >$ напряжения и превышение номинального значения тока $I/I_n >$; вычисленные (*LCD*) активная U_R и индуктивная U_X составляющие падения напряжения ΔU_Z .

Светодиодами фиксируются действие регулятора на повышение (*RAISE*) (см. рис. 4.10 и 4.11) или снижение (*LOWER*) напряжения, действие блокировки по току ($I_{>}$) или напряжению ($U_{<}$), действие (*OUT*) УРПН с индикацией по миллиамперметру (*mA*) его положения; автоматическое управление параллельно работающими трансформаторами (*PARALLEL*); функционирование (*IRF*) автоматической самодиагностики; отключение модуля автоматического регулирования (*AUTO*) при переходе на ручное управление УРПН оператором (*MAN*). На передней панели расположены и кнопки управления программированием, дисплеем, переключениями на параллельную работу или на ручное управление УРПН.

Указанные в скобках обозначения приведены на функциональной схеме автоматического регулятора типа SPAU 341С (рис. 4.11). На ней показаны описанный модуль *U1* (в фирменном обозначении) автоматического регулирования с микропроцессором *U* и логическими элементами и модуль *U2* ручного управления; конструктивно выделенные блок *U6* вторичных измерительных трансформаторов тока и напряжения с элементами гальванической развязки и блок питания с входными зажимами *X0*; блоки входных герконов *U5* с зажимами их обмоток *X1* и выходных герконов со сборкой зажимов *X2* от их контактов. Показан вход под миллиамперметр резистивного датчика положения УРПН (*TAP POS*) и оптоэлектронный преобразователь (*SPA-ZS*) волоконно-оптической линии передачи информации.

Герконы *TCO* фиксируют процесс переключения УРПН, в течение которого действие регулятора запрещается, а сигнал *BLOCK* выводит его из работы по внешнему запрещающему сигналу: при замыкании контакта одного из них на выходе элемента *DWU* (ИЛИ—НЕ) логический ноль, поступающий на один из трех входов элементов *DX1*, *DX2* (И), *D \bar{X} 3* и *D \bar{X} 4* (И—НЕ), запрещает формирование их единичных выходных сигналов, определяющих управляющие воздействия *RAISE* (поднять) и *LOWER* (снизить) напряжение. Их формирование происходит под воздействием единичных логических сигналов микропроцессора *U* при возбужденном герконе *AUTO* (автоматическое управление): логическая единица, зафиксированная элементом ее запоминания (триггером *ST*), поступает на соответствующие входы элементов *DX1*, *DX2*. Эта же единица на инверсных входах *D \bar{X} 5*, *D \bar{X} 6* (И —ЗАПРЕТ) не допускает формирования воздействий *RAISE* или *LOWER* модулем *U2* ручного управления или внешними сигналами — местным (ключ *SA*) или дистанционным (входные герконы). Воздействие от входных герконов не допускается единицей от триггера *ST*, поступающей на инверсные входы элементов *D \bar{X} 3*, *D \bar{X} 4*.

При возбуждении геркона *MAN* логический ноль на выходе *ST* запрещает прохождение единичных логических сигналов через *DX1*, *DX2* и разрешает формирование управляющих воздействий элементами *D \bar{X} 3*, *D \bar{X} 4* при ручном дистанционном (входные герконы) или местном (ключ *SA*) управлении.

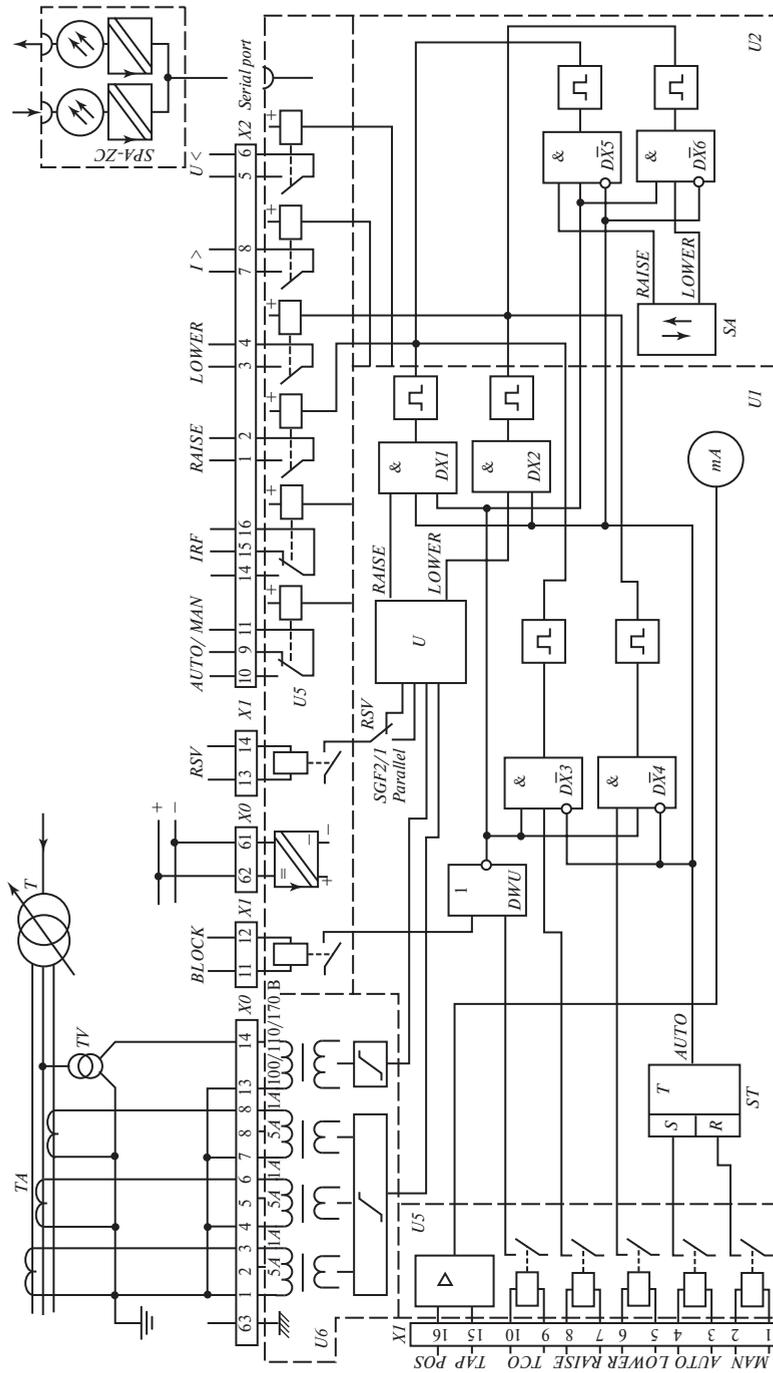


Рис. 4.11. Функциональная схема регулятора напряжения SPAU 341C

Микропроцессорный автоматический регулятор типа РНМ-1 также имеет модульное построение (рис. 4.12) — состоит из модулей: ввода аналоговых сигналов $BA1, BA2$ о напряжениях и токах первой $U_{ш1}, I_{c1}$ и второй $U_{ш2}, I_{c2}$ секций собственных нужд электростанции или подстанции, питаемых от трансформатора с расщепленными обмотками; микропроцессора $МП$; клавиатуры и индикации $КИ$; ввода дискретных сигналов от цепей управления $ЦУ$ и от привода механизма $ПМ$ переключения ответвлений от обмоток трансформатора и вывода $ВВД$ управляющего воздействия $УВ$ на $ПМ$ и сигналов информации $СИ$ о состоянии регулятора и привода [87]. В модули $BA1, BA2$ поступают также ток общего ввода подстанции I_B и напряжение нулевой последовательности $3U_0$.

Регулятор имеет несколько вариантов исполнения, различающихся напряжением источника питания $ИП$, номинальным входным переменным током ($I_{ном} = 5$ А или $I_{ном} = 1$ А) и типом последовательного интерфейса связи (RS232C или так называемая «токовая петля» $ТК$).

Автоматический регулятор выполняет главную задачу — поддержание напряжения на секциях шин подстанции с учетом напряжения компенсации падения напряжения в линиях, а также обеспечивает:

- формирование импульсного или непрерывного потенциального управляющего воздействия на электропривод УРПН;
- контроль исправности электропривода;
- запрет действия и выдачу информации о неисправности УРПН;
- запрет автоматического регулирования внешними дискретными сигналами;
- запрет действия при появлении перегрузки по току трансформатора или при сильном снижении напряжения;
- оперативное изменение предписанного напряжения (уставки регулятора);

переключение на ручное управление напряжением подстанции.

Программным измерительным органом напряжения регулятора производится сравнение истинных значений напряжения и тока нагрузки трансформатора с предписанными $U_{пр}$ и максимально допустимыми значениями соответственно. Проверяется условие

$$U_{рег} - \Delta U/2 < U < U_{рег} + \Delta U_{нч}/2. \quad (4.12)$$

Напряжение на входе регулятора, определяемое с учетом компенсации падения напряжения в линиях $U_k = \Delta U_Z$:

$$U_{рег} = U_{пр} + U_k = U_{пр} + U_{к,р}(I_T - I_c)/I_{в.ном}, \quad (4.13)$$

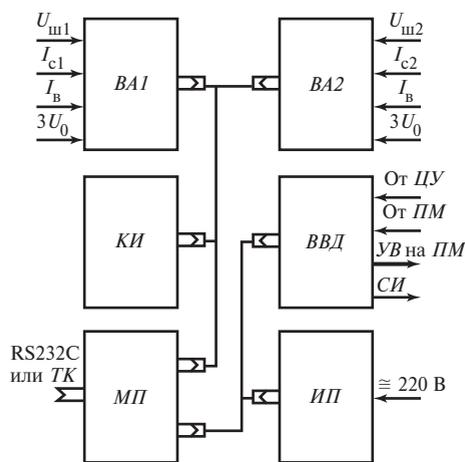


Рис. 4.12. Модульная структура автоматического регулятора типа РНМ-1

где $U_{\text{пр}}$ — предписанное напряжение на шинах подстанции; $U_{\text{к.р}}$ — расчетное напряжение компенсации, вычисляемое в реальном времени; $I_{\text{т}}, I_{\text{с}}, I_{\text{в.ном}}$ — ток нагрузки трансформатора и регулируемой секции и номинальный ток ввода подстанции.

В связи с возможной несинусоидальностью напряжения на шинах подстанции и тока нагрузки амплитуды напряжения и тока промышленной частоты вычисляются по их ортогональным — синусной, например напряжения $U_s(nT)$, и косинусной $U_c(nT)$ составляющим [8]:

$$U_m(nT) = \sqrt{U_s^2(nT) + U_c^2(nT)}. \quad (4.14)$$

Они выделяются нерекурсивными частотными фильтрами Фурье [8] путем умножения дискретных (после АЦП) мгновенных значений напряжения шин подстанции и тока нагрузки на приближенные (по модулю 8) численные значения синуса (0, 4, 7, 8, 7, 4, 0, -4, -7, -8, -7, -4) и косинуса и суммирования одноименных произведений за период промышленной частоты.

При выполнении условия (4.12) на индикаторе высвечиваются истинное напряжение и номер рабочего ответвления обмотки высшего напряжения со стороны нейтрали.

Измерительный орган выдает сигнал на формирование управляющих воздействий на УРПН при нарушении условия (4.12).

При импульсном управляющем воздействии регулятор контролирует реакцию электропривода УРПН на регулирующее воздействие: если через определенное время сигнал о запуске привода в регулятор не поступает, то автоматическое регулирование запрещается, на индикаторе высвечивается сигнал об отказе приводного механизма «Отказ ПМ» или «ПМ застрял».

Если условие (4.12) после переключения одного ответвления через время T_1 не выполняется, то запускается таймер подсчета времени T_2 формирования управляющего воздействия на переключение следующего ответвления.

При обнаружении перенапряжения на шинах секции на дисплей выводится соответствующее сообщение и начинается набор выдержки времени T_3 запуска программы на снижение напряжения, переключения продолжают до тех пор, пока напряжение на шинах не вернется в зону нечувствительности [условие (4.12)].

Если действующее значение напряжения сильно снижается — становится меньше U_{min} , то через время $T_4 = 10$ с автоматическое регулирование прекращается.

Если ток нагрузки трансформатора $I_{\text{т}}$ или напряжение $3U_0$ выше максимально допустимых, то автоматическое регулирование запрещается.

Автоматическое регулирование прекращается и при превышении допустимого значения температуры масла.

Автоматический регулятор РНМ-1 может находиться в четырех режимах его работы:

ВВОД УСТАВОК;
КОНТРОЛЬ;

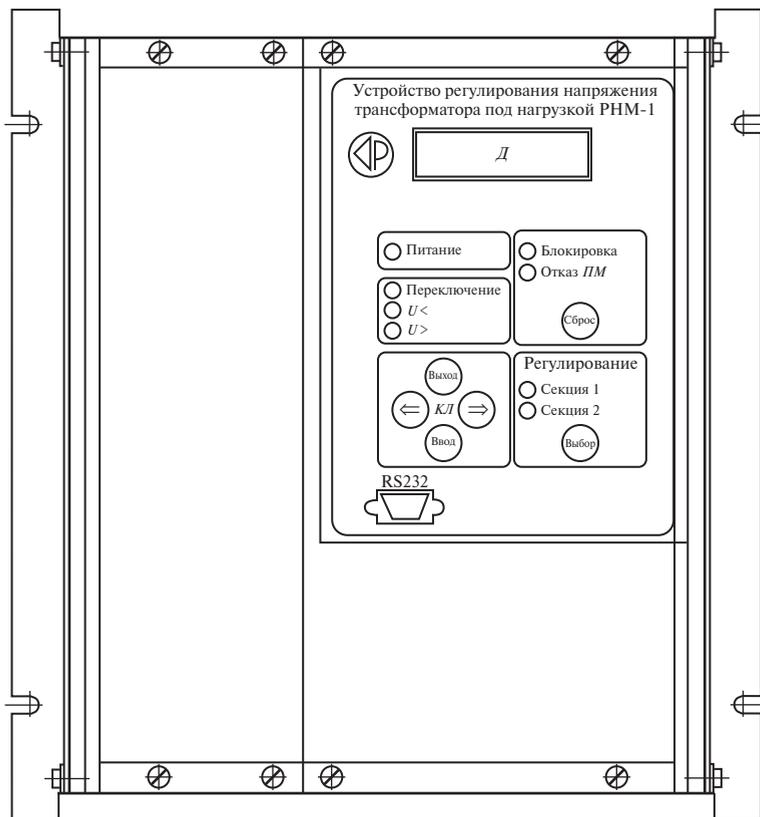


Рис. 4.13. Микропроцессорный автоматический регулятор коэффициента трансформации типа РНМ-1

РЕГУЛИРОВАНИЕ; АРХИВ СОБЫТИЙ.

После включения в один из указанных (кроме второго) режимов регулятор через определенное время возвращается в рабочее состояние, т.е. автоматическое регулирование возобновляется.

Особенностью автоматического регулятора РНМ-1 является очень развитое диалоговое общение с ним оператора.

Модуль клавиатуры и индикации *КИ* (см. рис. 4.12) позволяет установить и просмотреть значения всех характерных величин, увидеть состояние переключаемых ответвлений обмоток, состояние электропривода УРПН, проверить воздействие регулятора на УРПН и в режиме АРХИВ СОБЫТИЙ просмотреть содержание регистратора событий.

Лицевая панель регулятора приведена на рис. 4.13. На ней расположены: дисплей *Д*, клавиатура *КЛ* диалогового обмена информацией с оператором и светоди-

оды сигнализации о включенном питании; обозначение регулируемой (1-й или 2-й) секции; переключение УРПН $U<$, $U>$; отказ ПМ; запрещение действия (блокировка) регулятора; кнопки сброса сигналов и выбора регулируемой секции; разъем RS232.

4.5.3. Микропроцессорная автоматическая система комплексного управления и защиты статических компенсаторов реактивной мощности

Микропроцессорная автоматическая система комплексного управления и защиты статического компенсатора реактивной мощности типа САУЗ, как обычно, для обеспечения надежности функционирования состоит из двух взаиморезервируемых управляющих микроЭВМ, образующих вычислительную функциональную часть ВЧ (рис. 4.14). Каждая из них содержит по два микропроцессора МП1, МП2.

Измерительно-преобразовательная ИПЧ и исполнительная ИЧ функциональные части, образующие устройство связи с объектом (УСО), выполняют аналоговое измерительное преобразование входных сигналов — напряжений и токов промышленной частоты и формируют фазоимпульсное управляющее воздействие на тиристоры СТК соответственно и обеспечивают гальваническое разделение (развязку) их цепей и входов вычислительной части. При этом используются герконы — реле дискретных сигналов РДС и оптоэлектронные усилители в цепях аналоговых сигналов (на схеме не показаны).

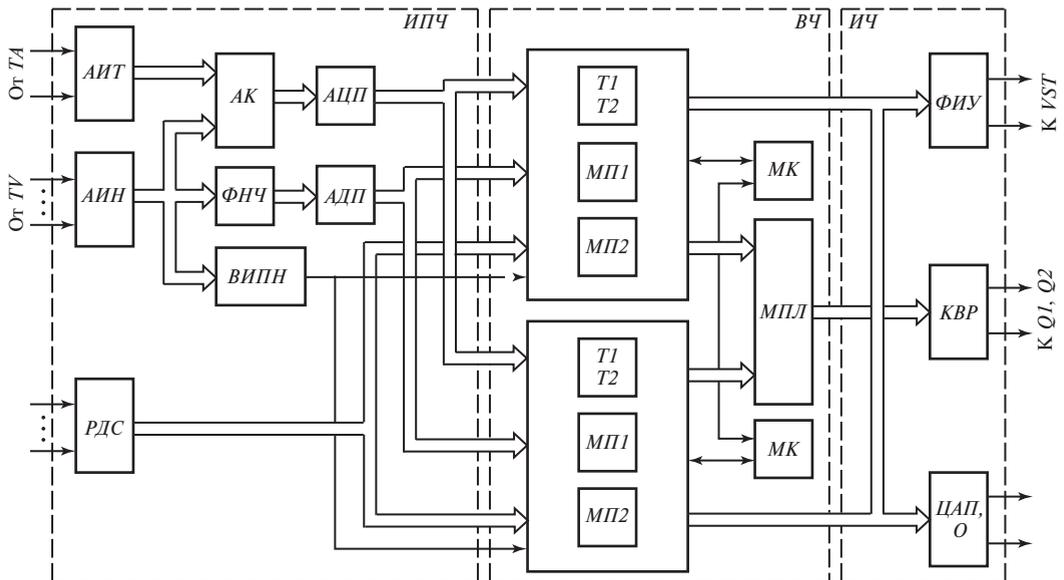


Рис. 4.14. Упрощенная схема микропроцессорной системы комплексного управления и защиты СТК

Элементы аналогового измерительного преобразования токов *АИТ* (от измерительных трансформаторов тока *ТА*) и напряжений *АИН* (от *ТВ*) содержат активные измерительные трансреакторы и трансформаторы [8] с унифицированными сигналами в виде переменных напряжений с ограниченной на уровне 5 В амплитудой. Они поступают через коммутатор аналоговых сигналов *АК* (аналоговый мультиплексор) в *АЦП*.

Поскольку напряжения на шинах подстанции и на линии при работе СТК, генерирующего гармоники, несинусоидальны, то перед аналого-дискретными преобразователями *АДП*, формирующими импульсы управления микропроцессорами, установлены активные частотные фильтры нижних частот *ФНЧ*.

Два *АДП* формируют короткие импульсы в моменты переходов через нулевые мгновенные значения трех фазных напряжений (см. рис. 3.18), необходимые для управления цифровыми измерительными преобразователями вычислительной части.

В связи с указанной несинусоидальностью напряжений производится цифровое измерительное преобразование действующего значения напряжения в сигнал, что является особенностью вычислительной части *САУЗ*. Программа такого преобразования (рис. 4.15) предполагает вычисление сумм квадратов дискретных мгновенных значений фазных напряжений через интервалы времени, равные одной четверти периода T_{Π} их изменений (четыре расчета), и извлечение квадратного корня. Цифровой сигнал информации о действующем напряжении формируется по среднему их значению за период T_{Π} промышленной частоты. Прерывание вычислений производится соответствующими таймерами $T1, T2$ микропроцессоров *МП1, МП2* (см. рис. 4.14).

В цепях напряжений предусмотрены и аналоговые выпрямительные измерительные преобразователи средних значений напряжений *ВИПН*.

Регулирующие воздействия *САУЗ*, как и аналогового автоматического регулятора, формируются [см. (4.9)] по отклонению напряжения ΔU , первой и второй его производным и по сигналу об изменениях потоков мощности в магистральных линиях электропередачи $\Delta'P_{\Pi}$, способствующих затуханию синхронных качаний генераторов электростанций.

Изображения регулирующего воздействия микропроцессорной *САУЗ* на тиристоры преобразователя *VST* (см. рис. 4.7) определяются следующим z -операторным выражением, получающимся из (4.9) с учетом соотношения (3.13) между p - и z -комплексными переменными [без учета в (4.9) передаточной функции $H_y = 1/(pT_y + 1)$ выходного усилителя]:

$$U_{\text{пер}}(\bar{z}) = [k_U + (k'_U/T)(1 - z^{-1}) + (k''_U/T^2)(1 - 2z^{-1} + z^{-2})]\Delta U(\bar{z}) + \frac{k'_P}{1 + T/T_{\text{д.р}}} \frac{1 - z^{-1}}{1 - z^{-1}/(1 + T/T_{\text{д.р}})} \Delta P_{\Pi}(\bar{z}). \quad (4.15)$$

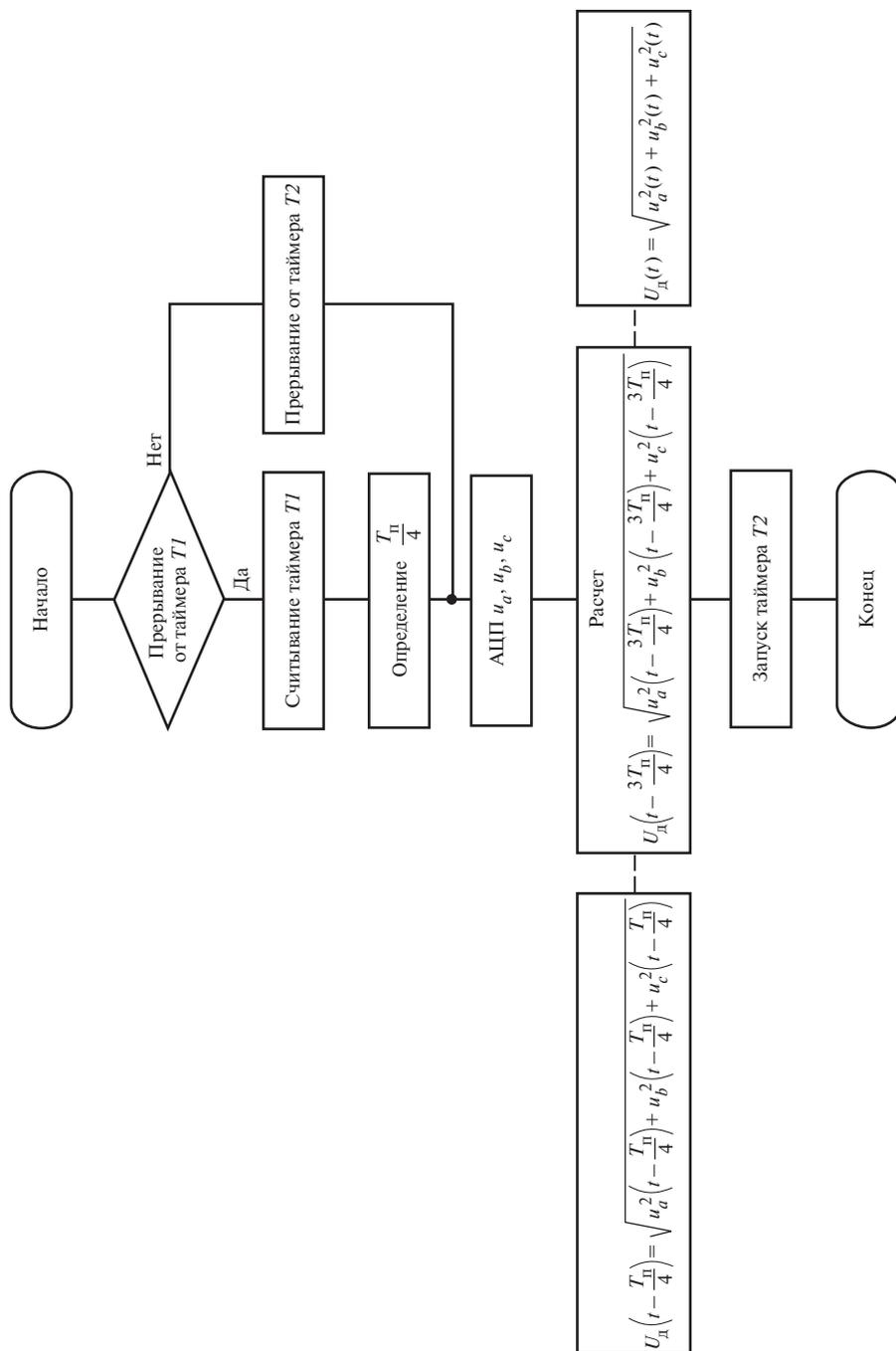


Рис. 4.15. Структура программы вычисления действующего значения несинусоидального напряжения на входе СТК

В соответствии с (4.15) выходной сигнал вычислительной части цифрового регулятора САУЗ является следующей функцией $U_{\text{рег}}(nT)$ дискретного времени:

$$U_{\text{рег}}(nT) = k_U \Delta U(nT) + (k'_U / T) [\Delta U(nT) - \Delta(nT - T)] + (k''_U / T^2) [\Delta U(nT) - 2\Delta U(nT - T) + \Delta U(nT - 2T)] + [k'_P / (1 + T/T_{\text{дп}})] [\Delta P(nT) - \Delta P(nT - T)] - [1 / (1 + T/T_{\text{дп}})] \Delta' P(nT - T), \quad (4.16)$$

где $\Delta' P(nT - T)$ — дискретное значение выходного сигнала цифрового реального дифференциатора (сигнала изменения мощности) в предшествующий интервал дискретизации.

Составляющая (4.16), пропорциональная отклонению напряжения ΔU , определяет загрузку СТК генерируемой или потребляемой реактивной мощностью. Сигналы по первой и второй производным напряжения стабилизируют автоматическую систему регулирования.

Оригинальной разработкой является цифровой способ формирования управляющих воздействий — вычисление двоичного кода угла включения тиристоров СТК и его фазоимпульсное преобразование (см. *ФИУ* на рис. 4.14). Запуск программы фазоимпульсного преобразования происходит по прерываниям 12 раз в течение периода промышленной частоты по импульсным сигналам, формируемым *АДП* при каждом переходе через нулевые мгновенные значения шестифазной системы переменных напряжений, получаемой от измерительных трансформаторов напряжения *ТВ* с разными группами соединений первичной и вторичной обмоток. На выходе второго микропроцессора *МП2* по шести линиям передаются сигналы информации об углах включения тиристоров трехфазных прямого и обратного вентилей тиристорного преобразователя. Сигналы усиливаются и распределяются по тиристорам в формирователях импульсных токов управления *ФИУ* — токов базы тиристоров исполнительной части САУЗ. В формирователи поступают и сигналы установки диодного режима работы тиристоров.

В исполнительную часть *ИЧ* входят и комплект герконов дискретных выходных воздействий на выключатели *Q1, Q2* компенсатора (см. рис. 4.7) *КВР*, поступающих от их мультиплексора *МПЛ*, модуль контроля *МК* (см. рис. 4.14), подключаемый через *ЦАП*. Осциллограф *О* демонстрирует операции автоматического управления. Микропроцессорная САУЗ выполняет и функции защиты СТК от токов перегрузки и повреждений тиристорного преобразователя. Широкий набор сервисных функций, реализуемых программно, обеспечивает удобство контроля и обслуживания САУЗ.

4.6. Контрольные вопросы

1. Как функционирует измерительный орган напряжения регулятора АРТ-1Н (см. рис. 4.9)?
2. Почему один из двух выходов измерительного органа регулятора АРТ-1Н (см. рис. 4.8) инверсный?

3. Каковы функции устройства автоматического контроля регулятора АРТ-1Н (см. рис. 4.8)?
4. Каким элементом измерительной части АРКТ обеспечивается независимость напряжения на зажимах потребителей электроэнергии от их мощностей? Как при возрастании тока нагрузки изменяется напряжение на шинах подстанции?
5. Из какого условия определяются зона нечувствительности $\Delta U_{нч}$ и выдержка времени АРКТ?
6. Как определяются выдержки времени действия микропроцессорных регуляторов на переключение ответвлений обмоток высшего напряжения трансформатора? И почему их две?
7. Из каких функциональных цифровых блоков (модулей) состоят микропроцессорные регуляторы (см. рис. 4.10 и 4.12)?
8. Каковы функции программных логических элементов $DX1$ и $DX2$ и программного триггера ST микропроцессорного АРКТ типа SPAU 341С (см. рис. 4.11)?
9. Как функционируют микропроцессорные автоматические регуляторы коэффициента трансформации? Каковы особенности регулятора типа РНМ-1?
10. Каковы функции и построение микропроцессорной автоматической системы комплексного управления и защиты СТК (см. рис. 4.14)?

4.7. Заключение

В информационных блоках гл. 4 изложен теоретический и технический материал по автоматике, обеспечивающий решение извечной для электроэнергетики проблемы обеспечения компенсации реактивной мощности, необходимой для поддержания на требуемых уровнях напряжения на шинах электрических станций, подстанций и на зажимах потребителей электроэнергии. За последние десятилетия проблема существенно усложнилась — возникла необходимость компенсации генерируемой линиями электропередачи высокого и сверхвысокого напряжений избыточной реактивной мощности.

Автоматические регуляторы напряжения и реактивной мощности приобрели новые функции и усложнились.

Достаточно эффективное их функционирование при решении указанной проблемы достигается при микропроцессорной реализации автоматических устройств, появившихся в самое последнее время. Новейшая информация о них и новых алгоритмах их действия включена в информационные блоки гл. 4.

4.8. Тесты

1. При каком возбуждении, установленном автоматическим регулятором, синхронный компенсатор может загружаться практически до номинальной потребляемой реактивной мощности:
 - 1) при номинальном положительном возбуждении;
 - 2) при отсутствии возбуждения;

- 3) при знакопеременном возбуждении;
- 4) при отрицательном возбуждении, ограничиваемом условием сохранения синхронной работы компенсатора.

2. Для чего синхронный компенсатор с автоматически управляемым возбуждением снабжается второй поперечно расположенной обмоткой ротора:

- 1) для осуществления знакопеременного его возбуждения;
- 2) для обеспечения отрицательного возбуждения синхронного компенсатора;
- 3) для создания дополнительного поперечно направленного магнитного потока ротора;
- 4) для обеспечения загрузки синхронного компенсатора максимально возможной по условию термической стойкости потребляемой реактивной мощностью.

3. Каким условием в режиме потребления максимальной реактивной мощности обеспечивается сохранение в синхронизме синхронного компенсатора с автоматическим регулятором его возбуждения:

- 1) при некотором максимальном положительном возбуждении;
- 2) при нулевом возбуждении и внутреннем угле синхронного компенсатора $\delta = \pi/2$;
- 3) при нулевом возбуждении и угле $\delta = 0$;
- 4) при некотором отрицательном возбуждении, при котором абсолютное значение отрицательного синхронного вращающего момента не превышает максимального значения реактивного момента при угле $\delta = \pi/4$.

4. Как — непрерывно или дискретно — изменяется генерируемая и потребляемая реактивная мощность статического (управляемого) реакторно-конденсаторного компенсатора (СТК) (см. рис. 4.7) под воздействием автоматического регулятора его реактивной мощности:

- 1) генерируемая дискретно и потребляемая непрерывно;
- 2) потребляемая дискретно, а генерируемая непрерывно;
- 3) дискретно как генерируемая, так и потребляемая;
- 4) непрерывно как потребляемая, так и генерируемая.

5. Какие сигналы информации используются автоматическим регулятором знакопеременного возбуждения синхронного компенсатора, работающего в режиме искусственной устойчивости:

- 1) по отклонениям напряжения от номинального и скорости его изменения;
- 2) по отклонениям напряжения и реактивного тока от номинальных значений;
- 3) по отклонениям напряжения ΔU и скорости изменения реактивной мощности;
- 4) по отклонениям напряжения и отклонениям внутреннего угла δ от установленного $\delta = \pi/4$ или от $\delta = 0$ при формировании сигнала по скорости изменения угла δ .

6. Для чего в регуляторе реактивной мощности СТК формируются дискретные сигналы управления выключателями СТК и его конденсаторной части (см. $Q1$ и $Q2$ на рис. 4.7) и дискретного изменения угла включения тиристоров VST :

- 1) для дискретного изменения генерируемой реактивной мощности;
- 2) для дискретного изменения потребляемой реактивной мощности;
- 3) для перевода СТК из режима генерирования в режим потребления реактивной мощности;
- 4) для обеспечения непрерывного изменения как потребляемой, так и генерируемой реактивной мощности СТК под воздействием его автоматического регулятора.

7. Почему автоматический регулятор коэффициента трансформации трансформаторов (АРКТ) является регулятором дискретного действия и его измерительный орган напряжения имеет зону нечувствительности:

- 1) из-за допустимости ограниченных по ГОСТ на нормы качества электроэнергии дискретных изменений напряжения на зажимах приемников потребителей электроэнергии;
- 2) из-за неизбежно существующих дискретных различий между напряжениями на шинах подстанции и на зажимах потребителей электроэнергии;
- 3) потому, что напряжение на шинах подстанции изменяется дискретно при включениях и отключениях мощных потребителей электроэнергии;
- 4) потому, что коэффициент трансформации изменяется дискретно переключением ответвлений от обмотки трансформатора; дискретно изменяется и напряжение на шинах подстанции.

8. Какой сигнал формируется измерительным органом напряжения регулятора типа АРТ-1Н на переключение ответвлений от обмотки трансформатора для повышения напряжения на шинах подстанции:

- 1) в виде импульсов напряжения частотой 100 Гц;
- 2) в виде импульсов частотой 50 Гц;
- 3) изменения полярности импульсного напряжения;
- 4) исчезновения импульсного напряжения.

9. За счет чего повышается точность регулирования напряжения на зажимах потребителей электроэнергии микропроцессорным АРКТ:

- 1) за счет аналого-цифрового преобразования входного напряжения измерительно-преобразовательной части;
- 2) за счет вычисления микропроцессором выдержки времени действия регулятора;
- 3) благодаря определению зоны нечувствительности измерительного органа напряжения с помощью вычисления микропроцессором;
- 4) благодаря вычислениям падений напряжения от тока нагрузки в линиях, питающих потребителей электроэнергии.

10. Как определяется в цифровом виде действующее значение напряжения на шинах подстанции, содержащее гармоники, генерируемые СТК, измерительно-

преобразовательной частью микропроцессорной автоматической системы комплексного управления и защиты СТК:

- 1) путем цифрового выпрямления и вычисления среднего значения выпрямленного напряжения;
- 2) выделением цифровым фильтром нижних частот составляющей промышленной частоты;
- 3) запоминанием амплитудных мгновенных значений напряжения;
- 4) вычислением квадратов дискретных мгновенных значений напряжения 4 раза за период промышленной частоты.

АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Структура главы

- 5.1. Учебно-информационный блок. Назначение и способы осуществления автоматизированного управления электростанциями и электроэнергетическими системами
- 5.2. Контрольные вопросы
- 5.3. Дополнительный информационный блок. Выполнение автоматических устройств и АСУ электростанциями
- 5.4. Контрольные вопросы
- 5.5. Информационный блок для углубленного изучения. Программная реализация основных функциональных частей АСУ тепловой электростанцией и АСУ электроэнергетической системой
- 5.6. Контрольные вопросы
- 5.7. Заключение
- 5.8. Тесты

Целью изучения данной темы является создание представления о современном состоянии решения важнейшей для электроэнергетики проблемы оптимизации режимов процесса производства и передачи электроэнергии, обеспечивающей выработку и передачу электроэнергии надлежащего качества при минимальном расходе условного топлива.

В связи с непрерывным и случайным изменением требуемой потребителями электроэнергии активной мощности необходимо автоматическое управление изменением ее распределения между электростанциями, а внутри них — между синхронными генераторами в соответствии с их технико-экономическими показателями.

Проблема удовлетворительно решается только на основе методов и технических средств обработки информации цифровой вычислительной техникой в реальном времени случайных процессов изменений нагрузки электрических станций.

5.1. Учебно-информационный блок. Назначение и способы осуществления автоматизированного управления электростанциями и электроэнергетическими системами

5.1.1. Назначение автоматизированной системы управления электростанцией

Электрическая станция как главная производственная единица электроэнергетической системы (ЭЭС) в связи с особенностями процесса производства и передачи электрической энергии должна управляться полностью автоматически, т.е. без непосредственного участия человека (оператора). Однако в настоящее время полностью автоматизированы только гидроэлектростанции (ГЭС). Тепловые (ТЭС) и атомные (АЭС) электростанции управляются автоматизированными системами, предполагающими эпизодическое вмешательство в их функционирование дежурного оператора электростанции. Тем не менее в связи с программированием современных систем управления ГЭС человеком и предусматриваемой (на всякий случай) возможностью «ручного» воздействия на них они также называются автоматизированными (АСУ ГЭС). Громоздкая, связанная со сложностью тепловых процессов, технологическая автоматика ТЭС и АЭС обуславливает наименование систем управления ими как автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП).

Конкретные задачи АСУ электростанциями сводятся к следующим:

поддержание активной мощности энергоблоков турбина—генератор—трансформатор на предписанном постоянной прогнозируемой (плановой) частью графика нагрузки электростанции уровне;

изменение активной мощности энергоблоков под воздействием сигналов АСУ ЭЭС, поступающих по каналам передачи информации, для покрытия случайно изменяющейся (неплановой) нагрузки электроэнергетической системы;

экономичное распределение плановой и неплановой активной мощности электростанции между параллельно работающими энергоблоками;

поддержание частоты напряжения на шинах электростанции на номинальном уровне с заданной точностью (отклонения Δf не более $\pm 0,1$ Гц) — вторичное автоматическое регулирование частоты;

изменение амплитуды напряжения на шинах электростанции в соответствии с графиком;

изменение обусловленной режимами работы ЭЭС реактивной мощности электростанции и оптимальное ее распределение между синхронными генераторами;

взаимодействие с автоматическими устройствами противоаварийного управления энергоблоками — релейной защиты и противоаварийной автоматики (УПА). Автоматизированная система управления выполняет ряд технико-экономических и планово-производственных, даже коммерческих, функций.

5.1.2. Общее построение автоматизированной системы управления

Разработка электроэнергетическими научно-исследовательскими организациями и внедрение автоматизированных систем управления на основе ставшей доступной для широкого применения цифровой вычислительной техники начались еще в 70-х годах XX в. [34, 36]. В настоящее время создается уже третье — интегрированное — поколение АСУ ГЭС и АСУ ТП тепловых и атомных электростанций на основе разработанных в ГУП ВЭИ микропроцессорных средств для автоматизации электроэнергетических комплексов (МК АЭК), удовлетворяющих требуемой надежности функционирования автоматических устройств электроэнергетических систем. Разработана система комплектных автоматических устройств управления на микропроцессорах (САУМ) для технической реализации АСУ ТП [35].

Научно-исследовательскими организациями согласованы и приняты общая концепция построения и функциональная структура АСУ ТП электростанций. Они являются интегрированными двухуровневыми иерархическими и распределенными (по территории электростанций): верхний уровень — общестанционная часть, нижний — агрегатная часть.

Они называются интегрированными, поскольку используют общее информационное обеспечение: подсистему сбора и первичной обработки информации от энергоагрегатов, входящую в блочную часть, и подсистему представления информации через ПЭВМ персоналу, входящую в общестанционную часть, и из-за концентрации обширного комплекса выполняемых ими функций.

Верхний уровень АСУ включает подсистему автоматического управления нормальным режимом общестанционного уровня, состоящую из автоматических устройств:

- общестанционного регулирования частоты и активной мощности (ОРЧАМ) электростанции;

- общестанционного регулирования напряжения и реактивной мощности (ОРНРМ);

- управления изменениями состояний энергоагрегатов (с условным названием ПУСК);

- противоаварийного управления.

Нижний уровень образует комплекс автоматических устройств управления гидро- и турбогенераторами: автоматика изменения состояния, автоматический синхронизатор (АС), автоматические регуляторы частоты вращения (АРЧВ), активной мощности (АРАМ) и возбуждения (АРВ) синхронного генератора, автоматические регуляторы коэффициента трансформации (АРКТ).

До появления и внедрения АСУ управление изменениями состояний, частотой и активной нагрузкой, напряжением и реактивной мощностью электростанции осуществлялось отдельными аналоговыми автоматическими устройствами: автоматикой пуска и устройствами, соответствующими ОРЧАМ и ОРНРМ, которые назывались устройствами группового управления частотой вращения и возбуждением синхронных генераторов. В простейшем варианте равномерного распределе-

ния активной и реактивной нагрузок между параллельно работающими однотипными генераторами они выполнялись на агрегатном уровне. Наиболее совершенными из них были автоматические устройства группового управления с центральными общестанционными автоматическими регуляторами частоты (ЦАРЧ) и напряжения (ЦАРН), обеспечивавшими поддержание частоты и амплитуды напряжения на шинах электростанции, и элементами (устройствами) оптимального распределения активной (УРАМ) и реактивной (УРРМ) мощностей между синхронными генераторами по их технико-экономическим показателям. Они рассмотрены в дополнительном информационном блоке (см. § 5.3).

5.1.3. Назначение и задачи АСУ электроэнергетической системой

Автоматизированное управление режимами работы электроэнергетических систем осуществляется АСУ ЭЭС, АСУ ОЭС и АСУ ЕЭС. Их техническая реализация стала возможной лишь с появлением цифровой вычислительной техники. Назначением АСУ является обеспечение надежного, технически рационального и оптимального по технико-экономическим показателям функционирования электрических станций и электроэнергетических систем.

Главная задача АСУ электроэнергетических систем — автоматическое управление частотой и активной мощностью.

Соответствующие автоматические устройства образуют централизованную автоматическую систему регулирования частоты и мощности (ЦАРЧМ), функционирующую по ступенчато-иерархическому принципу.

Нижним ее уровнем являются АСУ ТП гидроэлектростанций, тепловых и атомных электростанций. Второй уровень образуют автоматические устройства, установленные на диспетчерских пунктах ЭЭС. Управляющий вычислительный комплекс (УВК) в соответствии с расчетами по прогнозированию графика нагрузки и его оптимальному по технико-экономическим показателям выполнению выдает почасовые графики нагрузок — задания плановой мощности — и определяет участие частоторегулирующих электростанций в покрытии изменений внеплановой мощности ЭЭС. Новой по сравнению с общестанционной АСУ ТП функцией автоматизированной системы управления ЭЭС являются контроль и ограничение перетоков мощности по линиям электропередачи по условию сохранения статической устойчивости электроэнергетической системы.

Указанная задача ограничения перетоков мощностей становится главной для автоматических устройств управления частотой и активной мощностью ОЭС, часто содержащих линии связи между ЭЭС, входящих в объединение, с ограниченной пропускной способностью. Они образуют третий (верхний) уровень автоматической системы управления частотой и мощностью. Ее высшим (четвертым) уровнем является комплекс автоматических устройств, установленных в Центральном диспетчерском управлении (ЦДУ) Единой электроэнергетической системы.

Основными задачами автоматической системы управления частотой и мощностью ЕЭС являются непрерывное поддержание баланса между генерируемой и требуемой потребителями мощностью при наиболее экономичном режиме и раци-

ональном использовании энергоресурсов и обеспечение устойчивости параллельной работы ОЭС и надежности электроснабжения. Особенности автоматического управления на верхнем и высшем уровнях определяются снижением случайных отклонений частоты по мере роста установленных мощностей ОЭС и ЕЭС в целом и, напротив, возрастанием нерегулярных изменений обменных мощностей между ОЭС. Поэтому в ОЭС и ЕЭС производится автоматическое регулирование среднего за некоторое время значения частоты по интегральному критерию, а на первый план выступают управление перетоками мощностей и их ограничение.

Накопленный опыт эксплуатации аналоговой ЦАРЧМ, созданной ОАО «Институт «Энергосетьпроект» [38], способствовал разработке и внедрению цифровой автоматической системы регулирования частоты и мощности в ЕЭС с расширенными функциями и новыми свойствами [39, 40], позволяющими:

- приспосабливаться (свойством адаптации) к изменениям режимов работы и складывающейся ситуации в ОЭС и ЕЭС;

- обеспечивать технически рациональное совместное использование гидравлических и тепловых электростанций в общем процессе производства и передачи электроэнергии;

- реализовать сложные взаимосвязи при анализе текущих режимов, выявлять их нарушения и определять оптимальные управляющие воздействия;

- повышать работоспособность управляющего комплекса в целом и предотвращать неправильные его действия при неисправностях отдельных элементов;

- повышать помехоустойчивость за счет достоверизации используемой информации;

- обеспечивать диспетчера информацией, достаточной для оценки текущего режима и контроля за его изменениями при действии ЦАРЧМ.

5.2. Контрольные вопросы

1. Каково назначение автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) электрической станции?
2. Какие автоматические устройства входят в агрегатную часть АСУ ТП?
3. Какие функции выполняет общестанционная часть АСУ ТП?
4. Почему выполнение основных задач автоматического управления частотой и мощностью: поддержание частоты на неизменном уровне и распределение нагрузки электростанции между параллельно работающими энергоагрегатами приходится возлагать на разные автоматические устройства?
5. По какому технико-экономическому показателю производится распределение нагрузки тепловой электростанции между турбогенераторами?
6. Каково назначение АСУ электроэнергетической системы (ЭЭС)? Какова ее главная задача?
7. По какому технико-экономическому показателю распределяется общая нагрузка ЭЭС между электрическими станциями?

8. По какому критерию отклонения частоты Δf от номинальной осуществляется автоматическое управление частотой промышленного тока от АСУ ЭЭС?
9. Какова общая концепция построения АСУ ЭЭС?
10. Какие уровни различаются в иерархически построенной АСУ ЭЭС?

5.3. Дополнительный информационный блок. Выполнение автоматических устройств и АСУ электростанциями

5.3.1. Автоматические устройства группового управления частотой и активной мощностью, напряжением и реактивной мощностью

Функциональные структуры автоматических устройств группового управления частотой и активной нагрузкой и группового управления напряжением и реактивной мощностью принципиально одинаковы. Различия между ними состоят в том, что центральный автоматический регулятор частоты (ЦАРЧ) — астатический ПИ-регулятор, а центральный автоматический регулятор напряжения (ЦАРН) — статический ПД-регулятор с малым статизмом ($k_{ст} < 0,01$). Распределение активной мощности между параллельно работающими генераторами, особенно ТЭС, всегда производится по их технико-экономическому показателю энергоблоков — характеристике относительного прироста расхода условного топлива. Реактивная нагрузка аналоговыми устройствами распределяется, как правило, равномерно, т.е. уравнивается, и учитываются лишь такие ограничения, как перевод гидрогенератора в режим СК или возврат в генераторный режим. Поэтому для пояснения их действия на рис. 5.1 приведена только общая функциональная схема автоматической системы регулирования частоты и активной мощности АСРЧМ тепловой электростанции $P_{ЭС}$ как несколько более сложной. Она осуществляет вторичный уровень регулирования (первичный производится, как указывалось, АРЧВ энергоблоков — паровой турбины $ПТ$, генератора G , трансформатора T).

Автоматическая система содержит общестанционный астатический регулятор частоты ЦАРЧ с интегрирующим измерительным преобразователем изменений частоты, формирующим сигнал интегрального (среднего за время начала и окончания изменения частоты $\Delta t = t_k - t_n$) отклонения частоты:

$$\delta f = k_{ч} \int_{t_n}^{t_k} \Delta f dt. \quad (5.1)$$

Измерительный преобразователь изменения частоты получается интегрирующим присоединением к измерительному органу частоты напряжения ИОЧН с выходным сигналом в виде постоянного напряжения $U_{\Delta f}$, пропорционального отклонению частоты Δf , активного интегратора АИИ.

$U_{P_{прi}}$ о предписанных мощностях каждого из генераторов. Они формируются функциональными преобразователями с функциями преобразования ϕ_i по характеристикам относительного прироста расхода условного топлива энергоблоками. Их сумма равна предписанной мощности электростанции.

Сигналы о разности $U_{\Delta P_{гi}}$ предписанной мощности одного из турбогенераторов $U_{P_{прi}}$ и истинной активной нагрузке $U_{P_{гi}}$ синхронного генератора, формируемые вычитателями $AH1—AHN$ и об отклонении частоты $U_{\Delta f_{и}}$ поступают на входы задающих элементов $APЧВ$ турбин, а именно на механизм управления $MУТ$ паровой турбиной (см. рис. 2.5) или механизм изменения мощности $MИМ$ гидротурбины (см. рис. 2.10).

Автоматическая система регулирования частоты и мощности (АСРЧМ) электростанции реализует так называемый мнимостатический алгоритм регулирования частоты и мощности:

$$\left. \begin{aligned} &k_f \Delta f + k_{гi} (P_{гi} - P_{прi}) = 0 \\ &k_f \Delta f + k_{гi} \left(P_{гi} - \phi_i \int_{t_{н}}^{t_{к}} \Delta f dt \right) = 0. \end{aligned} \right\} \quad (5.2)$$

или

Согласно (5.2) переходный процесс воздействия на турбину продолжается до тех пор, пока не исчезнет отклонение частоты Δf и пока истинная нагрузка генератора $P_{гi}$ не станет равной предписанной мощности $P_{прi}$.

Наиболее современная, разработанная в ВЭИ [2], автоматическая система вторичного регулирования напряжения и реактивной мощности содержит общестанционный центральный астатический ПИ-регулятор напряжения (ЦАРН) APV (рис. 5.2, а) и астатические УРРМ (рис. 5.2, б), обеспечивающие, как правило, уравнивание реактивных мощностей синхронных генераторов $G1, G2, G3$, однако предусматривающие и возможность их распределения с учетом загрузки генераторов активной мощностью, их режимов работы и других условий (ограничений). Оригинальное техническое решение исполнения воздействий ЦАРН и УРРМ позволило отказаться от наиболее сложных элементов — измерительных преобразователей реактивной мощности синхронных генераторов.

Астатичность центрального регулятора напряжения APV (см. рис. 5.2, а) достигается использованием в качестве интегрирующего элемента электродвигателя в виде передающего сельсина BG , который совместно с приемными сельсинами BE задающих элементов APB СД генераторов $ADV1, ADV2, ADV3$ образует синхронный вал передачи воздействия от APV на элементы изменения уставок ADV [8].

Измерительный орган напряжения ЦАРН выполнен по схеме измерительного органа APB СД и позволяет изменять заданное значение напряжения на шинах

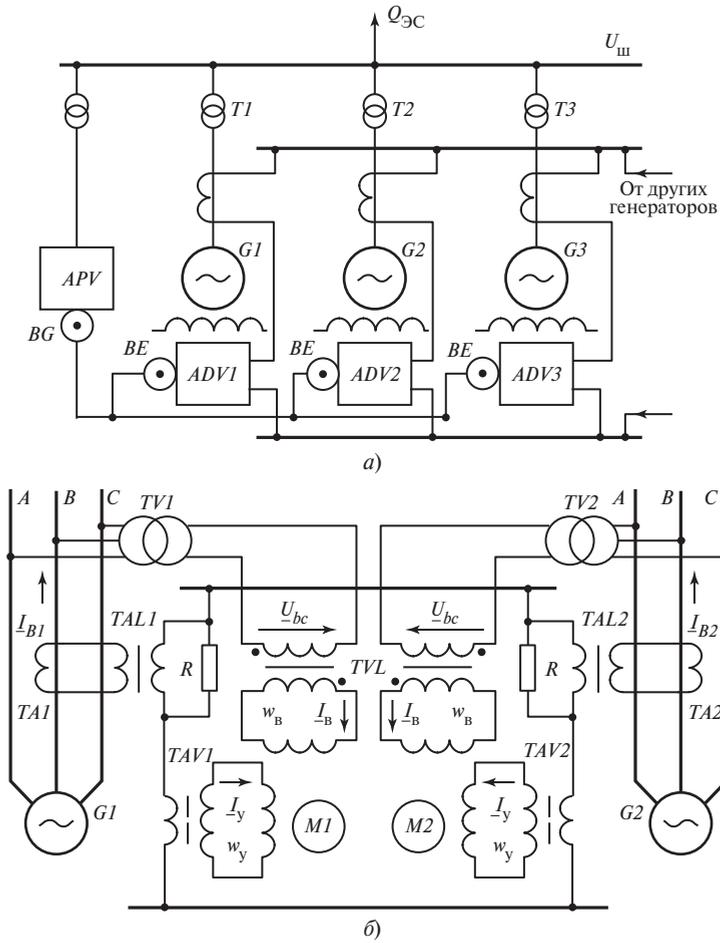


Рис. 5.2. Функциональная схема астатического группового управления возбуждением синхронных генераторов с регуляторами возбуждения «сильного» действия (а) и схема уравнивания реактивных нагрузок генераторов (б)

электростанции $U_{ш}$ в соответствии с программной информацией от устройств задания графика напряжения. Трехфазный реверсивный магнитный усилитель с самонасыщением (МУС) [8] с выходом на переменном токе, входящий в состав APV (на схеме не показан), преобразует напряжение постоянного тока $\pm \Delta U$ на выходе измерительного органа напряжения $ИОН$ (см. рис. 3.8) в трехфазную систему напряжений, изменяющих фазу на угол π при изменении знака напряжения $U_{\Delta U}$. Дифференциальный сельсин [8] вращается в ту или иную сторону до тех пор, пока напряжение $U_{\Delta U}$ не снижается до нуля, т.е. напряжение после отклонения от предписанного значения не восстанавливается полностью.

Восстановление напряжения обеспечивается изменениями возбуждения синхронных генераторов их регуляторами ADV , уставки которых изменяются при вращении приемных сельсинов BE .

Схема устройства уравнивания реактивных нагрузок (см. рис. 5.2, б) содержит схему многолучевой звезды из резисторов R нагрузки вторичных измерительных трансформаторов тока $TAL1$, $TAL2$ фазы B генераторов и обмоток управления w_y двухфазных электродвигателей $M1$, $M2$. Обмотки возбуждения электродвигателей w_b подключены к измерительным трансформаторам TVL междуфазных напряжений U_{bc} генератора. Вращающий момент двухфазного электродвигателя пропорционален синусу угла сдвига фаз между токами I_b и I_y в обмотках возбуждения и управления. Поэтому указанное сочетание тока и напряжения с учетом дополнительного опережения по фазе током в цепи управления I_y на угол $\pi/6$ тока I_b обеспечивает пропорциональность вращающего момента электродвигателя реактивной мощности.

Вторичные токи I_y трансреакторов $TAV1$, $TAV2$ и токи I_b трансформаторов TVL при чисто реактивном токе сдвинуты по фазе на угол $\pi/2$, и вращающий момент электродвигателей $M1$ и $M2$ максимален. При чисто активной мощности генератора токи совпадают по фазе и вращающий момент равен нулю. Электродвигатель вращается в том или ином направлении до тех пор, пока реактивная составляющая тока в ветви схемы многолучевой звезды не снизится до нуля. Реактивный ток генератора изменяется, поскольку электродвигатель через дифференциальный редуктор воздействует на поворотный трансформатор элемента изменения уставки ADV (см. рис. 5.2, а).

Устройство содержит логическую часть, координирующую воздействия от ЦАРН и УРРМ, от ограничителя перегрузки генератора реактивным током и от измерительного органа тока ротора в режиме потребления генератором реактивной мощности (ограничителя минимального возбуждения).

На рис. 5.3 приведена схема, иллюстрирующая построение и действие комплексной автоматической системы управления напряжением и реактивной мощностью электростанции с шинами нескольких напряжений. Система состоит из устройства группового управления реактивной мощностью синхронных генераторов $G1$, $G2$ (см. рис. 5.2, б) и автоматического регулятора коэффициента трансформации междушинных трансформаторов T или трансформаторов связи с энергосистемой. Групповое управление предполагает использование индивидуальных регуляторов возбуждения $ADV1$, $ADV2$ генераторов «сильного» действия с измерительными органами напряжения $ИОН$ (показан только для $ADV2$). Регулятор коэффициента трансформации $АРКТ$ обеспечивает автоматическую диагностику измерительно-преобразовательной части $ИПЧ$ и УРПН трансформатора и обладает особенностями, обусловленными необходимостью обеспечения согласованной работы автоматических систем группового регулирования возбуждения генераторов и регулирования коэффициентов трансформации трансформаторов.

Через логическую часть $ЛЧ$ $АРКТ$ связан с элементом изменения уставки напряжения $ЭИУ$ центрального регулятора напряжения APV и с регуляторами воз-

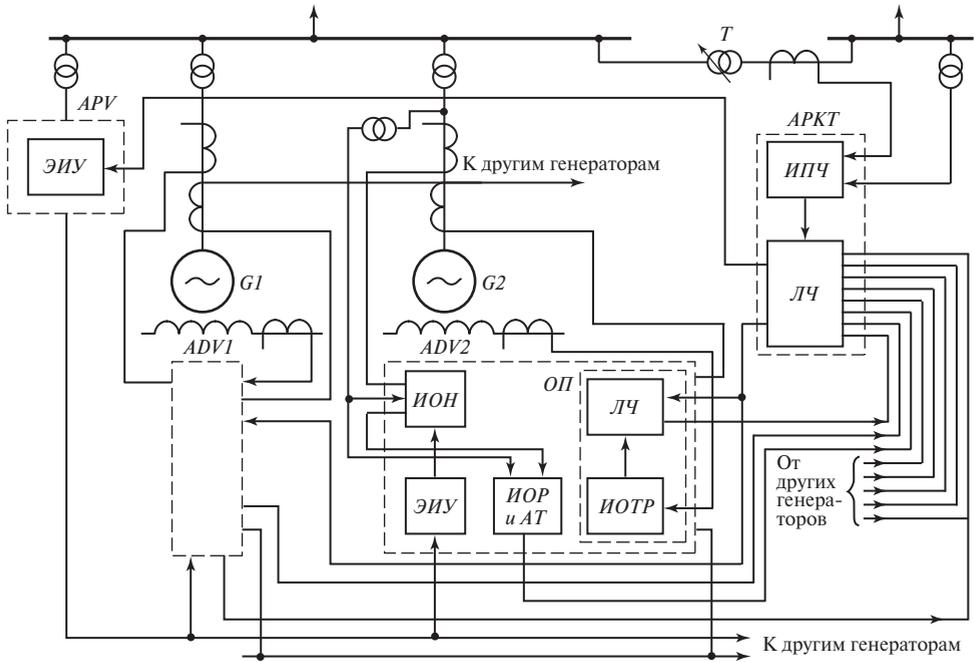


Рис. 5.3. Функциональная схема комплексной автоматической системы управления напряжением и реактивной мощностью электростанции

буждения *ADV* синхронных генераторов, а именно: с ограничителем перегрузки *ОП*, образуемым измерительным органом тока ротора *ИОТР* и соответствующими элементами логической части *ЛЧ* регулятора (*ADV2* на рис. 5.3), и с измерительным органом реактивного и активного токов *ИОРиАТ*, предназначенным для ограничения минимального возбуждения генератора в режиме потребления реактивной мощности (см. рис. 3.8).

Приоритет действия в комплексной автоматической системе имеет *АРКТ*. После каждого переключения ответвлений обмоток трансформатора по сигналу от *АРКТ* производится подгонка уставок напряжения *ADV1*, *ADV2* с тем, чтобы реактивная нагрузка генераторов не изменилась. Воздействие *АРКТ* на ограничитель перегрузки *ОП* регулятора возбуждения, в частности *ADV1*, *ADV2*, снимает выдержку времени на разгрузку генератора по реактивному току, если перегрузка явилась следствием действия *АРКТ*.

Воздействия на *АРКТ* ограничителя перегрузки *ОП* и ограничителей минимального возбуждения (измерительных органов реактивного и активного токов *ИОРиАТ*) запрещают действие *АРКТ* и даже обуславливают его действие в противоположную сторону (реверс) в режиме полной нагрузки всех генераторов выдаваемой реактивной мощностью или в режиме максимального потребления реактивной мощности (ограничения минимального возбуждения). После реверса *АРКТ* запрещается изменение уставок напряжения *ADV1*, *ADV2*, чтобы сохранился один из указанных режимов работы синхронных генераторов.

5.3.2. Микропроцессорная автоматизированная система управления гидроэлектростанцией

Гидроэлектростанциям принадлежит важная роль в обеспечении надежного и оптимального режимов работы Единой электроэнергетической системы. Они покрывают переменную, случайно изменяющуюся часть графика нагрузки ЕЭС и тем самым обеспечивают равномерную работу мощных электроэнергетических блоков ТЭС и АЭС. Именно на ГЭС сосредоточен оперативный резерв мощности, вводимый в действие в течение десятков секунд. Маневренность ГЭС широко используется в аварийных ситуациях для быстрого восстановления баланса (равенства требуемой потребителем и производимой) электроэнергии в целях предотвращения нарушения устойчивости параллельной работы электрических станций и восстановления нормального режима работы ЭЭС. Технологический процесс производства электроэнергии на ГЭС несопоставимо проще, чем на ТЭС. Поэтому первыми разрабатывались АСУ ГЭС [34].

В настоящее время создана микропроцессорная интегрированная АСУ ГЭС и гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) [36, 37], функциональная структура которой иллюстрируется схемой на рис. 5.4. Как указывалось, АСУ является двухуровневой. Нижний агрегатный уровень (агрегатная часть АЧ) АСУ содержит устройства:

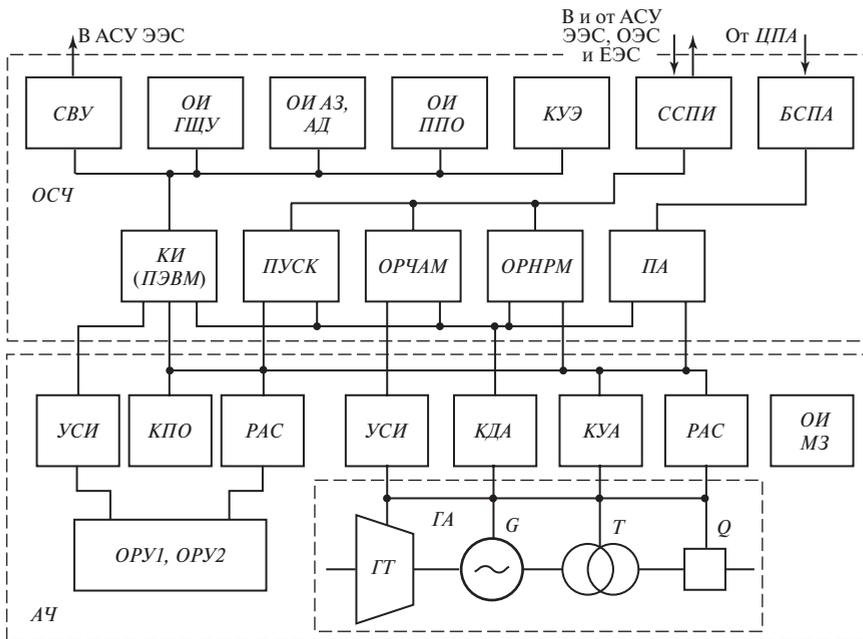


Рис. 5.4. Функциональная структура микропроцессорной АСУ ГЭС

сбора и первичной обработки информации о состоянии гидрогенератора G и трансформатора T энергоблока $УСИ$; контроля и диагностики $КДА$ гидроагрегатов $ГА$ и коммутационного (подстанционного) оборудования $КПО$;

комплексного автоматического управления гидроагрегатом $ГА$ (гидротурбиной $ГТ$ — генератором G — трансформатором T) $КУА$;

регистрации аварийных ситуаций $РАС$ на гидроагрегатах и открытых распределительных устройствах $ОРУ1$, $ОРУ2$.

Первая из указанных — группа информационных средств — поставляет (через концентратор $КИ$) информацию о технических показателях технологического оборудования, таких как уровни масла в маслонапорной установке $МНУ$ (см. рис. 1.1), в подпятнике гидротурбины $ГТ$ и подшипнике генератора, их температура, положение гидравлических двигателей и др.; о ходе процессов пуска и синхронизации гидрогенератора; электрических режимах гидрогенератора и трансформатора; о состоянии выключателей Q и их приводов и т.п.

Главную управляющую часть агрегатного уровня $КУА$ составляют микропроцессорная автоматика изменения состояния гидроагрегата, микропроцессорные автоматический синхронизатор (АС), АРЧМ и АРВ синхронного генератора. Устройства $РАС$ выдают осциллограммы процессов изменений напряжений и токов при коротких замыканиях и других возмущающих воздействиях, фиксируют состояния контактных и бесконтактных выходов измерительно-преобразовательной и исполнительных частей автоматических управляющих устройств с последующей выдачей информации на экран дисплея ПЭВМ.

Верхний общестанционный уровень (общестанционная часть $ОСЧ$) АСУ состоит из следующих подсистем:

представления и отображения информации $ОИ$ персоналу электростанции о нормальных режимах, регистрации и анализа аварийных режимов;

автоматического управления нормальными режимами работы электростанции, оптимального регулирования частоты и активной мощности $ОРЧАМ$, напряжения и реактивной мощности $ОРНРМ$;

противоаварийной автоматики $ПА$, связанной через быстродействующую передачу сигналов противоаварийной автоматики $БСПА$ с централизованной $ЦПА$ (см. § 7.1);

информационной связи с вышестоящим уровнем управления $СВУ$ и комплексного учета электроэнергии $КУЭ$.

Подсистема $ОИ$ строится на базе локальной вычислительной сети совместимых ПЭВМ, установленных на главном щите управления $ГЩУ$ гидроэлектростанцией, в электромашином зале $МЗ$, в помещениях службы автоматики и защиты $АЗ$, администрации $АД$, планово-производственного отдела $ППО$. Основными ее функциями являются:

отображение информации о текущем состоянии энергооборудования и электрической схемы ГЭС; своевременное выявление отклонений режимных параметров технологического процесса и его нарушений;

регистрация действия автоматических управляющих устройств в нормальном, предаварийном и аварийном режимах; вычисление технико-экономических показателей; коммерческий учет электроэнергии и сбор статистической информации.

Подсистема общестанционного автоматического управления состоит из трех основных частей, осуществляющих автоматическое управление пуском и включением на параллельную работу гидрогенераторов: подсистемы ПУСК; общестанционного автоматического регулирования частоты и оптимального распределения активной нагрузки между гидрогенераторами — общестанционной подсистемы регулирования частоты и активной мощности ОРЧАМ и общестанционного автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности ОРНРМ [124].

Основное назначение подсистемы ПУСК — формирование командных сигналов для устройств технологической автоматики, обеспечивающей изменение состояния гидроагрегата, управление процессами нормального и ускоренного пусков в генераторный, насосный (на ГАЭС) или компенсаторный режимы и перевода из одного режима в другой. Подсистема обеспечивает персонал электростанции информацией об их протекании, отображаемой на экранах дисплеев ПЭВМ, особенно на ГАЭС [36]: о начале и окончании очередной стадии электромеханического переходного процесса, например об открытии направляющего аппарата, достижении близкой к синхронной частоты вращения, электромагнитных и электромеханических переходных процессах самосинхронизации и точной синхронизации и наборе гидрогенератором нагрузки.

Микропроцессорная подсистема оптимального регулирования частоты и активной мощности ОРЧАМ по сигналам от АСУ ЭЭС формирует сигналы предписанной мощности каждого гидрогенератора и распределяет ее изменения между гидроагрегатами с учетом их индивидуальных ограничений по активной мощности и зон нежелательных из-за повышения вибраций и кавитации нагрузок, т.е. обеспечивает технически рациональное и технико-экономически оптимальное распределение изменений нагрузки ГЭС между гидроагрегатами. Как указывалось, аналоговыми устройствами группового управления осуществляется лишь равномерное ее распределение — уравнивание нагрузок гидрогенераторов. Подсистема воздействует на АРЧВ турбин через их задающие элементы — механизмы изменения мощности МИМ (см. рис. 2.10, 2.11).

Подсистема общестанционного автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности ОРНРМ (см. рис. 5.4) выявляет отклонения напряжения на шинах электростанции и реактивной мощности, отдаваемой в электроэнергетическую систему — генерируемой или потребляемой, от предписанных значений, изменяет уставки напряжения АРВ синхронных генераторов или статических компенсаторов реактивной мощности, обеспечивая оптимальное ее распределение между ними, и воздействует на АРКТ трансформаторов и автотрансформаторов, связывающих шины различных напряжений.

Основные отличительные особенности микропроцессорной подсистемы *ОРНПМ* по сравнению с аналоговой (см. рис. 5.3), обусловленные возможностями цифровой вычислительной техники, сводятся к следующим [71, 124]:

прогнозирование реактивной нагрузки электростанции, необходимой для поддержания на предписанном уровне напряжений на шинах, осуществляемое на основе учета регулировочной характеристики (зависимости требуемой реактивной мощности от задаваемого напряжения) ГЭС;

учет различий регулировочных характеристик гидрогенераторов и индивидуальных ограничений по реактивной нагрузке, ее перераспределение в зависимости от режима работы (генераторный, режим СК, насосный) и от активной нагрузки гидрогенераторов;

анализ перетоков реактивной мощности через автотрансформаторы связи между шинами различных напряжений при формировании воздействия на *АРКТ*;

поагрегатный контроль выполнения управляющих воздействий и выдача соответствующей информации.

Микропроцессорная подсистема противоаварийной автоматики ПА предназначена для предотвращения нарушения устойчивости параллельной работы электрических станций при аварийных возмущениях. Она формирует и запоминает на определенное время дозированные по интенсивности и длительности противоаварийные управляющие воздействия на гидрогенераторы: их ускоренный пуск, отключение или электрическое торможение.

Микропроцессорная общестанционная часть ОСЧ АСУ ГЭС осуществляет обмен информацией с диспетчерским пунктом — АСУ ЭЭС, ОЭС и ЕЭС через информационные автоматические системы сбора и передачи информации *ССПИ*, а через быстродействующую передачу сигналов противоаварийной автоматики *БСПА* получает сигналы от централизованной противоаварийной автоматики *ЦПА*.

5.3.3. Микропроцессорная автоматизированная система управления тепловой электростанцией

В связи с возрастающей по мере развития электроэнергетики сложностью решения проблемы оптимального распределения активной нагрузки при поддержании практически неизменной частоты, особенно проблемы противоаварийного управления мощностью электроэнергетических систем и ее перетоками между ними, к покрытию неплановой, случайно изменяющейся части графика нагрузки ЭЭС стали привлекаться и тепловые электростанции. В соответствии с указанной общей концепцией построения АСУ ТП тепловых электростанций на общестанционную ее часть, кроме оптимального распределения плановой мощности, возлагается задача технически рационального и технико-экономически оптимального распределения между энергоблоками ТЭС неплановой, задаваемой общей для ЭЭС автоматической системой управления активной мощностью. Общестанционная часть АСУ ТП обеспечивает участие ТЭС и в автоматическом регулировании частоты. Особая роль принадлежит ТЭС в противоаварийном управлении мощностью.

В связи с громоздкостью теплоэнергетического технологического оборудования функции микропроцессорной АСУ ТП тепловой электростанции существенно сложнее выполняемых автоматизированной системой управления гидроэлектростанцией. В соответствии с общей концепцией построения АСУ ТП тепловых и атомных электростанций она является интегрированной, иерархической, двухуровневой и распределенной, функционирующей на основе переработки обширной информации.

Основной уровень АСУ ТП — это ее общестанционная часть *ОСЧ* (рис. 5.5), состоящая из информационного *ИВК* и управляющего *УВК* вычислительных комплексов. Информационное обеспечение АСУ имеет решающее значение для эффективности ее функционирования. Общестанционная часть АСУ осуществляет обмен информацией по телеавтоматическим каналам технических средств сбора и передачи информации *ССПИ* с АСУ электроэнергетической системы, автоматизированной системой диспетчерского управления объединенных энергосистем и ЕЭС по каналам быстродействующей передачи сигналов *БСПА* с централизованной противоаварийной автоматикой *ЦПА*. Как указывалось, *ОСЧ* получает информацию о заданном графике загрузки электростанции плановой мощностью и о предписанной неплановой, покрытие которой связано с участием ТЭС в автоматическом регулировании частоты; информацию о дозированных противоаварийных воздействиях на кратковременное и длительное снижение мощности турбин в аварийном и послеаварийном режимах соответственно и выдает информацию

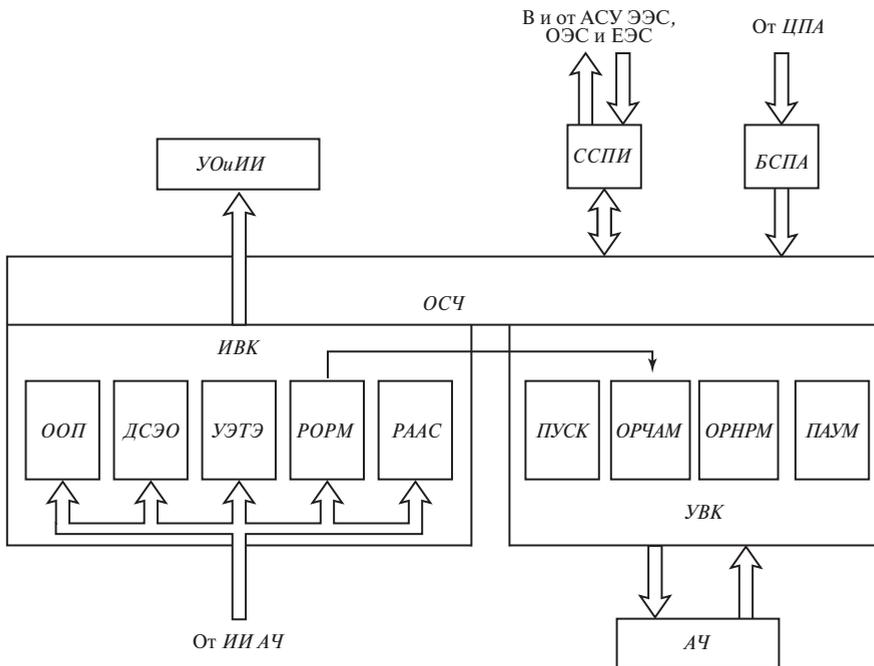


Рис. 5.5. Функциональная схема АСУ ТП тепловой электростанции

о режимах работы ТЭС и ее технико-экономических показателях, о схеме электростанции, состояниях энергоблоков, максимально и минимально допустимых мощностях и об исполнении заданий по плановой и неплановой мощностям.

Информационно-вычислительный комплекс *ИВК* собирает информацию от измерительных преобразователей электрических режимных параметров турбогенераторов и датчиков тепловых, термодинамических и механических режимных параметров энергоблоков и оборудования собственных нужд (источников информации агрегатной части *ИИ АЧ АСУ ТП*). Он производит ее обработку, прежде всего для отображения оперативному персоналу *ООП* результатов диагностики состояния основного тепло- и электроэнергетического оборудования *ДСЭО* для учета выработанной, потребляемой на собственные нужды и отпущенной электрической и тепловой энергии *УЭТЭ*, поступающей в устройства отображения и использования информации *УОиИИ*. В *ИВК* производятся расчеты по оптимальному распределению плановой и неплановой мощностей электростанции между энергоблоками *РОРМ*; по рассчитываемым циклически на основе собираемой информации технико-экономическим показателям энергоблоков формируются данные для передачи в АСУ ЭЭС, ОЭС и ЕЭС; производятся регистрация и анализ аварийных ситуаций *РААС* и ряд расчетов планово-производственного характера.

Управляющий вычислительный комплекс *УВК* состоит из четырех частей (рис. 5.5), выполняющих:

управление пуском и остановом, включение на параллельную работу и нагружение турбогенераторов *ПУСК*;

общестанционное оптимальное регулирование частоты и активной мощности *ОРЧАМ*;

общестанционное оптимальное регулирование напряжения и реактивной мощности *ОРНРМ*;

противоаварийное управление мощностью *ПАУМ*.

Основные особенности *УВК*, отличающие его от управляющей части АСУ ГЭС (см. рис. 5.4), определяются сложностью технологических процессов пуска, останова и нагружения паровых турбин и рассмотренными задачами автоматического управления мощностью в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах, реализуемого микропроцессорной автоматической системой управления мощностью, выполняющей функции *ОРЧАМ* и *ПАУМ*. Усложняются и функции *ОРНРМ* по сравнению с выполняемыми в АСУ ГЭС, поскольку ТЭС и АЭС часто имеют шины нескольких напряжений, а ТЭЦ и шины генераторного напряжения. Соответственно требуются больший объем информации и согласование управляющих воздействий на АРВ групп электрических блоков генератор—трансформатор и АРКТ трансформаторов и автотрансформаторов связи между шинами.

Автоматическая система *ОРНРМ* программно реализуется как многосвязная автоматическая система регулирования [71].

Основной частью АСУ тепловой электростанции является автоматическая система *ОРЧАМ*. Ее программная реализация рассмотрена в информационном блоке для углубленного изучения в п. 5.5.1.

5.4. Контрольные вопросы

1. Почему выполнение основных задач автоматического управления частотой и мощностью — поддержание частоты на неизменном уровне и распределение нагрузки электростанции между параллельно работающими энергоагрегатами — приходится возлагать на разные автоматические устройства?
2. Какие функции выполняет и как действует автоматическое устройство группового управления турбогенераторами (см. рис. 5.1)?
3. Как действует устройство астатического группового управления возбуждением синхронных генераторов (см. рис. 5.2)?
4. Какие функции выполняет и как действует комплексная автоматическая система управления напряжением и реактивной мощностью электростанции (см. рис. 5.3)?
5. Из каких функциональных частей состоит и как действует агрегатная часть микропроцессорной автоматической системы управления (АСУ) гидроэлектростанцией (см. рис. 5.4)?
6. Из каких функциональных частей состоит и как действует общестанционная часть АСУ гидроэлектростанцией (см. рис. 5.4)?
7. В чем состоит общая концепция построения АСУ ТП тепловой электростанции?
8. Из каких функциональных элементов состоит и как действует микропроцессорная общестанционная автоматическая система оптимального регулирования частоты и мощности тепловой электростанции (см. рис. 5.5)?
9. Каковы задачи информационно-вычислительного комплекса (ИВК) АСУ ТП тепловой электростанции?
10. Чем определяются и в чем состоят отличительные особенности управляющего вычислительного комплекса (УВК) АСУ ТП тепловой электростанции?

5.5. Информационный блок для углубленного изучения. Программная реализация основных функциональных частей АСУ тепловой электростанцией и АСУ электроэнергетической системой

5.5.1. Программная часть общестанционного регулирования частоты и мощности

Микропроцессорная автоматическая система оптимального регулирования частоты и активной мощности *ОРЧАМ* (см. рис. 5.5) является основной частью АСУ ТП тепловой электростанции. Она функционирует в соответствии с информацией, поступающей от АСУ ЭЭС и от измерительных преобразователей турбогенераторов (ИПТГ) через устройства сбора информации *УСИ* (рис. 5.6). В связи с противоречивостью энергосистемных и внутриблочных требований и условий она отличается значительной сложностью. Для поддержания оптимального режима и

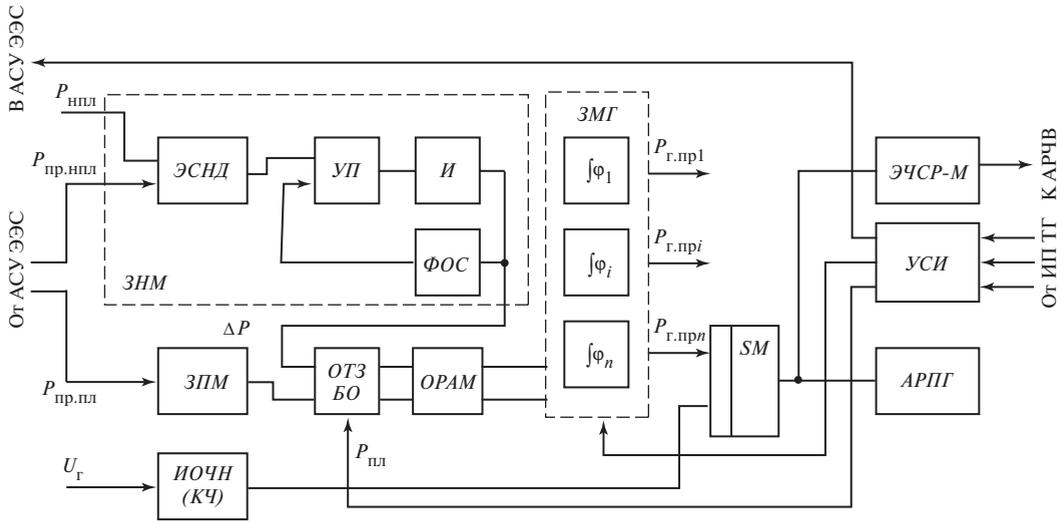


Рис. 5.6. Функциональная схема микропроцессорной автоматической системы управления мощностью тепловой электростанции

устойчивости функционирования энергообъединений особенно важны скорость и точность обработки выдаваемых ТЭС заданий по мощности, тогда как допустимая и реализуемая скорости изменения мощности инерционных тепловых энергоблоков ограничены. Поэтому автоматическая система управления содержит специфические элементы ограничения темпа задания мощности *ОТЗ* и безударного ее подключения и отключения. По существу, только микропроцессорная реализация позволила на удовлетворительном уровне компромиссно разрешить противоречивость общесистемных и внутриблочных условий и придала автоматической системе управления новые по сравнению с аналоговой реализацией свойства [33].

В соответствии с задачами АСУ ТП общестанционная автоматическая система управления (регулирования) частоты и мощности тепловой электростанции программно выполняет функции (см. рис. 5.6): задания нагрузки — плановой *ЗПМ* и неплановой *ЗНМ* мощностей; ограничения темпа заданий на изменения мощностей *ОТЗ* и безударного подключения и отключения (безударных операций — *БО*); оптимального по технико-экономическим показателям распределения активной мощности *ОРАМ* и задания мощности $P_{г.прi}$ генераторами *ЗМГ*; измерительного органа частоты напряжения *ИОЧН* (корректора частоты *КЧ*) с зоной нечувствительности $\Delta f_{нч} > |\pm 0,1|$ Гц. Выходной сумматор их сигналов *СМ* воздействует на микропроцессорную *ЭЧСР-М* турбоагрегата и аналоговый регулятор парогенератора *АРПГ*.

Плановая предписанная нагрузка $P_{пр.пл}$ рассчитывается в общеэнергосистемном оперативном информационно-управляющем комплексе АСУ ЭЭС и передается по каналам связи системы сбора и передачи информации *ССПИ* на ТЭС заблаговременно в виде почасовых точек графика нагрузки и состояния турбо-

генераторов (их пуска и останова). Задачи, связанные с управлением неплановой предписанной мощностью $P_{\text{пр.нпл}}$ и противоаварийным управлением, решаются в реальном времени управляющим вычислительным комплексом общенергосистемного уровня. Расчеты заданий плановой мощности энергоблокам по их технико-экономическим показателям производятся микропроцессорами общестанционной части АСУ ТП в соответствии с почасовым графиком нагрузки, а неплановой — в реальном времени (циклически каждые 0,2 с).

Функции заданий плановой и неплановой мощностей электростанции *ЗПМ* и *ЗНМ* и заданий мощностей $P_{\text{г.пр}i}$ генераторов *ЗМГ* (см. рис. 5.6) выполняются по замкнутым схемам следящего автоматического регулирования, поэтому программная функция задания неплановой нагрузки энергоблокам в литературе [33] называется регулятором неплановой мощности. Они функционируют по интегральному алгоритму автоматического регулирования и принципиально реализуются как программные позиционные астатические регуляторы, содержащие, например, *ЗНМ*, элемент сравнения непрерывного действия *ЭСНД*, релейный усилитель-преобразователь *УП* и интегратор *И*, охваченные функциональной отрицательной обратной связью *ФОС* с передаточной функцией апериодического звена [2]. Их техническая реализация — цифровая, по соответствующим программам управления микропроцессорными вычислительными средствами, т.е. в виде цифровых моделей астатического следящего регулятора.

Программа оптимального распределения мощности обеспечивает вычисление функций φ_i изменений мощностей энергоблоков по их технико-экономическим показателям и технологическим ограничениям и определяет приоритет загрузки отдельных энергоблоков или их групп с учетом технологически допустимых регулировочных диапазонов. Их численным интегрированием, что условно (знаками интегралов) и обозначено на рис. 5.6, и определяются предписанные мощности энергоблоков $P_{\text{г.пр}i}$.

Ограничители темпа задания (их два в каналах мощностей $P_{\text{пр.пл}}$ и $P_{\text{пр.нпл}}$) также представляют собой цифровые модели астатических регуляторов с интеграторами, постоянные времени которых и устанавливают допустимые по технологическим условиям скорости изменений заданий мощностей, поступающих из АСУ ЭЭС, или скорости изменений нагрузок энергоблоков при подключениях и отключениях ввиду или недостоверности информации, или неисправности *ЭЧСР-М*. Программно реализуется и измерительный орган частоты напряжения *ИОЧН* с зоной нечувствительности.

Показанная на рис. 5.7 упрощенная программа распределения предписанной ТЭС неплановой мощности $P_{\text{пр.нпл}}$ между турбогенераторами — определения $P_{\text{пр}i}$ — состоит из ряда подпрограмм, т.е. программных модулей. Модуль сравнения предписанной $P_{\text{пр.нпл}}$ и истинной $P_{\text{нпл}}$ мощностей электростанции выявляет необходимое ее приращение $\Delta P = P_{\text{пр.нпл}} - P_{\text{нпл}}$. Производится проверка условия $|\Delta P| > 0$ и условий перехода к загрузке генераторов $\Delta P > \Delta P_{\text{min}}$ или их

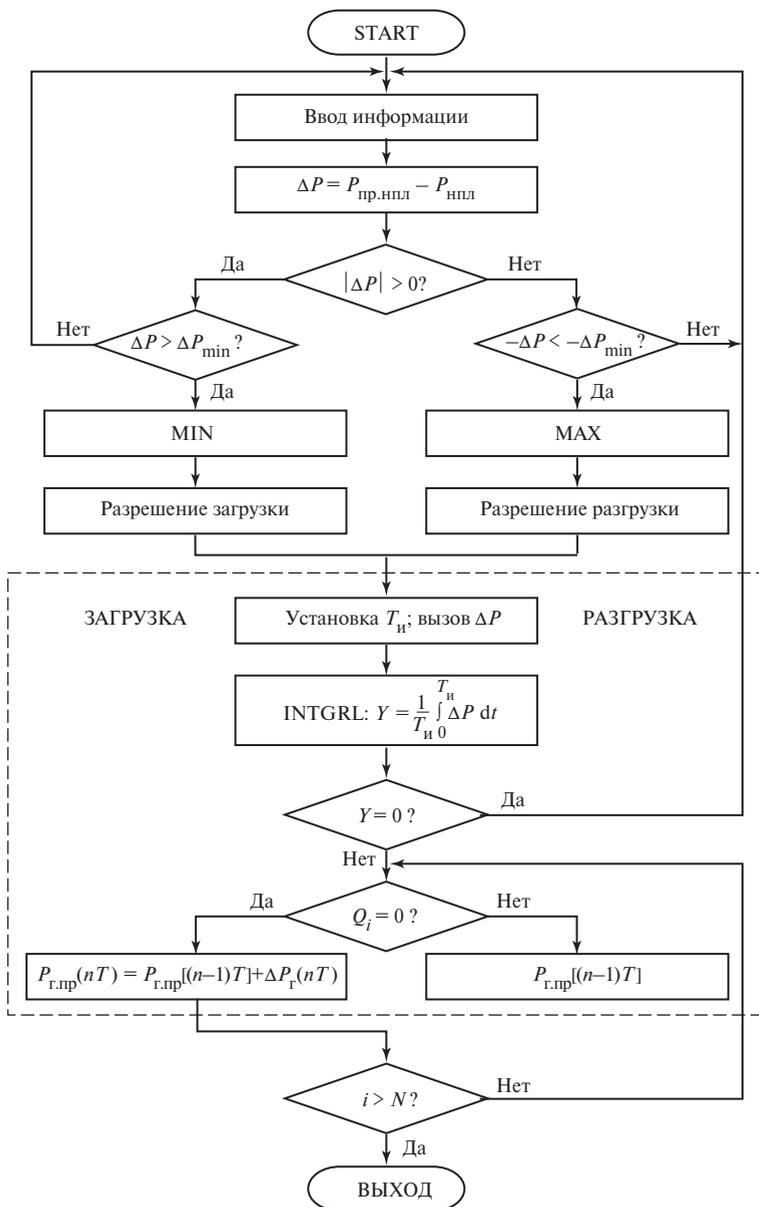


Рис. 5.7. Упрощенная структурная схема программы распределения мощности ТЭС между турбогенераторами

разгрузке $-\Delta P < -\Delta P_{\min}$, где $|\Delta P|$ — порог чувствительности вычислительной части к изменениям мощности. Модуль загрузки MIN при выполнении первого из двух указанных условий перехода определяет энергоблок, с которого по его технико-экономическим показателям и технологическим условиям должна начинаться загрузка турбогенератора дополнительной мощностью, и проверяет наличие регулировочного диапазона на увеличение его нагрузки. Модуль разгрузки MAX при выполнении второго условия перехода выбирает энергоблок, начиная с которого должно производиться снижение мощности турбогенераторов, и проверяет отсутствие технологических ограничений уменьшения его нагрузки.

По подпрограммам MIN и MAX циклически анализируется состояние всех энергоблоков ТЭС. Определяется один из возможных результатов анализа: найден один энергоблок с минимальным (максимальным) индексом приоритета на загрузку или разгрузку соответственно; найдено несколько турбогенераторов с одинаковыми приоритетами; получен признак отсутствия регулировочных диапазонов у всех энергоблоков. Первые два результата используются программными модулями разрешения изменения мощности — разрешения загрузки (разгрузки) выбранного энергоблока (энергоблоков).

Программный модуль ЗАГРУЗКА-РАЗГРУЗКА производит расчеты управляющих воздействий на одновременное или поочередное увеличение (уменьшение) мощности выбранных турбоагрегатов. Производится подготовка данных для расчетов, в особенности ΔP и постоянной времени интегрирования $T_{\text{и}}$. Подпрограмма

INTGRL выполняет интегральную операцию $Y = (1 / T_{\text{и}}) \int_0^{T_{\text{и}}} \Delta P dt$, моделирующую

следующее астатическое изменение предписанной мощности. Если результат интегрирования отличен от нуля, производится проверка условий $Q_i = 0$ возможности изменения нагрузки i -го турбогенератора. Значением условия $Q_i = 1$ запрещается участие турбогенератора в покрытии приращения мощности ТЭС, сохраняется прежняя его нагрузка $P_{\text{г.пр}}[(n - 1)T]$. При допустимости ее изменений предписанная мощность генератора $P_{\text{г.пр}}(nT)$ увеличивается на $\Delta P_{\text{г}}$, определяемую коэффициентом или функцией ϕ_i долевого участия i -го турбогенератора в покрытии изменения нагрузки ТЭС или ограничиваемую максимально или минимально допустимой мощностью энергоблока в соответствии с возможным динамическим диапазоном ее изменения. Если порядковый номер i турбогенератора не превышает их количества N , то по переходу, определяемому отрицанием условия $i > N$, производится следующий цикл определения изменения нагрузки $i + 1$ -го турбогенератора.

Функции, выполняемые ОРАМ при управлении плановой мощностью, сводятся в основном к следующему:

формирование промежуточных (между заданными АСУ ЭЭС почасовыми) точек прогнозируемой части графика нагрузки электростанции;

расчеты предписанной плановой мощности энергоблоков на основе анализа их технико-экономических показателей и с учетом регулировочных диапазонов, допустимой скорости изменения нагрузки турбогенераторов, допустимой перегрузки трансформаторов связи между шинами различных напряжений и технологических ограничений изменения мощности турбин;

обеспечение в результате оптимального экономически и рационального технически распределения предписанной ТЭС графиком нагрузки плановой мощности; формирование сигналов информации о выполняемом графике нагрузки.

Последняя из указанных функций выполняется содержащейся в общестанционной микропроцессорной автоматической системе управления мощностью информационной функциональной частью — устройством сбора информации УСИ (см. рис. 5.6) о режимах работы ТЭС от источников информации турбогенераторов (ИИ ТГ), передаваемой в АСУ ЭЭС, о режимах энергоблоков, поступающей в соответствующие элементы микропроцессорной системы, в особенности в элементы заданий мощностей генераторов ЗМГ и ОТЗ. Указанное устройство производит тестирование при диагностике автоматической системы и выдает информацию персоналу ТЭС с выводом на дисплей ПЭВМ о режимных параметрах энергоблоков и неисправностях в автоматической системе управления или недостоверной ее входной информации.

Агрегатную часть АЧ АСУ ТП (см. рис. 5.5) составляют автоматика изменения состояния турбогенератора, микропроцессорный автоматический синхронизатор, электрическая часть автоматической системы регулирования частоты и мощности ЭЧСР-М, автоматический регулятор возбуждения синхронного генератора, АРКТ трансформатора, автоматический регулятор реактивной мощности СТК, АРЧВ турбогенератора, АРПГ и автоматика управления технологическим оборудованием энергоблоков.

5.5.2. Цифровая автоматическая система управления частотой и активной мощностью электроэнергетических систем

В цифровой ЦАРЧМ, как и в аналоговой, регулирующее воздействие на j -ю электростанцию формируется по интегральному соотношению

$$U_{\text{пер}j} \sim \int_{t_n}^{t_k} \left(k_{fj} \Delta f + k_{Pj} \int_{t_n}^{t_k} \Delta P \right) dt, \quad (5.3)$$

где Δf , ΔP — отклонения частоты и перетока мощности от номинальных и предписанных значений соответственно; k_{fj} , k_{Pj} — коэффициенты долевого участия j -й электростанции в покрытии изменений мощности, необходимых для восстановления частоты и допустимых по условию статической устойчивости перетоков мощности.

В разработанной ЦАРЧМ регулирование осуществляется дискретно во времени с циклом $T_{\text{ц}} = t_k - t_n = 1$ с. Интегрирование согласно (5.3), естественно, заменяется последовательным суммированием. При этом выполняются два вида расче-

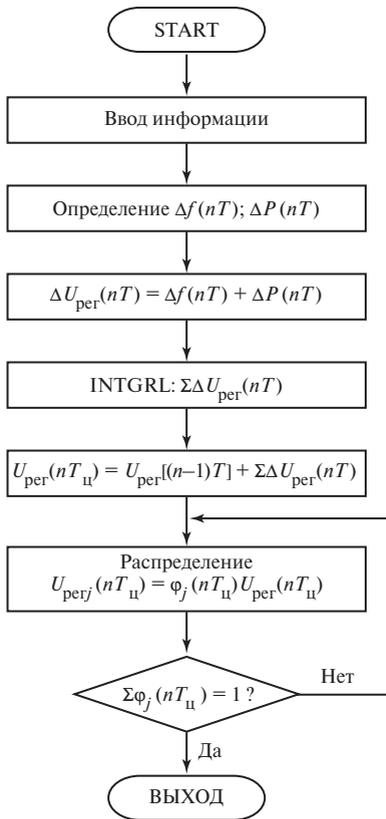


Рис. 5.8. Общая структурная схема программы распределения изменений мощности ЭЭС между частоторегулирующими электростанциями

тов: расчет приращений $\Delta f(T)$, $\Delta P(T)$ за интервал дискретизации T и расчет накопленных сумм за цикл регулирования $T_{ц}$. Рассчитанное воздействие $U(nT)$ за n -й цикл распределяется между регулирующими электростанциями. В целом ЦАРЧМ функционирует по алгоритму, структурная схема которого в упрощенном виде приведена на рис. 5.8.

Основной алгоритм дополняется вспомогательными операциями, учитывающими:

возможности замены коэффициентов долевого участия $\phi_j(nT)$ функцией времени или режимных параметров;

ограничения по скорости изменений мощности и регулировочным диапазонам электростанций;

равенство единице сумм коэффициентов или значений соответствующих функций $\phi_j(nT)$, определяющих участие электростанции в регулировании;

возможность ручной коррекции диспетчером регулирующих воздействий на электростанции и др.

Высокие требования к надежности функционирования ЦАРЧМ обусловили ее осуществление на двух комплектах цифровых ЭВМ — ЭВМ1 и ЭВМ2 (рис. 5.9), взаимно контролируемых и резервируемых. Для наиболее полного использования ресурсов ЭВМ принято несимметричное математическое обеспечение: ЭВМ1 ведущая, а ЭВМ2, резервирующая ее, ведомая.

Первая производит вычислительную обработку информации *ВОИ*, поступающей от автоматических информационных устройств *АИУ*, и выполняет все расчеты по автоматическому управлению (по программам вычислений интегральных отклонений частоты *ВОЧ* и мощности *ВОМ*, программам вычислений управляющих воздействий *ВУВ* и их распределения по электростанциям *РУВ ЭС*).

Вторая дублирует расчеты первой, выполняет вспомогательные операции и выдает оперативную информацию для ее отображения *ООИ* на пульт управления оператора *ПУО* управляющим вычислительным комплексом *УВК* и пульт управления главного диспетчера *ПУГД*. Исполнение результатов расчетов разрешается только при их идентичности на выходах обеих исправных ЭВМ. Взаимный контроль ЭВМ производится периодическим обменом сигналами, подтверждающими их работоспособность. При отказе одной из ЭВМ ее функции выполняет другая —

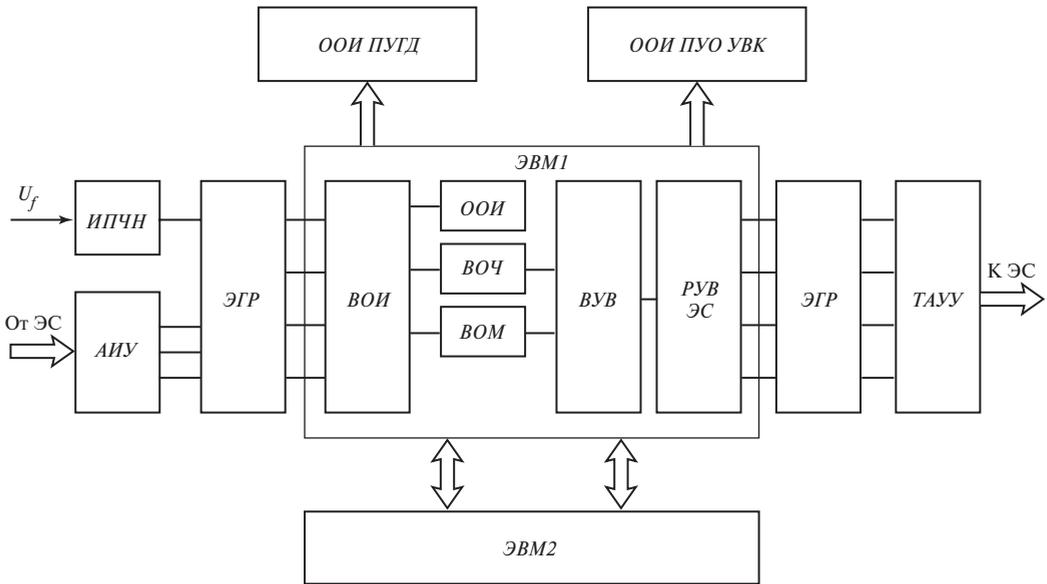


Рис. 5.9. Функциональная схема цифровой централизованной автоматической системы управления частотой и мощностью в ОЭС и ЭЭС

автоматическая система переходит в одномашинный режим работы, в котором производится специальный контроль, выявляющий отказы, остановки или ложную работу и запрещающий передачу регулирующих воздействий на электростанции.

Измерительно-преобразовательная часть высшего уровня ЦАРЧМ состоит из измерительного преобразователя частоты напряжения *ИПЧН*, специально разработанного генератора номинальной промышленной частоты, стабилизированного кварцевым резонатором (на схеме не показан), приемной части автоматических информационных устройств *АИУ*, передающих информацию о режимах работы электрических станций и системообразующих линий электропередачи, их технико-экономических показателях, перетоках мощностей и информацию об исполнении управляющих воздействий ЦАРЧМ. Как и ранее рассмотренные микропроцессорные системы управления, она содержит элементы согласования выходов *АИУ* с входами вычислительной части и гальванического их разделения *ЭГР*.

Исполнительную часть образуют телеавтоматические управляющие устройства *ТАУУ*, передающие информацию в *УВК* автоматизированных систем управления ОЭС и ЭЭС и управляющие воздействия на частоторегулирующие электростанции, и элементы гальванического разделения *ЭГР* с вычислительной частью. В исполнительную часть входит и весь комплекс отображения и регистрации информации, главным образом дисплеи, установленные на пультах управления оператора *УВК* и главного диспетчера.

Централизованная цифровая АРЧМ является основной частью разрабатываемой и вводимой в эксплуатацию многоступенчатой иерархической АСУ ЕЭС, осуществляемой на основе современной вычислительной техники [41].

5.5.3. Техническая реализация автоматизированной системы управления электрической частью тепловой электростанции

В соответствии с рекомендациями Департамента научно-технической политики и развития РАО «ЕЭС России» и Филиала ОАО «НТЦ Электроэнергетика» — ВНИИЭ [122], российская компания ООО «АББ Автоматизация» [123] и ОАО «НИИ по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения» (ОАО «НИИПТ») [125] разработали варианты технической реализации автоматизированной системы управления электроэнергетическими объектами электрической части тепловой электростанции (АСУ ТП ЭЧ).

Ее технической основой являются системы информационного обеспечения — контроля (сбора данных) и автоматизированного диспетчерского управления (СКАДА). Компанией ООО «АББ Автоматизация» используется MicroSCADA финской фирмы, а ОАО «НИИПТ» — разработанная совместно этим институтом и НИИ космического приборостроения СКАДА-НИИПТ [125].

Они представляют собой «... мощное инструментальное средство построения распределенной автоматизированной системы управления...» [123], функционируют под управлением операционной системы Windows NT и обеспечивают параллельное выполнение различных функций и одновременную работу нескольких операторов, находящихся на различных автоматизированных рабочих местах (АРМ).

Программные системы MicroSCADA и СКАДА-НИИПТ со встроенным алгоритмическим языком программирования функционируют с использованием:

базовых (основного и резервного) специализированных компьютеров большой вычислительной мощности — *серверов*, получающих информацию о технологических процессах и создающих базу данных;

функциональных контроллеров;

персональных компьютеров (ПЭВМ), установленных на АРМ;

основного и резервного *процессоров* связи;

локальной вычислительной сети с *концентраторами* информации;

полевой (промышленной) сети;

измерительных преобразователей режимных параметров электроэнергетического оборудования электростанции в сигналы информации;

микропроцессорных устройств (терминалов) релейной защиты и автоматики электростанции.

Реализованная автоматизированная система управления имеет трехступенчатую структуру: между ее нижним (агрегатным) и верхним (общестанционным) уровнями различается средний уровень. Он представляется сервером, производя-

щим централизованную обработку информации, ее хранение и выдачу по требованию оператора АРМ верхнего уровня.

Сервер реализует два режима хранения информации:

динамический для хранения в ОЗУ данных о текущем состоянии электротехнического оборудования электростанции;

долговременный (не менее 3 мес) архив, в который заносятся обработанные данные о работе электростанции.

Верхний уровень АСУ ТП реализуется локальной вычислительной сетью и ПЭВМ автоматизированных рабочих мест, обеспечивающими отображение информации и управление электротехническим оборудованием.

Нижний уровень осуществляется функциональным контроллером, объединяющим терминалы релейной защиты и автоматики и реализованным на базе промышленных (работающих в условиях широкого диапазона изменения температуры, влажности и запыленности) компьютеров и следующих аппаратно-программных технических средств:

устройство связи с объектом (УСО);

измерительные преобразователи режимных параметров процесса производства электроэнергии в сигналы информации;

комплект элементов волоконно-оптической связи;

терминалы защиты и автоматики электрической станции.

Сбор информации с нижнего уровня производится процессором связи — совокупностью аппаратно-программных технических средств, обеспечивающих связь по полевым шинам с подключенными к ним УСО, измерительным преобразовате-

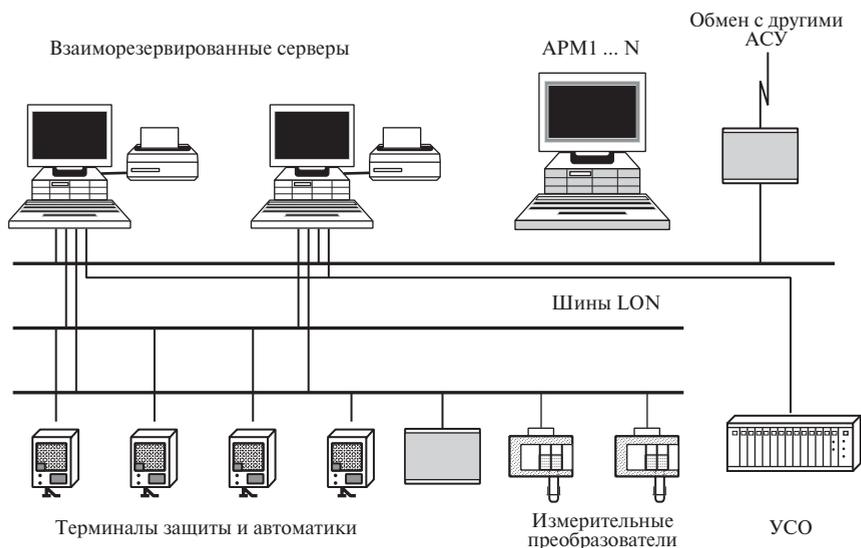


Рис. 5.10. Общая схема АСУ ТП ЭЧ электростанции

лям и терминалам релейной защиты и автоматики и осуществляющих обмен информацией с сервером. Обмен данными производится по волоконно-оптическим линиям связи (ВОЛС) с оптоэлектронными преобразователями интерфейса типа RS485, по специализированной, обеспечивающей высокоскоростной обмен информацией сети типа LON. Она выполнена по схеме многолучевой звезды с множеством доступов. В состав сети включены концентраторы информации.

Обмен информацией производится с использованием общих и специализированных протоколов связи.

На рис. 5.10 приведена общая сконцентрированная структурная схема АСУ ТП ЭЧ. На ее нижнем уровне размещены терминалы релейной защиты и автоматики электростанции, устройства связи с объектом УСО, в частности типа RTU560, и измерительные преобразователи, например цифровые типа «Contrans» [50].

На среднем уровне показаны взаиморезервируемые серверы и шины типа LON.

Верхний уровень АСУ ТП ЭЧ представлен автоматизированными рабочими местами АРМ1...N технических руководителей и эксплуатационного персонала электростанции. Показана и связь с АСУ более высокого уровня (другими АСУ).

5.6. Контрольные вопросы

1. Из каких функциональных элементов состоит и как действует микропроцессорная общестанционная автоматическая система регулирования частоты и мощности тепловой электростанции?

2. Как выполняются и функционируют задающие элементы планового графика нагрузки и неплановой мощности турбогенераторов микропроцессорной автоматической системы управления мощностью тепловой электростанции (см. рис. 5.6)?

3. В чем состоит программное обеспечение распределения неплановой предписанной мощности тепловой электростанции между турбогенераторами (см. рис. 5.7)?

4. Каковы функции общестанционной микропроцессорной автоматической системы по управлению плановой нагрузкой тепловой электростанции?

5. Какие иерархические уровни различаются в цифровой автоматической системе управления частотой и активной мощностью в объединенных и Единой электроэнергетической системах?

6. В чем состоят особенности автоматического управления частотой и мощностью в электроэнергетических системах?

7. Как функционирует цифровая автоматическая система регулирования частоты и мощности (ЦАРЧМ) в ЕЭС (см. рис. 5.9)?

8. В чем состоит математическое обеспечение функционирования ЦАРЧМ (см. рис. 5.9)?

9. Как функционирует микропроцессорная АСУ ТП электрической части тепловой электростанции (см. рис. 5.10)?

5.7. Заключение

Автоматическое управление динамичным и рассредоточенным производством, передачей и распределением электроэнергии в целом должно обеспечивать не только устойчивое функционирование, но и оптимальный по технико-экономическим показателям режим работы. Для этого необходима переработка обширной информации в реальном времени случайно изменяющейся ситуации в нормальном и особенно аварийном режимах.

В связи с использованием методов и технических средств переработки информации цифровой вычислительной техникой при управлении производством, передачей и распределением электроэнергии управление приблизилось к собственно автоматическому, т.е. осуществляемому без непосредственного участия человека, тем не менее оно (управление) остается автоматизированным, предполагающим некоторое участие человека, по крайней мере на уровне принятия принципиальных решений по изменению режима работы.

Комплекс взаимодействующих средств такого управления, функционирующий на основе сбора и переработки информации универсальными и специализированными цифровыми ЭВМ, и образует автоматизированную систему управления (АСУ) электростанцией, электроэнергетической системой, объединением электроэнергетических систем и Единой электроэнергетической системой страны.

Представление об их построении и функционировании необходимо для инженера-энергетика. Поэтому в настоящей информационной главе освещены основные положения общей концепции, способы решения задач АСУ и функциональное построение их программной реализации с элементами математического обеспечения.

5.8. Тесты

1. Какая из указанных задач, решаемых автоматизированной системой управления тепловой электростанцией, является ее главной задачей:

- 1) обеспечение показателей качества электроэнергии;
- 2) обеспечение заданных напряжений на шинах электростанций и потоков реактивной мощности по линиям электропередачи;
- 3) поддержание неизменной частоты промышленного тока;
- 4) оптимальное по технико-экономическим показателям распределение активной мощности между синхронными генераторами.

2. Какая из указанных задач, решаемых автоматизированной системой управления гидроэлектростанцией, является главной:

- 1) обеспечение показателей качества электроэнергии;
- 2) обеспечение заданных напряжений на шинах электростанции и потоков реактивной мощности по линиям электропередачи;
- 3) оптимальное по технико-экономическим показателям распределение активной мощности между синхронными генераторами;

4) поддержание неизменной частоты промышленного тока.

3. Какая из указанных задач автоматизированной системы управления электроэнергетической системой является главной:

- 1) обеспечение показателей качества электроэнергии;
- 2) обеспечение заданных потоков активной и реактивной мощностей по линиям электропередачи;
- 3) автоматическое регулирование частоты промышленного тока;
- 4) оптимальное распределение активной нагрузки электроэнергетической системы между электростанциями по их технико-экономическим показателям.

4. Какие из указанных автоматических информационных и управляющих автоматических устройств входят в состав агрегатного уровня автоматизированной системы управления электростанцией:

- 1) автоматические информационные устройства отображения информации для персонала электростанции о режимах работы синхронных генераторов;
- 2) автоматические информационные устройства сбора и передачи информации о режимах работы синхронных генераторов, передаваемой в автоматизированную систему управления ЭЭС;
- 3) автоматические управляющие устройства оптимального распределения активной нагрузки электростанции между синхронными генераторами;
- 4) автоматические регуляторы частоты вращения и возбуждения синхронных генераторов.

5. По каким алгоритмам регулирования частоты и активной мощности функционируют и какие характеристики регулирования обеспечивают ЦАРЧМ и УРАМ при групповом управлении турбогенераторами (см. рис. 5.1):

- 1) статические характеристики (П-алгоритм);
- 2) астатическую (ЦАРЧМ) и статическую (УРАМ);
- 3) статическую (ЦАРЧМ) и астатическую (УРАМ);
- 4) астатические характеристики.

6. Какие характеристики обеспечивают ЦАРЧМ и УРРМ при групповом управлении напряжением и реактивной мощностью синхронных генераторов (см. рис. 5.2):

- 1) статические;
- 2) астатическую (ЦАРЧМ) и статическую (УРРМ);
- 3) статическую (ЦАРЧМ) и астатическую (УРРМ);
- 4) астатические характеристики.

7. Какая из программных автоматических систем микропроцессорной АСУ ГЭС соответствует главному назначению гидроэлектростанции как частоторегулирующей (см. рис. 5.4):

- 1) автоматическая система ПУСК;

- 2) автоматическая система *ОРНРМ*;
- 3) автоматическая система *ПА*;
- 4) автоматическая система *ОРЧАМ*.

8. Какая из программных автоматических систем микропроцессорной АСУ ТП тепловой электростанции (см. рис. 5.5) соответствует главному назначению ТЭС как обеспечивающей оптимальный режим процесса выработки и передачи электроэнергии:

- 1) автоматическая система *ПУСК*;
- 2) автоматическая система *ПАУМ*;
- 3) автоматическая система *ОРНРМ*;
- 4) автоматическая система *ОРЧАМ*.

9. По какому алгоритму формируются управляющие воздействия на ЦАРЧМ по изменениям активных мощностей электростанций, вырабатываемые АСУ электроэнергетической системы (см. п. 5.5.2 и рис. 5.8):

- 1) по пропорциональному, а именно по отклонению частоты Δf и приращению нагрузки ΔP ЭЭС;
- 2) по пропорционально-дифференциальному, учитывающему и скорости изменений частоты и мощности;
- 3) по пропорционально-интегральному;
- 4) по интегральному путем интегрирования Δf и ΔP .

10. Как взаимодействуют ЭВМ1 и ЭВМ2 цифровой АСУ электроэнергетической системы (см. рис. 5.9):

- 1) непрерывно взаимно резервируют одна другую;
- 2) одна работает постоянно, а вторая находится в резерве (текущий режим);
- 3) функционируют одновременно и сопоставляют вырабатываемые управляющие воздействия;
- 4) одна из ЭВМ является ведущей, а вторая — ведомой.

ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА ЗАЩИТНЫХ ОТКЛЮЧЕНИЙ, ПОВТОРНЫХ И РЕЗЕРВНЫХ ВКЛЮЧЕНИЙ

Структура главы

- 6.1. Учебно-информационный блок. Назначение, особенности и виды противоаварийной автоматики защитных отключений и повторных включений
- 6.2. Контрольные вопросы
- 6.3. Дополнительный информационный блок. Автоматические устройства повторного и резервного включения
- 6.4. Контрольные вопросы
- 6.5. Информационный блок для углубленного изучения. Микроэлектронные и микропроцессорные автоматические устройства
- 6.6. Контрольные вопросы
- 6.7. Заключение
- 6.8. Тесты

Целью изучения данной темы является осознание специфической особенности процесса производства, передачи и распределения электроэнергии — случайно возникающих коротких замыканий (КЗ) вследствие повреждений изоляции, создающих аварийный режим, необходимости быстрого автоматического отключения поврежденного электроэнергетического объекта и целесообразности автоматического повторного его включения для восстановления нормального режима при самоустраняющихся после отключения коротких замыканий.

6.1. Учебно-информационный блок. Назначение, особенности и виды противоаварийной автоматики защитных отключений и повторных включений

6.1.1. Назначение и виды автоматики

Назначением технических средств противоаварийного управления электроэнергетическими системами — противоаварийной автоматики — являются «... предотвращение возникновения и развития аварийных процессов в энергосистеме и ускорение восстановления нормальных режимов ...» [41]. Противоаварийная автоматика предотвращает общеэнергосистемные аварии с нарушением электро-

снабжения на длительное время и на значительной территории, приводящие к катастрофическим последствиям.

К технике противоаварийного управления относятся прежде всего технические средства автоматической защиты электроэнергетической системы от неизбежных КЗ — автоматические устройства релейной защиты (АУРЗ), отключающие поврежденные электроэнергетические объекты [43, 52]. В связи с особой опасностью коротких замыканий основным свойством АУРЗ являются мгновенное определение их расположения и воздействие на отключение соответствующего выключателя. Поэтому современные АУРЗ очень сложны и используют организованные по проводам линий электропередачи высокочастотные или волоконно-оптические каналы обмена информацией. Самые быстродействующие из них вырабатывают противоаварийные управляющие воздействия в течение длительности одного периода промышленной частоты. Однако не всегда противоаварийные управляющие воздействия исполняются современными сложными быстродействующими выключателями поврежденных электроэнергетических объектов. Поэтому АУРЗ дополняются автоматическими устройствами резервирования отказов выключателей (УРОВ). Они отключают ближайšie к неотключившимся поврежденным со стороны источника питания исправные электроэнергетические объекты с замедлением не менее собственного времени отключения выключателя. И хотя возмущающее воздействие на электроэнергетическую систему утяжеляется, тем не менее, действуя в самом начале возникновения токов коротких замыканий и сильных снижений напряжения, АУРЗ и УРОВ, как правило, предотвращают развитие аварийной ситуации.

Как указывалось, АУРЗ исторически появились в самом начале становления электроэнергетики и, развиваясь совместно с УРОВ, выделились в отдельную область автоматики противоаварийного управления [43].

Собственно к противоаварийной автоматике относятся совершенствовавшиеся по мере усложнения электроэнергетики — создания объединенных и Единой электроэнергетических систем — специфические технические средства предотвращения развития аварийных ситуаций после действия автоматических устройств релейной защиты, создающей не менее опасные, чем КЗ, возмущающие воздействия на ЭЭС, ОЭС и ЕЭС: отключение мощных генерирующих и сильно загруженных магистральных линий электропередачи, вызывающее внезапные скачкообразные нарушения баланса мощностей, что обычно и приводит к развитию аварий.

Прежде всего действует автоматика повторного (АПВ) и резервного (АВР) включения отключенных АУРЗ или соответственно резервных выключателей, пытающаяся устранить возмущающее воздействие. Высокая эффективность АПВ обусловила обязательность ее установки на выключателях линий электропередачи (особенно воздушных), шинах и секциях шин электрических станций и подстанций, трансформаторах и даже синхронных генераторах. Эффективность АПВ обусловлена неустойчивостью (самоликвидацией) дуговых КЗ (особенно однофазных на землю). Поэтому на линиях сверхвысокого напряжения кроме трехфазного применяется однофазное автоматическое повторное включение отключенного АУРЗ провода с однофазным КЗ на землю.

6.1.2. Автоматика повторного включения

Автоматика повторного включения отключенных АУРЗ выключателей поврежденных (а иногда и неповрежденных) электроэнергетических объектов высокоэффективна, поскольку в большинстве случаев ликвидирует возмущающее воздействие, восстанавливает схему и нормальный, хотя нередко вышедший из оптимального, режим работы ЭЭС, ОЭС и ЕЭС в целом. Ее эффективность в плане сохранения нормального режима немного снижается из-за небольшой задержки действия устройств АПВ, необходимой для восстановления диэлектрической прочности воздушной изоляции в области горения электрической дуги КЗ (ее деионизации). В зависимости от напряжения 110—750 кВ задержка $t_3 = 0,2 \div 0,5$ с. Ею и ограничивается выполнение главного требования к АПВ — быстрейшего действия.

Из других сформулированных в директивных технических материалах по противоаварийной автоматике требований в [46] указываются: заданная кратность действия (обычно однократное АПВ, реже двухкратное); пуск по цепи несоответствия положения ключа управления и состояния выключателя и, следовательно, недействие при отключении выключателя оператором; недействие после отключения АУРЗ, ошибочно включенного ключом управления выключателя на искусственное КЗ (забытую, не снятую после ремонта закоротку); запрет действия от АУРЗ, срабатывающих определенно при устойчивых КЗ, например от газовой защиты трансформатора; повторное включение сначала только одного выключателя линии с двухсторонним питанием или шин; ускорение действия АУРЗ; автоматическая подготовка (с выдержкой времени) к новому действию.

Автоматика повторного включения, как правило, является трехфазной (ТАПВ). Однако на линиях сверхвысокого напряжения от 500 кВ с пофазным управлением выключателями, на которых обычно возникают однофазные дуговые КЗ, обусловленные грозowymi перенапряжениями, применяется и однофазная автоматика — ОАПВ. При этом функция определения поврежденного провода линии возлагается именно на ОАПВ, а отключение выключателей провода с двух сторон линии производится при взаимодействии АУРЗ и специальных избирательных измерительных органов ОАПВ, определяющих поврежденную фазу. Тщательные теоретические исследования по созданию избирательных органов и обоснованию характеристик их срабатывания, отстроенных от других видов КЗ, и опыт эксплуатации ОАПВ определили целесообразность использования направленных измерительных реле сопротивления со специфическими характеристиками срабатывания в виде сдвоенных окружностей или вытянутого четырехугольника [8].

Различают несколько видов ТАПВ магистральных и системообразующих линий электропередачи, применяемых в зависимости от конкретных технических возможностей, типов выключателей и установленных АУРЗ. На линиях напряжением 35—220 кВ с масляными выключателями и ступенчатыми АУРЗ [43] прежде всего проверяется возможность использования несинхронного автоматического повторного включения (НАПВ). Оно допустимо, если ток несинхронного включе-

ния I_{nc} , определяемый по удвоенному номинальному напряжению (в предположении противофазы напряжений на конце линии и шинах электростанции — ЭС или подстанции — ПС), распределяясь между синхронными генераторами, не превышает в генераторе с наибольшей частью тока несинхронного включения допустимого относительного значения $I_{nc i max}$, а именно в общем случае в относительных единицах [2]:

$$I_{* nc i max} = I_{* nc} k_{p i max} = 2k_{p i max} / x_{св} \leq 0,675 / x_d'', \quad (6.1)$$

где $k_{p i max} = I_{nc i max} / I_{nc}$ — наибольший коэффициент распределения тока; $x_{св}$ — сопротивление связи между эквивалентными ЭДС ($E_{* эк} = 1$) несинхронно работающих частей ЭЭС.

Установленный на основе фундаментальных теоретических исследований электромеханических переходных процессов и проверенный экспериментально указанный критерий допустимости НАПВ имеет различные для разных типов синхронных генераторов значения. Производится также проверка трансформаторов по динамической стойкости при воздействиях тока I_{nc} [2].

При НАПВ сначала включается только один выключатель линии при условии полного отсутствия на ней напряжения (ОН), а затем после появления на противоположном ее конце симметричного трехфазного напряжения (его наличия — НСН) включается второй выключатель без контроля угла сдвига фаз между напряжениями на линии и шинах ЭС или ПС. Несинхронное АПВ, называемое также ускоренным с контролем отсутствия или наличия симметричного напряжения — УАПВ-ОН (НСН), продемонстрировало высокую эффективность: синхронный режим, как правило, восстанавливается.

Оборудование линий электропередачи воздушными, а в перспективе вакуумными выключателями и безынерционными высокочастотными АУРЗ, мгновенно отключающими оба конца линии, позволило осуществить быстродействующее повторное включение — БАПВ или ускоренное УАПВ-БК (без какого-либо контроля). Повторное включение происходит при ограниченном угле сдвига фаз δ между напряжениями на шинах соединяемых линией частей электроэнергетической системы, не успевающим заметно увеличиться за время обесточенного дугогасительными камерами выключателей состояния линии. При возможных значительных ускорениях вращения синхронных генераторов одной из частей ЭЭС рекомендуется проверять угол по вероятным ускорениям разных знаков и времени бестоковой паузы, создаваемой выключателями [2]. При этом, по существу, игнорируются вероятность повторного зажигания электрической дуги в месте КЗ и утяжеление возмущающего воздействия на ЭЭС от устойчивого КЗ, повторно включаемого двумя выключателями. Поэтому в последнее время наметилась тенденция отказа от БАПВ.

В случаях недопустимости НАПВ и при отсутствии технических условий для БАПВ или его нежелательности автоматическое устройство повторного включения второго выключателя линии (первый включается, как и при НАПВ) дополняется синхронизатором — производится трехфазное автоматическое повторное отключение с синхронизацией (ТАПВС). Практика показала допустимость применения самого простого по принципу действия из известных — автоматического синхронизатора с постоянным углом опережения. Упрощенное ТАПВС, контролирующее только одно из трех условий точной синхронизации — угол сдвига фаз между напряжениями на линии и шинах ЭС или ПС в момент включения привода второго выключателя, называется ускоренным — УТАПВС.

В эксплуатации находятся устройства АПВ на электромеханических реле типа РПВ-358 [2] и микроэлектронные реле повторного включения РПВ-01 и РПВ-02, рассмотренные в дополнительном информационном блоке (§ 6.3) и в информационном блоке для углубленного изучения (§ 6.5).

Микропроцессорная реализация автоматического повторного включения осуществляется многофункциональными интегрированными микропроцессорными автоматическими устройствами противоаварийных отключений и включений (см. гл. 10).

6.1.3. Автоматика включения резерва

Автоматические устройства включения резервных (АУВР) источников питания и резервного электрооборудования обеспечивают надежность электроснабжения и необходимую производительность собственных нужд ЭС и повышают безопасность обслуживания АЭС. Обязательной является установка АУВР на выключателях резервных трансформаторов собственных нужд ЭС, а также на выключателях резервных масляных насосов и насосов, питающих водой парогенераторы, на вентиляторах топок парогенераторов и другом ответственном оборудовании, обеспечивающем нормальное функционирование электростанций. Они широко распространены в системах электроснабжения, прежде всего на секционных выключателях двухтрансформаторных ПС [52].

Главное требование к ним — быстрое действие, особенно при наличии подключенных к секциям шин синхронных электродвигателей, выпадение из синхронизма которых в бестоковую паузу после исчезновения рабочего питания технологически недопустимо. Другими требованиями, как и к АУПВ, являются однократность действия; пуск только при исчезновении напряжения и, как правило, после отключения рабочего выключателя; ускорение действия АУРЗ. Весьма простые устройства АВР существенно усложняются из-за требования недействия при КЗ, после отключения которых напряжение определено восстанавливается, и особенно из-за указанной безынерционности обеспечения резервным питанием синхронной нагрузки, когда приходится игнорировать указанное требование отключения рабочего выключателя.

Различные релейно-контактные АУВР органически входят в состав цепей управления выключателями и дополняют их лишь постоянно возбужденным элек-

тромагнитным реле однократности действия, развозбуждаемым перед включением резервного выключателя и благодаря задержке по времени его отпускания t_{30} обеспечивающим лишь однократную сборку цепи питания электромагнита включения резервного выключателя: в случае его нового немедленного отключения АУРЗ цепь возможного повторного его включения оказывается уже разомкнутой. Их схемы приведены в учебной литературе [2, 45, 52].

Пусковой, а вернее измерительный, орган минимального напряжения усложняется из-за специфичности цепей подключения первичных измерительных трансформаторов напряжения через защитные предохранители, большого возможного диапазона остаточных напряжений КЗ, пониженных напряжений в начале самозапуска не отключаемой при исчезновении напряжения ответственной затормозившейся в течение бестоковой паузы электродвигательной нагрузки и из-за целесообразности контроля напряжения резервного источника. При наличии синхронных электродвигателей, поддерживающих напряжение на шинах, в устройства АВР вводятся и другие измерительные реле: угла сдвига фаз, направления мощности, направленного сопротивления, снижения частоты и даже фильтр-реле напряжения и тока прямой или обратной последовательности [52—54].

6.2. Контрольные вопросы

1. Каковы назначение и особенности автоматических устройств защитного отключения при коротких замыканиях в электроэнергетических объектах?
2. Какие требования предъявляются к автоматическим устройствам защитного отключения и повторного включения?
3. Что такое автоматика противоаварийных повторных и резервных включений?
4. Каковы назначение и эффективность противоаварийной автоматики повторных включений отключаемых электроэнергетических объектов?
5. Какие виды автоматики противоаварийных включений применяются для повышения устойчивости функционирования электроэнергетических систем?
6. Какие виды автоматики повторного включения применяются на линиях электропередачи с двухсторонним питанием?
7. Что такое несинхронное автоматическое повторное включение, и при каком условии оно применяется?
8. В чем состоят особенности и эффективность однофазного автоматического повторного включения?
9. Какие серийные автоматические устройства повторного включения известны?
10. В чем состоит противоаварийная роль автоматики включения резервного электрооборудования, и как выполняются простейшие автоматические устройства противоаварийных включений резервных источников питания?

6.3. Дополнительный информационный блок. Автоматические устройства повторного и резервного включения

6.3.1. Автоматические устройства повторного включения

Промышленностью (ОАО «ЧЭАЗ») длительное время выпускалось типовое релейно-контактное автоматическое устройство — реле повторного включения однократного (РПВ-358) и двухкратного (РПВ-258) действия. Находятся в эксплуатации релейно-контактные устройства БАПВ и ОАПВ линий напряжением 500 кВ. Они описаны в различных учебных пособиях [2, 45].

Современная автоматика повторного включения представлена микроэлектронными реле повторного включения типов РПВ-01 и РПВ-02, панелями комплексных бесконтактных автоматических устройств ПДЭ-2004.01 и ПДЭ-2004.02 и разработанными программными интегрированными микропроцессорными РЗ и АПВ (см. гл. 10).

Микроэлектронные автоматические устройства (реле) повторного включения типов РПВ-01 и РПВ-02 выполнены на интегральных микросхемах и имеют унифицированную конструкцию. Для гальванического отделения цепей интегральных микросхем от источников входных сигналов и выходных цепей включения выключателя используются электромагнитные реле с герметизированными замыкающими и одним размыкающим (элемент $3П$) контактами (герконами) и выходное реле с двумя обычными контактами.

В функциональной схеме реле повторного включения (РПВ) (рис. 6.1) различаются элементы формирования (контактами герконов) дискретных потенциальных сигналов [8]: пуска $ЭП$ (контактом $KL1$), запрета действия $ЗД$, разрешения возврата в исходное состояние $РВ$ и защитного сигнала, предотвращающего неправильные действия РПВ при перерывах его питания от источника постоянного напряжения $E_{п}$ (элемент $3П$).

Схема РПВ-01 содержит элементы формирования сигналов включения выключателей без выдержки времени $БАПВ$ и с выдержкой времени $АПВ$, элемент однократности и запрета действия $ЭОД$, элемент подготовки к новому действию $ПД$, элемент выдержек времени $ЭВ$ срабатывания t_c и возврата t_b , элемент управления $ЭУ$ выходным электромагнитным реле $KL2$ и элемент информации о действии РПВ (сигнализации) $ИЭ$.

Функции названных элементов, кроме контактных, выполняются взаимодействующими дискретными интегральными микросхемами DX (И) серий К175, К176, реализующими логические операции совпадения сигналов (логических единиц) и их отрицания \overline{DX} (И—НЕ). На функциональной схеме показан, например, синтезированный из двух микросхем: $\overline{DX1}$ и DU (НЕ) — элемент логического перемножения (конъюнкции) дискретных потенциальных сигналов $DX1$.

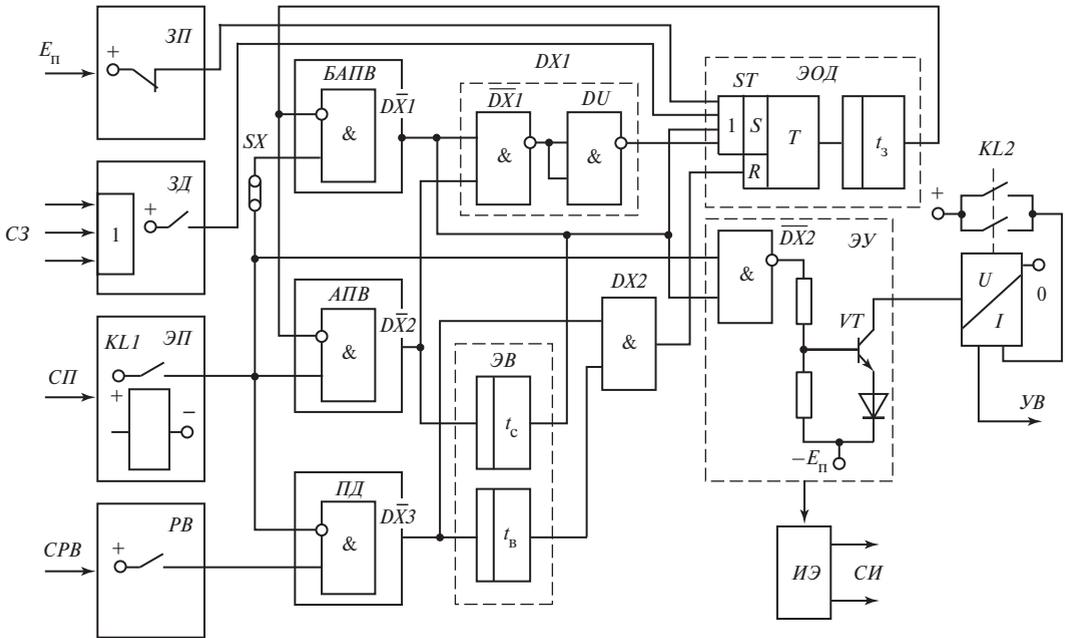


Рис. 6.1. Функциональная схема микроэлектронного реле повторного включения (РПВ-01)

Элемент выдержки времени выполнен на пассивных RC -интеграторах и активном элементе сравнения постоянного напряжения, получаемого от источника питания, с напряжением на заряжающемся конденсаторе релейного действия на основе интегрального операционного усилителя типа К553УД1 в дифференциальном включении, охваченного положительной обратной связью [8]. Заряд конденсаторов от транзисторных источников токов обеспечивает линейное нарастание напряжений на них и, следовательно, более высокую, чем при экспоненциальном нарастании, четкость срабатывания бесконтактного реле времени. Источники токов включаются и отключаются дискретно изменяющимися напряжениями на выходах логических интегральных микросхем. Элемент запрета ЭОД, обеспечивающий однократность действия РПВ, содержит интегральный триггер ST для запоминания сигнала.

В элемент управления ЭУ выходным электромагнитным реле $KL2$ входит выходной транзистор VT , переключаемый в открытое состояние дискретно изменяющимся током, возбуждаемым напряжением на выходе логической интегральной микросхемы $\overline{DX2}$. Реле $KL2$ имеет две обмотки, вторая из них (токовая) — удерживающая — включается последовательно в цепь управляющего воздействия $УВ$ на возбуждение контактора электромагнита включения выключателя линии электропередачи, трансформатора, шин электростанции. Информационный эле-

мент $ИЭ$ выполнен на интегральных транзисторных переключателях и светодиодах (сигналы информации $СИ$).

На вход РПВ поступают дискретные потенциальные сигналы от цепей управления выключателем: сигнал пуска $СП$ возникает при несоответствии положений ключа управления (включен) и выключателя (отключен); сигнал разрешения подготовки к возврату $СПВ$ (к новому действию) поступает от ключа управления включением выключателя (включено); сигналы запрета $СЗ$ действия РПВ — от ключа управления отключением выключателя (отключен); от устройств релейной защиты, срабатывающих только при внутренних повреждениях трансформатора; от дифференциальной защиты шин электростанции (кроме РПВ выключателя, предназначенного для проверки исправности шин).

На вход элемента защиты от неправильного действия при перерывах питания $ЗП$ поступает напряжение $E_{п}$ от источника оперативного тока, контакт $ЗП$ размыкается. При наличии питания РПВ готово к действию, т.е. находится в состоянии ожидания.

При поступлении сигнала пуска срабатывает геркон $KL1$ элемента $ЭП$ и возбуждает элемент $БАПВ$, выходной дискретный сигнал которого проходит через логическую микросхему $\overline{DX2}$ элемента управления $ЭУ$ благодаря поступлению на второй ее вход сигнала от $ЭП$. Появляющееся напряжение относительно отрицательного потенциала эмиттера VT на выходе $\overline{DX2}$ (нулевой потенциал) возбуждает ток через эмиттерный переход транзистора, переключающий его в открытое состояние. Выходное реле $KL2$ срабатывает и возбуждает соответствующую цепь $УВ$ управления воздушным выключателем линии электропередачи, осуществляющим $БАПВ$.

Элемент $БАПВ$ одновременно переключает триггер ST сигналом, поступающим (по цепи ИЛИ) на его вход S записи элемента однократности действия $ЭОД$. Напряжение на выходе $ЭОД$, появляющееся с небольшой задержкой t_3 , убирает, воздействуя на инверсный вход $D\overline{X1}$ (ЗАПРЕТ), выходной сигнал $БАПВ$ и обеспечивает однократность его действия.

Если выключатель масляный, то его $АПВ$ производится с выдержкой времени. При этом цепь $БАПВ$ выводится из действия, как условно показано на схеме накладкой SX . По сигналу $ЭП$, поступающему и на один из входов микросхемы $\overline{DX2}$, срабатывает элемент $АПВ$ и запускает бесконтактный элемент $ЭВ$ выдержки времени срабатывания t_c . Сигнал от $АПВ$ поступает на один из двух входов микросхемы $DX1$. После срабатывания релейного элемента времени t_c его сигнал поступает на второй вход микросхемы $DX1$ и разрешает прохождение сигнала от $АПВ$ на вход S записи триггера ST элемента однократности действия $ЭОД$ и второй вход микросхемы $\overline{DX2}$, которая переключается до нулевого потенциала. Транзистор VT открывается, реле $KL2$ срабатывает. Его контакт, соединенный последова-

тельно со второй (удерживающей) обмоткой, замыкает цепь возбуждения контактора цепи электромагнита включения масляного выключателя.

Выходной сигнал элемента $D\bar{X}1$ проходит на вход записи S триггера ST , выходное напряжение которого с небольшой задержкой $t_{\text{в}}$ производит (через $D\bar{X}2$) запрет действия $АПВ$, обеспечивая однократное повторное включение выключателя.

Как видно из схемы, сигнал от $ЭП$ через элемент подготовки к новому действию $ПД$ запрещает запуск (микросхема $D\bar{X}3$) элемента $ЭВ$ выдержки времени возврата схемы $t_{\text{в}}$ в исходное состояние. После исчезновения пускового сигнала $СП$ и истечения времени $t_{\text{в}}$ (не менее 10 с) выходным сигналом $ЭВ$, проходящим через $D\bar{X}2$ благодаря наличию на втором его входе сигнала от $ПД$ и поступающим на вход считывания R триггера ST , снимается ЗАПРЕТ действия $АПВ$. Схема в целом приходит в исходное состояние.

При исчезновении напряжения источника питания $E_{\text{п}}$ контакт геркона элемента $ЗП$ замыкается, на триггер ST поступает единичный логический сигнал, на выходе $ЭОД$ с задержкой времени t_3 появляется напряжение, поступающее на инверсные входы логических элементов $D\bar{X}1$, $D\bar{X}2$; производится ЗАПРЕТ действия $АПВ$.

6.3.2. Автоматические устройства противоаварийного включения резерва

На рис. 6.2 приведена часть типовой схемы устройства АВР трансформатора $T3$ собственных нужд тепловой электростанции, резервирующей питание первой (трансформатор $T1$) секции, а именно $АВР1$ (рис. 6.2, а).

Фрагмент цепей управления выключателями, например, $Q1$ рабочего $T1$ и $Q3$ резервного трансформаторов собственных нужд $T3$ (рис. 6.2, а, в, з) (при включенном выключателе $Q5$) иллюстрирует сказанное о релейно-контактной исполнительной части устройства АВР. Электромагнитное реле однократности действия $KQCT$ (реле фиксации включенного состояния $Q1$) включено в цепь управления выключателем рабочего трансформатора (рис. 6.2, в) и возбуждено, поскольку сигнальный контакт $Q1.1$ замкнут (выключатель $Q1$ включен). В цепи обмотки контактора $KМЗ$ управления электромагнитом $YAC3$ включения резервного выключателя (рис. 6.2, з) находятся размыкающий сигнальный контакт $Q1.2$ и замыкающий, размыкающийся с указанной выше задержкой отпускания $t_{3,0}$ контакт $KQCT$ реле однократности действия — цепь включения выключателя $Q3$ резервного трансформатора подготовлена, но разомкнута контактом $Q1.2$.

При отключении рабочего выключателя $Q1$ (электромагнитом отключения $YAT1$) его сигнальные контакты $Q1.1$ и $Q1.2$ переключаются — приходят в показанные на схеме состояния. Обмотка электромагнитного реле $KQCT$ контактом $Q1.1$ отсоединяется от шин управления $ШУ1$, но не обесточивается: через диод VD в ней циркулирует экспоненциально затухающий ток, обусловленный исчезающим маг-

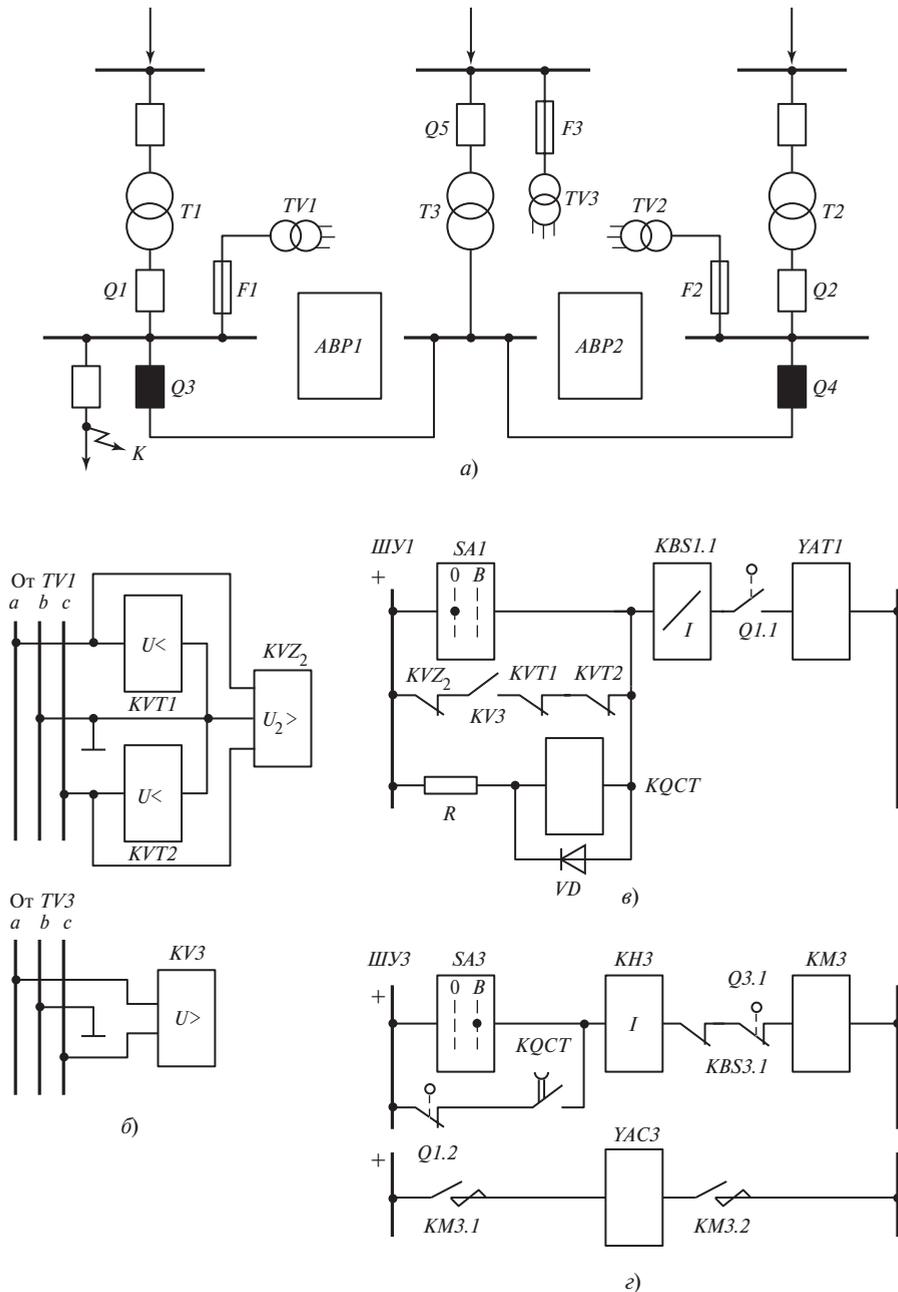


Рис. 6.2. Схемы питания собственных нужд электростанции (а), пускового органа минимального напряжения и максимального реле $KVЗ$ контроля напряжения резервного источника питания (б), цепей управления отключением рабочего (в) и включением одного из резервных ($QЗ$) выключателей (г)

нитным потоком реле, который удерживает его якорь в притянутом положении в течение времени $t_{3,0}$. На это время, достаточное лишь для одного включения резервного выключателя $Q3$, через контакт $Q1.2$ возбуждается контактор $KM3$ в цепи электромагнита включения $YAC3$ (рис. 6.2, z), его контакты $KM3.1$ и $KM3.2$ замыкаются. На схемах показаны также одна из двух обмоток (обмотка тока) $KBS1.1$ (рис. 6.2, $в$) и контакт $KBS3.1$ (рис. 6.2, z) реле предотвращения возможных многократных включений выключателей $Q1$ и $Q3$, в частности от ключей управления $SA1, SA3$: показанное точками замкнутое состояние их цепей соответствует положениям «отключить» $Q1$ и «включить» $Q3$.

На рис. 6.2, $б$ приведены схемы пускового органа напряжения с минимальными измерительными реле напряжения с выдержками времени $KVT1, KVT2$ и фильтр-реле напряжения обратной последовательности KVZ_2 , подключенными ко вторичным цепям первичного измерительного трансформатора напряжения $TV1$ (см. рис. 6.2, $а$) и контроля напряжения резервного источника максимальным измерительным реле напряжения $KV3$, подключенным к трансформатору напряжения $TV3$, защищенного предохранителем $F3$. Их контакты — замыкающий $KV3$ и размыкающие $KVT1, KVT2$ и KVZ_2 — собирают цепь отключения рабочего выключателя $Q1$ при исчезновении напряжения рабочего источника по другим (кроме отключения $Q1$) причинам.

Пусковой орган выполнен с двумя реле $KVT1, KVT2$ и дополнен фильтр-реле KVZ_2 для предотвращения его излишнего срабатывания при перегорании плавкой вставки одной из фаз предохранителя $F1$ в цепи подключения измерительного трансформатора $TV1$. Срабатывает одно из них: $KVT1$ или $KVT2$ либо оба при расплавлении вставки фазы B . Но при этом срабатывает фильтр-реле напряжения обратной последовательности KVZ_2 и не допускает отключения выключателя $Q1$. При исчезновении напряжения все три реле не возбуждены и их контакты замкнуты, реле $KV3$ возбуждено напряжением на выходе $TV3$, и его контакт $KV3$ также замкнут — производится отключение $Q1$ и включение $Q3$.

Настройка минимальных измерительных реле производится по условию четкого их возврата в возбужденное состояние под воздействием наименьшего напряжения на шинах в начале процесса самозапуска затормозившейся за время существования КЗ электродвигательной нагрузки [2], а напряжения срабатывания максимальных реле $KV3$ и фильтр-реле KVZ_2 устанавливаются по условиям четкого срабатывания при минимальном напряжении нормального режима и несрабатывания при возможном наибольшем напряжении небаланса на выходе фильтра напряжения обратной последовательности соответственно [43].

Выдержки времени реле $KVT1, KVT2$ определяются требованиями предотвращения излишних действий АВР при КЗ, после отключения которых напряжение рабочего источника восстанавливается, например, на отходящей от шин кабельной линии (точка K на рис. 6.2, $а$) и выбираются большими максимального времени действия на отключение АУРЗ [2, 43]. Схема АВР2 правой секции (рис. 6.2, $а$) аналогична.

6.4. Контрольные вопросы

1. Почему, как правило, применяется однократное автоматическое повторное включение и каких линий электропередачи — воздушных или кабельных?
2. Какие известны серийные электромеханические устройства автоматического повторного включения?
3. Как выполняется и действует микросхемное автоматическое устройство противоаварийного трехфазного повторного включения линии с односторонним питанием (типа РПВ-01) (см. рис. 6.2)?
4. Как формируются сигналы пуска и запрета действия РПВ-01?
5. Как функционирует элемент однократности действия РПВ-01?
6. Как обеспечивается готовность РПВ-01 к новому однократному действию и при каких условиях?
7. Как действует релейно-контактное устройство включения резервного трансформатора собственных нужд электростанции (см. рис. 6.2, в, з)? Как обеспечивается однократность его действия?
8. Для чего в устройстве противоаварийного включения резервного трансформатора собственных нужд электростанции необходим пусковой орган минимального напряжения?
9. Как выполняется пусковой орган минимального напряжения (см. рис. 6.2, б)?
10. Для чего необходима выдержка времени пуска в действие автоматического устройства включения резервного источника питания?

6.5. Информационный блок для углубленного изучения. Микроэлектронные и микропроцессорные автоматические устройства

6.5.1. Устройство автоматического повторного включения двухкратного действия

Функциональная схема типа РПВ-02 (рис. 6.3) не содержит БАПВ, но в ее состав входят два элемента *АПВ1* и *АПВ2*, обеспечивающих двухкратное действие РПВ, элементы *ЭОД1*, *ЭОД2* их однократности и два геркона элемента *ЗД* запрета действия *АПВ1* и *АПВ2* или только *АПВ2*. Соответственно РПВ содержит более сложный элемент выдержки времени *ЭВ*, задерживающий сигналы пуска на время срабатывания t_{c1} , t_{c2} , а сигнал подготовки к новому действию (возврату) — на время t_B .

Логическая часть состоит из трех микросхем *DX1*, *DX2*, *DX3* и дополнительных элементов координации действия и подготовки к исходному состоянию; на схеме показан элемент формирования сигнала о снятии запрета и разрешения возврата *СЗРВ* элемента *АПВ2*.

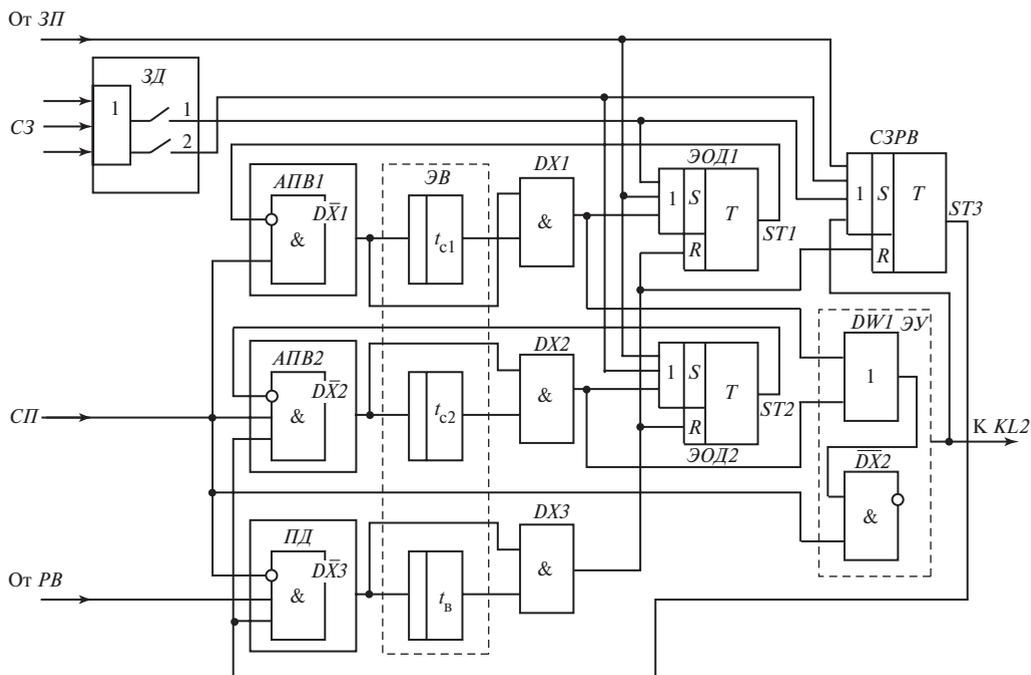


Рис. 6.3. Функциональная схема реле РПВ-02

При поступлении первого сигнала пуска $СП$ и отсутствии сигнала запрета $СЗ$ (и действия элемента $ЭП$, см. рис. 6.1) срабатывает $АПВ1$ и запускает $ЭВ$ для отсчета времени t_{c1} , по истечении которого через микросхемы $DX1$, $DW1$ и $\overline{DX2}$ элемента $ЭУ$ дискретный сигнал возбуждает выходное электромагнитное реле $KL2$, осуществляющее первое повторное включение выключателя.

Через $DX1$ переключается триггер $ST1$ элемента однократности действия $ЭОД1$, который запрещает (через $D\bar{X}1$) прохождение возможного второго сигнала пуска $АПВ1$. При этом первое срабатывание $ЭУ$ запоминается элементом $СЗРВ$ (вход S триггера $ST3$) разрешения действия $АПВ2$ и возврата схемы в целом в исходное состояние. Выходной сигнал $СЗРВ$ поступает на входы $АПВ2$ и элемента подготовки к новому действию $ПД$.

При неуспешном первом АПВ выключателя и отключении его второй раз снова появляется сигнал пуска $СП$, который проходит через элемент запрета $D\bar{X}2$ благодаря отсутствию сигнала на инверсном (верхнем) и наличию сигнала (от $СЗРВ$) на нижнем его входе, и $АПВ2$ срабатывает, запуская $ЭВ$ с выдержкой времени t_{c2} и подготавливая сигналом на верхнем входе схемы $DX2$ возбуждение $ЭУ$.

По истечении времени t_{c2} сигнал $ЭВ$ проходит через микросхему $DX2$ и поступает (через схему $DW1$) на второй (верхний) вход $\overline{DX2}$, транзистор VT

(см. рис. 6.1) переключается в открытое состояние и выходное реле $KL2$ срабатывает. Происходит АПВ выключателя второй раз. Выходным сигналом микросхемы $DX2$ переключается элемент $\text{ЭОД}2$, обеспечивающий однократность действия $\text{АПВ}2$: его логическая единица поступает на инверсный вход элемента $D\bar{X}2$ (ЗАПРЕТ).

При успешном втором АПВ сигнал пуска $СП$, поступающий на инверсный вход микросхемы $D\bar{X}3$, исчезает, элемент $ПД$ (при наличии сигнала разрешения возврата $PВ$) подготовки РПВ к новым действиям запускает ЭВ , который сигналом, поступающим после выдержки времени возврата t_v через микросхему $DX3$ на R -входы триггеров $ST1, ST2$ элементов $\text{ЭОД}1, \text{ЭОД}2$, снимает запрет действия $\text{АПВ}1$ и $\text{АПВ}2$. Снятие запрета действия $\text{АПВ}2$ дублируется сигналом ЭВ , приходящим на R -вход триггера $ST3$ элемента разрешения его действия СЗРВ .

При неуспешном АПВ выключатель отключается защитой третий раз. Снова появляется сигнал пуска, который, поступая на инверсный вход микросхемы $D\bar{X}3$, запрещает подготовку РПВ к новому действию. Сигнал пуска не исчезает до квитирования его ключом управления выключателем (устранения несоответствия положений ключа управления и выключателя).

6.5.2. Микроэлектронный комплекс автоматических устройств повторного включения

Упрощенная и укрупненная функциональная схема панелей автоматики типа ПДЭ-2004, представляющей собой комплекс автоматических устройств повторного включения линий электропередачи с двухсторонним питанием напряжением 330 кВ и выше, приведена на рис. 6.4. На схеме условно показаны автоматические устройства АУРЗ быстродействующей высокочастотной фильтровой направленной обратной последовательности (напряжение \underline{U}_2 и ток \underline{I}_2) и дифференциально-фазной ФНДФ , дистанционной D защит и токовой направленной ступенчатой защиты нулевой последовательности ТНП . Они обеспечивают быстрое отключение линий электропередачи с двух сторон при возникновении на ней КЗ.

Отключение одной поврежденной фазы (выключателями с пофазным приводом) производится избирательными измерительными органами (ИИО) KZ_a, KZ_b, KZ_c , выполненными в виде направленных измерительных органов сопротивления релейного действия. К ним подводятся фазные напряжения $\underline{U}_a, \underline{U}_b, \underline{U}_c$ и суммы фазного тока $\underline{I}_a, \underline{I}_b, \underline{I}_c$ соответственно и часть тока нулевой последовательности \underline{I}_0 . Характеристики их срабатывания в виде пересекающихся двух окружностей или четырехугольников, расположенных в первом квадранте комплексной плоскости и охватывающих начало координат, обеспечивают четкое срабатывание ИИО только поврежденных фаз линии при однофазных и двухфазных КЗ на землю.

При указанных КЗ срабатывают пусковые измерительные органы тока (ПИОТ) KA и комбинированный орган тока и напряжения KAV нулевой последовательности с торможением от фазных токов \underline{I}_ϕ . Быстродействующий комбинирован-

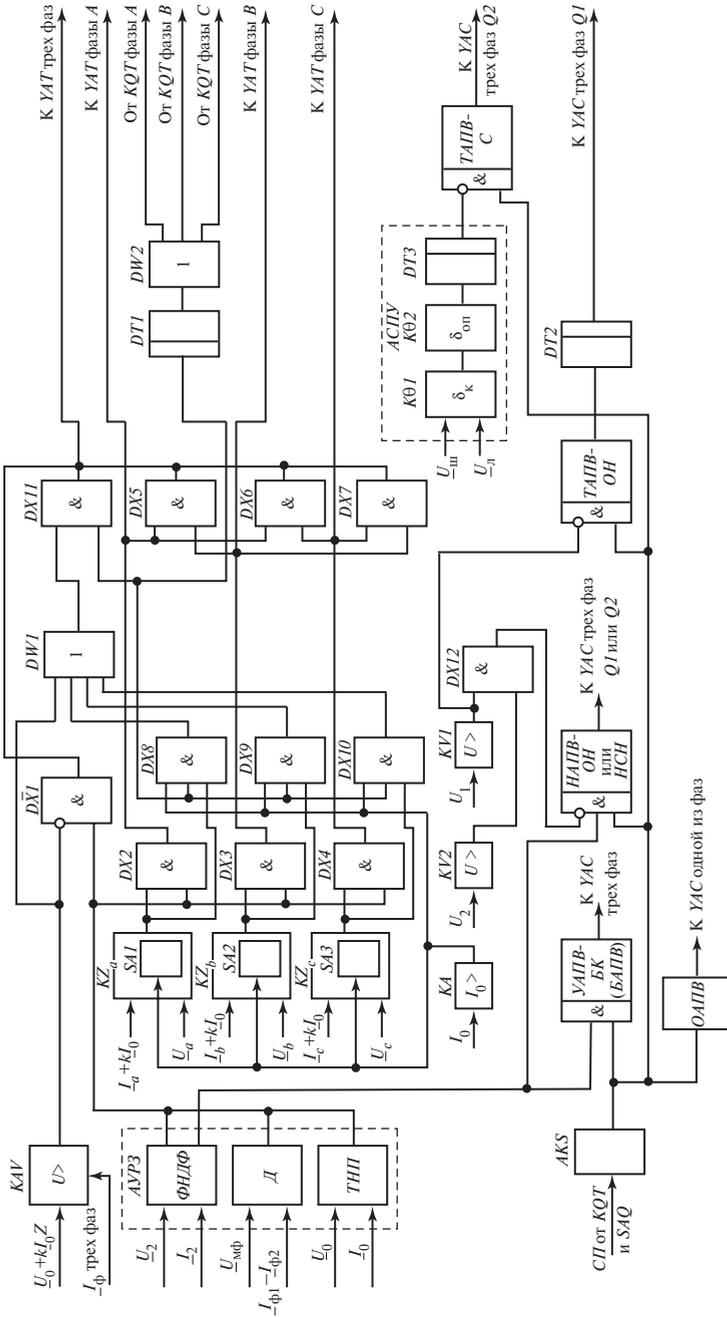


Рис. 6.4. Функциональная схема панели автоматики типа ПДЭ-2004

ный орган нулевой последовательности KAV воздействует на инверсный вход логического элемента $D\bar{X}1$ и запрещает отключение указанными $AVP3$ выключателей трех фаз линии.

Пусковой орган тока нулевой последовательности KA через управляемые ключи $SA1$, $SA2$, $SA3$ вводит в действие ИИО сопротивления KZ_a , KZ_b , KZ_c , которые при однофазных КЗ на землю через соответствующий логический элемент $DX2$, $DX3$, $DX4$ при условии срабатывания одного или всех указанных $AVP3$ линий формируют управляющие воздействия на электромагнит отключения YAT поврежденной фазы линии с двух сторон.

При двухфазном КЗ на землю срабатывают два ИИО сопротивления и через соответствующий логический элемент $DX5$, $DX6$, $DX7$ обеспечивают отключение трех фаз выключателей двух сторон линии электропередачи.

По цепи несоответствия положения ключа управления SAQ выключателем и его состояния (реле KQT) после отключения однофазного КЗ запускается (сигналом пуска CIT) автоматическое устройство повторного включения AKS , и по цепи однофазного автоматического повторного включения $OAPB$ производится включение выключателя поврежденной фазы.

Для надежного и быстрого повторного отключения линии при устойчивом однофазном КЗ предусматривается кратковременный ввод ИИО для самостоятельного действия на отключение всех трех фаз линии через соответствующий логический элемент $DX8$, $DX9$, $DX10$ и элементы $DW1$ и $DX11$. Для этого на средние (на схеме) входы $DX8$, $DX9$, $DX10$ и $DX11$ через элемент задержки при возврате $DT1$ и элемент $DW2$ подводится единичный логический сигнал, например от реле положения KQT выключателя отключавшейся фазы.

Отключение трех фаз происходит при двухфазном КЗ на землю по указанной цепи через один из элементов $DX5$, $DX6$, $DX7$, а при двухфазных и трехфазных КЗ — непосредственно $AVP3$. После отключения трех фаз линии через $D\bar{X}1$, на инверсном входе которого логический нуль (KAV не срабатывает), производится трехфазное повторное включение линии.

При условии срабатывания быстродействующей защиты $\PhiНД\Phi$ и наличии сигнала от AKS осуществляется (воздействием на электромагнит включения выключателей YAC):

ускоренное (без выдержки времени) УАПВ обеих сторон линии по цепи $УАПВ-БК$ (без контроля) ($БАПВ$);

несинхронное автоматическое повторное включение ($НАПВ$) выключателя одной стороны линии с контролем полного отсутствия напряжения ($ОН$) или с контролем наличия симметричного напряжения ($НСН$) на другом конце линии по цепи $НАПВ-ОН$ или $НСН$.

Несинхронное ТАПВ происходит при отсутствии логической единицы на инверсном входе указанной цепи, что имеет место при невозбужденных фильтр-реле $KV1$ напряжения прямой U_1 и $KV2$ напряжения обратной последовательностей U_2 (условие $ОН$) или соответственно при возбужденном $KV1$, но невозбужденном $KV2$ (условие $НСН$). При наличии на линии симметричного напряжения реле $KV1$ возбуждено (напряжением прямой последовательности U_1), на верхнем входе $DX12$ единица, а на

нижнем — логический нуль от невозбужденного $KV2$ (напряжение обратной последовательности U_2 отсутствует), поэтому на выходе $DX12$ присутствует логический нуль, разрешающий по инверсному входу цепи $HAПВ-ОН$ или HCH включение выключателя линии. При возбужденных $KV1, KV2$, т.е. при несимметричном напряжении линии, что может иметь место при неотключенном несимметричном КЗ, несинхронное ТАПВ запрещается.

При отключении КЗ на линии небыстродействующей защитой, например второй ступенью дистанционной защиты D от междуфазных КЗ, включенной на междуфазные напряжения $\underline{U}_{мф}$ и разности фазных токов $\underline{I}_{\phi 1} - \underline{I}_{\phi 2}$, или токовой направленной защиты нулевой последовательности $TНП$, производится ТАПВ выключателя $Q1$ с одной стороны линии с выдержкой времени (элемент $DT2$) и контролем отсутствия напряжения на линии по цепи $ТАПВ-ОН$ при логическом нуле ($KV1$ не возбуждено) на его инверсном входе.

После успешного ТАПВ одного конца линии выключатель $Q2$ второго ее конца включается устройством AKS с синхронизацией напряжений на линии $\underline{U}_л$ и шинах $\underline{U}_ш$ измерительными реле $K\theta 1$ угла сдвига фаз δ_k между ними, контролирующего во взаимодействии с элементом задержки $DT3$ частоту скольжения ω_s и $K\theta 2$, фиксирующего угол опережения $\delta_{оп}$ по цепи $ТАПВ-С$.

Указанный измерительный орган представляет собой простейший автоматический синхронизатор с постоянным углом опережения $АСПУ$ [1]. При недопустимом угле сдвига фаз или частоте скольжения логическая единица на его выходе через инверсный вход указанной цепи запрещает АПВ выключателя. При наступлении условий синхронизма при допустимых угле сдвига фаз $\delta_{оп}$ и частоте скольжения ω_s логический нуль на выходе автоматического синхронизатора $АСПУ$ через инверсный вход цепи $ТАПВ-С$ разрешает включение выключателя $Q2$.

6.5.3. Микропроцессорное устройство (модуль) контроля погасания электрической дуги и успешного включения отключенной фазы с одной стороны

После отключения выключателей поврежденного электродуговым (неустойчивым) однофазным коротким замыканием на землю провода линии электропередачи электрическая дуга поддерживается током, возбуждаемым ЭДС, наведенной в отключенном проводе магнитным потоком нулевой последовательности неполнофазного режима. Для успешности ОАПВ необходимо дождаться погасания дуги. Поэтому предусматривается выдержка времени действия ОАПВ, превышающая наиболее длительное время горения электрической дуги и снижающая эффективность повторного включения.

Для ускорения действия ОАПВ и повышения его эффективности разработано микропроцессорное устройство (модуль) контроля погасания электрической дуги ($КПЭД$, см. рис. 6.6) [58]. Им контролируется указанная наведенная ЭДС, практически появляющаяся только после погасания электрической дуги.

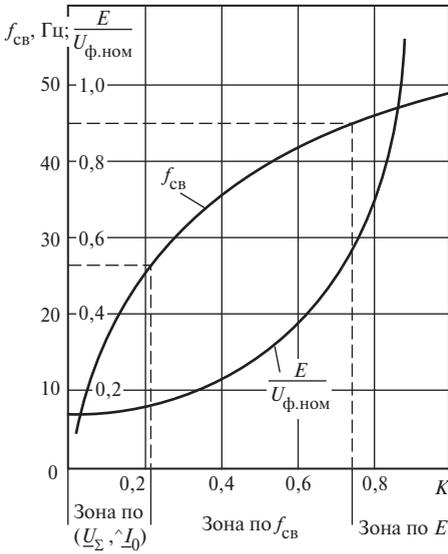


Рис. 6.5. Зависимость частоты свободных колебаний наведенной принужденной ЭДС в отключенном про­воде линии при ОАПВ от степени компенсации K ее емкостной проводимости

Наведенная ЭДС зависит от схемы элект­ропередачи, а именно от наличия или отсут­ствия реакторов $LR1, LR2$ (см. рис. 9.1), ком­пенсации реактивной мощности, генерируемой линией высокого и сверхвысокого напряже­ния. На линиях с реакторами возникает и сво­бодная составляющая ЭДС, обусловленная резонансным эффектом, создаваемым емкост­ной составляющей проводимости линии и индуктивной проводимостью реакторов. Используется свободная составляющая частотой ниже промышленной. Поэтому применя­ется цифровой задерживающий частотный фильтр, настроенный на частоту 50 Гц [58].

Для обеспечения чувствительности устройства контроля погасания дуги произ­водится добавка к наведенной ЭДС E падения напряжения на половине вторич­ного сопротивления линии $Z_{л}/2$ от тока нулевой последовательности I_0 непол­нофазного режима в цикле ОАПВ — используется компенсированное на середину линии [58] напряжение

$$U_{\Sigma} = |E + I_0 Z_{л}/2|. \tag{6.2}$$

На рис. 6.5 приведены взятые из [58] графики зависимости частоты свободной колебательной составляющей $f_{св}$ и отношения абсолютного значения наведенной ЭДС к номинальному напряжению $E/U_{ф.ном}$ от степени компенсации (коэффици­ент $K \leq 1,0$) реакторами емкостного сопротивления линии. При низких ее значе­ниях в проводе линии без реакторов (при $K = 0$) и больших токах I_0 компенсация по (6.2) отключается замыкающим контактом электромагнитного реле KL с герме­тизированными контактами (герконом), управляемым программным максималь­ным измерительным реле тока нулевой последовательности KA (рис. 6.6).

Предусматриваются четыре канала действия устройства, соответствующих показанным на рис. 6.5 зонам, определяемым используемой информацией, обеспе­чивающей максимальную чувствительность микропроцессорного модуля.

Первый канал, содержащий программное максимальное измерительное реле напряжения KVI с подведенным к нему напряжением U_{Σ} (см. рис. 6.6), функцио­нирует на линиях электропередачи с практически полной компенсацией реакто­рами ее емкостной проводимости [зона по E при $K \rightarrow 1,0$ (см. рис. 6.5)].

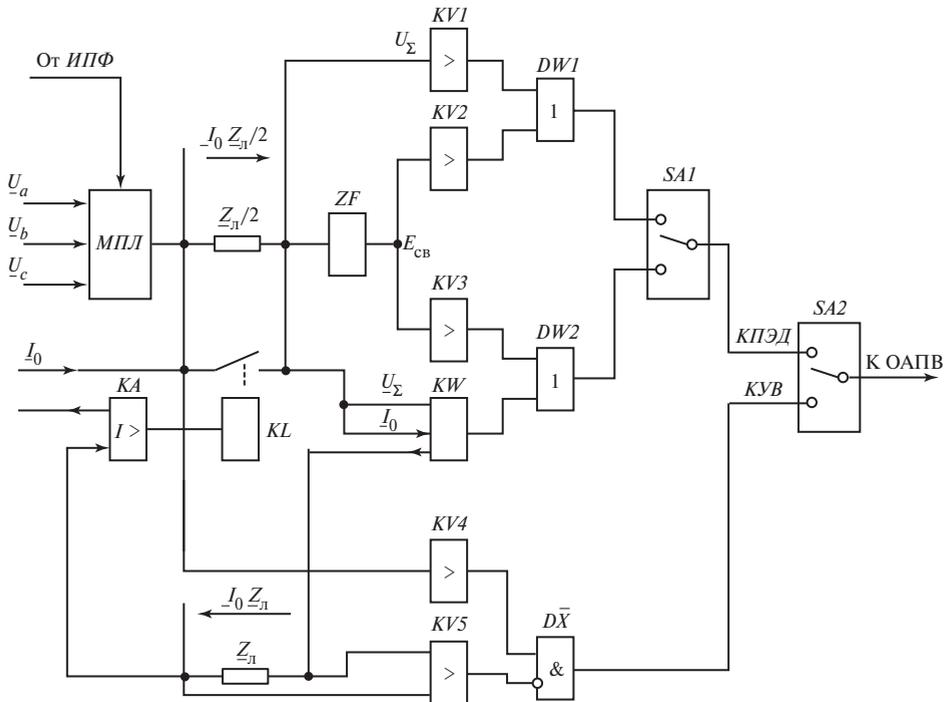


Рис. 6.6. Функциональная схема микропроцессорного модуля контроля погасания дуги и успешного включения

Второй канал с указанными программным задерживающим составляющую промышленной частоты ЭДС фильтром ZF и максимальным измерительным реле напряжения $KV2$ (см. рис. 6.6) надежно действует по абсолютному значению выделяемой свободной колебательной составляющей ЭДС $E_{св}$ частоты $f_{св}$ на линиях с частичной компенсацией [зона по $f_{св}$ при $0,2 < K < 0,8$ (см. рис. 6.5)].

Они выдают сигнал о погасании электрической дуги через логическую операцию $DW1$ (ИЛИ).

На линиях электропередачи со слабой компенсацией ($K < 0,2$) или без реакторов используется либо абсолютное значение свободной колебательной составляющей частотой 5—25 Гц (третий канал), либо угол сдвига фаз между \underline{U}_{Σ} и током \underline{I}_0 (четвертый канал). Они содержат программные измерительные реле максимального напряжения $KV3$ и реле угла сдвига фаз KW и выдают сигналы о погасании электрической дуги через логическую операцию $DW2$. Каналы переключаются ключом $SA1$.

Микропроцессорный модуль содержит входной мультиплексор $МПЛ$, подключающий цепь указанного формирования напряжения, пропорционального току нулевой последовательности \underline{I}_0 , к цепи вторичного напряжения отключенной

фазы \underline{U}_a , \underline{U}_b , \underline{U}_c . Мультиплексор управляется сигналами избирателей поврежденной фазы ИПФ панели ОАПВ.

На конце линии электропередачи, включаемом вторым, т.е. после повторного включения отключенного провода с одной стороны, микропроцессорный модуль переключателем SA2 переводится в состояние контроля успешности включения КУВ.

Канал КУВ содержит программное максимальное реле напряжения KV4, срабатывающее при номинальном фазном напряжении на включенном с одной стороны проводе. Для предотвращения его излишнего срабатывания под воздействием высокой наведенной ЭДС на линиях с практически полной компенсацией емкостного сопротивления ($K \rightarrow 1,0$, см. рис. 6.5) после погасания дуги, т.е. перед повторным включением провода с одной стороны, производится запрет его действия [операция $D\bar{X}$ (ЗАПРЕТ)] от программного измерительного реле напряжения нулевой последовательности KV5, к которому подводится падение напряжения на вторичном сопротивлении линии $\underline{Z}_л$ от тока нулевой последовательности \underline{I}_0 .

Микропроцессорный модуль типа МР-301К для панели АПВ типа ПДЭ-2004.01 выполняется на сигнальном микропроцессоре ADSP 21061. Его вычислительная часть, реализующая функции задерживающего частотного фильтра и программных измерительных реле, действует по способам обработки информации, свойственным цифровой вычислительной технике [8].

6.5.4. Микропроцессорный комплекс трехфазного автоматического повторного включения

Научно-производственным предприятием ООО НПП «ЭКРА» и исследовательским центром ООО «ИЦ «БРЕСЛЕР» выпускаются микропроцессорные шкафы автоматики управления выключателем присоединений высокого и сверхвысокого напряжения типов ШЭ2710-511 [100] и «БРЕСЛЕР ШЛ 2606», содержащие микропроцессорный комплекс автоматики трехфазного повторного его включения ТАПВ-М. Предусмотрена программная реализация трехфазного автоматического повторного включения:

несинхронного с повторным включением выключателя с одной стороны отключенной линии электропередачи с контролем отсутствия напряжения (ТАПВ-ОН), а с другой стороны с контролем наличия симметричного напряжения (ТАПВ-НСН);

ускоренного (УАПВ) с временем действия от 0,05 с, осуществляемого при фиксировании первого срабатывания быстродействующей релейной защиты линии электропередачи: дифференциально-фазной высокочастотной защиты, дистанционной или токовой направленной нулевой последовательности с высокочастотными каналами ускорения их действия;

с контролем наличия симметричных и синхронных или близких к синхронным напряжений с обеих сторон отключенного выключателя — с синхронизацией (ТАПВ-С).

Микропроцессорный комплекс ТАПВ-М обладает не только традиционными [(пуск по цепи несоответствия, недействие при включении выключателя ключом управления на короткое замыкание и др. (см. п. 6.1.2)], но и специфическими свойствами:

оценка тяжести короткого замыкания, отключаемого релейной защитой, — при близких коротких замыканиях автоматически изменяется очередность повторного включения выключателей линий электропередачи; первым выключается более удаленный выключатель — облегчается работа и существенно снижается износ выключателей;

снижение тяжести возмущающего воздействия на электроэнергетическую систему при устойчивых коротких замыканиях за счет ускорения действия защит повторно включаемого выключателя при УАПВ и УАПВ-ОН;

снижение времени отключения коротких замыканий на землю за счет автоматического ввода в самостоятельное действие избирателей поврежденных фаз ОАПВ.

При неуспешном повторном включении выключателя ТАПВ-М выдает соответствующую информацию в общеэнергосистемную противоаварийную автоматику предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) и его действие запрещается сигналами АПНУ. Осуществляется самодиагностика, и выдается информация о неисправностях.

Естественно, ТАПВ-М обладает всеми сервисными свойствами, характерными для микропроцессорной автоматики.

Вычислительная часть функциональной схемы ТАПВ-М содержит программные: два фильтр-реле напряжения прямой последовательности; фильтр-реле напряжения обратной последовательности; фильтр-реле напряжения нулевой последовательности.

Они необходимы для контроля отсутствия (ОН) напряжения на концах включаемой линии с одной стороны и наличия симметричного напряжения (НСН) с другой стороны. Их использование обеспечивает быстродействующий контроль неотключенных коротких замыканий и неполнофазных односторонних отключений и включений [100].

Фильтр-реле напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей программно реализуются по ортогональным (синусной и косинусной) составляющим междуфазных напряжений и напряжения нулевой последовательности, получаемого непосредственно от первичного измерительного трансформатора напряжения. При этом используется один из способов формирования ортогональных составляющих. Программные фильтры симметричных составляющих прямой и обратной последовательностей выполняются на основе умножений синусной и косинусной составляющих междуфазных вторичных напряжений на коэффициенты $\sqrt{3}/2$ и $1/2$ и суммирования произведений с разными знаками [8]. При этом формируются ортогональные составляющие напряжений прямой и обратной последовательностей. Амплитуды симметричных составляющих вычисляются по сумме квадратов их синусной и косинусной составляющих [см. формулу (4.14)]. Программные элементы сравнения амплитуд с предписанными значениями (уставками) измерительных реле представляют собой типовые арифметические опера-

ции вычитания двоичных чисел. Уставки (предписанные значения) $U_{\text{пр}}$ измерительных реле следующие:

измерительных реле напряжения прямой последовательности $U_{1\text{пр}1} = 75 \text{ В}$; $U_{1\text{пр}2} = 30 \div 60 \text{ В}$;

реле напряжений обратной и нулевой последовательностей $U_{2\text{пр}} = 6 \div 10 \text{ В}$; $U_{0\text{пр}} = 20 \div 40 \text{ В}$.

Для осуществления ТАПВ-С необходим автоматический синхронизатор (см. п. 1.5.3). Он выполняется на трех программных минимальных измерительных реле:

разности амплитуд напряжений на разных сторонах отключенного выключателя, срабатывающего при $\Delta U_m < \Delta U_{m \text{ пр}}$ (предельного);

угла сдвига фаз между ними δ и реле разности частот f_s , разрешающих включение выключателя при угле опережения $\delta_{\text{оп}} \leq \delta_{\text{пр}}$ и $f_s < f_{s \text{ пр}}$.

По принципу действия синхронизатор является простейшим, функционирующим с постоянным углом опережения. При известных ортогональных составляющих напряжений угол сдвига фаз вычисляется как разность углов, тангенсы которых равны отношениям синусных и косинусных их составляющих [см. формулу (8.9)], а частоты могут вычисляться по трем дискретным мгновенным значениям [см. формулу (8.10)]. В рассматриваемом микропроцессорном устройстве частоты напряжений и угол сдвига фаз между ними определяются с использованием таймеров — сканируемых счетчиков единичных импульсов в течение длительностей периодов изменения напряжений и времени совпадения по знаку их мгновенных значений (одного из них — инверсного, см. рис. 1.25, б).

Микропроцессорное однофазное АПВ интегрировано с высокочастотной релейной защитой линий электропередачи сверхвысокого напряжения.

6.5.5. Быстродействующее устройство включения резервных источников питания

Функциональная схема быстродействующего автоматического устройства включения секционного резервного выключателя (БАВР) подстанции (рис. 6.7, а), питающей по линиям $W1$, $W2$ от двух частей ЭЭС (источников питания $ИП1$, $ИП2$) мощные синхронные электродвигатели $M1$, $M2$ водонасосных или нефтеперекачивающих станций, выпадение из синхронизма которых в цикле АВР приводит к гидравлическим ударам с разрывами магистральных трубопроводов — авариям с экологическими последствиями [52], приведена на рис. 6.7, а.

Пусковой орган быстродействующего микроэлектронного устройства БАВР секционного выключателя $Q3$ значительно сложнее (рис. 6.7, б). Он состоит из двух различных комплектов измерительных реле $AK1$ и $AK2$, действующих через логическую часть $ЛЧ$ одновременно на включение резервного (секционного) $Q3$ и отключение соответствующего рабочего $Q1$ (или $Q2$) быстродействующих вакуумных выключателей двухтрансформаторной подстанции (см. рис. 6.7, а) [53].

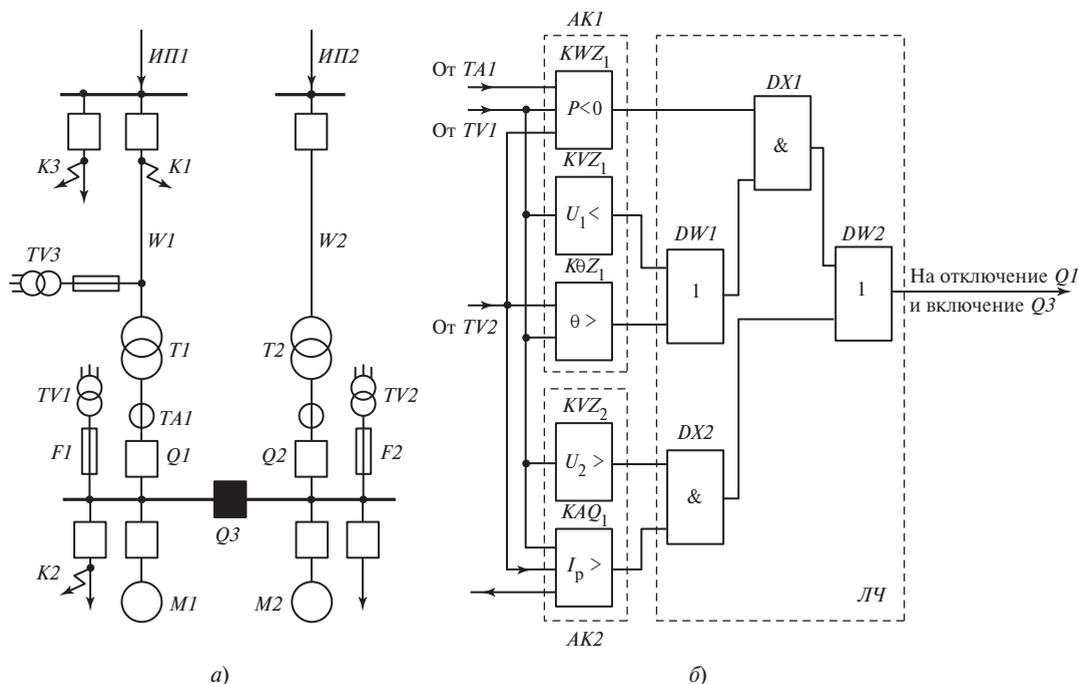


Рис. 6.7. Схема подстанции (а) и функциональная схема (б) быстродействующего микроэлектронного устройства АВР

Первый комплект реле $AK1$ (см. рис. 6.7, б) предназначен для действия при потере питания левой секции, в частности при трехфазном КЗ в цепях рабочего источника питания, например, $K1$ на линии $W1$. Он содержит измерительные фильтр-реле напряжения KVZ_1 прямой последовательности U_1 , направления активной мощности KWZ_1 прямой последовательности и угла сдвига фаз $K\theta Z_1$ между напряжениями на секциях шин подстанции. В нормальном режиме напряжение номинальное, сдвиг по фазе отсутствует, а мощность направлена от источника питания к нагрузке. При указанном трехфазном КЗ или отключении выключателя на передающем конце линии напряжение снижается или исчезает, изменяется на противоположное направление активная мощность, выдаваемая синхронными электродвигателями. Увеличивается угол сдвига фаз θ между напряжением на выводах электродвигателей, частота вращения которых уменьшается, т.е. между напряжением резервируемой (левой) и напряжением резервирующей (правой) секций: фильтр-реле $K\theta Z_1$ подключен к измерительным трансформаторам напряжения $TV1$, $TV2$ разных секций, защищенных предохранителями $F1$, $F2$. Срабатывают фильтр-реле KVZ_1 или $K\theta Z_1$ или оба (логический элемент $DW1$) и KWZ_1 (логический элемент $DX1$), и через логический элемент $DW2$ формируются управляющие рабочим и резервным выключателями воздействия АВР.

В случае трехфазного или двухфазного КЗ на отходящей от секции шин линии ($K2$), при которых АВР не требуется, не срабатывает фильтр-реле KWZ_1 направле-

ния мощности прямой последовательности: электродвигатели потребляют активную мощность, и БАВР не действует.

Однако по указанной причине оно не запускается и при несимметричных КЗ в цепях источника питания (KI), при которых АВР необходимо. При этом вступает в действие второй комплект пусковых реле $AK2$: фильтр-реле напряжения обратной последовательности KVZ_2 и реактивных мощности или тока прямой последовательности KAQ_1 (логический элемент DX). Действие KVZ_2 очевидно, а фильтр-реле KAQ_1 срабатывает вследствие возрастания в несколько раз генерируемого синхронными электродвигателями реактивного тока.

Рассмотренный пусковой орган излишне срабатывает и отключает выключатель $Q1$ при КЗ в электрической сети рабочего источника (например, точка $K3$), когда АВР не требуется: происходит излишнее его действие. Как указывалось, реле направления активной мощности KWZ_1 отказывает при несимметричных КЗ, при которых АВР необходимо. Поэтому в разработанном микропроцессорном БАВР [52, 54] пусковой измерительный орган состоит из направленного измерительного фильтр-реле сопротивления KZZ_1 и минимального фильтр-реле тока KAZ_1 прямой последовательности (рис. 6.8), подключенных к измерительным трансформаторам напряжения резервируемой секции, например $TV1$, и тока $TA1$ (см. рис. 6.7, а). Фильтр-реле KZZ_1 четко срабатывает при любом КЗ в цепях источника питания (KI) и не срабатывает при КЗ на линиях, отходящих от резервируемой секции шин ($K2$), поскольку направление мощности прямой последовательности (реле направленное) сохраняется таким же, как и в нормальном режиме. Фильтр-реле KAZ_1 запускает БАВР (логический элемент DW) при потере питания, например вследствие отключения выключателя передающего конца рабочей линии $W1$ (см. рис. 6.7, а).

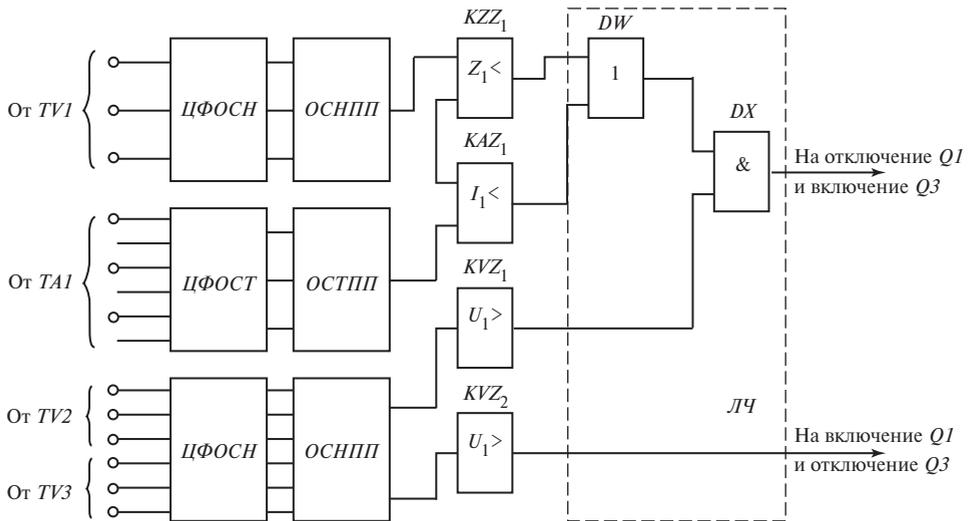


Рис. 6.8. Функциональная схема микропроцессорного БАВР

Однако фильтр-реле KZZ_1 не отличает КЗ в сети рабочего источника ($KЗ$) от КЗ на питающей линии ($KЛ$) — излишнее действие БАВР не устраняется. Поэтому предусматривается максимальное измерительное фильтр-реле напряжения прямой последовательности KVZ_2 , подключенное к трансформатору напряжения $TVЗ$ рабочего трансформатора (см. рис. 6.7, *a*), которое после отключения КЗ в сети и восстановления напряжения рабочего источника ликвидирует излишнее действие БАВР, включая рабочий и отключая резервный выключатели.

На схеме (см. рис. 6.8) показано и максимальное фильтр-реле KVZ_1 напряжения прямой последовательности U_1 , подключенное к измерительному трансформатору напряжения $TV2$ резервирующей секции (см. рис. 6.7, *a*), контролирующее наличие на ней напряжения и поэтому действующее с измерительным органом через элемент DX (И) логической части $ЛЧ$ автоматического устройства.

Микропроцессорный пусковой орган практически безынерционен: формирование ортогональных составляющих междуфазных напряжений (цифровые формирователи $ЦФОСН$) и разностей фазных токов (цифровые формирователи $ЦФОСТ$) происходит за один-два интервала T их дискретизации аналого-цифровым преобразователем, а на формирование из них ортогональных составляющих напряжений $ОСНПП$ и токов $ОСТПП$ прямой последовательности и на действие измерительных реле — лишь вычислительное время микропроцессора, укладывающееся в один интервал дискретизации [8]. При быстродействующих вакуумных выключателях микропроцессорное БАВР значительно эффективнее его аналоговых прототипов.

Микропроцессорные устройства АВР входят в состав нескольких разработанных в последнее время многофункциональных интегрированных программных устройств противоаварийной автоматики (см. гл. 10).

6.6. Контрольные вопросы

1. Почему иногда применяется автоматическое повторное включение двухкратного действия?
2. В чем состоят особенности выполнения и действия автоматического устройства двухкратного повторного включения типа РПВ-02 (см. рис. 6.3)?
3. Какими элементами функциональной схемы РПВ-02 (см. рис. 6.3) обеспечивается его двухкратное действие?
4. Какие из известных видов противоаварийного трехфазного повторного включения выключателей линии электропередачи с двухсторонним питанием выполняет микроэлектронная автоматика повторного включения, выпускаемая промышленностью в виде панели ПДЭ-2004 (см. рис. 6.4)?
5. Как производится выбор поврежденного однофазным коротким замыканием на землю провода линии электропередачи, как отключается и как повторно включается его однофазный выключатель?
6. Какими элементами функциональной схемы ПДЭ-2004 (см. рис. 6.4) обесточивается отключением трех фаз линия электропередачи при двухфазном коротком замыкании на землю?

7. Как действуют микропроцессорные устройства контроля погасания электрической дуги и успешности повторного включения провода линии электропередачи с одной стороны при однофазном коротком замыкании (см. рис. 6.5 и 6.6)?

8. Каковы особенности осуществления быстродействующего автоматического противоаварийного включения секционного выключателя подстанции при подключенных к секции шин синхронных электродвигателях (см. рис. 6.7, а)?

9. Как выполнен и действует пусковой орган микроэлектронного быстродействующего автоматического устройства включения резервного (секционного) выключателя подстанции с синхронной нагрузкой (см. рис. 6.7, б)?

10. Как функционирует микропроцессорный пусковой орган быстродействующего устройства резервного включения секционного выключателя (см. рис. 6.8)?

6.7. Заключение

Специфическая особенность процесса производства, передачи и распределения электроэнергии — возникновение коротких замыканий, угрожающих не только разрушением электрооборудования, но и развитием общесистемной аварийной ситуации, обуславливает необходимость техники автоматического отключения (релейной защиты). Однако отключение генерирующего и передающего электрооборудования приводит к потере электроснабжения и обуславливает опасность дальнейшего развития аварийной ситуации из-за нарушения баланса между генерируемой и требуемой нагрузкой электроэнергетической системы мощностями.

Поэтому широко применяется техника автоматического повторного включения отключенных выключателей, восстанавливающая при большинстве неустойчивых, дуговых, коротких замыканий электроснабжение и баланс мощности.

В связи с повсеместным ее применением знание автоматики повторного включения крайне необходимо инженеру-электрику.

Не менее важна как противоаварийная и техника автоматического включения выключателей резервных источников питания.

В эксплуатации находятся электромеханические автоматические устройства АПВ и АВР; выпускаются серийно микроэлектронные и появились программные микропроцессорные устройства АПВ и АВР.

В порядке усложнения по мере перехода от учебного к информационному блоку для углубленного изучения изложены принципы действия и способы их технической реализации.

6.8. Тесты

1. Какой из указанных видов устройств автоматического повторного включения (АПВ) наиболее распространен в электроэнергетических системах:

- 1) трехфазное АПВ двухкратного действия;
- 2) однофазное АПВ однократного действия;
- 3) однофазное АПВ двухкратного действия;
- 4) трехфазное АПВ однократного действия.

2. Какими элементами управления и контроля состояния выключателя формируется сигнал пуска устройства АПВ в действие:

- 1) ключом управления в положении «Выключатель отключен» (ВО) и в том же положении ВО реле контроля состояния выключателя;
- 2) ключом управления в положении «Выключатель включен» (ВВ) и в том же положении ВВ реле контроля;
- 3) реле контроля в положении ВВ и ключом управления в состоянии ВО;
- 4) реле контроля в положении ВО и ключом управления в состоянии ВВ.

3. Какое из указанных видов трехфазного автоматического повторного включения (ТАПВ) называется несинхронным (НАПВ):

1) включающее одновременно оба выключателя линии электропередачи с двухсторонним питанием при любом угле сдвига фаз δ между напряжениями на шинах электростанции или подстанций — частей электроэнергетической системы (ЭЭС);

2) включающее последовательно во времени выключатели одного и второго концов линии электропередачи при любом угле δ ;

3) включающее один из выключателей с контролем отсутствия напряжения на линии (ОН), а второй с контролем наличия симметричного напряжения на линии (НСН), сдвинутого по фазе относительно напряжения на шинах подстанции или электростанции на ограниченный угол δ ;

4) включающее выключатели одного из концов линии при отсутствии напряжения (ОН), а второго при наличии симметричного напряжения (НСН) при любом угле δ сдвига фаз и любой разности частот ω_s несинхронно работающих частей ЭЭС.

4. Какое из указанных видов ТАПВ линии электропередачи с двухсторонним питанием называется быстродействующим (БАПВ):

1) включающее одновременно масляные выключатели линии с двухсторонним питанием без контроля угла δ ;

2) включающее один из масляных выключателей при ОН, а второй при НСН с контролем ограниченного угла δ ;

3) включающее один из воздушных выключателей при ОН, а второй при НСН без контроля угла δ ;

4) включающее одновременно дугогасящими камерами воздушных выключателей оба конца линии без контроля угла δ и разности частот ω_s .

5. Каким образом достигается однократность действия автоматического устройства повторного включения РПВ-01 (см. рис. 6.1):

1) использованием разрядного тока предварительно заряженного конденсатора;

2) использованием возбужденного в нормальном режиме электромагнитного реле $KL2$ с герметизированными контактами (геркона), размыкающего контакт при его обесточивании после действия устройства АПВ;

3) использованием интегрального триггера ST , возвращаемого в исходное состояние после первого АПВ;

4) использованием интегрального триггера ST , запоминающего первое действие устройства АПВ, и логических элементов $D\bar{X}1$ или $D\bar{X}2$, запрещающих второе его действие на включение выключателя.

6. При каких условиях производится несинхронное трехфазное АПВ микросхемным устройством типа ПДЭ-2004 (см. *НАПВ-ОН* или *НСН* на рис. 6.4):

1) при срабатывании автоматических устройств релейной защиты $AУРЗ$ и автоматического повторного включения AKS и срабатывании двух измерительных реле напряжения $KV1$ и $KV2$;

2) при срабатывании быстродействующего $AУРЗ$ — фильтровой направленной и дифференциально-фазной защиты $\PhiНД\Phi$, срабатывании AKS и двух реле $KV1$, $KV2$;

3) при срабатывании небыстродействующих $AУРЗ$ — дистанционной D или токовой нулевой последовательности $ТНП$, срабатывании AKS и реле $KV1$, но несрабатывании $KV2$;

4) при срабатывании $\PhiНД\Phi$, AKS , несрабатывании $KV1$ и $KV2$ или срабатывании $KV1$ и несрабатывании $KV2$.

7. При каких условиях производится однофазное АПВ устройством ПДЭ-2004 (см. *ОАПВ* на рис. 6.4):

1) при срабатывании KAV и KA , одного из избирателей KZ_a , KZ_b , KZ_c поврежденного однофазным КЗ на землю провода линии и срабатывании устройства автоматического повторного включения AKS ;

2) при срабатывании одного из $AУРЗ$: KAV , KA , KZ_a , KZ_b или KZ_c , но несрабатывании AKS ;

3) при срабатывании $AУРЗ$, KAV , KA , двух из реле KZ_a , KZ_b , KZ_c и AKS ;

4) при срабатывании одного из $AУРЗ$, KAV , KA , одного из реле — избирателей поврежденной фазы KZ_a , KZ_b , KZ_c и AKS .

8. Как происходит отключение трех фаз линии при двухфазных коротких замыканиях на землю и быстродействующее трехфазное АПВ без всякого контроля [см. *УАПВ-БК (БАПВ)* на рис. 6.4]:

1) через один из логических элементов $DX5$, $DX6$, $DX7$ (операция И) при срабатывании $\PhiНД\Phi$ KAV , KA , двух из реле-избирателей KZ_a , KZ_b , KZ_c , но несрабатывании AKS ;

2) через один из элементов $DX5$, $DX6$, $DX7$ при срабатывании дистанционной защиты D или защиты токовой нулевой последовательности $ТНП$, KAV , KA , двух из трех реле KZ_a , KZ_b , KZ_c и AKS ;

3) через один из элементов $DX8$, $DX9$, $DX10$ при срабатывании $AУРЗ$ реле KAV , KA , двух из трех реле KZ_a , KZ_b , KZ_c и AKS ;

4) через один из элементов $DX5$, $DX6$, $DX7$ при срабатывании фильтровой направленной и дифференциально-фазной защиты $\PhiНД\Phi$, KAV , KA , двух из трех реле KZ_a , KZ_b , KZ_c и AKS .

9. Каким элементом схемы устройства автоматического включения резервного трансформатора собственных нужд (см. рис. 6.2) обеспечивается однократность его действия:

- 1) одним из минимальных измерительных реле напряжения $KVT1$ или $KVT2$ с выдержкой времени;
- 2) одним из максимальных измерительных реле $KV3$ или фильтр-реле KVZ_2 ;
- 3) сигнальным контактом $Q1.1$ рабочего выключателя $Q1$;
- 4) логическим электромагнитным реле $KQCT$ с замедлением размыкающего контакта после отключения рабочего выключателя $Q1$.

10. Из каких измерительных реле состоит пусковой орган быстродействующего автоматического устройства включения резервного секционного выключателя $Q3$ (см. рис. 6.7, а) подстанции, питающей синхронные электродвигатели (см. рис. 6.7, б):

- 1) минимального измерительного реле напряжения прямой KVZ_1 и максимального измерительного реле напряжения обратной KVZ_2 последовательностей;
- 2) измерительных реле направления мощности прямой последовательности KWZ_1 , минимального реле напряжения прямой последовательности KVZ_1 и реле угла сдвига фаз $K\theta Z_1$ между напряжениями прямой последовательности на секциях шин подстанции;
- 3) максимальных измерительных реле напряжения обратной последовательности KVZ_2 и реактивного тока KAQ_1 прямой последовательности;
- 4) измерительных реле KVZ_1 , KWZ_1 , $K\theta Z_1$, KAZ_1 прямой последовательности и реле KVZ_2 напряжения обратной последовательности.

АВТОМАТИКА ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ

Структура главы

- 7.1. Учебно-информационный блок. Назначение, принципы действия и общее функциональное построение автоматики предотвращения нарушения устойчивости
- 7.2. Контрольные вопросы
- 7.3. Дополнительный информационный блок. Микроэлектронная релейная автоматика
- 7.4. Контрольные вопросы
- 7.5. Информационный блок для углубленного изучения. Микропроцессорная программная автоматика
- 7.6. Контрольные вопросы
- 7.7. Заключение
- 7.8. Тесты

Целью изучения данной темы является получение представления о наиболее сложной общесистемной противоаварийной автоматике — автоматике предотвращения нарушения динамической в аварийном и статической в послеаварийном режимах устойчивости (АПНУ) электроэнергетических систем, их объединений и Единой энергосистемы страны.

Эффективность функционирования АПНУ обеспечивается только техническими средствами вычислительной техники, производящей циклические расчеты условий устойчивого функционирования ЭЭС, ОЭС и ЕЭС в целом при многочисленных возможных возмущающих воздействиях и расчеты интенсивности и длительности (дозирования) разнообразных противоаварийных управляющих воздействий, главным образом на синхронные генераторы, предотвращающих выпадение их из синхронизма.

Иерархически построенная и рассредоточенная территориально АПНУ функционирует на основе сбора и переработки в реальном времени огромного количества информации, поставляемой автоматической системой ее информационного обеспечения; запоминания (на время цикла указанных расчетов — 5—10 с) дозированных управляющих воздействий и их быстродействующей реализации по сигналам об аварийных возмущающих воздействиях. Благодаря действию АПНУ нарушение устойчивости, как правило, предотвращается.

7.1. Учебно-информационный блок. Назначение, принципы действия и общее функциональное построение автоматики предотвращения нарушения устойчивости

7.1.1. Назначение и особенности АПНУ

Назначением АПНУ является недопущение развития аварийной ситуации в электроэнергетической системе в результате интенсивных (больших) возмущающих воздействий, обусловленных короткими замыканиями и их отключениями, приводящими к нарушению баланса генерируемой и требуемой нагрузкой мощности.

Развитие аварийной ситуации начинается с нарушения динамической в аварийном (короткое замыкание) и статической в послеаварийном (его отключение) режимах работы.

Особенности АПНУ определяются случайностью возникновения во времени и распределенностью по электроэнергетическим системам коротких замыканий, необходимостью дозированных противоаварийных управляющих воздействий, соответствующих тяжести возмущающих воздействий на электроэнергетические объекты и их быстрой и эффективной реализацией.

Особенностью АПНУ прежде всего являются три фазы ее функционирования: противоаварийное управление по сохранению динамической устойчивости в аварийном режиме;

противоаварийное управление, необходимое для устойчивого перехода к послеаварийному режиму;

противоаварийное управление по предотвращению нарушения статической устойчивости в послеаварийном режиме.

Сохранение динамической устойчивости достигается интенсивными, но кратковременными противоаварийными управляющими воздействиями.

Для предотвращения нарушения статической устойчивости в послеаварийном режиме производятся длительные противоаварийные управляющие воздействия.

Оказывается, что эффективное противоаварийное управление в аварийном и послеаварийном режимах обеспечивает и устойчивость электромеханического переходного процесса от аварийного к послеаварийному режиму [41]. Поэтому в практике функционирования АПНУ реализуются первая и третья фазы противоаварийного автоматического управления.

Следующей важнейшей особенностью функционирования АПНУ является практическая бесчисленность потенциально возможных возмущающих воздействий в ЭЭС и соответственно многовариантность необходимых различающихся по интенсивности и длительности (дозированных) противоаварийных управляющих воздействий.

Она обуславливает специфическую особенность АПНУ — использование очень обширной априорной и рабочей (поступающей в реальном времени) информации о состоянии электроэнергетических управляемых объектов, режимах

работы электрических станций и электроэнергетических систем и эффективности противоаварийных управляющих воздействий.

Множеством потенциально возможных возмущающих воздействий обуславливается и такая особенность, как необходимость взаимодействия с соответствующим числом устройств генерирования дискретных сигналов о местах возникновения возмущений в ЭЭС — пусковых органов.

Главная же особенность АПНУ — это дозирование противоаварийных управляющих воздействий. Их набор, интенсивность и длительность должны соответствовать виду, тяжести и месту возникновения возмущающего воздействия. Недостаточность или избыточность дозированных противоаварийных управляющих воздействий означает неэффективность функционирования АПНУ или усугубление ее действием развивающейся аварийной ситуации.

7.1.2. Возмущающие воздействия на электроэнергетические системы

Возмущающие воздействия вызывают внезапные скачкообразные изменения мощностей, передаваемых по линиям электропередачи, и интенсивные и в широких пределах изменения режимных параметров работы электроэнергетической системы. По степени тяжести различают три категории, или группы, опасных возмущающих воздействий [41].

К первой группе относятся отключения линий электропередачи напряжением 500 кВ и ниже (линий связи с АЭС напряжением 750 кВ) при однофазных КЗ на землю с успешным или неуспешным однофазным автоматическим повторным включением на указанных линиях или линиях более высокого напряжения при успешном ОАПВ и отключение одного блока генератор—трансформатор, кроме наиболее мощного в ОЭС.

Вторую группу составляют отключения линий электропередачи любого напряжения при двухфазных КЗ на землю и успешном или неуспешном трехфазном АПВ; отключение наиболее мощного синхронного генератора или двух генераторов АЭС, относящихся к одному ядерному реактору; одновременное отключение двух цепей или линий.

К третьей, наиболее тяжелой, категории относятся возмущающие воздействия, обусловленные однофазными КЗ на землю на линии или шинах любого напряжения при отказе одного из выключателей и действии устройства резервирования отказов выключателей (УРОВ) на отключение неповрежденного элемента и отключениями синхронных генераторов одной системы (секции) шин или распределительного устройства одного из напряжений суммарной мощностью, составляющей половину мощности электростанции.

Возмущающие воздействия угрожают нарушениями динамической в аварийном или статической в послеаварийном режиме устойчивости электроэнергетической системы.

7.1.3. Противоаварийные управляющие воздействия

Для предотвращения нарушения динамической устойчивости необходимы быстродействующие, интенсивные, но кратковременные управляющие воздействия. Обеспечение статической устойчивости достигается также появляющимися практически безынерционно, однако длительно существующими управляющими воздействиями.

Поскольку противоаварийное управление производится при электромеханических переходных процессах, а опасность нарушения синхронной параллельной работы определяется развивающимися снижением и повышением частоты вращения синхронных генераторов, начинающимися после возмущающего воздействия в одной, дефицитной по мощности (обычно приемной), и в другой, избыточной по мощности (передающей), частях электроэнергетической системы соответственно, то противоаварийные управляющие воздействия должны главным образом изменять генерируемые мощности, а в крайних случаях и снижать мощности нагрузки.

Конкретно противоаварийные управляющие воздействия производят:

повышение пропускной способности управляемой электропередачи [47], т.е. ее предельной передаваемой мощности;

снижение генерируемой мощности в избыточной передающей части ЭЭС, частота вращения синхронных генераторов в которой увеличивается [85];

увеличение генерируемой мощности в дефицитной приемной части, частота вращения синхронных генераторов которой уменьшается;

уменьшение мощности, потребляемой нагрузкой приемной части электроэнергетической системы;

увеличение нагрузки синхронных генераторов передающей части.

Соответственно для предотвращения нарушения динамической устойчивости противоаварийные управляющие воздействия осуществляют:

программную форсировку возбуждения ΦB (рис. 7.1) синхронных генераторов — быстрое кратковременное увеличение ЭДС генераторов до допустимого по их термической стойкости уровня, обуславливающего повышение напряжений на шинах электростанции и предельную передаваемую мощность линии электропередачи;

интенсивное кратковременное снижение мощности, развиваемой паровыми турбинами — импульсную разгрузку турбоагрегатов $ИРТ$;

быстрое кратковременное подключение, обычно к гидрогенераторам передающей части, искусственной резистивной нагрузки R_n — электрическое торможение ЭТ гидроагрегатов;

быстрый перевод тиристорных преобразователей в инверторный режим накопителей электроэнергии в приемной части — их форсировку на выдачу электрической энергии в нагрузку $\Phi НЭЭ$.

Для сохранения статической устойчивости в послеаварийном режиме используются противоаварийные управляющие воздействия, обеспечивающие:

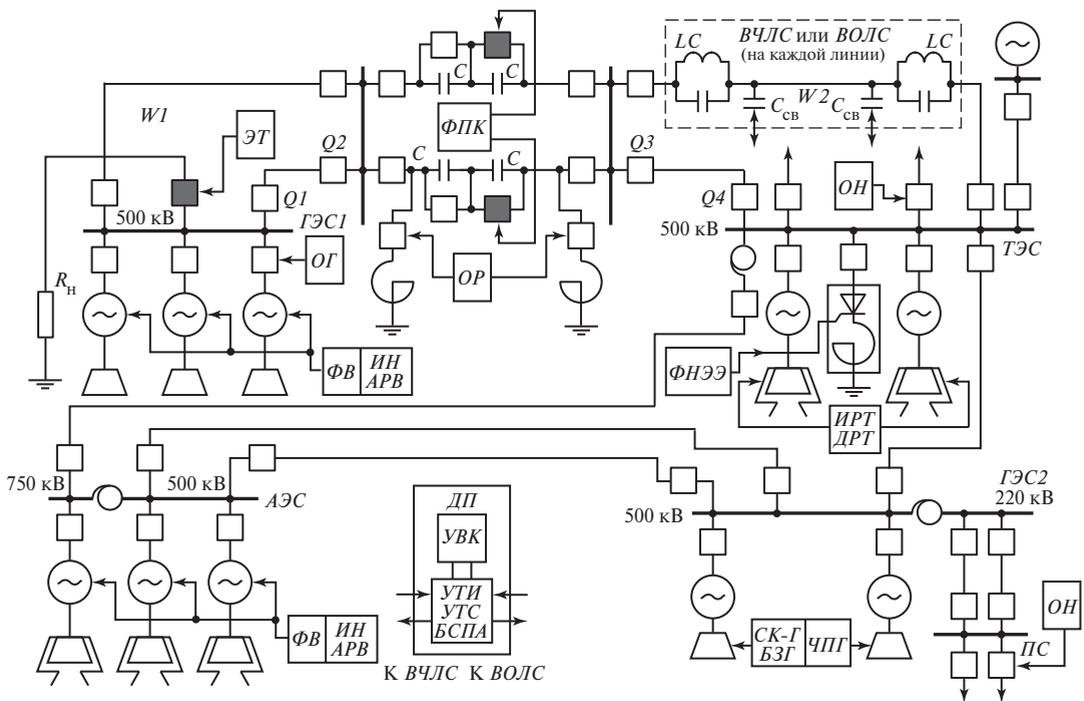


Рис. 7.1. Фрагмент электрической схемы объединенной электроэнергетической системы с ТЭС, АЭС и двумя гидроэлектростанциями ГЭС1 и ГЭС2

изменение настройки автоматических регуляторов возбуждения сильного действия *ИН АРВ* в целях достижения максимально возможной пропускной способности электропередачи в сложившихся после возмущающего воздействия условиях;

увеличение емкостного сопротивления устройства продольной компенсации индуктивного сопротивления линии (конденсаторы *С*), повышающего предельную передаваемую мощность линии — форсировку продольной компенсации *ФПК*;

отключение реакторов *ОР*, приводящее к повышению напряжения в начале и в конце линии;

отключение гидрогенераторов *ОГ* передающих электроэнергию *ГЭС1*, *ГЭС2* и длительное снижение мощности — длительную разгрузку *ДРТ* турбоагрегатов *ТЭС*;

быстродействующую загрузку недогруженных гидрогенераторов *БЗГ* приемной части электроэнергетической системы, перевод гидрогенераторов из режима работы синхронным компенсатором в генераторный режим *СК-Г*;

частичное программное отключение нагрузки *ОН* приемной части энергосистемы (подстанция *ПС*) до развития процесса снижения частоты.

При недостаточности указанных воздействий для предотвращения снижения частоты производятся частотный (ускоренный) пуск *ЧПГ*, самосинхронизация и быстрый набор нагрузки резервных гидрогенераторов и отключение нагрузки — автоматическая частотная разгрузка (*АЧР*) приемной части электроэнергетической системы.

Противоаварийные управляющие воздействия общесистемной противоаварийной автоматики вырабатываются управляющим вычислительным комплексом *УВК*, расположенным на диспетчерском пункте *ДП* (рис. 7.1). Необходимые сигналы информации о параметрах предшествующего возмущающему воздействию (исходного) режима и послеаварийного режима и о схеме электроэнергетической системы формируются информационными автоматическими устройствами телеизмерения *УТИ* и телесигнализации *УТС* соответственно. Они передаются по высокочастотным каналам связи *ВЧЛС* или волоконно-оптическим *ВОЛС* линиям связи. Высокочастотные каналы связи осуществляются по проводам линий электропередачи установкой по их концам высокочастотных заградителей в виде параллельных резонансных *LC*-контуров и конденсаторов связи $C_{св}$.

Сигналы о происходящих отключениях выключателей — возмущающих воздействиях и противоаварийные управляющие воздействия передаются быстродействующими устройствами передачи сигналов противоаварийной автоматики *БСПА*.

7.1.4. Общее функциональное построение устройств автоматики

Автоматика предотвращения нарушения устойчивости АПНУ представляется характерными для любой автоматической системы функциональными частями [8]. На рис. 7.2 показана измерительно-преобразовательная часть, объединенная с вычислительной и логической *ИВЛЧ* частями, перерабатывающая информацию, получаемую от развитой функциональной части ее сбора и передачи *ЧПИ*. Испол-

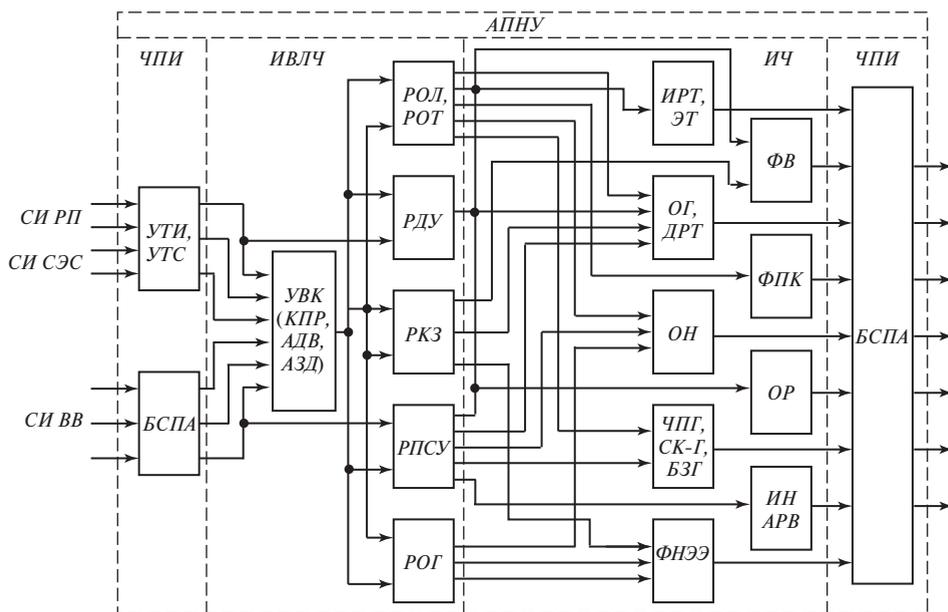


Рис. 7.2. Общая функциональная структура автоматики предотвращения нарушения устойчивости

нительная часть *ИЧ* по сигналам переработанной *ИВЛЧ* входной информации формирует и передает на управляемые объекты противоаварийные управляющие воздействия.

В соответствии с указанными особенностями АПНУ на функциональной схеме обозначены специфические функциональные элементы контроля предшествующего режима *КПР*, автоматического дозирования противоаварийных управляющих воздействий *АДВ* и их автоматического запоминания *АЗД*. В современной АПНУ их функции выполняют цифровые ЭВМ управляющего вычислительного комплекса *УВК*, входящие в вычислительную часть. Однако элементы *АЗД* часто территориально отделены — располагаются в местах реализации управляющих воздействий. Поэтому как отдельные функциональные элементы они входят в исполнительную часть АПНУ и должны на функциональной схеме размещаться после устройств быстродействующей передачи сигналов противоаварийной автоматики *БСПА* (на рис. 7.2 не показано). Не показаны и пусковые органы как источники дискретных сигналов информации о возникновении возмущающих воздействий *СИ ВВ*.

По видам указанных возмущающих воздействий на электроэнергетическую систему АПНУ можно представить в виде различных автоматических устройств (АУ), объединяемых по рекомендации [41] в следующие группы АУ, измерительные-вычислительные и логические части которых соответственно обозначены на рис. 7.2:

разгрузки электропередачи при отключении линий *РОЛ*, трансформаторов *РОТ*;

разгрузки при опасности нарушения динамической устойчивости электропередачи *РДУ*;

разгрузки при коротких замыканиях *РКЗ*;

разгрузки и повышения пропускной способности при опасности нарушения статической устойчивости электропередачи *РПСУ*;

разгрузки при отключении мощных синхронных генераторов *РОГ*.

Названные группы автоматических устройств производят (см. также рис. 7.1): импульсную разгрузку паровых турбин *ИРТ* и электрическое торможение гидротурбин *ЭТ*;

отключение гидрогенераторов *ОГ* и длительную разгрузку паровых турбин *ДРТ*;

отключение нагрузки *ОН*;

частичный пуск гидрогенераторов *ЧПГ*, их быстродействующую загрузку *БЗГ* и перевод из режима работы синхронным компенсатором в генераторный режим *СК-Г*;

форсировку накопителей электроэнергии *ФНЭЭ*;

форсировку возбуждения *ФВ* синхронных генераторов и продольной компенсации *ФПК* сопротивления линии электропередачи;

отключение реакторов *ОР*;

изменение настройки автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов *ИН АРВ*.

Действие автоматических устройств координируется управляющим вычислительным комплексом *УВК*, в который поступают сигналы информации о режимных параметрах *СИ РП* и о схеме электроэнергетической системы *СИ СЭС* по устройствам телеизмерения *УТИ* и телесигнализации *УТС* и сигналы о возмущающих воздействиях *СИ ВВ* по каналам *БСПА*.

Указанные автоматические устройства выдают соответствующие сигналы о дозированных противоаварийных управляющих воздействиях, показанных на рис. 7.2 в составе исполнительной части *ИЧ*, которые передаются на управляемые электроэнергетические объекты по каналам *БСПА*.

Простые автоматические устройства функционируют как программные по возмущающим воздействиям. Их *ИВЛЧ* содержит только измерительные органы и логические элементы автоматической дозировки управляющих воздействий.

Более сложные автоматические устройства используют рабочую информацию о предшествующем возмущающему воздействию режиме, о скачкообразных изменениях и скоростях изменения активных мощностей при возмущающем воздействии и о режимных параметрах, устанавливающихся в процессе и после противоаварийных управляющих воздействий.

Автоматика предотвращения нарушения устойчивости в начальный период ее развития выполнялась в виде местных релейно-контактных автоматических устройств — была децентрализованной. Современная АПНУ является централизованной с универсальной ЭВМ на диспетчерском пункте *ДП* (см. рис. 7.1) или иерархической, функционирующей на основе универсальных мини- и микроЭВМ на всех уровнях, рассредоточенной по ЕЭС в целом.

К *децентрализованным АПНУ* относятся комплексы автоматических устройств, в которых противоаварийные управляющие воздействия и их дозировка формируются на тех электроэнергетических объектах, на которых устанавливается основная часть пусковых органов (ПО), выявляющих возмущающие воздействия, и измерительных органов (ИО) контроля тяжести электрических режимов. Такими являются АПНУ мощной электростанции или протяженной, состоящей из нескольких последовательно соединенных участков линии электропередачи.

Функциональная схема АПНУ, например Рязанской ТЭС [44, 65], состоит из пусковых органов *ПОГ*, *ПОЛ*, фиксирующих отключения выключателей синхронных генераторов и отходящих от шин электростанции линий электропередачи, и *ПО ПС*, расположенных на приемных подстанциях (рис. 7.3). Большинство измерительных органов также расположены на электрической станции: показаны измерительные органы контроля мощностей линий *ИОМЛ* и суммарной мощности электростанции *ИОМЭС*. Часть измерительных органов мощности находится на приемных подстанциях; на схеме показаны передатчики *ПД* и приемники *ПМ* каналов передачи информации.

Устройства автоматического дозирования противоаварийных управляющих воздействий *АДВ* и их запоминания *АЗД* и исполнительная часть АПНУ расположены на электрической станции, и управляющие воздействия оказываются на

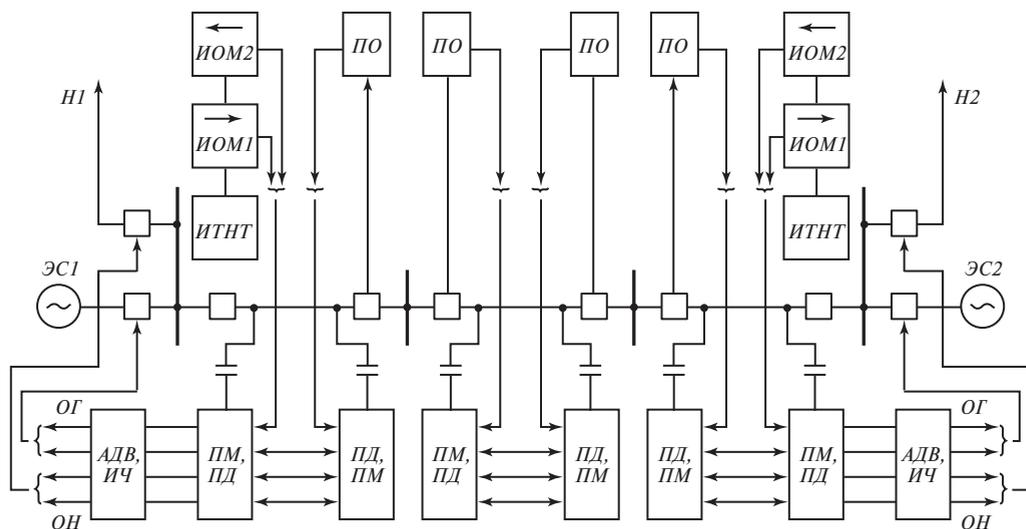


Рис. 7.4. Функциональная схема АПНУ линий электропередачи

ствий, дозированных для всего множества аварийных возмущений, и обеспечивает их быструю адресную реализацию по сигналам пусковых органов.

Централизованные комплексы АПНУ являются общесистемными — управляют многими электростанциями, подстанциями и линиями электропередачи ЭЭС и ОЭС. Они представляют собой иерархические системы межмашинного обмена информацией между рассредоточенными цифровыми ЭВМ, расположенными на электростанциях и диспетчерских пунктах ДП (см. рис. 7.1) ЭЭС и ОЭС. Управляющий вычислительный комплекс центрального диспетчерского пункта ЭЭС координирует их функционирование.

Цифровые ЭВМ циклически (каждые несколько секунд) производят расчеты динамической и статической устойчивости при всех фиксируемых возмущающих воздействиях с учетом параметров предшествующих каждому циклу расчетов нормальных режимов работы и электрических схем ЭЭС. Противоаварийные управляющие воздействия вырабатываются после каждого цикла расчетов и фиксируются устройствами АЗД. Их реализация производится немедленно и выборочно по дискретным сигналам пусковых органов, фиксирующих возмущающие воздействия. Таким образом достигается максимально возможное быстроедействие АПНУ. Цифровые ЭВМ различных уровней иерархии работают в режиме параллельного счета, используют рабочую информацию о протекании переходного процесса и последствиях противоаварийного управления и корректируют при необходимости дозировку управляющих противоаварийных воздействий, особенно необходимых для предотвращения нарушения статической устойчивости в послеаварийных режимах.

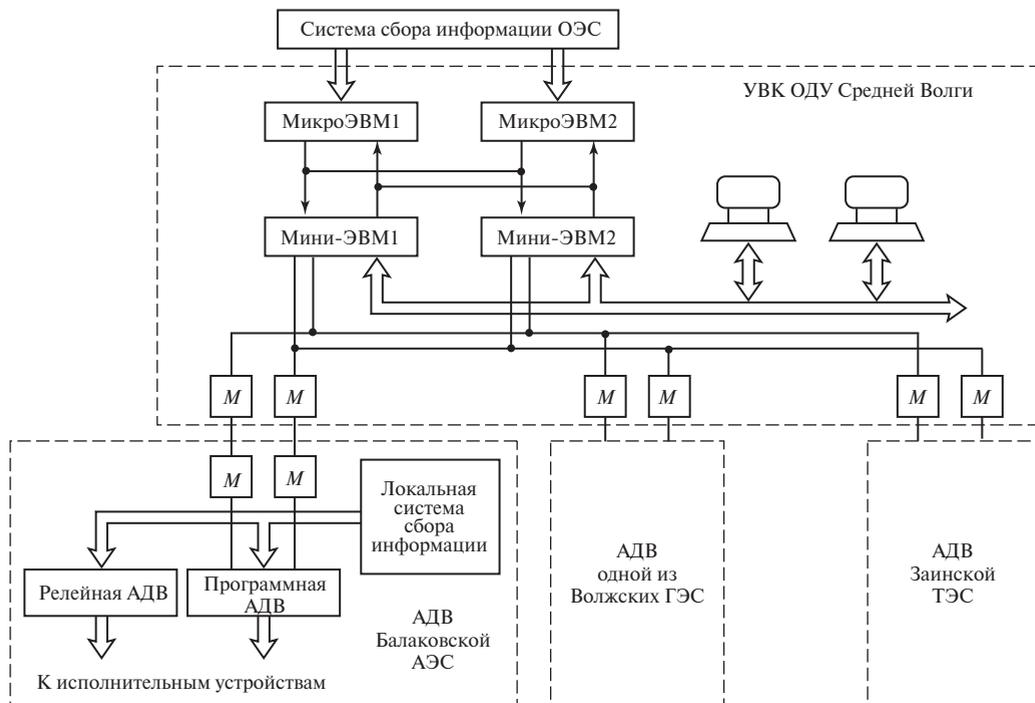


Рис. 7.5. Структурная схема иерархической системы противоаварийного управления ОЭС Средней Волги

Быстродействующие микроЭВМ позволяют рассчитывать дозированные противоаварийные воздействия и после поступления сигнала от пускового органа по рабочей информации о возмущающем воздействии и начальной стадии развития аварийного режима с учетом предшествующего нормального режима и электрических схем нормального и послеаварийного режимов, что повышает степень соответствия дозированных противоаварийных управляющих воздействий тяжести возмущающего воздействия, а следовательно, и эффективность функционирования АПНУ.

Такой является, например, двухуровневая АПНУ объединенной электроэнергетической системы Средней Волги. На рис. 7.5 приведена взятая из [65] схема ее построения. Верхний ее уровень реализован на мини- и микроЭВМ, установленных в объединенном диспетчерском управлении (ОДУ) Средней Волги. На нижнем (станционном) уровне применены микропроцессорные панели противоаварийного управления мощностью типа ПАА (на схеме обозначены как программные АДВ). Связь между ними осуществляется по каналам межмашинного обмена информацией *М*. В [41, 65, 67] приведены сведения о более сложных иерархических АПНУ. Создается [4, 42] *многоуровневая автоматика предотвращения нарушений устойчивости*.

7.2. Контрольные вопросы

1. В чем состоят назначение и особенности АПНУ?
2. Какие возмущающие воздействия различаются по степени их тяжести в отношении нарушения устойчивости ЭЭС?
3. Какие противоаварийные управляющие воздействия вырабатывает автоматика предотвращения нарушения устойчивости?
4. Чем различаются противоаварийные управляющие воздействия АПНУ, необходимые для сохранения динамической и статической устойчивости?
5. Какая разница между децентрализованной и централизованной АПНУ?
6. В чем особенность иерархической автоматической системы предотвращения нарушения устойчивости?
7. Почему необходимо дозирование вырабатываемых АПНУ противоаварийных управляющих воздействий?
8. Почему и на какое время целесообразно запоминание дозированных противоаварийных управляющих воздействий?
9. Какие воздействия и на какие электроэнергетические объекты оказывает автоматика предотвращения нарушения устойчивости?
10. Для предотвращения какой — динамической или статической — устойчивости и в каких условиях применяются и чем объясняется эффективность:
 - форсировки возбуждения синхронных генераторов;
 - импульсной разгрузки паровых турбин;
 - отключения гидрогенераторов;
 - отключения нагрузки;
 - дискретного изменения настройки автоматических регуляторов возбуждения «сильного» действия;
 - дискретных изменений сопротивлений линий электропередачи (какими способами);
 - электрического торможения синхронных генераторов?

7.3. Дополнительный информационный блок. Микроэлектронная релейная автоматика

7.3.1. Автоматическое дозирование противоаварийных управляющих воздействий

Эффективность функционирования АПНУ определяется соответствием противоаварийных управляющих воздействий разновидностям и тяжести возмущающих воздействий, угрожающих нарушением синхронной устойчивости электроэнергетических систем. Они вырабатываются (дозируются) в соответствии с обширной априорной и рабочей информацией.

Для предотвращения нарушения динамической устойчивости в аварийном или статической в послеаварийных режимах производятся необходимые соответ-

ственно кратковременные и длительные повышения пропускной способности электропередач или их разгрузка — снижение передаваемой мощности.

Необходимые мощность разгрузки ΔP_p или уменьшение эквивалентного индуктивного сопротивления электропередачи $x_{\text{эп}}$ определяются по ее характеристикам мощности. Наиболее просто по применяемой на практике методике [68] определяется снижение передаваемой мощности, необходимое для предотвращения нарушения статической устойчивости в послеаварийном режиме. Например, при двух возможных возмущениях, обусловленных отключениями одного из двух разной длины участков линии электропередачи $W1$ или $W2$ (см. рис. 7.1), необходимо различное снижение вырабатываемой мощности ГЭС.

В соответствии с характеристиками мощности автоматически регулируемой электропередачи в нормальном 1 (рис. 7.6) и послеаварийных режимах 2 (отключение выключателей $Q1, Q2$ короткого участка $W1$, см. рис. 7.1) и более тяжелом 3 (отключение выключателей $Q3, Q4$ длинного участка $W2$) необходимо снижение генерируемой ГЭС1 мощности $\Delta P_{p2} > \Delta P_{p1}$ для разгрузки линии электропередачи.

Снижение мощности ΔP_p вычисляется как разность мощности, передаваемой по линии в исходном (доаварийном) режиме $P_{\text{л.и}}$ и допустимой в послеаварийном режиме $P_{\text{па.д}}$, ограничиваемой минимальным коэффициентом запаса мощности, необходимым для сохранения статической устойчивости, $k_{\text{з.па}} = 1,08$. С учетом нерегулярных колебаний передаваемой мощности $\Delta P_{\text{нр}} \approx 0,1P_{\text{л.и}}$:

$$\Delta P_p = P_{\text{л.и}} + \Delta P_{\text{нр}} - P_{\text{па.д}} = 1,1P_{\text{л.и}} - \frac{P_{\text{пр.па}} - 0,1P_{\text{пр.па}}}{k_{\text{з.па}}} = 1,1P_{\text{л.и}} - 0,9P_{\text{пр.па}}/k_{\text{з.па}}, \quad (7.1)$$

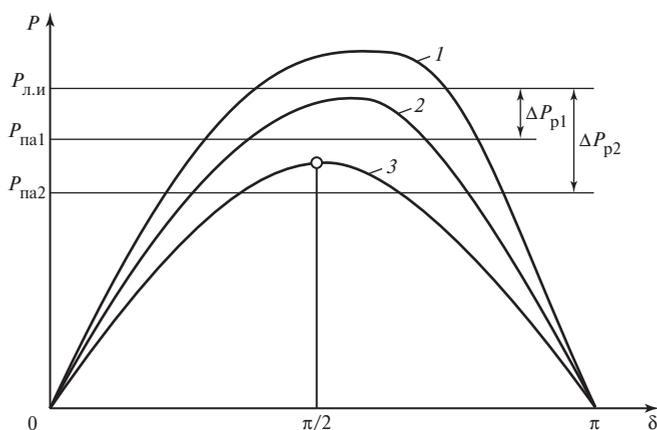


Рис. 7.6. Характеристики передаваемой мощности автоматически регулируемой электропередачи в нормальном (кривая 1) и послеаварийных (кривые 2, 3) режимах разной тяжести и мощности, необходимой для сохранения статической устойчивости ее разгрузки

где $P_{\text{пр.па}}$ — предельная мощность электропередачи в послеаварийном режиме, определяемая характеристикой мощности 2 или 3.

Наибольшая разгрузка необходима при наибольшей допустимой передаваемой в нормальном режиме мощности $P_{\text{нб.н.д}}$, ограничиваемой предельной мощностью электропередачи $P_{\text{пр.н}}$ и коэффициентом запаса мощности, необходимым для сохранения статической устойчивости в нормальном режиме $k_{3,н} = 1,2$:

$$\Delta P_{\text{р.нб}} = P_{\text{нб.н.д}} - P_{\text{па.д}} = \frac{P_{\text{пр.н}} - \Delta P_{\text{н}}}{k_{3,н}} - \frac{P_{\text{пр.па}} - 0,1 P_{\text{пр.па}}}{k_{3,па}}. \quad (7.2)$$

При обычно пропорционально-дифференциальном «сильного» действия автоматическом регулировании возбуждения синхронных генераторов ГЭС, обеспечивающем в любом режиме $U_{\text{Г}} = \text{const}$ и полную компенсацию внутреннего сопротивления генератора ($x_{\text{Г}} = 0$)

$$P_{\text{пр.н}} = \frac{U_{\text{Г}} U_{\text{С}}}{x_{\text{эп.н}}}; \quad P_{\text{пр.па}} = \frac{U_{\text{Г}} U_{\text{С}}}{x_{\text{эп.па}}}, \quad (7.3)$$

где $U_{\text{С}}$ — напряжение на шинах приемной подстанции ЭЭС; $x_{\text{эп.н}}$, $x_{\text{эп.па}}$ — сопротивления трансформаторов $x_{\text{Т}}$ блоков генератор—трансформатор и линии электропередачи $x_{\text{Л}}$ в нормальном и послеаварийном режимах соответственно.

В частности, при дискретном увеличении емкостного сопротивления $\Delta x_{\text{С}}$ противоаварийным управляющим воздействием в виде форсировки продольной компенсации ФПК (см. рис. 7.1) и при сопротивлении линии $x_{\text{Л.па}} > x_{\text{Л.н}}$

$$x_{\text{эп.па}} = x_{\text{Т}} + x_{\text{Л.па}} - x_{\text{Сн}} - \Delta x_{\text{С}}, \quad (7.4)$$

где $x_{\text{Сн}}$ — сопротивление конденсаторов продольной компенсации в нормальном режиме.

Дозирование наиболее характерных и эффективных управляющих воздействий для предотвращения нарушения динамической устойчивости, обеспечивающих электрическое торможение гидрогенераторов и импульсную кратковременную разгрузку паровых турбин, состоит в формировании уровня $A_{\text{и}}$, длительности $T_{\text{и}}$ и прямоугольной формы управляющего импульса $U_{\text{и}}$ с экспоненциальным снижением интенсивности импульса $U_{\text{и}}$ разгрузки турбины (рис. 7.7, а). За счет быстрого уменьшения мощности турбины $P_{\text{Т}}$ (рис. 7.7, б) увеличивается площадка торможения ротора турбогенератора $S_{\text{Т}}$ (рис. 7.7, в): при $P_{\text{Т}} = \text{const}$ площадка $S_{\text{Т}}$, ограниченная характеристикой 1 мощности, передаваемой в исходном (предаварийном) режиме, может оказаться меньше площадки ускорения $S_{\text{У}}$, обусловленной снижением характеристики 2 передаваемой мощности при КЗ в электроэнергетической системе.

Ротор турбогенератора, обладающий избыточной кинетической энергией, проворачивается, и турбогенератор выпадает из синхронизма: угол δ увеличивается до 2π и периодически изменяется в пределах $0 < \delta < 2\pi$ (рис. 7.7, з).

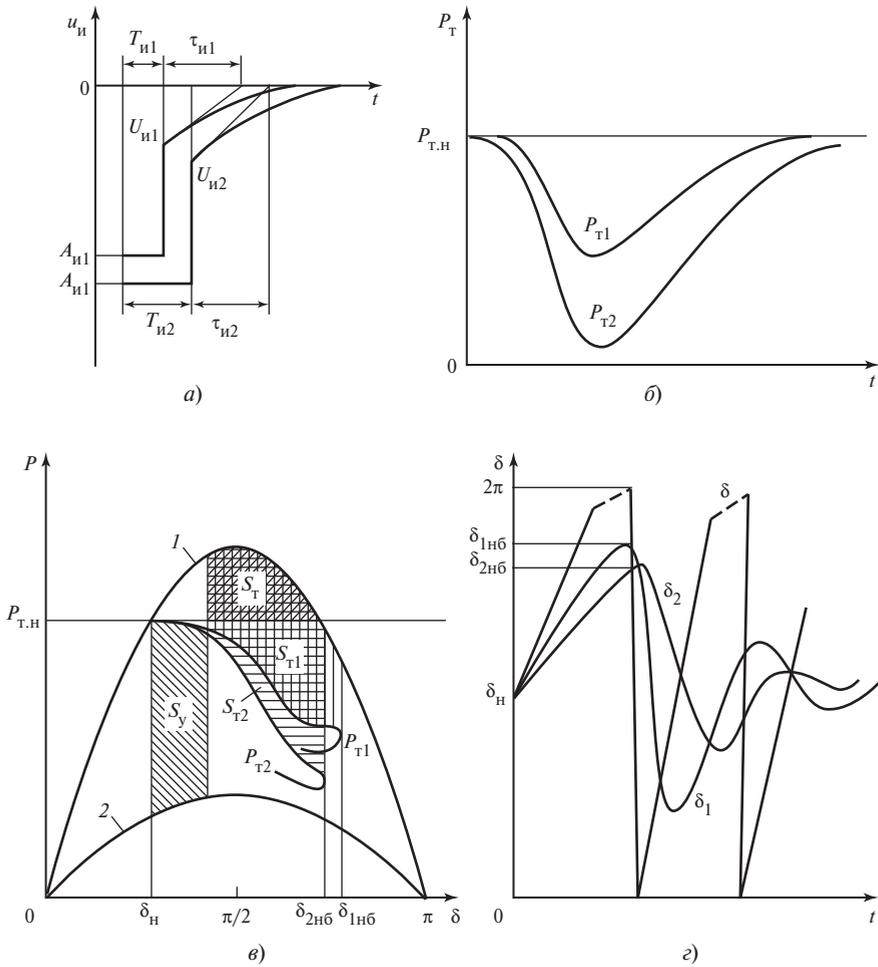


Рис. 7.7. Графики импульсного воздействия на разгрузку турбогенератора (а), изменения мощности турбины (б) и угла электропередачи (г) и график, иллюстрирующий эффективность импульсной разгрузки турбогенератора для сохранения динамической устойчивости электропередачи (в)

При быстром снижении мощности турбины $P_{Т.н}$, передаваемой в нормальном режиме, до $P_{Т1}$, а тем более до $P_{Т2}$ площадка торможения увеличивается ($S_{Т2} > S_{Т1} > S_y$), ротор, достигнув углов $\delta_{1нб} > \delta_{2нб}$ после нескольких периодов затухающих качаний (см. графики δ_1 и δ_2 на рис. 7.7, г), возвращается в исходное положение с углом δ_n , динамическая устойчивость не нарушается.

Скорость и степень снижения мощности $P_{Т1}$, $P_{Т2}$ (см. рис. 7.7, б) зависят от интенсивности A_n и длительности T_n импульсного управляющего воздействия $U_{н1}$, $U_{н2}$, а процесс их восстановления — от постоянной времени экспоненциального затухания воздействия $\tau_{н1}$, $\tau_{н2}$ (см. рис. 7.7, а).

Вычисления площадок ускорения и торможения и зависимостей процессов снижения и восстановления мощности турбины в соответствии с теплотехническими и механическими ее параметрами, определение необходимых значений $A_{и}$, $T_{и}$ и $\tau_{и}$ и составляют объем и содержание расчетов по дозированию управляющего воздействия на импульсную разгрузку турбогенератора.

В общем случае формирование дозированных управляющих воздействий ЭВМ централизованных и иерархических систем АПНУ представляет собой сложную задачу нелинейного программирования, решаемую на основе принципа многофакторного планирования эксперимента [63, 64]. Необходимое i -е противоаварийное управляющее воздействие на изменение мощности ΔP_{ij} при j -м возмущающем воздействии вычисляется [64] как полиномиальная функция по k значениям исходной (в предшествующем возмущающему воздействию режиме) мощности и l состояниям схемы:

$$\Delta P_{ij} = C_{0ij} + \sum_{k=1}^n \sum_{l=1}^n C_{klj} P_k P_l, \quad (7.5)$$

где C — весовые коэффициенты, рассчитываемые для каждого из возможных возмущающих воздействий и послеаварийных режимов.

Алгоритм вычислений по (7.5) является общим, обеспечивающим эффективное функционирование АДВ иерархических систем АПНУ и вычисление противоаварийных управляющих воздействий, необходимых как для сохранения статической устойчивости в послеаварийных режимах, так и для предотвращения нарушения динамической устойчивости в аварийных режимах.

Разработанные [68] методы расчетов противоаварийных управляющих воздействий обеспечивают достижение максимально возможной степени динамической устойчивости и затухания электромеханического переходного процесса.

7.3.2. Типовая микроэлектронная аналоговая автоматика

Релейно-контактные устройства контроля предшествующего (исходного) режима (КПР), автоматического дозирования (АДВ) и запоминания (АЗД) дозированных противоаварийных управляющих воздействий применяются в децентрализованных и как резервные в централизованных и иерархических системах АПНУ. Они достаточно подробно описаны в учебной литературе [2, 41, 45].

Промышленностью (ОАО «ЧЭАЗ») выпускались типовые наборы панелей релейно-контактной противоаварийной автоматики типов ПДЭ2101 — ПДЭ2103, ШДЭ2601 и выпускаются в микроэлектронном исполнении шкафы противоаварийной автоматики типов ШП2701 — ШП2703 [55, 56] и их усовершенствованные серии ШЭ2708 и ШЭ2707, обеспечивавшие контроль режимных параметров, а именно многоступенчатое аналого-дискретное преобразование (фиксацию) мощностей исходных (доаварийных) режимов, изменения и скорости изменений возрастающей мощности (ее набросов) и снижающейся мощности (сбросов) при КЗ и отключениях генерирующих источников и изменения угла сдвига фаз δ между напряжениями по концам электропередачи.

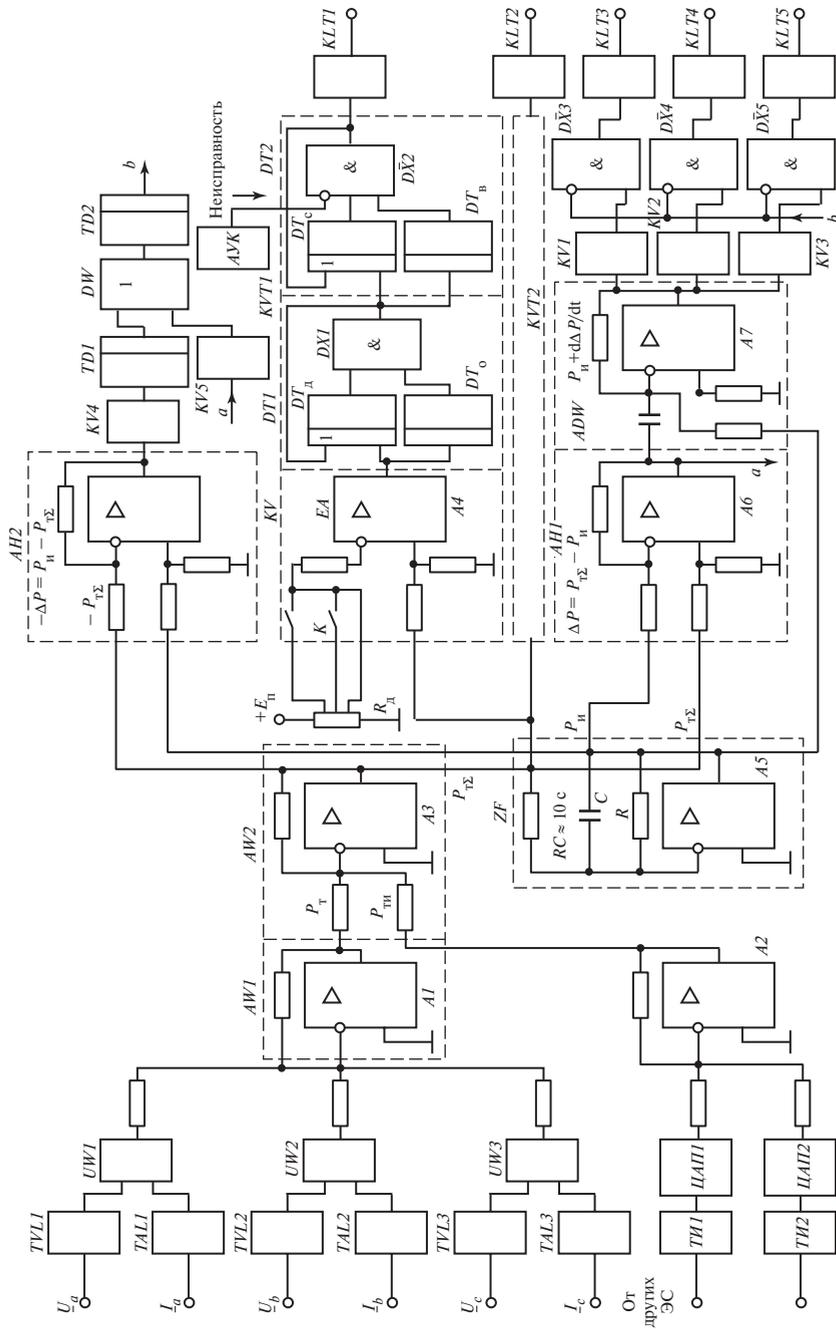


Рис. 7.8. Схема измерительного АДП фиксации перегрузки линий электропередачи

Из них только первое — аналого-дискретное преобразование (АДП) мощностей производится до возникновения возмущающего воздействия. Ступенчатое фиксирование возрастания мощности (статической перегрузки) и скорости ее изменения (динамической перегрузки), как и АДП сброса мощности и угла электропередачи δ , возможно только в реальном времени протекания электромагнитных и электромеханических переходных процессов. Поэтому очевидна необходимость быстроедействия названных измерительных преобразований. Однако речь идет лишь о переходных процессах, вызванных КЗ и отключениями генерирующих и передающих энергию электроэнергетических объектов. При затухающих колебательных электромеханических процессах и изменениях мощностей (синхронных качаниях) и периодических изменениях мощности в асинхронном режиме электрической станции АПНУ не должна функционировать. Необходимость отстройки от указанных не угрожающих нарушением или уже вызвавших нарушение устойчивости процессов обуславливает инерционность действия АДП мощностей и применение специальных пусковых органов при КЗ.

Панель типа ШП2702 является, по существу, расширенным шкафом фиксации мощностей исходного режима ШП2701, а панель ШЭ2708 — ее усовершенствованной разработкой ШП2702. Поэтому на рис. 7.8 приведена упрощенная, общая для указанных панелей функциональная схема измерительного аналого-дискретного преобразования (фиксации) мощности исходного (нормального, утяжеленного), текущей мощности послеаварийного (статической перегрузки) режимов, ее нарастания и скорости изменения в аварийном режиме (динамической перегрузки).

7.3.2.1. Измерительно-преобразовательная часть микроэлектронной автоматики

Измерительный АДП автоматики предотвращения нарушения устойчивости запоминает мощность исходного режима $P_{и}$, определяет ее скачкообразное возрастание ΔP , скорость изменения мощности $d\Delta P/dt$ и текущую мощность P_T . Поэтому АДП содержит измерительный преобразователь активной мощности трехфазного симметричного тока, состоящий из трех однофазных измерительных преобразователей мощности [8] $UW1$, $UW2$, $UW3$, подключенных к соответствующим фазным напряжениям \underline{U}_a , \underline{U}_b , \underline{U}_c и токам \underline{I}_a , \underline{I}_b , \underline{I}_c через вторичные измерительные трансформаторы напряжения $TVL1$, $TVL2$, $TVL3$ и тока $TAL1$, $TAL2$, $TAL3$, и сумматор $AW1$ на интегральном операционном усилителе $A1$ (см. рис. 7.8). Поскольку речь идет о симметричных режимах работы электропередачи, активная мощность в которых равна мгновенной мощности, выходного частотного фильтра измерительный преобразователь не содержит. Его выходной сигнал представляет собой чистое (при синусоидальных напряжениях и токах) постоянное напряжение, значение которого пропорционально текущей мощности P_T , а знак соответствует ее направлению.

Предусмотрена возможность использования и сигналов телеизмеряемой мощности $P_{ти}$, передаваемых в цифровом виде по одному из двух взаимно резервиру-

ванных устройств телеизмерения $ТИ1$, $ТИ2$ и преобразуемых цифроаналоговыми преобразователями $ЦАП1$ или $ЦАП2$ в пропорциональное напряжение необходимого уровня и знака на выходе инвертирующего усилителя на ИОУ $A2$. Выходное напряжение сумматора $AW2$ отображает суммарную текущую мощность $P_{т\Sigma}$ в исходном режиме.

Значения мощности исходного режима $P_{т\Sigma}$ фиксируются максимальными измерительными реле постоянного напряжения с выдержками времени срабатывания и возврата, например $KVT1$, $KVT2$ (всего восемь реле), и запоминаются электромагнитными реле с самоудерживанием $KLT1$, $KLT2$. Максимальное реле, в частности $KVT1$, состоит из собственно измерительного реле напряжения KV и содержит элемент $DT1$ выдержек времени. В измерительное реле KV входит элемент сравнения (компаратор) напряжения EA , пропорционального мощности $P_{т\Sigma}$ в исходном режиме, с постоянным заданным напряжением переключаемого контактами K дистанционно управляемых реле (на схеме не показаны) делителя R_d напряжения источника питания E_n . Компаратор выполнен на интегральном операционном усилителе $A4$ в дифференциальном включении без обратных связей, работающем в режиме переключения, близком благодаря высокому коэффициенту усиления ИОУ к идеальному релейному режиму с коэффициентом отпускания $k_o \approx 1$ [8]. Поэтому элемент $DT1$ состоит из элемента задержек действия DT_d и отпускания DT_o , которые совместно с элементом логического перемножения их единичных сигналов $DX1$ обеспечивают его четкие срабатывание и возврат (предотвращают вибрацию реле) при наличии в напряжении на выходе $AW2$ гармонической составляющей удвоенной промышленной частоты (помехи), появляющейся в несимметричном режиме электропередачи (несимметричном коротком замыкании, неполнофазном кратковременном режиме — при однофазном отключении и автоматическом повторном включении или длительном режиме). При несимметрии активная мощность трехфазного тока не равна его мгновенной мощности, поэтому в напряжениях на выходах сумматоров $AW1$ и $AW2$ и появляется указанная помеха [8].

По воздействиям ее положительной (совпадающей по знаку с постоянной составляющей напряжения на выходе ИОУ $A3$) полуволны максимальное измерительное реле KV могло бы кратковременно сработать при меньшей, чем установленная, мощности. Однако этого не происходит благодаря задержке действия T_d , равной или несколько превышающей длительность половины периода изменения гармонической составляющей (четверти периода промышленной частоты T_n). Под воздействием ее отрицательной полуволны реле могло бы вернуться в исходное состояние при мощности, большей установленной мощности срабатывания. Это предотвращается задержкой отпускания T_o на указанное время.

Прохождение сигнала срабатывания реле на выход элемента $DX1$ обеспечивается только при наличии логических единиц на двух его входах, что кратковременно получается, если уже закончилась задержка T_d , но еще не закончилась задержка T_o . Появляющаяся на выходе элемента $DX1$ логическая единица фикси-

руется путем ее передачи по цепи обратной связи на вход ИЛИ элемента задержки действия DT_d , чем и обеспечивается четкое и устойчивое срабатывание реле KV .

Аналогично выполнен элемент $DT2$ выдержек времени срабатывания T_c и возврата T_v реле, состоящий из элементов DT_c , DT_v и $D\bar{X}2$. Они необходимы для указанной отстройки измерительных реле $KVT1$, $KVT2$ от периодических изменений мощности электропередачи при синхронных качаниях, интенсивность которых неопасна для устойчивости электропередачи, или при асинхронном режиме. Элемент $D\bar{X}2$ имеет третий — инверсный — вход для выполнения логической операции ЗАПРЕТ дискретным потенциальным сигналом от автоматического устройства контроля исправности АУК измерительного АДП (его автоматической диагностики).

Для определения прироста мощности ΔP вследствие возмущающего воздействия необходимо запоминание значения исходной мощности $P_{и}$ непосредственно перед ее изменением. Кратковременное запоминание осуществляется инерционным элементом с постоянной времени $\tau = RC = 10$ с фильтром нижних частот первого порядка ZF на интегральном операционном усилителе $A5$. На выходе вычитателя $AH1$ (усилитель $A6$) сигналов о мощностях $P_{T\Sigma}$ и $P_{и}$ получается сигнал о приращении мощности ΔP .

Сигнал о скорости изменения мощности $d\Delta P/dt$ формируется дифференцирующим сумматором ADW на интегральном операционном усилителе $A7$, выходной сигнал которого отображает уровень и интенсивность изменения мощности $P_{и} + d\Delta P/dt$ после возникновения возмущающего воздействия. Он характеризует динамическую перегрузку электропередачи и ступенчато фиксируется несколькими, в частности тремя, быстродействующими максимальными измерительными реле напряжения $KV1$, $KV2$, $KV3$, подключенными к запоминающим реле $KLT3$, $KLT4$, $KLT5$ через элементы $D\bar{X}3$, $D\bar{X}4$, $D\bar{X}5$, запрещающие запоминание их срабатывания при указанных синхронных качаниях электропередачи, при которых противоаварийное управление не требуется. Операция ЗАПРЕТ выполняется логической единицей, формируемой при наличии периодического процесса снижения $-\Delta P$ и приращения $+\Delta P$ мощности, характерных для синхронных качаний.

Сигнал о снижении мощности $-\Delta P$ получается на выходе вычитателя $AH2$. Необходимые уровни $\pm \Delta P$ фиксируются измерительными реле $KV4$ и $KV5$ и запоминаются на некоторое время элементами памяти $TD1$ и через элементы DW (ИЛИ) и $TD2$. При более длительном сигнале о приращении мощности $+\Delta P$ от реле $KV5$ запрещающая единица с инверсных входов элементов $D\bar{X}3$, $D\bar{X}4$, $D\bar{X}5$ снимается и реле $KLT3$, $KLT4$, $KLT5$ фиксируют динамическую перегрузку электропередачи.

Шкаф противоаварийной автоматики типа ШП2703, фиксирующий сброс активной мощности при КЗ и его тяжесть, содержит аналогичные, но минимальные измерительные АДП (трехступенчатые) сигналов измерительных преобразователей активной мощности и действующего значения напряжения прямой последовательности и характеризуется особенностью, обусловленной необходимостью его быстродействия. Измерительный АДП производит дискретизацию сигналов

о быстро снижающихся активной мощности и напряжении прямой последовательности при КЗ, так как временные задержки формирования сигналов измерительного АДП недопустимы. Поэтому он снабжен пусковым органом, разрешающим только при КЗ действие АДП на короткое время, достаточное для формирования дискретных сигналов о сбросе активной мощности, и элементом запрета действия при повреждениях в цепях первичных измерительных трансформаторов напряжения.

В релейно-контактных панелях типа ПДЭ2104 для этой цели использовалось устройство блокировки дистанционной релейной защиты при качаниях [43], разрешающее их действие только при КЗ. Действие устройства блокировки основано на появлении напряжений и токов обратной последовательности (в начальный момент возникновения КЗ).

7.3.2.2. Пусковая часть автоматики

В панели типа ШП2703 применено специальное устройство пуска в действие измерительного АДП фиксации сброса мощности, более четко отличающее аварийный режим КЗ от синхронных качаний, асинхронного хода и отключений нагрузки и приспособленное к условиям функционирования автоматики предотвращения нарушения устойчивости. Для его действия использовано скачкообразное снижение при КЗ напряжения прямой последовательности. Поэтому оно содержит типовой используемый в релейной защите [43] аналоговый фильтр напряжения прямой последовательности $ZV1$ (рис. 7.9), активные [8] выпрямитель VS с входным частотным фильтром $ZF1$ первого порядка и выходной частотный фильтр $ZF2$, состоящий из двух соединенных последовательно фильтров второго порядка и выделяющий постоянную составляющую U_{01} выпрямленного напряжения прямой последовательности. Напряжение U_{01} поступает через элементы $DW1$,

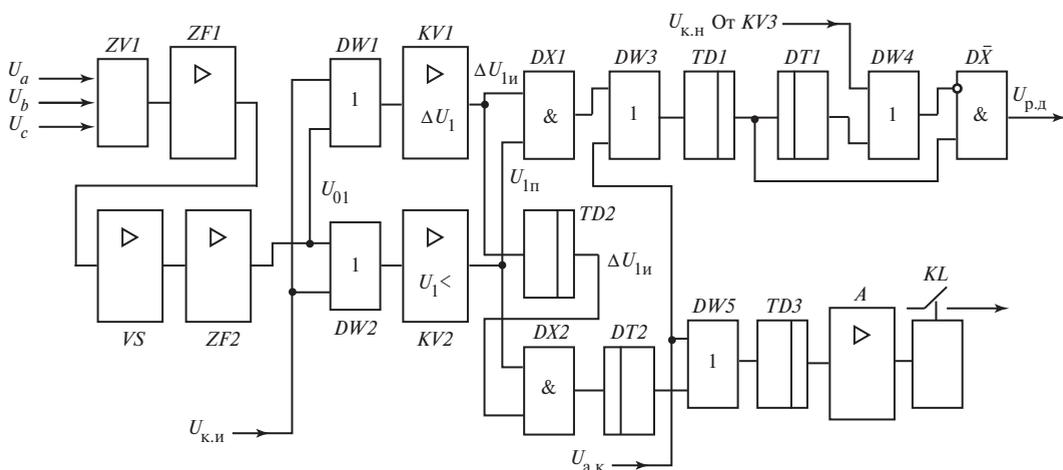


Рис. 7.9. Функциональная схема устройства разрешения действия измерительного АДП фиксации снижения мощности и напряжения при КЗ

$DW2$ (ИЛИ) на входы активных измерительного реле $KV1$, фиксирующего их дискретное изменение ΔU_1 , и минимального реле напряжения прямой последовательности $KV2$. Они выполнены на тех же функциональных элементах, что и реле фиксации скачкообразного снижения или повышения мощности, а именно на инерционном элементе — апериодическом частотном фильтре ZF (см. рис. 7.8) с очень медленно ($\tau = RC = 10$ с) затухающим напряжением на его выходе, соответствующим нормальному режиму; на элементе его сравнения — вычитателе $АН1$ с напряжением прямой последовательности в аварийном режиме, снизившимся на ΔU_1 , и реле KV .

Логическая часть устройства разрешает действовать измерительному органу фиксации изменений мощности в течение ограниченного времени только при КЗ. Разрешение обеспечивается прохождением двух дискретных [импульсного $\Delta U_{1и}$ от $KV1$ (см. рис. 7.9) и потенциального $U_{1п}$ от $KV2$] сигналов (логических единиц) через элемент $DX1$ (И) и запоминанием (через элемент $DW3$) логической единицы на его выходе элементом временной памяти $TD1$ с выходным дискретным сигналом $U_{р.д}$ (разрешение действия). Сигнал разрешения проходит через элемент $D\bar{X}$ (ЗАПРЕТ) при отсутствии на его инверсном входе запрещающего единичного сигнала. Он появляется при неисправности цепей напряжения (обычно перегорании плавких вставок предохранителей первичных измерительных трансформаторов). Это сигнал контроля напряжения $U_{к.н}$ от срабатывающего реле минимального напряжения $KV3$ (на схеме не показано), запрещающий действие измерительных АДП фиксации мощности и напряжения прямой последовательности. Сигнал появляется (элемент $DW4$) и с выхода элемента выдержки времени $DT1$, если на выходе $DX1$ оказывается потенциальный единичный сигнал длительностью более 2 с, что свидетельствует о неисправности измерительной части устройства (реле $KV1$, $KV2$).

Логические элементы запоминания $TD2$ кратковременного сигнала $\Delta U_{1и}$ о дискретном снижении напряжения прямой последовательности, совпадения $DX2$ сигналов $\Delta U_{1и}$ и $U_{1п}$, выдержки времени $DT2$ и запоминания $TD3$ служат для фиксирования затяжного КЗ: срабатывает геркон KL , подключенный к $TD3$ через усилитель A , запрещает возбуждение выходных цепей шкафов и сигнализирует о возможной неисправности измерительной части ($KV1$, $KV2$). При этом по сигналу $U_{к.и}$, создающему условия срабатывания реле $KV1$, $KV2$, производится контроль их исправности.

Необходимая надежность функционирования микросхемных панелей противоаварийной автоматики в целом достигается автоматической их диагностикой: производится периодическая (ежесуточная) проверка их действия тестовыми сигналами от электронного генератора (на схеме не показан). При этом разрешение действия измерительной части панели ШП2703, имеющей рассмотренное устройство (см. рис. 7.9), выдается на время запоминания элементом $TD1$ импульсного сигнала автоматического контроля $U_{а.к}$ (через $DW3$). Через элемент $DW5$ он обуславливает срабатывание реле KL .

Таким образом, рассмотренный комплект шкафов противоаварийной автоматики обеспечивает ступенчатую фиксацию активной мощности исходного режима, возрастания и скорости изменения мощности при статической и динамической перегрузках и снижения активной мощности при коротких замыканиях и не реагирует на изменения мощностей в режимах, не опасных для нарушения динамической и статической устойчивости параллельной работы электрических станций.

При этом короткое замыкание фиксируется по быстрому дискретному изменению — срабатыванию реле *KV1* (см. рис. 7.9) и по глубокому снижению — срабатыванию реле *KV2* напряжения прямой последовательности. При синхронных качаниях снижение напряжения непрерывное и медленное — срабатывает только *KV2*, а при отключениях нагрузки, при которых возможно некоторое дискретное изменение напряжения прямой последовательности (возможное срабатывание *KV1*), не происходит его уменьшение до напряжения срабатывания *KV2*.

Панель противоаварийной автоматики ШДЭ2601 и ее усовершенствованная модификация ШЭ2707 для фиксации углов сдвига фаз и скольжения приспособлены главным образом для автоматики ликвидации асинхронного режима и поэтому рассматриваются ниже (см. п. 8.5.1).

7.4. Контрольные вопросы

1. Как осуществляется дозирование противоаварийных управляющих воздействий на разгрузку линии электропередачи для предотвращения нарушения статической устойчивости в послеаварийном режиме?
2. Как производится дозирование противоаварийного управляющего воздействия на кратковременное снижение мощности паровой турбины для предотвращения нарушения динамической устойчивости в аварийном режиме (см. рис. 7.7)?
3. Каков общий алгоритм формирования дозированных противоаварийных управляющих воздействий АПНУ?
4. Как функционирует измерительно-преобразовательная часть фиксации статической перегрузки электропередач (см. рис. 7.8)?
5. Как функционирует измерительно-преобразовательная часть фиксации динамической перегрузки линии электропередачи (см. рис. 7.8)?
6. Как действует измерительная часть автоматики в целом (см. рис. 7.8)?
7. Зачем необходима пусковая часть автоматики фиксации мощности?
8. Каким способом достигается несрабатывание измерительных реле фиксации перегрузки при синхронных качаниях (см. рис. 7.8)?
9. Как обеспечивается недействие автоматики фиксации перегрузки при коротких замыканиях на линии электропередачи (см. рис. 7.9)?
10. Как обеспечивается действие измерительного АДП фиксации снижения мощности только при КЗ (см. рис. 7.9)?

7.5. Информационный блок для углубленного изучения. Микропроцессорная программная автоматика

7.5.1. Особенности микропроцессорной реализации АДВ и АЗД

Как указывалось, в централизованных и иерархических комплексах АПНУ цифровые универсальные мини- и микроЭВМ циклически (через несколько секунд) производят расчеты динамической и статической устойчивости для всех фиксируемых возмущающих воздействий с учетом их тяжести и параметров электрических режимов работы электроэнергетических систем (исходного нормального, аварийного и послеаварийного) и протекания электромеханического переходного процесса. На основе расчетов определяются набор и интенсивность противоаварийных управляющих воздействий, и их запоминание производится до окончания следующего цикла расчетов.

Применение цифровых ЭВМ для автоматического дозирования противоаварийных управляющих воздействий обеспечивает необходимое соответствие их интенсивности возмущающим воздействиям, следовательно, повышает эффективность действия АПНУ и взаимную координацию между устройствами АДВ иерархических комплексов АПНУ электроэнергетических систем, их объединений и ЕЭС в целом.

Проблемой осуществления АДВ и АЗД на ЭВМ является надежность действия, которая обеспечивается при не удовлетворяющей требованиям надежности ЭВМ путем мажоритарного их резервирования. При этом используются три ЭВМ, работающие синхронно по одним программам. Обязательным для исполнения является наличие и совпадение результатов расчетов не менее двух из трех ЭВМ.

Алгоритм автоматической дозировки противоаварийных управляющих воздействий содержит три комплекса основных функциональных программ:

- обработки информации и предварительных расчетов условий сохранения синхронной устойчивости параллельной работы;

- собственно программы расчетов дозированных управляющих воздействий для каждого из пусковых органов;

- вывода и передачи дозированных воздействий в устройство АЗД.

Предварительные расчеты являются общими для всех возмущающих воздействий и служат для определения параметров, необходимых для выработки дозированных управляющих воздействий.

Расчеты и дозирование управляющих воздействий производятся для следующих стадий электромеханических переходных процессов в ЭЭС и действия АПНУ:

- возникновение возмущения и реализация противоаварийных управляющих воздействий для предотвращения нарушения динамической устойчивости электропередачи;

- сохранение статической устойчивости в послеаварийном режиме до действия автоматических регуляторов частоты и мощности на частоторегулирующих электростанциях;

- сохранение статической устойчивости нового установившегося режима в процессе и после действия автоматической системы регулирования частоты и мощности.

Дозированные противоаварийные управляющие воздействия вырабатываются в общем случае на основе полиномиальных алгоритмов (7.5) и в соответствии с разработанными методами [68] определения возможных областей устойчивости в координатах режимных параметров и коэффициентов настройки автоматических регуляторов, их анализа по критериям устойчивости. Производится проверка сохранения устойчивости при реализации выработанных воздействий. Выбор из возможных вариантов наборов и интенсивности управляющих воздействий осуществляется итеративно.

7.5.2. Микропроцессорная панель автоматики предотвращения нарушения устойчивости

Типовой, выполняющей указанные функции программных АДВ и АЗД является микропроцессорная панель противоаварийной автоматики типа ПАА [67, 69]. В ГУП ВЭИ разрабатывается новая ее модификация. Она состоит из трех необходимых для надежного функционирования однотипных микропроцессорных панелей, устанавливаемых на электростанции, — трех комплектов вычислительных средств и пульта управления с элементами ввода и вывода информации (четвертая панель).

Микропроцессорная панель ПАА реализует стационарный или узловой (противоаварийное управление несколькими электростанциями) уровень иерархической АПНУ.

Функции АЗД при осуществлении программной автоматической дозировки на основе указанных циклических расчетов ЭВМ органически сочетаются с функциями АДВ: автоматическое запоминание дозированных управляющих воздействий осуществляется оперативным запоминающим устройством (ОЗУ) микроЭВМ. В панелях ПАА дозированные управляющие воздействия реализуются по дискретным сигналам пусковых органов их выборкой из ОЗУ.

Вычислительная часть ПАА выполнена на микропроцессорном наборе серии К580 и содержит одноплатную микроЭВМ с математическим процессором и программируемыми параллельным и последовательным интерфейсами, оперативным и перепрограммируемым постоянным запоминающими устройствами (ППЗУ) и пультом управления.

Выходные сигналы информационных устройств телеизмерения и вторичных измерительных преобразователей [8], установленных на синхронных генераторах и линиях электропередачи, поступающие в виде изменяющихся постоянных токов (± 5 мА), преобразуются в пропорциональные напряжения и гальванически отделяются от вычислительной части. Гальваническая развязка производится оптронами, состоящими из светодиода и фототранзистора. Сигналы фототранзисторов поступают на АЦП.

Ввод дискретных сигналов входной информации и вывод выходных управляющих воздействий производятся, как и во всех микропроцессорных автоматических устройствах, электромагнитными реле с герметизированными магнитоуправляемыми контактами (герконами).

Выполнение функциональных алгоритмов в ПАА достигается соответствующим программным обеспечением на языке *Assembler*, общая структура которого представлена на рис. 7.10 [69]. По программе *Включение* производится тестовый контроль микропроцессорной системы. Затем запускаются сервисные программы: *Программатор*, обеспечивающая запись информации в ППЗУ; *Монитор*, предназначенная для подготовки и отладки программного обеспечения с использованием дисплея; *Тест*, производящая полную проверку вычислительной и измерительно-

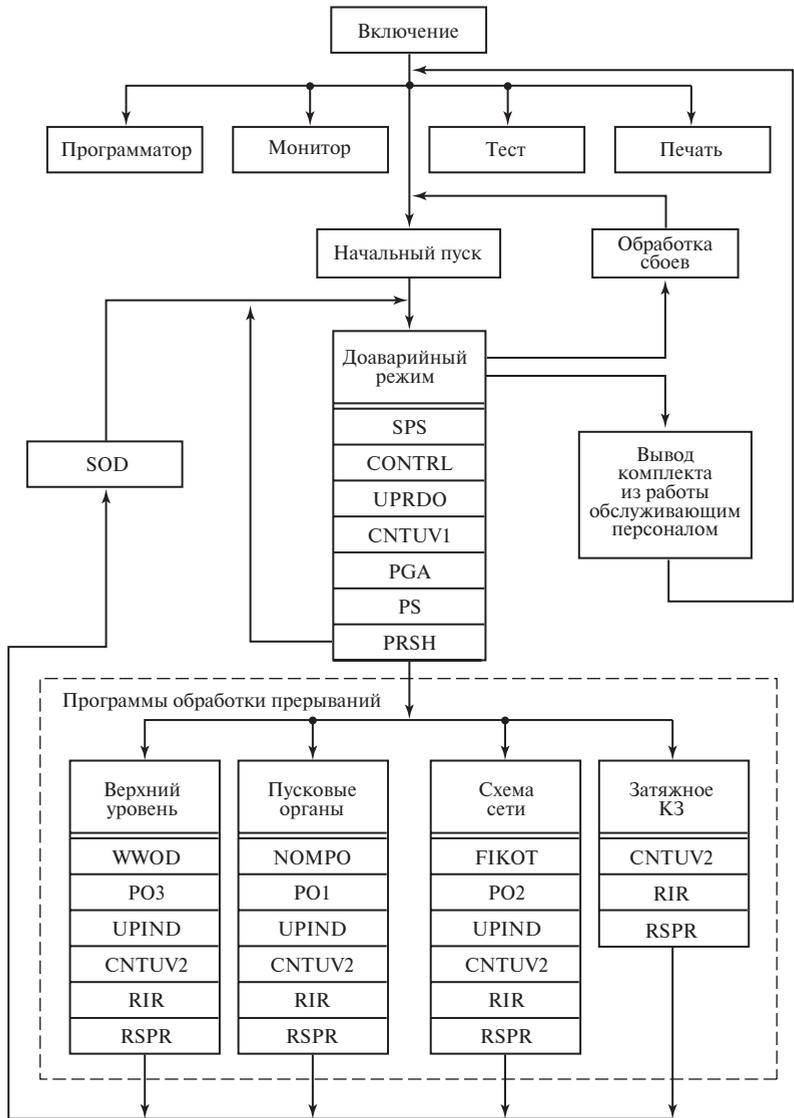


Рис. 7.10. Структурная схема программного обеспечения ПАА

преобразовательной функциональных частей и системы обеспечения надежности функционирования ПАА; *Печать*, фиксирующая значения мощностей синхронных генераторов и линий электропередачи, рабочую схему и дозированные противоаварийные управляющие воздействия.

Программа *Начальный пуск* выполняет подготовку ПАА к работе в нормальном (доаварийном) режиме по замкнутым циклам длительностью 5 с. Программа *SPS* вводит информацию о режимных параметрах и состояниях синхронных генераторов (их технологических ограничениях). По программе *CONTRL* обеспечивается надежность функционирования ПАА.

Обработка информации о режимных параметрах для текущего состояния схемы ведется программой *UPRDO*. Мажоритарная проверка вычисленных противоаварийных управляющих воздействий производится программой *CNTUV1*, программа *PGA* формирует информацию о готовности каждого управляемого электроэнергетического объекта к противоаварийному управлению. В целях оптимизации вычислений в реальном времени противоаварийного управления программа *PS* производит ранжирование элементов массивов регулировочных диапазонов энергоагрегатов электростанции.

Микропроцессорная панель ППА по программе *PRSH* выполняет и оптимальное распределение случайно изменяющейся составляющей нагрузки в процессе нормального автоматического регулирования частоты и мощности.

Микропроцессорный комплекс ППА запускается в действие для противоаварийного управления дискретными сигналами более высокого (верхнего) иерархического уровня и пусковых органов о возникновении КЗ, изменений схемы сети, о небыстродействующем отключении (затяжке) КЗ. Запускаются соответствующие наборы программ. Ввод необходимой информации в вычислительную часть ПАА осуществляется по программам *WWOD*, *NOMPO*, *FIKOT* и *CNTUV2*.

От верхнего уровня противоаварийного управления ППА получает задание на разгрузку электростанций, необходимую для предотвращения нарушения динамической и статической устойчивости. По сигналам пусковых органов о возникновении КЗ или изменении схемы сети (отключении линии или синхронного генератора) вводится информация о тяжести возмущающего воздействия. Необходимые дозированные противоаварийные управляющие воздействия (функции АДВ) вырабатываются по программам *PO1*, *PO2* и *PO3*. Результаты вычислений по программе *PO2* используются и при затяжных КЗ.

Программы *RIR* распределяют противоаварийные управляющие воздействия между управляемыми электроэнергетическими объектами. Но перед этим программы *CNTUV2* производят проверку дозированных противоаварийных управляющих воздействий, вычисленных каждой из трех панелей ПАА по мажоритарной схеме резервирования.

По программам *UPIND* на основе рабочей информации, поступающей в реальном времени электромагнитных переходных процессов, производится коррективная последующих управляющих воздействий, необходимость в которых возникает сразу же после реализации предыдущих управляющих воздействий вследствие

прихода сигналов в интервале одного цикла расчетов от двух пусковых органов. Коррекция организуется программой *SOD*.

Программы *RSPR* служат для равномерного распределения управляющих воздействий, необходимых для предотвращения нарушения статической устойчивости в послеаварийных режимах, между синхронными генераторами электростанции.

Необходимая высокая надежность (частота отказов или излишних срабатываний не более 0,01 в год) программной автоматике дозирования управляющих воздействий обеспечивается, как указывалось, программами *CONTRL* и *CNTUV1*, управляющими индивидуальными (для каждой из трех панелей) и общими аппаратными средствами — схемами контроля [67]. Обеспечение достоверности информации о дозированных противоаварийных управляющих воздействиях с резервированием по принципу мажорирования и надежности функционирования в реальном времени по прерываниям связано с необходимостью синхронизации вычислительных процессов и прерываний в трех комплектах (панелях).

Временное выравнивание состояний трех ЭВМ достигается путем взаимного обмена результатами расчетов, организуемого специальной подпрограммой, в так называемых контрольных точках рабочих функциональных программ.

Программа обеспечивает создание временных интервалов, необходимых для указанного выравнивания состояний, временную синхронизацию и выявление неисправности вычислительной части одной из трех панелей и, наконец, производит мажорирование выходных данных или фиксирует их расхождение.

Синхронность прерываний трех комплексов вычислительных средств достигается применением программируемого контроллера прерываний.

Надежность функционирования обеспечивается и автоматической диагностикой собственно вычислительных средств и измерительно-преобразовательной части (устройств связи с объектом) панелей ПАА. Предусматривается также автоматический перезапуск ПАА для сохранения в работе вычислительной части при возникновении сбоев микроЭВМ.

7.5.3. Микропроцессорный программно-технический комплекс автоматической дозировки и запоминания противоаварийных управляющих воздействий

Программно-технический комплекс (ПТК) автоматического дозирования противоаварийных управляющих воздействий АПНУ электроэнергетических систем, основанный на табличном алгоритме их выбора, создается в ОАО «Институт «Энергосетьпроект» в содружестве с ЗАО «ПИК-Прогресс» [121]. Одна из первых его микропроцессорных реализаций описана в [1]. В последнее время разработан новый ПТК локального (местного), т.е. станционного уровня автоматического дозирования воздействий (ЛАДВ), их запоминания (АЗД) и выдачи противоаварийных управляющих воздействий (УВ), функционирующий на самой современной технической базе. Аппаратная часть ПТК создана ЗАО «ПИК-Прогресс» на основе элементного комплекта «Космотроника-Э», а программная разработана

ОАО «Институт «Энергосетьпроект» на базе промышленного компьютера, функционирующего на центральном микропроцессоре типа CPU686E фирмы Fastwell.

Состав программно-технического комплекса. Совместно с сигнальным процессором (СП), входящим в состав модуля аналогового ввода *МАВСП* (рис. 7.11), промышленный компьютер *Пр.К* образует вычислительно-логическую функциональную часть *ВЛЧ* [3] микропроцессорной автоматики предотвращения нарушения устойчивости ЭЭС.

Измерительно-преобразовательная ИПЧ функциональная часть ПТК ЛАДВ содержит модули $МТН_1—МТН_m$, $МТТ_1—МТТ_n$ вторичных активных измерительных трансформаторов напряжений $U_1—U_4$ и токов $I_1—I_4$ [8] трех фаз и нулевой последовательности с аналоговыми частотными фильтрами, модули ввода аналоговых сигналов *МAB* информации об активных мощностях $P_1—P_8$ и ввода дискретных сигналов $МДВ_1—МДВ_k$. Они связаны с модулем аналогового ввода и сигнальным процессором *МАВСП* через оптронные элементы гальванической развязки электрических цепей (на схеме не показаны), а модули ввода информации об активных мощностях *МAB* и дискретных сигналов $МДВ_1—МДВ_k$ связаны с промышленным компьютером *Пр.К* параллельным интерфейсом пользователя *ИПП* (рис. 7.11).

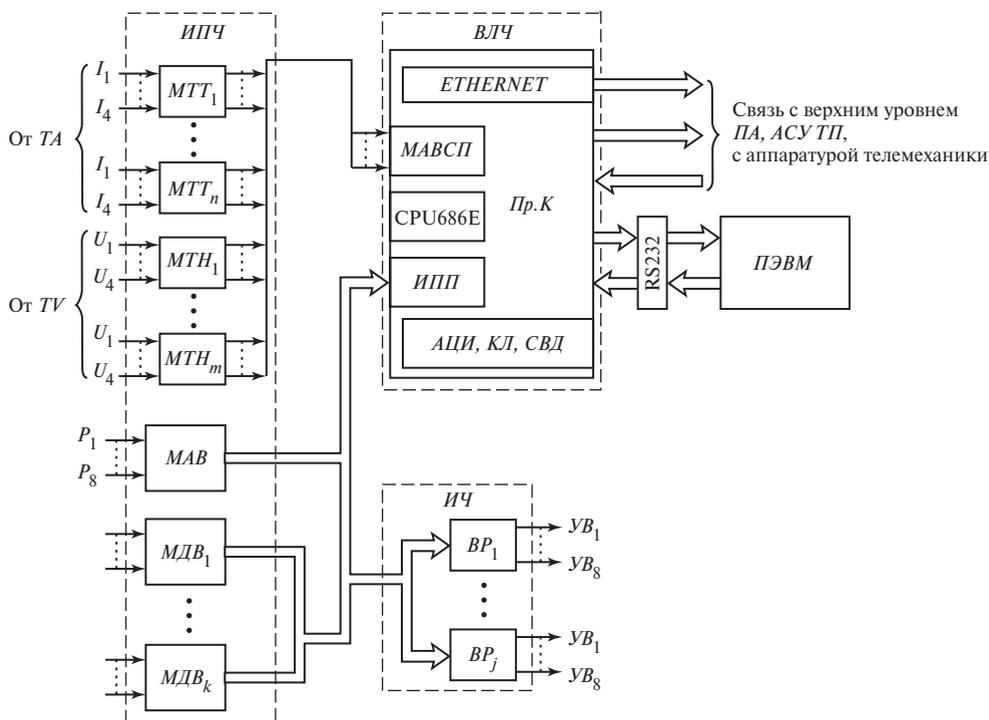


Рис. 7.11. Структурная схема подкомплекта ПТК ЛАДВ

Сигнальный процессор совместно с мультиплексором аналоговых сигналов и аналого-цифровым преобразователем (на схеме не обозначены) производит цифровую фильтрацию лишь частично (указанными аналоговыми фильтрами нижних частот, задерживающими составляющие входных напряжений и токов с частотами, при которых возникает второй период амплитудно-частотных характеристик цифровых фильтров) отфильтрованных входных напряжений и токов и формирует цифровые сигналы, отображающие информационные параметры (амплитуду, фазу, частоту) колебательных составляющих входных напряжений и токов промышленной частоты, их ортогональные составляющие, симметричные составляющие трехфазных систем напряжений и токов и цифровые сигналы информации об активных мощностях.

Вычисления цифровых сигналов производятся после выделения ортогональных составляющих напряжений и токов промышленной частоты нерекурсивными фильтрами Фурье по соотношениям, приведенным в [8].

Исполнительная функциональная часть ИЧ, образующая с измерительно-преобразовательной частью *ИПЧ* устройство связи с объектом (УСО), состоит из комплектов выходных электромагнитных реле с герметизированными контактами (герконов) $BP_1—BP_j$. Она выдает противоаварийные управляющие воздействия $UB_1—UB_8$.

Промышленный компьютер *Пр.К* через вычислительную сеть *ETHERNET* имеет связь с автоматической системой телеинформационного обеспечения (аппаратурой телемеханики) с АСУ ТП электростанции, с верхним уровнем противоаварийной автоматики *ПА*, а через разъем типа RS232 к нему подключается *ПЭВМ* оператора.

На лицевой стороне ПТК размещены алфавитно-цифровой индикатор *АЦИ* (дисплей), клавиатура управления *КЛ* и светодиодное табло *СВД* отображения информации о его функционировании.

Для обеспечения необходимой надежности действия ПТК ЛАДВ состоит из двух идентичных вычислительно-логических функциональных частей.

Функционирование комплекса. *Программно-технический комплекс* ЛАВД обеспечивает:

- автоматическое дозирование противоаварийных управляющих воздействий, соответствующих тяжести возмущающих воздействий на ЭЭС;

- определение и выдачу управляющих воздействий при поступлении аварийных сигналов от пусковых органов;

- автоматическое их запоминание и фиксирование воздействий, передаваемых от противоаварийной автоматики верхнего уровня по каналам связи.

В нормальном режиме при отсутствии аварийных сигналов от пусковых органов в режиме АДВ производятся:

- циклический (время цикла 0,2 с) прием и проверка достоверности местной и телеавтоматической информации о схеме и режимных параметрах ЭЭС;

их идентификация;

определение по таблицам текущих значений УВ, необходимых для сохранения устойчивости при данной схеме и текущем режиме для всех заданных аварийных возмущений, возможных в конкретной ситуации;

контроль и диагностика программных и технических средств;

выполнение вводимых персоналом оперативных команд;

выполнение поступающих по каналам связи с верхнего уровня системы ПА команд задания и запоминания УВ и перевод устройства из режима АДВ в режим АЗД;

формирование по запросу персонала сообщений о текущих дозировках УВ.

Работа ПТК основана на использовании табличного алгоритма выбора дозированных УВ, в соответствии с которым в ЛАДВ заносятся сочетания схем, режимных параметров и возмущающих воздействий. Как правило, таблицы с необходимыми данными имеются в распоряжении персонала служб противоаварийной автоматики и их ввод в ПТК производится с помощью инструментального комплекса.

Инструментальный комплекс (ИК) обеспечивает настройку ПТК ЛАДВ и устраняет необходимость в перепрограммировании при переходе на другой электроэнергетический объект. Он предназначен для персонала подразделения противоаварийной автоматики (ПА) соответствующих проектных организаций и служб ПА в электроэнергетических системах, в задачу которых входит подготовка исходной информации, необходимой для эффективного действия ПТК ЛАДВ по предотвращению нарушения устойчивости ЭЭС на основе известной табличной зависимости между условиями, характеризующими режимы работы ЭЭС, и противоаварийными управляющими воздействиями.

Процедура подготовки заключается в заполнении на ПЭВМ совокупности табличных форм с описанием района управления и для настройки ЛАДВ, а также для последующей проверки введенных данных путем проведения тестовых расчетов. Информация, задаваемая в таких формах, составляет базу исходных данных инструментального комплекса, открытую для расширения.

Программное обеспечение (ПО) ПТК состоит из программно-инструментального комплекса (ПИК), функционирующего на персональной ЭВМ:

рабочего ПО, функционирующего на промышленном компьютере;

программы общения с оператором на автоматизированном рабочем месте (АРМ);

программы обеспечения параллельной работы дублированного комплекса.

Программное обеспечение ПИК кроме функций по ведению базы исходных данных обеспечивает решение следующих задач:

формирование рабочих структур данных, переносимых в ПТК, путем преобразования информации исходной базы данных;

выполнение комплекса расчетов, начиная от обработки аналоговой и дискретной информации о текущем режиме и кончая формированием УВ в целях проверки подготовленных данных;

запись во флеш-память промышленного компьютера выполнимого файла — вычислительного ядра рабочего ПО.

Рабочее программное обеспечение. Рабочее ПО в отличие от программы ПИК имеет сложную структуру, в которой наряду с основной задачей определения УВ по данным входных контролируемых параметров представлены задачи:

опроса входных модулей УСО;

диагностирования модулей на выходе ПТК АДВ;

взаимодействия (общения) с персоналом через встроенные дисплей и клавиатуру;

взаимодействия (общения) с оператором АРМ на ПЭВМ.

Программа общения с оператором значительно расширяет возможности отображения информации и диалога персонала с ПТК. В частности, достигаются:

удобство контроля за состоянием района управления и состоянием устройства;

наглядность и простота проверки правильности работы ПТК.

Программное обеспечение параллельной работы дублированного комплекса повышает надежность ПТК, выполняемого в виде дублированного, состоящего из двух одинаковых полукомплектов, комплекса. В полукомплектах одновременно и большей частью независимо выполняются одни и те же операции по обработке входных данных и расчету УВ. К ним добавляются операции по обмену данными между полукомплектами. Сеансы обмена данными производятся 1 раз в течение цикла работы ЛАДВ после завершения опроса модулей УСО и проработки достоверизации информации.

В аварийном режиме время срабатывания ПТК от момента появления входного пускового сигнала (от ПО) о возникновении возмущающего воздействия до момента появления команды на выполнение УВ не превышает 15 мс.

7.5.4. Микропроцессорное устройство противоаварийной автоматике SMART-ПА

По существу, по «табличному методу» производится заготовка дозированных управляющих воздействий и в других появившихся в последнее время микропроцессорных устройствах противоаварийной автоматике предотвращения нарушения устойчивости. Инженерные компании ЗАО «Прософт-Системс» и ЗАО «РТСофт» в микропроцессорных устройствах противоаварийной автоматике энергоузла [101] и локальном устройстве противоаварийной автоматике SMART-ПА [113] на основе ввода и обработки доаварийной информации о схеме и режиме ЭЭС (функция КПП) циклически (за 20 с) рассчитывают таблицы противоаварийных управляющих воздействий (за 3 с) для всего возможного множества возмущающих воздействий.

Микропроцессорное устройство противоаварийной автоматике типа SMART-ПА предназначено для создания территориально распределенной противоаварий-

ной автоматики, обеспечивающей устойчивость параллельной работы электрических сетей в энергосистемах.

Устройство обеспечивает следующие функции:

сбор и обработку доаварийной информации о параметрах режима от измерительных преобразователей мощности и о состоянии схемы района управления по телесигнализации включенного или отключенного положения основных сетевых элементов непосредственно на объекте;

получение по телеканалам доаварийной информации о схеме и режиме в энергосистеме, передачу или ретрансляцию телеинформации на другие уровни;

фиксацию перетоков мощности в контролируемых сечениях;

дозирование управляющих воздействий для различных схем сети (нормальной и ремонтных) на основании местной и телемеханической информации о схеме и режимных параметрах;

ввод таблицы противоаварийных дозированных управляющих воздействий (ПДУВ) для всего множества аварийных возмущений, различных ступеней фиксации перетоков мощности в каждом контролируемом сечении и для различных схем контролируемого района;

формирование в соответствии с выбранными ПДУВ выходных команд противоаварийного управления и выдачу их на соответствующие исполнительные устройства для исполнения;

прием аварийных сигналов о срабатывании пусковых органов своего района противоаварийного управления и выборку для данного пускового органа управляющего воздействия, соответствующего текущей дозировке, из массива дозированных противоаварийных управляющих воздействий;

отображение на панели оператора и передачу по запросу на верхний уровень противоаварийной автоматики информации о состоянии автоматики SMART-ПА, каналов связи, доаварийной информации о параметрах режима, состоянии схемы контролируемого района и текущей дозировке ПДУВ.

Функционально автоматика SMART-ПА состоит из контроллерного оборудования и программного обеспечения. Контроллеры типа SMART I/O, SMART 2 и IUC-32, применяемые в автоматике SMART-ПА, относятся к высоконадежному оборудованию с наработкой на отказ 100 тыс. ч.

Для обеспечения особо высокой надежности автоматика SMART-ПА может выполняться в виде дублированного комплекса, состоящего из двух одинаковых полуккомплектов, работающих параллельно и независимо один от другого, либо в виде резервированного комплекса, работающего в режиме «горячего» резервирования.

Программное обеспечение автоматики SMART-ПА состоит из базового и прикладного. Базовое программное обеспечение — операционная система реального времени OS-9. Прикладное программное обеспечение разработано в двух вариантах, а именно: в инструментальном пакете IsaGraf; в инструментальной среде HAWK.

Конструктивно автоматика SMART-ПА выполнена в виде промышленного шкафа фирмы RITTAL (Германия).

7.5.5. Функционирование и развитие автоматики предотвращения нарушения устойчивости

Автоматика предотвращения нарушения устойчивости начала развиваться со времени сооружения первых протяженных и сильно нагруженных линий электропередачи сверхвысокого напряжения, связавших мощные Волжские ГЭС с ОЭС Центра, когда возникала необходимость обеспечения динамической и статической устойчивости противоаварийным автоматическим управлением.

Отдельные релейно-контактные устройства АПНУ, обеспечивающие устойчивость параллельной работы электрических станций, были слабо связаны между собой, и их действие, по существу, не координировалось. С появлением мини-ЭВМ М6000, СМ-1 и СМ-2 были созданы централизованные системы АПНУ электроэнергетических систем с УВК на диспетчерских пунктах ДП (см. рис. 7.1) ЭЭС с координацией функционирования устройств АПНУ станционного уровня. Централизованные системы АПНУ с очень широким арсеналом технических средств обеспечения и относительно медленно действующими мини-ЭВМ по мере объединения ЭЭС и создания ЕЭС страны исчерпали свои технические возможности по обеспечению устойчивости электроэнергетических систем.

Разработка управляющего вычислительного комплекса автоматики предотвращения нарушения устойчивости (УВК АПНУ) ведется в ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем» [61, 62]. В 2003 г. введены в эксплуатацию УВК АПНУ в ОАО «Таймырэнерго» и в ОЭС Сибири: УВК установлен на подстанции Итатская 1150 кВ и контролирует западную и центральную части ОЭС от подстанции Барнаулская до Красноярской ГЭС.

Управляющий вычислительный комплекс выполнен на зарубежной микропроцессорной технике фирмы Octagon Systems и других фирм. Его общая структура для необходимой надежности функционирования состоит из двух взаиморезервируемых комплектов следующих основных аналого-дискретно-цифровых и микропроцессорных модулей:

- ввода/вывода аналоговых сигналов информации о текущем (доаварийном) режиме (действующих значениях напряжений на шинах электростанций и подстанций, токах нагрузки, перетоках активной и реактивной мощностей по линиям электропередачи);

- ввода аналоговых сигналов информации об активной и реактивной мощностях синхронных генераторов;

- ввода/вывода дискретных сигналов о состоянии синхронных генераторов и линий электропередачи и пусковых органов;

- сопряжения с устройствами телеизмерения и телесигнализации;

- концентратора местной вычислительной сети;

- микропроцессорной платы с интегрированной сетевой картой связи с АСУ ЭЭС;

- вывода противоаварийных управляющих воздействий;

- вывода информации о функционировании УВК;

- источника бесперебойного питания.

Программное обеспечение состоит из управляющей и информационной частей. Управляющая часть обеспечивает функционирование микропроцессора и осуществляет ввод данных текущего режима, расчет и выбор (дозирование), запоминание и вывод (по сигналам пусковых органов) противоаварийных управляющих воздействий. Информационная часть функционирует на основе ПЭВМ и предназначена для отображения параметров текущего режима и реализуемых противоаварийных воздействий на ее экране.

Программы управляющей части делятся на две группы: системные и технологические. Системная часть обеспечивает функционирование технологической группы и производит:

- запуск и перезапуск микропроцессорных модулей;
- само- и взаимодиагностику двух указанных комплектов;
- управление базой данных;
- рассылку сообщений от УВК;

протоколирование его функционирования и другие, главным образом сервисные, функции.

Технологическая группа программы обеспечивает выполнение основных функций по противоаварийному управлению:

- ввод в микропроцессор аналоговой и дискретной информации;
- дозирование противоаварийных управляющих воздействий;
- их запоминание и вывод по сигналам пусковых органов.

Дозирование противоаварийных управляющих воздействий производится двумя способами:

путем использования полной математической модели контролируемой части ОЭС по данным текущего режима и доаварийной ее схеме;

путем выбора заранее определенных наборов для пусковых органов в зависимости от доаварийной схемы и значений параметров текущего режима, если математическая модель неполная или недостаточно данных текущего режима.

Информационная часть программного обеспечения производит выдачу информации о состоянии схемы, режимных параметрах, дозированных противоаварийных управляющих воздействиях и о функционировании УВК в целом и передачу ее в АСУ объединенной электроэнергетической системы.

В ОЭС Востока внедрена универсальная микропроцессорная автоматика энергоузла (УПАЭ) инженерной компании ЗАО «Прософт-Системс» [101].

В ОАО «Иркутскэнерго» реализуется иерархический распределенный комплекс АПНУ, рассредоточение которого по ЭЭС показано на рис. 7.12 [104]. Верхним уровнем АПНУ является координирующий УВК центрального диспетчерского пункта (ЦДП) Иркутской ЭЭС, который постоянно (циклически) выполняет расчеты устойчивости послеаварийных режимов для всех электропередач и передает узловым комплексам противоаварийной автоматики УКПА значения предельных мощностей линий электропередачи и дозированные противоаварийные управляющие воздействия (ПДУВ). Узловые комплексы противоаварийной автоматики УКПА в соответствии с режимами и полученной от координирующего управляющего

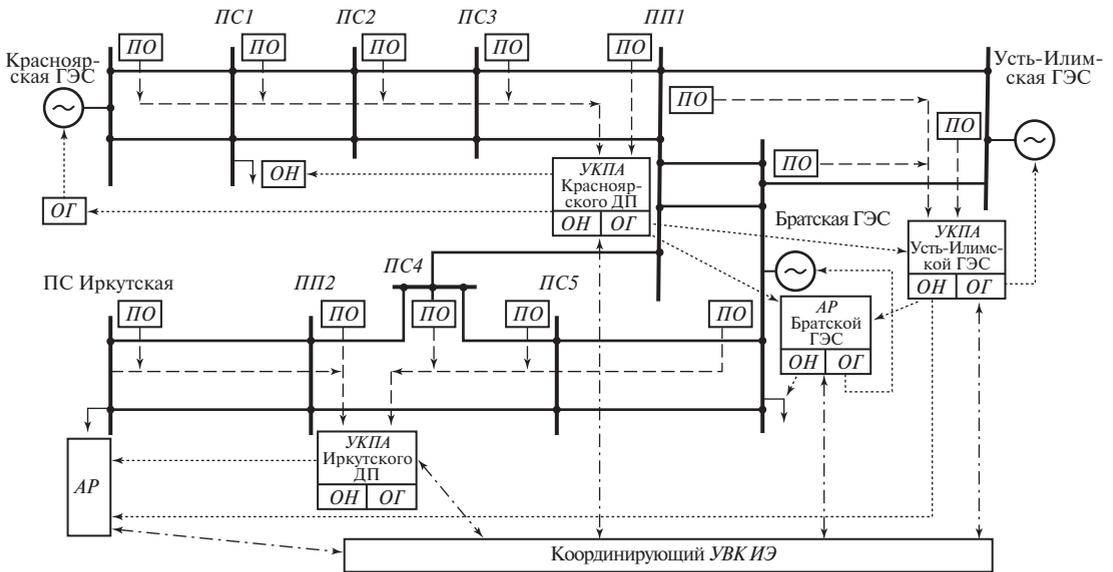


Рис. 7.12. Структура АПНУ ОАО «Иркутскэнерго»:

— · · · — цепи информационного обмена координирующего управляющего вычислительного комплекса (УВК) с УКПА и АР; — — — — цепи сбора аварийной информации по телеканалам; ···· — цепи реализации ПДУВ (телеканалы БСПА типа АНКА, ОН, ОГ)

вычислительного комплекса Иркутской энергосистемы УВК ИЭ информацией осуществляют противоаварийное управление:

Усть-Илимской ГЭС и линией электропередачи, связывающей ее с Братской ГЭС;

линией электропередачи Братская ГЭС — Красноярская ГЭС с подстанциями ПС1, ПС2, ПС3 и переключательным пунктом ПП1 через Красноярский диспетчерский пункт;

линией электропередачи Братская ГЭС — Иркутская ПС с подстанциями ПС4, ПС5 и переключательным пунктом ПП2 (через Иркутский диспетчерский пункт).

Автоматика разгрузки АР гидроэлектростанций, Иркутской подстанции и ПС1 определяет отключение синхронных генераторов ОГ при избытке мощности или нагрузку ОН при ее недостатке, необходимое для предотвращения нарушения статической устойчивости ЭЭС в послеаварийных режимах.

На всех электростанциях и подстанциях устанавливаются пусковые органы ПО, формирующие дискретные сигналы реализации противоаварийных управляющих воздействий по телеканалам БСПА.

С появлением быстродействующих промышленных микропроцессоров и микроЭВМ начали развиваться многоуровневые иерархические системы АПНУ, расщепленные по ОЭС и ЕЭС, с параллельными процессами вычислений, отличающиеся надежностью действия и соответствием вырабатываемых дозированных противоаварийных управляющих воздействий тяжести возмущающих

воздействий и их достаточностью для сохранения устойчивости функционирования ЭЭС при усложнившихся и утяжелившихся предаварийных и аварийных ситуациях.

Были созданы и введены в эксплуатацию двухуровневые централизованные системы противоаварийной автоматики в ОЭС Средней Волги и ОЭС Урала [103]. Они состоят из центрального управляющего вычислительного комплекса в соответствующем объединенном диспетчерском управлении (ОДУ) и выносных устройств АЗД, расположенных на электростанциях.

Двухуровневая микропроцессорная автоматика предотвращения нарушения устойчивости ОЭС Средней Волги [65] обеспечивает противоаварийным управлением электроэнергетический район, состоящий из нескольких десятков объектов: системообразующих линий электропередачи напряжением 500 кВ, узловых подстанций и мощных электрических станций, в том числе Волжских ГЭС, Заинской ТЭС и Балаковской АЭС (см. рис. 7.5).

Технические средства верхнего уровня иерархической АПНУ представляет УВК, состоящий из двух микроЭВМ1 и микроЭВМ2 и двух мини-ЭВМ1 и мини-ЭВМ2. Система сбора информации в ОЭС [каналы передачи информации — телеканалы от устройств телеизмерения (УТИ) и устройств телесигнализации (УТС)] обеспечивает микроЭВМ информацией о доаварийном режиме, которая предварительно обрабатывается и систематизируется ими.

Используются:

телеизмерения перетоков активной и реактивной мощностей по линиям напряжением 500 и 220 кВ и через автотрансформаторы связи (несколько сотен сигналов);

телеизмерения напряжений на шинах электрических станций и подстанций (50 сигналов);

телесигнализации положений выключателей присоединений напряжениями 500 и 220 кВ (более 100 сигналов).

На основе первичной (в микроЭВМ) обработки информации мини-ЭВМ производят расчеты устойчивости при возможных наиболее тяжелых и рассредоточенных по ОЭС возмущающих воздействиях и вырабатывают дозированные противоаварийные управляющие воздействия для соответствующих пусковых органов после каждого цикла расчетов длительностью 1 мин. Дозированные управляющие воздействия передаются по каналам связи M (см. рис. 7.5) в микроЭВМ нижнего (станционного) уровня, а именно в микропроцессорные комплексы противоаварийного управления в виде панелей ПАА, установленных на указанных электростанциях.

Микропроцессорные ПАА осуществляют:

запоминание дозированных управляющих воздействий, переданных от УВК;

расчеты дозированных управляющих воздействий с циклом малой длительности (5 с), необходимых при возможных возмущающих воздействиях на электростанциях и линиях электропередачи, отходящих от них, а также не учтенных УВК более легких возмущающих воздействий, при которых необходимы управляющие воздействия на синхронные генераторы данной электростанции;

дозированные противоаварийные воздействия как в пределах электростанции, так и с передачей их по системе *БСПА* (см. рис. 7.1), а именно импульсную ИРТ и длительную ДРТ разгрузку турбогенераторов, отключения гидрогенераторов ОГ и нагрузки ОН, пуск и быстродействующую загрузку гидрогенераторов, перевод их из режима СК в генераторный режим.

Исполнение управляющих воздействий производится по сигналам пусковых органов, при поступлении которых работа ПАА в цикле расчетов прерывается и осуществляется перевод ее в режим непосредственного противоаварийного управления. После идентификации возмущающего воздействия, выборки из ОЗУ микроЭВМ и исполнения соответствующих противоаварийных управляющих воздействий ПАА передает информацию в УВК о произведенных действиях и остается в режиме ожидания развития аварийной ситуации до наступления установившегося послеаварийного режима ОЭС.

Более сложной является иерархическая автоматика предотвращения нарушения устойчивости ОЭС Урала. Ее второй — узловой (районный) — уровень обеспечивает противоаварийное управление группы электростанций и линий электропередачи между ними, выделяемой внутри ОЭС. Уровень иерархической АПНУ, обеспечивающий устойчивость функционирования ОЭС Урала в целом, различается как региональный или системный [64].

Разработаны (в ОАО «Институт «Энергосетьпроект» и Филиале ОАО «НТЦ Электроэнергетика» — ВНИИЭ) новые программы, и создана новая версия программы, используемой в ОЭС Средней Волги и ОЭС Урала, для функционирования УВК объединенного диспетчерского управления Центра. Они прошли тестирование, которое проводилось на схеме, состоящей из 492 электроэнергетических узлов и 850 ветвей и включающей электрические сети ОЭС Центра и эквивалентные схемы ОЭС Северо-Запада, Средней Волги и Урала [105].

Еще более сложной получается формируемая иерархическая автоматика предотвращения нарушения устойчивости ОЭС Центра, содержащая многоконтурную и протяженную системообразующую сеть высокого и сверхвысокого напряжений. В ней создаются несколько узловых или районных уровней, действие которых должно координироваться региональным уровнем, вычислительные технические средства которого находятся на диспетчерском пункте ОЭС.

Формируемая иерархическая система противоаварийного управления ЕЭС в целом имеет центральный (верхний) уровень, координирующий функционирование региональных АПНУ. Управляющий вычислительный комплекс располагается в Центральном диспетчерском управлении (ЦДУ) Единой электроэнергетической системы [41]. На верхнем уровне формируются и оптимизируются противоаварийные управляющие воздействия, реализуемые в различных региональных уровнях. Разрабатываются общие методы расчетов и оптимизации управляющих воздействий на основе функционального моделирования [66]. Их применение и распараллеливание вычислительных процессов позволяют обеспечить эффективное противоаварийное управляющее действие распределенных и параллельно

работающих вычислительных средств различных уровней иерархической автоматики обеспечения устойчивости функционирования («живучести») ЭЭС.

Разрабатываются алгоритмы и общее программное обеспечение иерархической системы противоаварийной автоматики ЭЭС. На рис. 7.13 для иллюстрации приведена ее структурная схема [64].

На центральном уровне ЦУ ПАА генератор аварийных ситуаций моделирует в соответствии с заранее заданной последовательностью аварийные ситуации, вызванные возможными возмущающими воздействиями. С учетом данных об исходном режиме ЭЭС вычисляются и оптимизируются начальные противоаварийные дозированные управляющие воздействия ПДУВ для k -го [см. (7.5)] возмущающего воздействия, которые по коммутационной сети передаются в системные (региональные) уровни СУ ПАА. На системных уровнях параллельно производятся расчеты так называемых функциональных характеристик всех ОЭС, и по информационным каналам указанной сети результаты расчетов передаются в ЦУ ПАА.

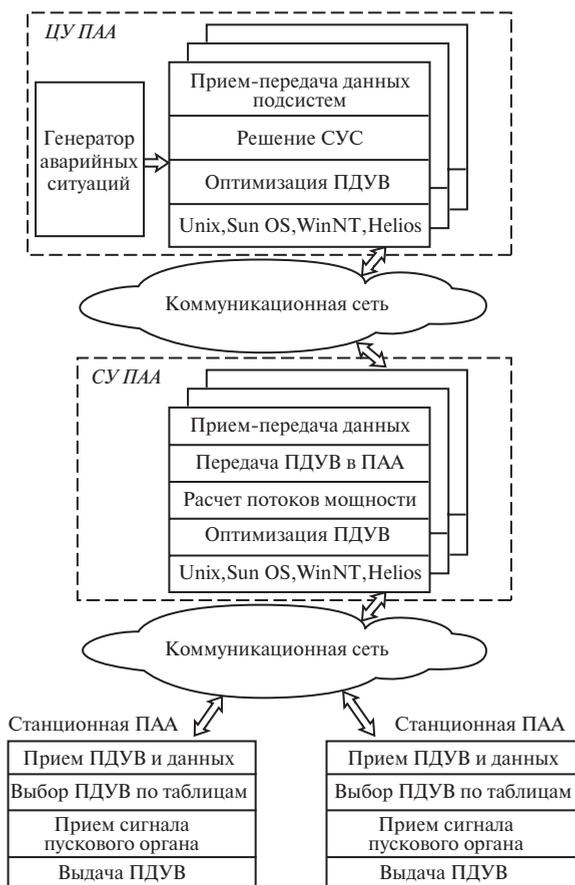


Рис. 7.13. Структурная схема программной части распределенно-параллельной системы противоаварийного управления ЭЭС

На основе решения уравнений Кирхгофа — системных уравнений связей СУС между ЭЭС и их функциональных характеристик в ЦУ ПАА — определяются приращения мощностей ΔP [см. (7.5)], которые снова передаются в СУ ПАА, где вновь рассчитываются функциональные характеристики ОЭС. Расчеты с межмашинным обменом информацией производятся, пока итерационный процесс не сойдется или не разойдется, что оценивается в ЦУ ПАА. В последнем случае формируются новые управляющие воздействия и процесс их оптимизации продолжается. После определения дозированных управляющих воздействий для k -го возмущающего воздействия производятся расчеты для $k + 1$ -го возмущающего воздействия.

Все полученные результаты расчетов по коммутационной сети передаются в микроЭВМ станционной ПАА в виде таблиц. МикроЭВМ панелей ПАА (см. п. 7.5.2), выполняющих функции станционных уровней, определяют необходимые дозированные противоаварийные управляющие воздействия ПДУВ на управляемые электроэнергетические объекты электрических станций, подстанций и линий электропередачи.

Быстродействующие вычислительные параллельные системы, способные реализовать центральные и региональные уровни иерархической противоаварийной автоматики обеспечения «живучести» ЭЭС, в настоящее время выпускаются только зарубежными фирмами [3, 72] на основе быстродействующих микропроцессоров, функционирующих под управлением указанных на схеме (см. рис. 7.13) операционных систем Unix—Helios, и микропроцессора TMS320СНО, управляемого операционной системой реального времени Virtuoso. На схеме указаны так называемые рабочие вычислительные станции, объединенные для распараллеливания вычислительных процессов в локальную вычислительную сеть, фирмы SUN на микропроцессорах Super SPARC (100 МГц) и операционная система Windows NT.

Эффективное функционирование иерархической противоаварийной автоматики ЭЭС возможно лишь при волоконно-оптических линиях связи, показанных на схеме коммуникационных сетей зарубежного технического исполнения. Разрабатываются программы по созданию сети волоконно-оптических линий на всей территории России.

7.6. Контрольные вопросы

1. В чем состоят особенности микропроцессорной реализации АДВ и АЗД?
2. Каковы основные функциональные программы микропроцессорных АДВ и АЗД?
3. Какие известны микропроцессорные комплексы автоматики предотвращения нарушения устойчивости?
4. Как функционирует микропроцессорная панель противоаварийной автоматики ПАА?
5. В чем состоит программное обеспечение функционирования ПАА (см. рис. 7.10)?

6. Какова функциональная структура микропроцессорного программно-технического комплекса (ПТК) автоматического дозирования противоаварийных управляющих воздействий (см. рис. 7.11)?

7. Что понимается под «инструментальным комплексом» микропроцессорного АДВ, каковы его функции?

8. Как функционирует автоматика предотвращения нарушения устойчивости объединенной ЭЭС (на примере ОЭС Средней Волги, см. рис. 7.5)?

9. В чем состоит различие в алгоритмах формирования дозированных противоаварийных возмущающих воздействий в микропроцессорных ПАА и ПТК АДВ?

10. Как функционирует иерархическая АПНУ Единой электроэнергетической системы в целом (см. рис. 7.13)?

7.7. Заключение

В представленном в трех информационных блоках теоретическом, расчетном и техническом, материале изложено современное состояние автоматики сохранения устойчивости функционирования электроэнергетических систем (ЭЭС), их объединений (ОЭС) и Единой электроэнергетической системы страны (ЕЭС), подверженных случайным и часто возникающим возмущающим воздействиям (коротким замыканиям и отключениям генерирующих и передающих электроэнергию электроэнергетических объектов), угрожающим развитием общесистемной аварии с ее потенциально катастрофическими последствиями.

Развитие аварийной ситуации начинается с выпадения из синхронизма одной электростанции или части ЭЭС, т.е. наступления асинхронного режима.

Предотвращение нарушения динамической устойчивости при коротком замыкании (аварийный режим) или статической устойчивости после отключения мощных синхронных генераторов либо сильно нагруженных в нормальном (доаварийном) режиме линий электропередачи (послеаварийный режим) осуществляется общесистемной иерархически построенной и реализуемой средствами современной цифровой вычислительной техники автоматикой предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ).

Главной ее задачей, решаемой благодаря разнообразным дозированным противоаварийным управляющим воздействиям, определяемым на основе расчетов цифровыми ЭВМ условий сохранения динамической и статической устойчивости при любом из многочисленных возможных возмущающих воздействий и незамедлительно реализуемым при появлении возмущающего воздействия, является предотвращение возникновения асинхронного режима.

7.8. Тесты

1. В чем состоит назначение и какова главная задача противоаварийной автоматики предотвращения нарушения устойчивости:

- 1) сохранение динамической устойчивости при коротких замыканиях;
- 2) сохранение статической устойчивости в нормальном режиме работы;
- 3) сохранение статической устойчивости после отключения одной из цепей двухцепной линии связи электростанции с ЭЭС;
- 4) предотвращение возникновения асинхронного режима вследствие нарушения динамической или статической устойчивости ЭЭС.

2. Какое из указанных противоаварийных управляющих воздействий является наиболее эффективным для сохранения динамической устойчивости ЭЭС в аварийном режиме:

- 1) автоматическое изменение настройки автоматических регуляторов возбуждения синхронного генератора «сильного» действия;
- 2) частичное отключение нагрузки;
- 3) противоаварийное переключение конденсаторной установки продольной компенсации индуктивного сопротивления линии электропередачи;
- 4) быстродействующее импульсное снижение мощности турбогенератора или электрическое торможение гидрогенератора.

3. Какое из указанных противоаварийных управляющих воздействий наиболее эффективно для сохранения статической устойчивости ЭЭС в послеаварийном режиме:

- 1) быстродействующее импульсное снижение мощности турбогенератора или электрическое торможение гидрогенератора;
- 2) релейная форсировка возбуждения синхронных генераторов;
- 3) автоматическое изменение настройки автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов «сильного» действия;
- 4) противоаварийное переключение конденсаторной установки продольной компенсации индуктивного сопротивления линий электропередачи.

4. По какой характеристике мощности (см. рис. 7.6) — зависимости передаваемой по линии электропередачи активной мощности от угла сдвига фаз между напряжениями по ее концам $P = f(\delta)$ — определяется мощность противоаварийной разгрузки, необходимая для предотвращения нарушения устойчивости:

- 1) по характеристике нормального режима;
- 2) по характеристике передачи мощности во время короткого замыкания;
- 3) по характеристике послеаварийного режима;
- 4) по двум характеристикам: нормального и послеаварийного режимов.

5. Какой из указанных на рис. 7.7 параметров импульсного противоаварийного воздействия на регулирующие клапаны паровой турбины имеет решающее значение для сохранения синхронной работы электростанции с ЭЭС:

- 1) длительность противоаварийного импульсного воздействия;

- 2) постоянная времени затухания импульсного воздействия;
- 3) интенсивность импульсного воздействия.

6. Каким из указанных функциональных элементов микроэлектронной измерительной части АПНУ (см. рис. 7.8) определяется дискретное изменение активной мощности ΔP при наступлении аварийного режима:

- 1) измерительным преобразователем мощности $UW1—UW3$ и $AW1$;
- 2) сумматором $AW2$;
- 3) активным инерционным элементом ZF ;
- 4) вычитателем $AH1$ или $AH2$.

7. Каким функциональным элементом измерительной части АПНУ (см. рис. 7.8) определяется скорость измерения активной мощности в линии электропередачи в аварийном режиме:

- 1) измерительным реле $KVT1$;
- 2) сумматором $AW1$;
- 3) вычитателем $AH1$;
- 4) дифференциатором-сумматором ADW .

8. Какие основные функции выполняет микропроцессорная панель противоаварийной автоматики ПАА:

- 1) контроля параметров исходного (доаварийного) режима — КПП;
- 2) автоматического дозирования противоаварийных управляющих воздействий — АДВ;
- 3) автоматического запоминания дозированных управляющих воздействий — АЗД;
- 4) функции АДВ и АЗД.

9. Какие основные функции выполняет микропроцессорная АПНУ, функционирующая на программно-техническом комплексе ПТК ЛАДВ (см. рис. 7.11):

- 1) функции КПП;
- 2) функции АДВ;
- 3) функции АЗД;
- 4) функции АДВ и АЗД.

10. Каковы функции так называемого инструментального комплекса микропроцессорной АПНУ, функционирующей на ПТК АДВ:

- 1) функции автоматического дозирования противоаварийных управляющих воздействий;
- 2) функции контроля параметров нормального, аварийного и послеаварийного режимов;
- 3) автоматическое запоминание и реализация противоаварийных управляющих воздействий;
- 4) расчеты условий сохранения динамической и статической устойчивости.

АВТОМАТИКА ЛИКВИДАЦИИ АСИНХРОННОГО РЕЖИМА

Структура главы

- 8.1. Учебно-информационный блок. Принципы действия и функции автоматики прекращения асинхронного режима
- 8.2. Контрольные вопросы
- 8.3. Дополнительный информационный блок. Действие типовой автоматики ликвидации асинхронного режима
- 8.4. Контрольные вопросы
- 8.5. Информационный блок для углубленного изучения.
Микроэлектронная и микропроцессорная реализация АЛАР
- 8.6. Контрольные вопросы
- 8.7. Заключение
- 8.8. Тесты

Целью изучения автоматики ликвидации асинхронного режима является формирование у инженера-электроэнергетика представления о том, что нарушение динамической или статической устойчивости и, как следствие, наступление асинхронной работы электростанции или двух частей ЭЭС не являются непоправимыми. Автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР) функционирует на основе характерных изменений электрических величин при асинхронном режиме и осуществляет ресинхронизацию ЭЭС — восстановление ее синхронной работы. Она вырабатывает управляющие воздействия, тормозящие синхронные генераторы одной части ЭЭС, избыточной по генерируемой мощности, и ускоряющие синхронные генераторы дефицитной по мощности части электроэнергетической системы. При ее микропроцессорной реализации АЛАР успешно справляется со своим назначением.

8.1. Учебно-информационный блок. Принципы действия и функции автоматики прекращения асинхронного режима

8.1.1. Назначение и виды автоматических устройств

Несмотря на оснащение электроэнергетических систем автоматикой предотвращения нарушения устойчивости, синхронная параллельная работа мощных электростанций или отдельных частей электроэнергетической системы часто не сохраняется: наступает асинхронный режим их работы с относительными проворотами роторов синхронных генераторов с угловой частотой скольжения $\omega_s = \omega_1 - \omega_2$. Несинхронный режим наступает обычно вследствие неполного соответствия дозировки противоаварийных управляющих воздействий тяжести возмущения, т.е. недостаточной эффективности АПНУ, или даже отказов отдельных автоматических устройств противоаварийного управления.

Допустимый, хотя и нежелательный для синхронных генераторов, асинхронный режим представляет серьезную опасность для электроэнергетической системы. Сопровождаемый периодическими значительными снижениями напряжения, он может привести к уменьшению производительности и остановке агрегатов собственных нужд ТЭС и АЭС, к отключениям электродвигательной нагрузки потребителя и в конечном итоге к развитию общесистемной аварии. Поэтому необходимо противоаварийное управление по его устранению. Оно осуществляется устройствами автоматического прекращения (ликвидации) асинхронного режима.

В зависимости от складывающейся ситуации в электроэнергетической системе асинхронный режим может быть допустимым кратковременно, а иногда и относительно длительно или недопустимым вообще. Поэтому ликвидация асинхронного режима производится или ресинхронизацией путем соответствующих управляющих воздействий на синхронные генераторы, а иногда и на нагрузку электроэнергетической системы, или немедленным делением электроэнергетической системы на несинхронно работающие части.

Соответственно устройства АЛАР делятся на три группы:

устройства, производящие противоаварийные управляющие воздействия при возникновении признаков нарушения синхронизма или в течение первого цикла асинхронного режима (одного проворота роторов генераторов);

устройства, осуществляющие ресинхронизацию, обычно после нескольких циклов асинхронного режима, и действующие на деление электроэнергетической системы при затянувшемся асинхронном режиме — длительностью более 30 с;

быстродействующие неселективные устройства деления электроэнергетической системы в начальной фазе нарушения устойчивости.

Автоматические устройства АЛАР, осуществляющие ресинхронизацию, достаточно эффективны лишь при одночастотном асинхронном режиме, процессы при котором рассматриваются в типовой двухмашинной эквивалентной схеме

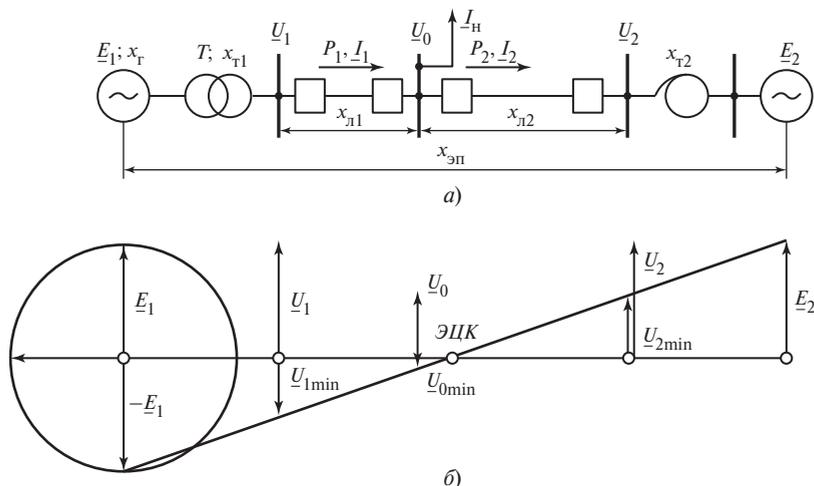


Рис. 8.1. Схема электропередачи (а) и изменения напряжений в асинхронном режиме (б) (ЭЦК — электрический центр качаний)

(рис. 8.1, а). При вероятности возникновения трехчастотного асинхронного режима, т.е. возникновения трех несинхронно работающих частей электроэнергетической системы, производится незамедлительное ее деление.

8.1.2. Электрические признаки асинхронного режима

Наиболее характерным признаком нарушения устойчивости является *нарастание*

угла сдвига фаз $\delta = \left(\underline{E}_1 \wedge \underline{E}_2 \right)$ между эквивалентными ЭДС \underline{E}_1 , \underline{E}_2 двух частей электроэнергетической системы, связанных линиями электропередачи (см. рис. 8.1, а).

На рис. 8.2, а приведена реальная, зафиксированная автоматическим регистратором кривая I изменения угла выпадающих из синхронизма генераторов левой части ЭЭС (см. рис. 8.1, а). После наступления асинхронного режима угол $\delta = \omega_s t = (\omega_1 - \omega_2)t$ изменяется периодически. Период T_s , или цикл его изменений, обычно составляет несколько секунд. Однако непосредственное его отслеживание технически сложно. Поэтому прежде всего представляет интерес периодическое изменение тока асинхронного режима $I_{а,р}$ в функции синуса половинного угла, и достигающего наибольшего значения $I_{а,р \max}$ при $\delta = \pi$ (рис. 8.3, а):

$$I_{а,р} = \frac{|\underline{E}_1 - \underline{E}_2|}{x_{эп}} = \frac{2E}{x_{эп}} \sin \frac{\delta}{2} = I_{а,р \max} \sin \frac{\omega_s t}{2}, \quad (8.1)$$

где $x_{эп}$ — практически чисто индуктивное сопротивление электропередачи между источниками ЭДС;

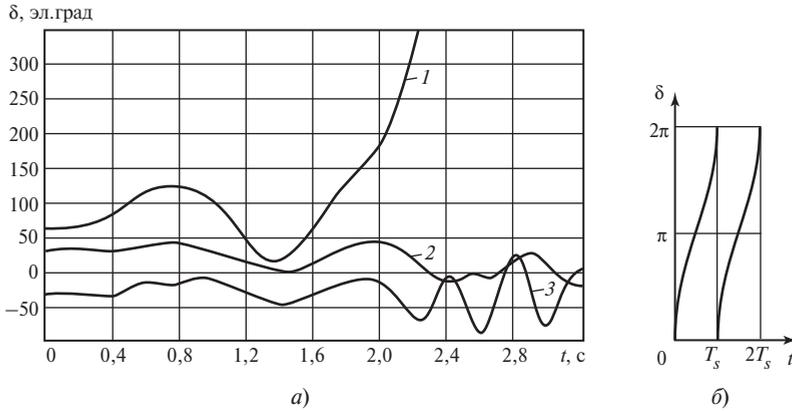


Рис. 8.2. Графики изменения углов δ синхронных генераторов и компенсатора (а) и периодические изменения угла электропередачи в асинхронном режиме (б):

1 — изменение угла синхронного генератора, выпадающего из синхронизма; 2 — то же сохраняющего устойчивость генератора; 3 — изменение угла сохраняющего устойчивость синхронного компенсатора

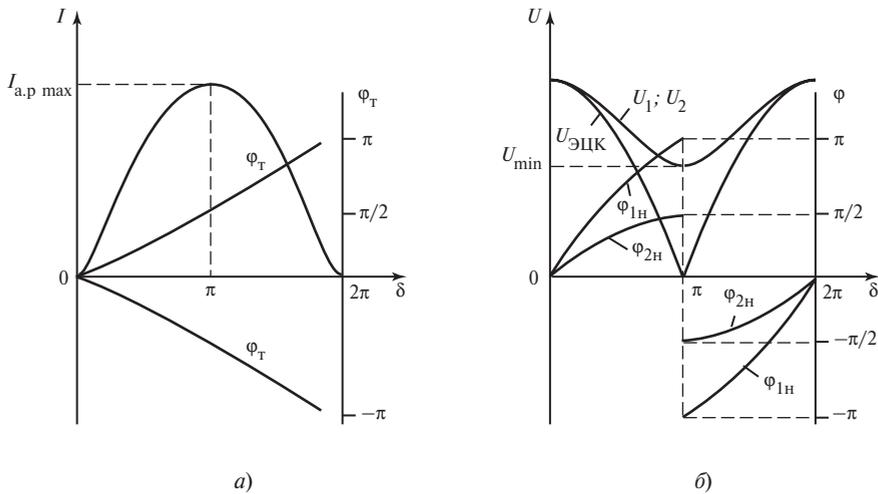


Рис. 8.3. Графики изменения амплитуд и фаз тока (а) и напряжений при вращении ЭДС E_1 против часовой стрелки (б). При вращении ЭДС E_1 по часовой стрелке знаки φ_{1H} и φ_{2H} меняются на обратные

$$|E_1| = |E_2| = E; \quad x_{\text{ЭП}} = x_r + x_{r1} + x_{l1} + x_{l2} + x_{r2}$$

при идеальном источнике ЭДС E_2 .

Ток $I_{a.p}$ используется в простейшей быстродействующей АЛАР, производящей деление электроэнергетической системы на две несинхронно работающие части путем отключения линии электропередачи при недопустимости асинхронного режима. Применяются измерительные реле максимального тока. Ток их срабаты-

вания I_c определяется условиями недействия в максимальном рабочем режиме (при токе $I_{p \max}$) и достаточной чувствительности ($k_q = 1,5$) в асинхронном режиме:

$$I_c = k_{отс} I_{p \max} = I_{a.p \min} / k_q,$$

где $I_{a.p \min}$ — наименьшее (при наибольшем возможном $x_{эп}$) из максимальных (при $\delta = \pi$) действующих значений тока $I_{a.p}$; $k_{отс} = 1,25$ — коэффициент отстройки.

Ток $\underline{I}_{a.p}$ изменяется и по фазе по отношению к условно принимаемой неподвижной ЭДС \underline{E}_2 (см. рис. 8.1, б): при вращении ЭДС \underline{E}_1 против часовой стрелки в избыточной по активной мощности левой части ЭЭС угол φ_T изменяется в пре-

делах $0 < \varphi_T = (\underline{E}_1, \underline{I}_{a.p}) < \pi$, а при ее вращении по часовой стрелке в дефицитной по активной мощности части ЭЭС угол $0 > \varphi_T > -\pi$ (см. рис. 8.3, а).

Напряжение в асинхронном режиме в электрическом центре качаний (ЭЦК) периодически снижается вплоть до нуля (при $\delta = \pi$): $U_{ЭЦК} = 0$ (см. рис. 8.3, б). Место расположения электрического центра качаний и минимальные абсолютные значения напряжений $U_{1\min}$, $U_{2\min}$ определяются в предположении однородно распределенных составляющих сопротивления $x_{эп}$ и отсутствия нагрузки I_H . Векторы ЭДС \underline{E}_1 , \underline{E}_2 направлены противоположно, что соответствует углу $\delta = \pi$. Пересечение прямой, соединяющей концы векторов с горизонтальной осью, и определяет положение ЭЦК (см. рис. 8.1, б).

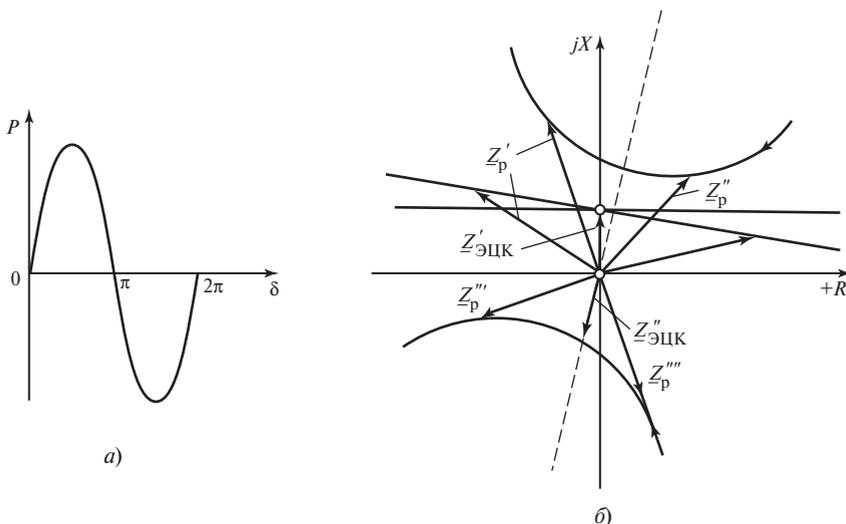


Рис. 8.4. Изменения активной мощности электропередачи (а) и сопротивления на зажимах измерительных реле (б)

Изменения абсолютных значений напряжений $U_{\text{ЭЦК}}$ и U_1, U_2 на шинах в функции угла δ или времени (поскольку $\delta = \omega_s t$) показаны на рис. 8.3, б. Углы сдвига фаз $\varphi_{1н}, \varphi_{2н}$ между напряжениями $\underline{U}_1, \underline{U}_2$ и условно неподвижной ЭДС \underline{E}_2 изменяются в полном диапазоне от 0 до 2π ($\pm\pi$) (см. рис. 8.5, а).

Поскольку напряжение $U_{\text{ЭЦК}} = 0$, то при расположении ЭЦК на контролируемой АЛАР электропередаче и расположении АЛАР на промежуточной подстанции (см. рис. 8.1) всегда обеспечивается следующее соотношение абсолютных значений напряжений:

$$|\underline{U}_1| > |\underline{U}_0| < |\underline{U}_2|. \quad (8.2)$$

Активная мощность P линии электропередачи, пропорциональная $\sin\delta$, дважды за период T_s асинхронного режима меняет направление (рис. 8.4, а).

В связи с указанными изменениями состояний векторов напряжений $\underline{U}_1, \underline{U}_2$ и вектора тока $\underline{I}_{\text{а,р}}$ их отношения (комплексные сопротивления на зажимах измерительных реле сопротивления $\underline{Z}_{\text{р}}$) непрерывно и периодически изменяются по абсолютному значению от весьма значительных практически до нуля (рис. 8.4, б).

8.1.3. Типовые устройства автоматики прекращения асинхронного режима

Разработаны и успешно функционируют различные устройства АЛАР. Ведущей научно-исследовательской организацией по их разработке является ОАО «Институт «Энергосетьпроект» [41]. Они функционируют на основе использования периодических и характерных для асинхронного режима изменений электрических параметров электроэнергетической системы.

Типовые автоматические устройства противоаварийного управления при наступлении асинхронного режима являются комплексными, выполняющими функции трех упоминавшихся видов устройств АЛАР, а именно вырабатывающими управляющие воздействия, направленные на ресинхронизацию несинхронно работающих частей электроэнергетической системы в течение первого цикла или нескольких периодов (циклов) асинхронного режима либо действующие на ее деление.

Они обеспечивают выявление асинхронного режима в отличие от синхронных качаний и коротких замыканий, чувствительность к асинхронному режиму данной электропередачи, определение знака скольжения и формирование управляющих воздействий соответственно на торможение или ускорение синхронных генераторов.

Различаются устройства АЛАР, фиксирующие [41, 42, 116, 117]:

возрастание сдвига фаз δ между ЭДС \underline{E}_1 и \underline{E}_2 по концам линии электропередачи (см. рис. 8.1, *a*) и знак производной по времени, пропорциональной скольжению выпавших из синхронизма частей ЭЭС;

изменение постоянной составляющей произведения мгновенных значений, скорость ее изменения и отношение комплексных напряжений и токов на зажимах измерительных реле активной мощности и сопротивления соответственно;

циклы асинхронного режима и изменения фазного тока и угла сдвига фаз между напряжением \underline{U}_1 и током $\underline{I}_{\text{а.р}}$.

Первое из разработанных проектным и научно-исследовательским ОАО «Институт «Энергосетьпроект» устройств АЛАР функционирует с использованием информации об изменениях комплексных сопротивлений и активной мощности. Устройство трехступенчатое. Его измерительная часть состоит из трех направленных измерительных реле сопротивления и измерительного реле активной мощности.

Назначением первой ступени являются выявление асинхронного режима работы электропередачи и быстродействующее формирование управляющих воздействий на ускорение (УВ_y) или торможение (УВ_r) гидро- и турбоагрегатов электростанций в целях ограничения асинхронного режима по возможности первым его циклом.

При достаточности и эффективности управляющих воздействий первой ступени асинхронный режим не развивается. Если ресинхронизация не наступает через два-три цикла асинхронного режима, то формируются дополнительные управляющие воздействия второй ступени. Происходит это после отсчета нескольких циклов асинхронного режима.

Однако если спустя допустимое время асинхронного режима, составляющее около 30 с, ресинхронизация не наступает, то действует третья ступень рассмотренного устройства. Она отключает линию связи, разделяя электроэнергетическую систему на две самостоятельно и несинхронно работающие части. Восстановление связи производится включением линии электропередачи автоматическим устройством ее повторного включения с синхронизацией, т.е. после восстановления балансов мощностей в каждой части электроэнергетической системы автоматическими устройствами регулирования частоты и мощности.

Промышленностью (ОАО «ЧЭАЗ») выпускается типовая микроэлектронная аналоговая панель АЛАР типа ШДЭ2601, а во ВНИИР разработана усовершенствованная панель АЛАР типа ШЭ2707 (см. п. 8.5.1). В ООО «АББ Автоматизация» [59] и в ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем» [73] разработана микропроцессорная АЛАР, функционирующая по алгоритму первой указанной АЛАР и отличающаяся от нее только более совершенными программными измерительными реле сопротивления и сервисными функциями.

В Дальневосточном государственном техническом университете изготовлены и установлены в опытную эксплуатацию микроэлектронные АЛАР [117], определяющие наступление асинхронного режима по приращению угла сдвига фаз между напряжением \underline{U}_1 (см. рис. 8.1 и 8.5) и током $\underline{I}_{\text{а.р}}$ (см. п. 8.3.1).

В последнее время в ОАО «Институт «Энергосетьпроект» разработана микропроцессорная АЛАР-М, использующая информацию о напряжениях \underline{U}_1 , \underline{U}_0 и \underline{U}_2 [см. (8.2) и рис. 8.1, *a*], об угле электропередачи δ (см. рис. 8.2, *б*) и знаке скольжения (см. рис. 8.6, *a*, *б*) и функционирующая по новому алгоритму [74]. Она рассмотрена в информационном блоке для углубленного изучения (см. п. 8.5.2).

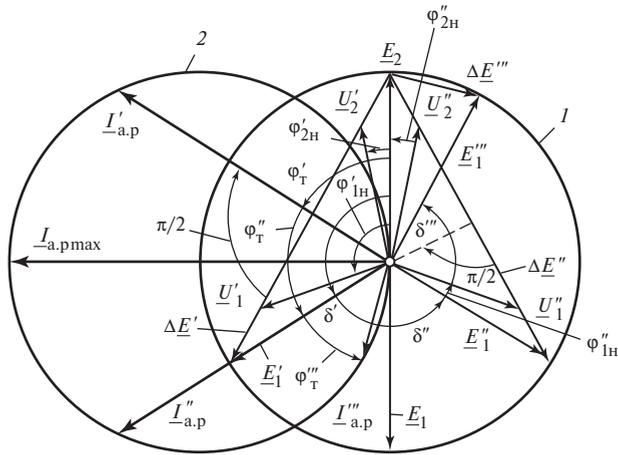
8.2. Контрольные вопросы

1. Какой из режимных параметров электроэнергетической системы определяет наступление асинхронного режима?
2. В чем состоит назначение АЛАР?
3. Как изменяется угол сдвига фаз δ между ЭДС двух несинхронно работающих частей ЭЭС в асинхронном режиме?
4. По какой функциональной зависимости от угла сдвига фаз между ЭДС двух несинхронно работающих частей ЭДС изменяется ток в линии электропередачи?
5. Как изменяются действующие значения напряжения на шинах электростанции и тока в линии электропередачи после выпадения электростанции из синхронизма?
6. Как изменяются активная мощность линии электропередачи в асинхронном режиме и абсолютные значения сопротивления на зажимах измерительных реле сопротивления?
7. В чем особенность изменения скольжения в асинхронном режиме?
8. Как в соответствии с назначением действует автоматика ликвидации асинхронного режима и на какие электроэнергетические объекты?
9. В чем состоит функциональное различие между несколькими ступенями АЛАР?
10. Какие известны типовые устройства АЛАР?

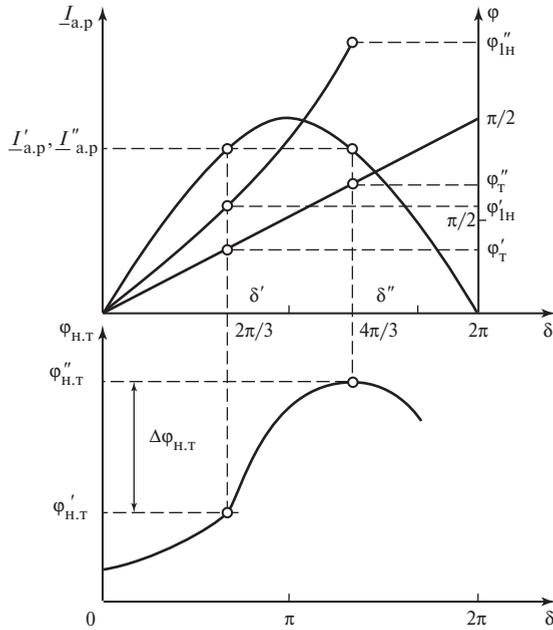
8.3. Дополнительный информационный блок. Действие типовой автоматики ликвидации асинхронного режима

8.3.1. Изменение электрических величин в асинхронном режиме

Показанные выше изменения электрических величин в асинхронном режиме (см. рис. 8.2—8.4) поясняются векторной диаграммой напряжений и токов, приведенной на рис. 8.5, *a*. На ней показаны неподвижный вертикально расположенный вектор ЭДС \underline{E}_2 правой части упрощенной до так называемой двухмашинной схемы ЭЭС (см. рис. 8.1, *a*) и вращающийся с частотой скольжения ω_s вектор ЭДС \underline{E}_1 левой ее части, описывающий своим концом окружность l . Изображены векторы их геометрической разности $\Delta \underline{E} = \underline{E}_1 - \underline{E}_2$ для трех значений угла сдвига



a)



б)

Рис. 8.5. Векторная диаграмма ЭДС, напряжений и токов (а) и изменений абсолютного значения и фазы тока асинхронного режима, фазы напряжения и угла сдвига фаз между напряжением и током (б)

фаз δ между ними $\delta' = 2\pi/3$, $\delta'' = 4\pi/3$ и $\delta''' = 11\pi/6$; показаны векторы \underline{E}'_1 , \underline{E}''_1 , \underline{E}'''_1 и $\Delta\underline{E}'$, $\Delta\underline{E}''$ и $\Delta\underline{E}'''$.

При этом конец вектора тока асинхронного режима $\underline{I}_{a.p}$ описывает окружность 2 и имеет максимальное абсолютное значение $\underline{I}_{a.p \max}$ при $\delta = \pi$ (ЭДС находятся в противофазе и абсолютное значение их геометрической разности максимально). Показаны векторы токов $\underline{I}'_{a.p}$, $\underline{I}''_{a.p}$ и $\underline{I}'''_{a.p}$ и углы сдвига фаз $\varphi'_T \approx \pi/6$, $\varphi''_T \approx 2\pi/3$ и $\varphi'''_T \approx 5\pi/6$ между ЭДС \underline{E}_2 и токами при указанных углах δ' , δ'' и δ''' .

На диаграмме (см. рис. 8.5, а) изображены и векторы напряжений \underline{U}'_1 , \underline{U}''_1 , \underline{U}'''_1 , \underline{U}''_2 и углы сдвига фаз $\pi/2 < \varphi'_{1н} < 2\pi/3$; $\varphi'_{2н} \approx \pi/6$; $\varphi''_{1н} > 4\pi/3$, $\varphi''_{2н} \approx -\pi/3$ между ЭДС \underline{E}_2 и напряжениями при углах δ' и δ'' , иллюстрирующие фазные соотношения, показанные на рис. 8.3, б.

Графики на рис. 8.5, б иллюстрируют характерное соотношение — *разность углов сдвига фаз* $\Delta\varphi_{н.т}$ между напряжением \underline{U}_1 и током $\underline{I}_{a.p}$ при одинаковых абсолютных значениях тока при углах $\delta' < \pi$ и $\delta'' > \pi$. Как видно, разность $\Delta\varphi_{н.т}$ значительна и является признаком развития или появления асинхронного режима, поскольку характеризует нарастание угла δ , превышающее π .

Если указанная разность углов превышает критическую

$$\Delta\varphi_{н.т} > \Delta\varphi_{кр},$$

то появляется угроза асинхронного режима [117]. Например, при $\underline{I}'_{a.p} = \underline{I}''_{a.p}$ (см. рис. 8.5, а, б) фазовые углы тока $\varphi'_T = \pi/3$, $\varphi''_T = 2\pi/3$, а фазовые углы напряжения \underline{U}_1 в зависимости от соотношений сопротивлений $x_T + x_{T1}$ и x_{T2} составляют

$$2\pi/3 > \varphi'_{1н} > \pi/2; \quad 3\pi/2 > \varphi''_{1н} > 4\pi/3.$$

Углы сдвига фаз между напряжением \underline{U}_1 и током $\underline{I}_{a.p}$ находятся в диапазонах

$$\pi/3 > \varphi'_{н.т} > \pi/6; \quad 5\pi/6 > \varphi''_{н.т} > 2\pi/3,$$

а приращение угла сдвига фаз — в диапазоне

$$\pi/2 < \Delta\varphi_{н.т} = \varphi''_{н.т} - \varphi'_{н.т} < 7\pi/6.$$

При синхронных качаниях приращение угла $\Delta\varphi_{н.т}$ отсутствует, поскольку вектор тока возвращается к тому же положению, соответствующему углу δ' .

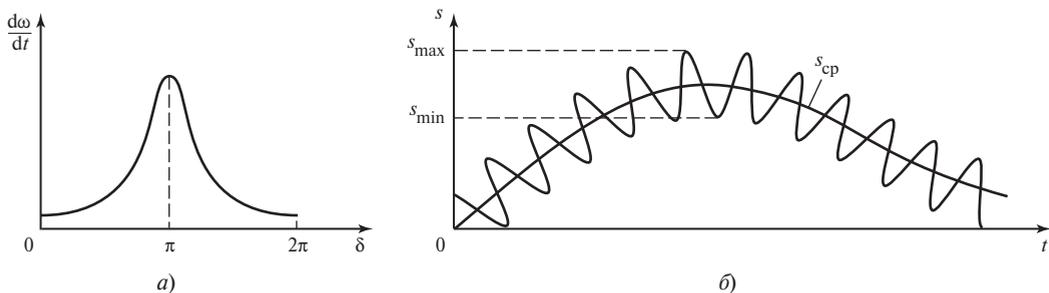


Рис. 8.6. Графики изменения ускорения (а) и скольжения (б) генератора

График на рис. 8.6, а иллюстрирует своеобразный характер зависимости ускорения синхронных генераторов от угла δ , сильно изменяющегося в течение периода асинхронного режима. Поэтому скольжение $s = (\omega_1 - \omega_2)/\omega_{\text{ном}}$ двух частей электроэнергетической системы, работающих несинхронно, имеет колебательный характер и затухающее в процессе ресинхронизации среднее значение $s_{\text{ср}} = (s_{\text{max}} - s_{\text{min}})/2$ (рис. 8.6, б).

Известно установленное теоретически и проверенное экспериментально критическое значение среднего значения скольжения

$$s_{\text{ср.кр}} = 0,0565 \sqrt{\frac{P_{\text{пр}}}{\tau_{J_{\text{кр}}} P_{\delta}}}, \quad (8.3)$$

разграничивающее условия возможной и практически неосуществимой ресинхронизации. Соответственно известна критическая длительность периода асинхронного хода, превышение которой означает ликвидацию асинхронного режима [63]:

$$T_{\text{скр}} \gg \frac{1}{f_{\text{ном}}} \sqrt{\frac{\tau_{J_{\text{эк}}} P_{\delta}}{P_{\text{пр}}}}, \quad (8.4)$$

где $\tau_{J_{\text{эк}}}$ — эквивалентная постоянная инерции, приведенная к базовой мощности P_{δ} . Она определяется постоянными инерции T_{j1}, T_{j2} двух частей ЭЭС

$$\tau_{J_{\text{эк}}} = \frac{T_{j1} T_{j2}}{T_{j1} - T_{j2}} \frac{P_{\text{л.нб}}}{P_{\delta}}, \quad (8.5)$$

где $P_{\text{пр}}, P_{\text{л.нб}}$ — предельная и наибольшая передаваемая мощности линии электропередачи.

8.3.2. Действие типового устройства автоматики прекращения асинхронных режимов

Типовое устройство АЛАР, разработанное проектным и научно-исследовательским ОАО «Институт «Энергосетьпроект» и выпускавшееся электротехнической промышленностью в виде панели ШП2704, функционирует с использованием

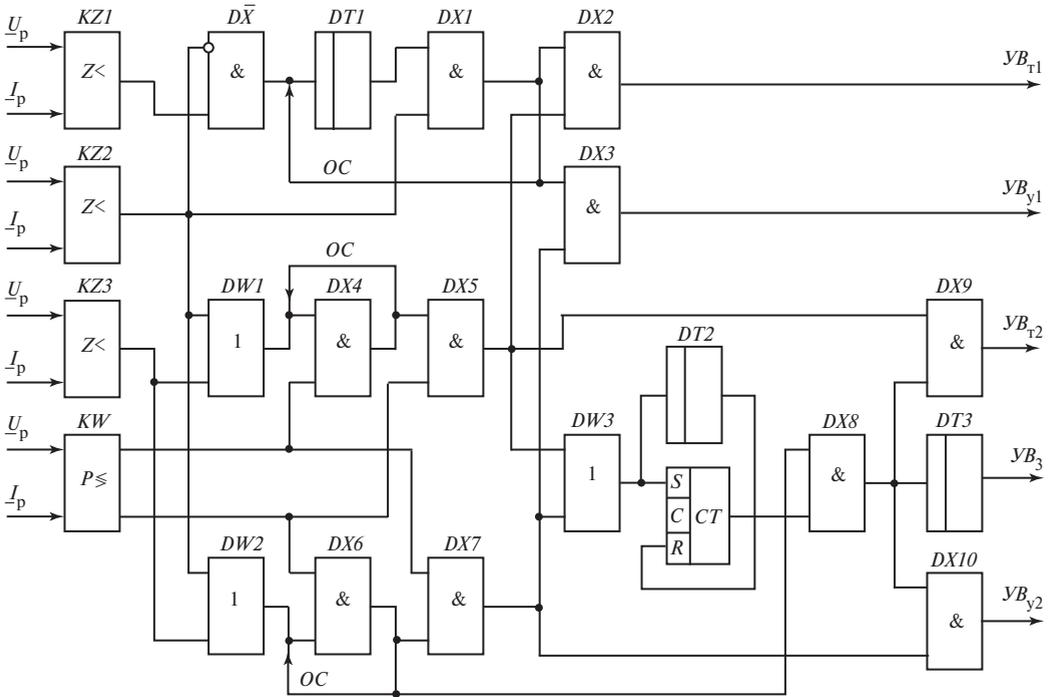


Рис. 8.7. Общая функциональная схема автоматики ликвидации асинхронного режима

информации об изменениях комплексных сопротивлений и активной мощности. Его измерительная часть содержит три комплекта направленных измерительных реле сопротивления $KZ1$, $KZ2$ и $KZ3$ (рис. 8.7) и измерительное реле активной мощности KW двухстороннего действия (с двумя выходами — с замыкающим и размыкающим контактами).

8.3.2.1. Действие измерительной части

Избирательное выявление нарушения устойчивости электропередачи обеспечивается взаимодействием двух измерительных реле сопротивления $KZ1$ и $KZ2$, а определение знака скольжения и, следовательно, ускоряющих или тормозящих управляющих воздействий — изменением направления (знака) активной мощности, фиксируемым измерительным реле KW . Его переориентирование позволяет отличить асинхронный режим от синхронных качаний.

Характеристики 1 и 2 (рис. 8.8, а) чувствительного $KZ1$ и грубого $KZ2$ направленных реле сопротивления выбираются по условиям отстройки сопротивления срабатывания \underline{Z}_c реле $KZ1$ от соотношения минимального напряжения и максимального тока в рабочих режимах, а реле $KZ2$ — от сопротивлений на его входе при асинхронных режимах других электропередач (внешних) и обеспечения чувств-

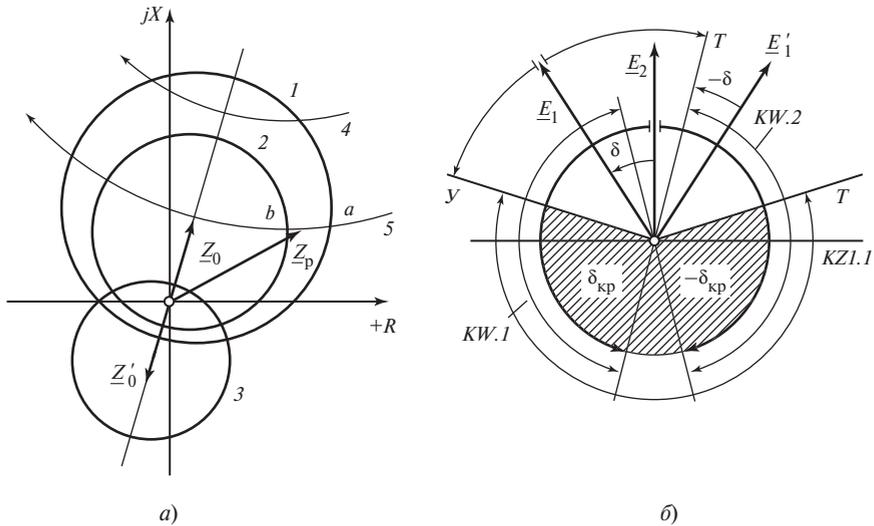


Рис. 8.8. Характеристики срабатывания измерительных реле сопротивления (а) и диаграмма (б), иллюстрирующая их совместное функционирование с измерительным реле активной мощности

вительности к асинхронному режиму данной электропередачи с расположением на ней ЭЦК (внутреннему асинхронному режиму).

Указанные условия обеспечиваются, если ближайший годограф 4 вектора сопротивлений на зажимах реле $KZ2$ при внешних асинхронных режимах находится вне характеристики 2 его срабатывания, а годографы, например 5, вектора сопротивлений при внутреннем асинхронном режиме проходят через характеристику 2 и вектор Z_0 сопротивления от места установки автоматического устройства до ЭЦК находится внутри нее.

Необходимое взаимодействие реле $KZ1$ и $KZ2$ (см. рис. 8.7) обеспечивается логической частью первой ступени, а именно элементами $D\bar{X}$ (ЗАПРЕТ), временной задержки $DT1$ и $DX1$ (И). Первый из них не допускает прохождения сигнала от реле $KZ1$ при практически одновременном с ним срабатывании реле $KZ2$, что происходит при коротких замыканиях вследствие дискретного уменьшения сопротивления Z_p на их входах.

При нарушении устойчивости (и синхронных качаниях) сопротивление на зажимах реле Z_p изменяется непрерывно и конец его вектора Z_p двигается по годографу, например 5 (см. рис. 8.8, а), сначала пересекая характеристику 1 в точке a первого, а затем через времени $T_{p.в}$ — характеристику 2 в точке b второго измерительного реле сопротивления. Если время задержки T_3 элемента $DT1$ меньше минимально возможной разности времени срабатывания $T_{p.в}$ реле сопротивлений, то сигнал срабатывания реле $KZ1$ успевает пройти на первый — верхний по расположению на схеме (см. рис. 8.7) — вход элемента $DX1$ логической части АЛАР.

8.3.2.2. Действие логической части

Логический элемент $DX1$ (см. рис. 8.7) после срабатывания реле $KZ2$ под воздействием сигнала на втором — нижнем — входе формирует сигнал противоаварийного управляющего воздействия на первых входах элементов $DX2$ и $DX3$.

Цепь обратной связи OC необходима для запоминания сигнала на выходе $DX1$, поскольку после срабатывания $KZ2$ сигнал на выходе элемента $D\bar{X}$ исчезает.

Однако пока еще неизвестно, под каким воздействием — наступившего асинхронного режима или синхронных качаний — сформирован указанный сигнал на выходе $DX1$, а если он появился из-за нарушения устойчивости, то какое тормозящее управляющее воздействие — VB_{T1} или ускоряющее VB_{y1} — необходимо. Это определяется измерительной частью второй ступени устройства, а именно поведением измерительного реле мощности KW и его взаимодействием с измерительными реле сопротивления $KZ2$ и $KZ3$. Реле $KZ3$ с характеристикой 3 (см. рис. 8.8, а), расположенной главным образом в третьем квадранте, обеспечивает фиксацию ЭЦК (вектор Z'_0), если он оказывается не на линии, а, например, в показанном на схеме рис. 8.1 трансформаторе T первой (левой) части эквивалентной схемы электроэнергетической системы.

Мощность переориентирования измерительного реле KW определяется критическим углом $\delta_{кр}$ выхода электропередачи из синхронизма. При синхронных качаниях с углами $\delta < \delta_{кр} < \pi$ активная мощность сохраняет положительное ($P > 0$) направление от шин электростанции напряжением U_1 к линии (см. рис. 8.4, а). Реле мощности KW находится в состоянии, при котором выдается дискретный единичный сигнал с первого — верхнего по расположению на схеме рис. 8.7 — его выхода (показано дугой на рис. 8.8, б): замыкающий контакт $KW.1$ замкнут (см. рис. 8.8, б). При этом, несмотря на срабатывание реле $KZ2$ или $KZ3$, сигналы на выходах элементов $DX5$ и $DX7$ отсутствуют, поскольку на нижнем входе $DX5$ и верхнем входе $DX6$ сигналы логический нуль, поступающие с нижнего выхода реле KW : его размыкающий контакт $KW.2$ разомкнут. Поэтому логические нули сохраняются и на выходе $DX6$ и нижнем входе $DX7$. Соответственно отсутствуют единичные логические сигналы и на нижних входах элементов $DX2$ и $DX3$ первой ступени. Устройство при синхронных качаниях не формирует управляющих воздействий.

Асинхронный режим начинается при возрастании угла до $\delta > \delta_{кр}$, активная мощность линии изменяет направление — становится отрицательной (см. рис. 8.4, а). Измерительное реле мощности KW изменяет свое состояние: на его верхнем выходе (см. рис. 8.7) появляется нуль, а на нижнем логическая единица, т.е. его контакт $KW.1$ размыкается, а $KW.2$ (см. рис. 8.8, б) замыкается. При этом благодаря обратной связи состояние элемента $DX4$ не изменяется: единичный сигнал на его выходе и на верхнем входе $DX5$ сохраняется. Поэтому поступающая на нижний вход $DX5$ логическая единица проходит на его выход и, поступая на ниж-

ний вход элемента $DX2$, обуславливает формирование управляющего воздействия VB_{T1} на снижение частоты вращения синхронных генераторов первой части электроэнергетической системы, например, электрическим торможением гидрогенераторов. Управляющее воздействие — тормозящее, поскольку рассматривается увеличение опережающего угла сдвига фаз δ между ЭДС \underline{E}_1 и \underline{E}_2 (вращение вектора \underline{E}_1 против часовой стрелки), т.е. ускорение U синхронных генераторов первой части электроэнергетической системы (см. рис. 8.8, б).

В случае наступления асинхронного режима вследствие отставания по фазе ЭДС \underline{E}_1 (вращения ее вектора \underline{E}'_1 по часовой стрелке, соответствующего торможению T синхронных генераторов первой части электроэнергетической системы), т.е. вследствие нарастания отрицательного угла $-\delta$ (см. рис. 8.8, б), передаваемая по линии мощность направлена от линии к шинам напряжением U_1 (см. рис. 8.1, а), т.е. $P < 0$. Поэтому реле мощности KW выдает единичный сигнал с нижнего его выхода (см. рис. 8.7) и нулевой с верхнего. При этом после срабатывания реле $KZ2$ или $KZ3$ единица с выхода элемента $DW1$ не проходит на выход $DX4$ в связи с нулевым логическим сигналом на нижнем его входе, а единица с выхода $DX6$ не проходит на выход $DX7$, поскольку указанный нулевой логический сигнал находится на его верхнем входе.

Управляющее воздействие, но теперь уже ускоряющее VB_{y1} формируется после достижения отрицательным углом $-\delta$ критического значения $\delta_{кр}$ и переориентирования реле KW вследствие изменения направления активной мощности. При этом появляющаяся на верхнем выходе реле KW логическая единица, поступая на верхний вход элемента $DX7$, обуславливает прохождение через него сигнала от $DX6$ на нижний вход элемента $DX3$, формирующего VB_{y1} .

При достаточности и эффективности управляющих воздействий первой ступени асинхронный режим не развивается. Если же ресинхронизация не наступает через два-три цикла асинхронного режима, то формируются дополнительные управляющие воздействия VB_{T2} и VB_{y2} второй ступени. Происходит это после отсчета нескольких циклов асинхронного режима счетчиком CT , который запускается выходными единичными логическими сигналами элементов $DX5$ или $DX7$ через $DW3$ и выдает логическую единицу на нижний вход $DX8$. На верхнем входе $DX8$ единица от $DX6$, которую формируют при срабатывании реле $KZ2$ (через $DW2$) и реле KW .

Элемент выдержки времени $DT2$ контролирует длительность каждого цикла асинхронного режима T_s . Если длительность превышает критическое значение $T_{s\text{кр}}$, определяемое соотношением (8.4), при котором ресинхронизация обеспечивается, то счетчик циклов приводится в исходное состояние и действие второй ступени устройства приостанавливается: с нижнего и верхнего входов элементов $DX9$ и $DX10$ соответственно снимаются единичные логические сигналы. В [2, 45] приве-

дена релейно-контактная схема формирования сигналов второй ступенью устройства.

Однако если спустя допустимое время асинхронного режима, устанавливаемое элементом выдержки времени $DT3$ и составляющее около 30 с, ресинхронизация не наступает, то действует третья ступень рассмотренного устройства и воздействием VB_3 отключает линию связи, разделяя электроэнергетическую систему на две самостоятельно и несинхронно работающие части. Восстановление связи производится включением линии электропередачи автоматическим устройством ее повторного включения с синхронизацией, т.е. после восстановления балансов мощностей в каждой части электроэнергетической системы автоматическими устройствами регулирования частоты и мощности.

При $T_s > T_{s\text{кр}}$ элемент (реле) времени $DT2$ (см. рис. 8.7) подает логическую единицу на вход R счетчика CT и, возвращая его в исходное состояние, прекращает действие устройства.

8.4. Контрольные вопросы

1. Какие виды АЛАР различаются по используемым для фиксирования асинхронного режима изменениям электрических величин?
2. Как достигается отстройка измерительной части АЛАР (см. рис. 8.7), фиксирующей наступление асинхронного режима, от возникновения КЗ на линии и от синхронных качаний генераторов?
3. Как функционирует и какие управляющие воздействия вырабатывает первая ступень устройства АЛАР (см. рис. 8.7)?
4. Как действует и какие управляющие воздействия формирует вторая ступень типового устройства АЛАР (см. рис. 8.7)?
5. Какие из измерительных реле определяют ускоряющие или тормозящие противоаварийные управляющие воздействия на синхронные генераторы, необходимые для прекращения (ликвидации) асинхронного режима?
6. Для чего необходимы счетчик циклов асинхронного режима и элемент времени $DT2$ второй ступени АЛАР (см. рис. 8.7)?
7. Почему необходима делительная противоаварийная автоматика, и как восстанавливается после ее действия нормальный режим работы электропередачи?
8. Как связано по векторным диаграммам (см. рис. 8.5, а) изменение абсолютного значения тока в линии с двумя несинхронно работающими частями ЭЭС?
9. Как увидеть по характеристикам срабатывания измерительных реле сопротивления (см. рис. 8.8, а) и годографам, описываемым концами векторов сопротивления \underline{Z}_p на их зажимах, отстройку измерительной части АЛАР от коротких замыканий?
10. Как объяснить, пользуясь характеристиками на рис. 8.8, б, действие измерительной части АЛАР (см. рис. 8.7)?

8.5. Информационный блок для углубленного изучения. Микроэлектронная и микропроцессорная реализация АЛАР

8.5.1. Промышленная микроэлектронная панель автоматики прекращения асинхронного режима

Промышленностью (ОАО «ЧЭАЗ») выпущена партия типовых микроэлектронных на интегральных микросхемах панелей типа ШДЭ2601, а во ВНИИР разработана усовершенствованная панель автоматики ликвидации асинхронного режима ШЭ2707. Последняя является унифицированной, пригодной для фиксации статической перегрузки линий электропередачи по мощности, угла сдвига фаз δ между напряжениями на их концах и скорости изменения мощности — динамической перегрузки электропередачи с учетом исходного режима. Фиксация необходима для функционирования автоматики предотвращения нарушения устойчивости (см. п. 7.3.2).

В соответствии с главным назначением панели трехступенчатой автоматики ликвидации асинхронного режима ее аналого-дискретная измерительная часть выполняет следующие функции:

запоминание угла сдвига фаз $\delta_{и}$ в исходном (доаварийном) нормальном режиме в момент возникновения возмущающего воздействия;

ступенчатое формирование дискретных потенциальных сигналов (срабатывание), если абсолютное значение угла δ превысит установленные допустимые значения $|\delta| > \delta_{у.д.с}$ при статической перегрузке;

срабатывание при установленных допустимых значениях скорости изменения угла δ — скольжения $|s| > s_{у.д}$;

определение и фиксирование угла сдвига фаз в переходном электромеханическом процессе с учетом исходного угла $|\delta_{и}| + |s| > \delta_{у.д}$ при динамической перегрузке.

Измерительная часть формирует также сигналы запрета действия автоматики во время КЗ, при скачкообразных дискретных изменениях аналоговых сигналов, отображающих угол δ и скольжение s , и при неисправностях в цепях измерительных трансформаторов напряжения.

Логическая часть обеспечивает выявление асинхронного режима и формирование ускоряющих ($УВ_{у}$) или тормозящих ($УВ_{т}$) управляющих воздействий и функционирование всех трех ступеней АЛАР в целом.

Надежность функционирования панели обеспечивается автоматической диагностикой (периодическим автоматическим контролем) исправности измерительно-преобразовательной и логической ее частей.

8.5.1.1. Измерительно-преобразовательная часть панели

Для выполнения указанных функций измерительно-преобразовательная часть АЛАР содержит (рис. 8.9) соответствующие функциональные элементы, а именно:

формирователь ЭДС на противоположных концах электропередачи (см. рис. 8.1, *a*) UV (с вторичным измерительным трансформатором напряжения TVL и трансреакторами $TAV1, TAV2$)

$$\underline{E}_1 = \underline{U}_0 + \underline{E}_{\text{тр}1} = \underline{U}_0 + j \underline{I}_1 x_{M1};$$

$$\underline{E}_2 = \underline{U}_0 - \underline{E}_{\text{тр}2} = \underline{U}_0 - j \underline{I}_2 x_{M2},$$

где \underline{U}_0 — напряжение на шинах промежуточной подстанции с установленной АЛАР; $\underline{E}_{\text{тр}1}, \underline{E}_{\text{тр}2}$ — ЭДС трансреакторов $TAV1, TAV2$; x_{M1}, x_{M2} — сопротивления взаимной индукции между первичной (токовой) и вторичной обмотками трансреакторов [8],

$$x_{M1} \sim x_r + x_{T1} + x_{L1}; \quad x_{M2} \sim x_{L2} + x_{T2},$$

устройства их телеизмерения $ТИ1, ТИ2$ (рис. 8.9);

измерительные преобразователи угла δ сдвига фаз $U\theta$ и скольжения US ;

инерционный аналоговый активный частотный фильтр первого порядка ZF , запоминающий исходные значения угла $\delta_{и}$;

сумматор AW и вычитатели сигналов $AH1, AH2$;

релейные аналого-дискретные преобразователи $АДП$ выходных аналоговых сигналов;

измерительные фильтр-реле напряжения обратной последовательности $KVF1$ и его приращения $KVF2$.

Входящие в состав панели измерительные преобразователи активной мощности и другие элементы, аналогичные измерительной части панелей АПНУ (см. рис. 7.8), на схеме рис. 8.9 не показаны.

Измерительные преобразователи угла сдвига фаз $U\theta$ и скольжения US выполнены как цифроаналоговые с использованием цифрового способа реализации времяимпульсного сравнения фаз и частоты путем заполнения временных интервалов, пропорциональных углу сдвига фаз T_δ и длительности периода промышленной частоты T_f импульсами эталонных генераторов высокой частоты $G1, G2$ [8]. Такой способ позволяет компенсировать частотную погрешность измерительного преобразования угла сдвига фаз и нелинейные изменения выходных сигналов измерительных преобразователей частоты как обратно пропорциональных длительностям периодов [114].

Указанные интервалы времени фиксируются кратковременными (длительностью 10 мкс) управляющими импульсами U_{01}, U_{T1} и U_{02}, U_{T2} , формируемыми одновибраторами $S1, S2$ в моменты перехода через нулевые значения мгновенными ЭДС e_1 и e_2 на выходах UV (или $ТИ1, ТИ2$) в начале (U_0) и в конце (U_T) периодов их изменений. Для этого ЭДС e_1 и e_2 формирователями $F1, F2$ преобразуются в прямоугольные импульсы длительностью в один период промышленной частоты T_n , запускающие одновибраторы передними (в начале периодов) и задними (в конце периодов) фронтами.

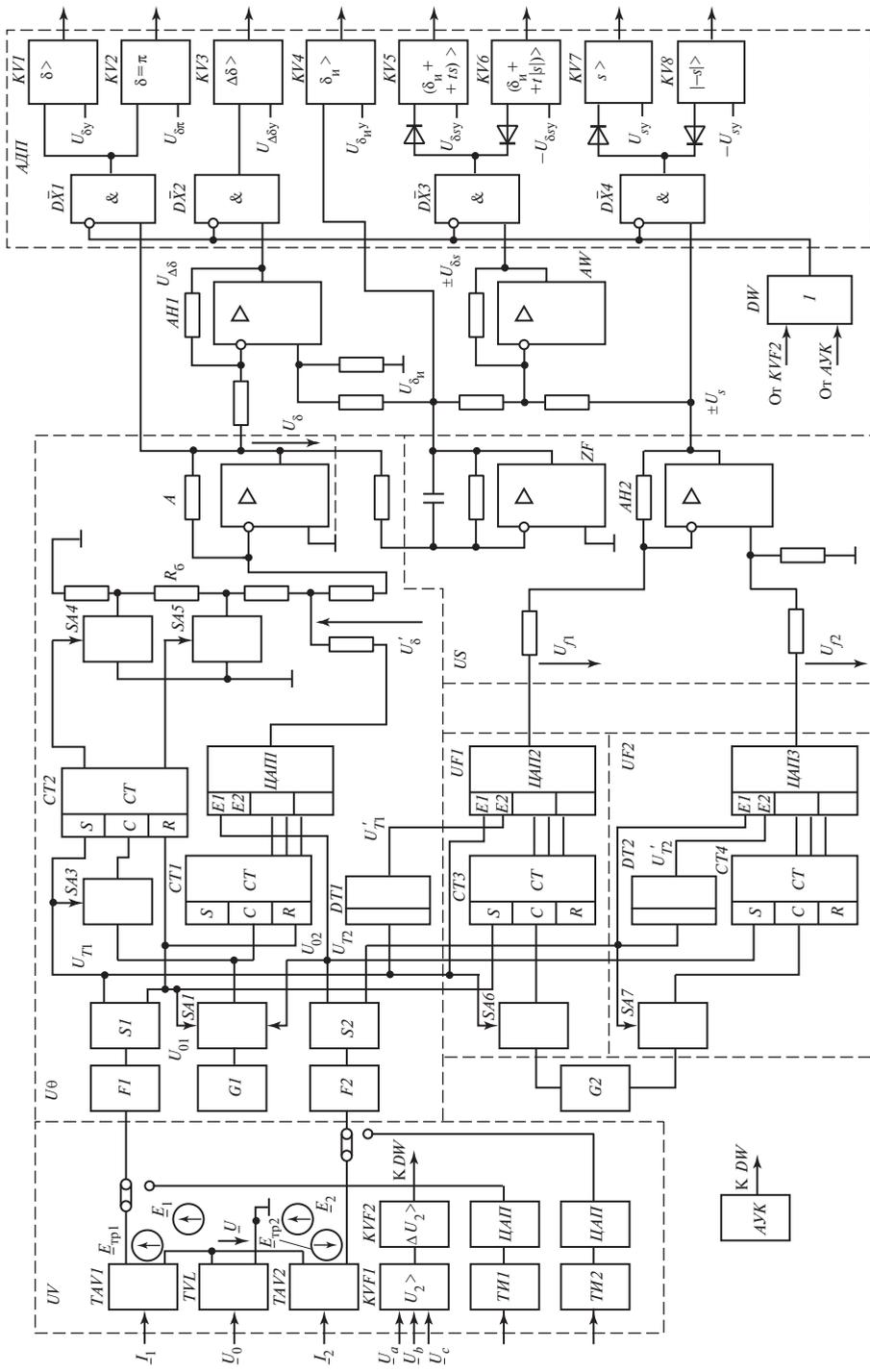


Рис. 8.9. Упрощенная функциональная схема измерительно-преобразовательной части панели АЛАР типа ШЭ2707

Измерительный преобразователь угла сдвига фаз. Интервалы времени между импульсами U_{01} и U_{02} (начала периодов ЭДС e_1 и e_2) или U_{02} и U_{01} равны времени несовпадения по знаку мгновенных значений ЭДС e_1, e_2 — соответствуют отстающему или опережающему углу сдвига фаз $|\pm\delta| \leq \pi$ между ними [8]. Например, при отстающей по фазе ЭДС \underline{E}_2 импульсом U_{01} от $S1$, как показано на схеме, ключ $SA1$ закрывается, а счетчик $CT1$ устанавливается в начальное (нулевое) положение: импульс U_{01} поступает на его вход R . Через 10 мкс ключ $SA1$ открывается и на вход C счетчика $CT1$ поступают единичные (счетные) импульсы частотой 100 кГц от генератора $G1$ до момента появления импульса U_{02} от $S2$, который снова закрывает ключ $SA1$ и, воздействуя на вход регистра $E1$ цифроаналогового преобразователя $ЦАП1$, переписывает в него двоичный код счетчика $CT1$, отображающий угол сдвига фаз δ . Напряжение U_δ выходного усилителя A цифроаналогового преобразователя пропорционально абсолютному значению угла $0 < \delta < \pi$. При значении $\delta = \pi$ и его дальнейшем возрастании, т.е. при опережающей по фазе ЭДС \underline{E}_2 , на входы R счетчика $CT1$ и вход $E1$ цифроаналогового преобразователя $ЦАП1$ должны воздействовать управляющие импульсы U_{02} и U_{01} соответственно или должна измениться на угол π фаза ЭДС \underline{E}_2 (на схеме рис. 8.9 не показано).

Однако напряжение U'_δ $ЦАП1$, являясь функцией угла δ , при $\delta = \text{const}$ увеличивается или уменьшается при снижении или повышении частоты соответственно, поскольку при этом удлиняются или сокращаются интервалы времени несовпадения по знаку мгновенных ЭДС e_1 и e_2 . Изменения напряжения U_δ в зависимости от частоты представляют собой частотные погрешности измерительного преобразования угла сдвига фаз. Их компенсация достигается дискретными изменениями сопротивления балластных резисторов R_δ на выходе $ЦАП1$ (входе усилителя A), производимыми разрядными выходами счетчика $CT2$. Он управляет ключами, например $SA4, SA5$ (в схеме N ключей), закорачивающими соответствующие резисторы R_δ . Двоичный выходной код счетчика $CT2$ отображает длительность периода $T_{\text{п}}$, поскольку на его вход C через ключ $SA3$ поступают счетные импульсы именно в течение времени $T_{\text{п}}$. Управляющий импульс U_{01} устанавливает счетчик $CT2$ в исходное положение, а управляющий импульс U_{T1} , закрывая ключ $SA3$ и поступая на вход S счетчика $CT2$, обеспечивает воздействие на ключи $SA4, SA5$. Например, при возрастании частоты эквивалентное сопротивление балластных резисторов $R_{\delta, \text{эк}}$ уменьшается, снижая напряжение на входе усилителя A и напряжение U_δ на его выходе.

Начальное значение $\delta_{\text{и}}$ исходного режима сохраняется некоторое время в виде напряжения $U_{\delta_{\text{и}}}$ на выходе очень инерционного ($\tau = RC = 10$ с) частотного фильтра ZF . При этом напряжение $U_{\Delta\delta}$ на выходе вычитателя $АН1$ напряжений U_δ и $U_{\delta_{\text{и}}}$ моделирует приращение угла $\Delta\delta = \delta - \delta_{\text{и}}$.

Ступенчатое фиксирование значений исходного и текущего углов сдвига фаз и его изменений производится группами максимальных измерительных реле напряжений $KV1, KV2, KV3, KV4$, аналогичными ранее рассмотренным (см. рис. 7.7), с различными установленными значениями $U_{\delta_y}, U_{\Delta\delta_y}$ и $U_{\delta_{ny}}$. Одно из них, например, $KV2$ имеет установленное напряжение срабатывания $U_{\delta\pi}$, соответствующее максимальному абсолютному углу сдвига фаз $|\pm\delta|_{\max} = \pi$. Оно и производит указанное выше переключение в цепях ЭДС \underline{E}_2 , изменяющее ее фазу на угол π , в связи с изменением знака угла δ , т.е. его перехода от отстающего к опережающему и наоборот.

Измерительный преобразователь скольжения. Скольжение s определяется по разности частот f_1, f_2 ЭДС E_1, E_2 элементом сравнения абсолютных значений (вычитатель $AH2$) напряжений U_{f1}, U_{f2} на выходах двух однотипных измерительных преобразователей частоты $UF1, UF2$ (см. рис. 8.9). Они состоят из счетчиков $CT3, CT4$ импульсов частотой 500 кГц генератора $G2$ и цифроаналоговых преобразователей $ЦАП2$ и $ЦАП3$ соответственно [114].

На счетчики и ключи $SA6, SA7$ между их входами C и генератором $G2$ воздействуют управляющие импульсы U_{01}, U_{T1} и U_{02}, U_{T2} . Импульсы U_{01}, U_{02} через входы S устанавливают счетчики в состояния полного заполнения, и в течение периодов T_{f1} и T_{f2} они функционируют как вычитающие счетные импульсы генератора $G2$ (входы C). В конце периодов ключи $SA6$ и $SA7$ закрываются импульсами U_{T1}, U_{T2} , которые, поступая на входы $E2$ и $E1$ (с задержками $DT1, DT2$ — импульсы U'_{T1}, U'_{T2}), запускают и останавливают $ЦАП2$ и $ЦАП3$.

Заполнение счетчиков определяется максимальной принятой в измерительных преобразователях длительностью периодов T_{\max} , соответствующей минимальной частоте $f_{\min} = 45$ Гц. Максимальная частота f_{\max} принята равной 55 Гц; ей и минимальной длительности периодов T_{\min} соответствует наибольшее выходное напряжение U_{\max} на выходах $ЦАП$. Измерительные преобразователи частоты функционируют по соотношению [114]

$$U_f = U_{\max} \frac{f - f_{\min}}{f_{\max} + f_{\min}} = U_{\max} \frac{T_{\max} - T_{\text{НОМ}}}{T_{\max} - T_{\min}}. \quad (8.6)$$

Сумматор AW напряжений U_{δ_n} и $\pm U_s$ (на выходе $AH2$) формирует сигнал $\pm U_{\delta_s}$ об угле сдвига фаз при переходном электромеханическом процессе по углу сдвига фаз в исходном режиме и скольжению $\delta_n + k|s|$. Непрерывно изменяющиеся напряжения — аналоговые сигналы $\pm U_s$ и $\pm U_{\delta_s}$ преобразуются в дискретные потенциальные сигналы группой максимальных реле напряжения $KV5, KV6, KV7, KV8$ с различными установленными значениями $\pm U_{\delta_{sy}}, \pm U_{sy}$. Положительное (при $f_1 > f_2$)

и отрицательное (при $f_1 < f_2$) напряжения U_{δ_s} и U_s фиксируются двумя группами реле $KV5$, $KV6$ и $KV7$, $KV8$, разделенными диодами.

В измерительную часть входят и фильтр-реле $KVF1$ и $KVF2$ напряжения и приращения напряжения обратной последовательности, возникающие при КЗ. Они воздействуют через DW (ИЛИ) на инверсные входы элементов $D\bar{X}1$, $D\bar{X}2$, $D\bar{X}3$, $D\bar{X}4$ (ЗАПРЕТ) и не допускают срабатывания измерительных реле KV при электромагнитных переходных процессах и при повреждениях в цепях измерительных трансформаторов напряжения. На инверсные входы элементов ЗАПРЕТ воздействует и сигнал о неисправностях, формируемый автоматическим устройством периодического контроля AUK исправности устройства в целом.

8.5.1.2. Логическая часть панели

Как указывалось, унифицированная панель ШЭ2707 имеет логическую часть, обеспечивающую ее функционирование как автоматики ликвидации асинхронного режима, но может применяться и в автоматике предотвращения нарушения устойчивости. Логическая часть в соответствии с дискретными сигналами измерительной части формирует тормозящие или ускоряющие управляющие воздействия безынерционной первой ступени АЛАР и после нескольких циклов асинхронного режима второй и соответственно третьей ступеней.

Асинхронный режим выявляется первой ступенью непосредственно по углу $\delta > \delta_{кр}$, а сопровождается ли он ускорением синхронных генераторов или торможением, определяется по знаку скольжения $\pm s$. Максимальные измерительные реле напряжения $KV1$, $KV5$, $KV7$ или $KV1$, $KV6$, $KV8$, срабатывающие под воздействием напряжений U_{δ} , U_s , U_{δ_s} или U_{δ} , $-U_s$, $-U_{\delta_s}$, пропорциональных углу δ , скольжению, сумме угла $\delta_{и}$ в исходном режиме и скольжению, умноженному на время, — нарастанию абсолютного значения угла δ , формируют через логические элементы DXI , $DXII$ (рис. 8.10) и $DW3$, $DW4$ единичный логический сигнал на средних входах логических элементов $DX1$ или $DX2$ в зависимости от знака скольжения. Единичный логический сигнал поступает и на верхний (по расположению на схеме) и нижний их входы соответственно от элемента временного запоминания $TD1$, запускаемого через $DW5$, срабатывания одного из указанных групп измерительных реле. Поскольку в исходном состоянии АЛАР триггер ST (расположен в середине нижней половины схемы) выдает логическую единицу на прямом выходе $Q = 1$, поступающую на нижний и верхний входы элементов $DX1$, $DX2$, то один из них формирует сигнал управляющего воздействия первой ступени — тормозящего $VB_{т1}$ при положительном скольжении или ускоряющего $VB_{у1}$ при отрицательном скольжении. Указанное временное запоминание сигнала измерительных реле и запоминание (по цепям обратных связей) выходных сигналов $DX1$ и $DX2$ (через $DW3$ или $DW4$) предусмотрено для надежности реализации управляющих воздействий.

При неуспешном действии первой ступени и достижении углом сдвига фаз значения $\delta = |\pm\pi|$ срабатывает реле $KV2$ и в зависимости от ускорения или торможения — реле $KV7$ или $KV8$ соответственно и через один из элементов $DX3$, $DX4$ они

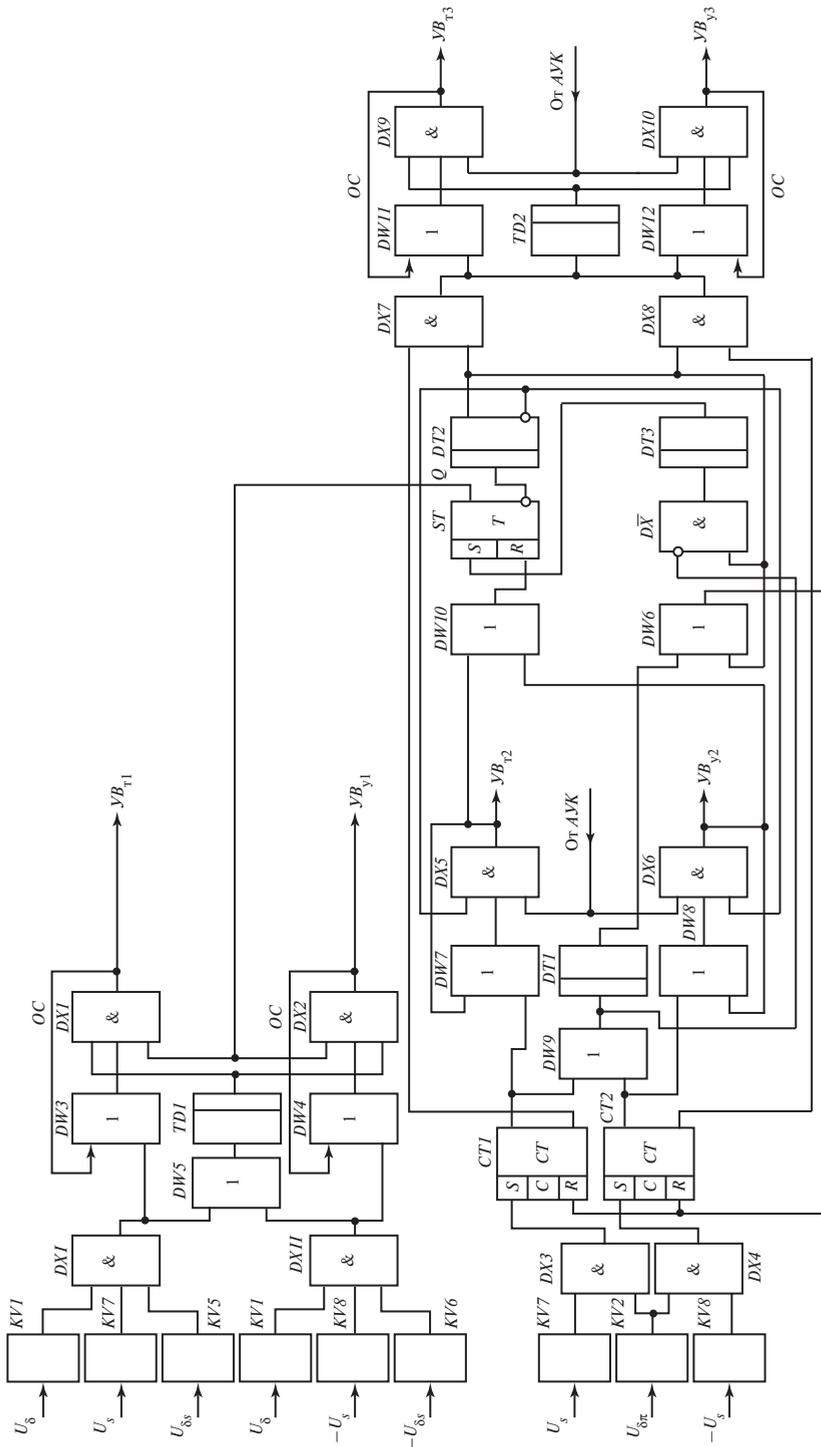


Рис. 8.10. Упрощенная логическая схема панели АЛАР типа ШЭ2707

запускают счетчик $CT1$ или $CT2$ циклов асинхронного режима. Спустя три цикла единичный сигнал с верхнего выхода $CT1$ или $CT2$ через $DW7$ или $DW8$ поступает на средний вход одного из выходных элементов ($DX5$ или $DX6$) второй ступени. Сигнал проходит на его выход в виде тормозящего VB_{T2} или ускоряющего VB_{Y2} воздействия, поскольку на верхний $DX5$ или нижний $DX6$ вход поступает логическая единица от инверсного выхода элемента выдержки времени $DT2$, а на нижние входы — единица от AVK (неисправностей нет). При этом через $DW10$ триггер ST переключается: логическим нулем на его прямом $Q = 0$ выходе запрещается действие первой ступени, а единицей на инверсном выходе запускается элемент выдержки времени $DT2$ третьей ступени.

Третья ступень вступает в действие через 10—20 с и после трех циклов асинхронного хода, отсчитываемых после срабатывания элемента $DT2$: логическая единица на его прямом (верхнем) выходе, поступающая на входы R счетчиков циклов $CT1$, $CT2$ через $DW6$, устанавливает их в исходное состояние. На входы установки R счетчиков действует и элемент времени $DT1$, запускаемый через $DW9$ выходными сигналами счетчиков и контролирующей максимальной установленную длительность циклов асинхронного режима: элемент $D\bar{X}$ запрещает выдачу управляющих воздействий.

Логическим нулем на инверсном выходе, поступающим на входы $DX5$ и $DX6$, элемент времени $DT2$ прекращает дальнейшее действие второй ступени. Логическая единица с прямого выхода $DT2$, поступая на входы элементов $DX7$ или $DX8$, подготавливает условия для прохождения через них дискретных сигналов с нижних выходов счетчиков $CT1$, $CT2$ после новых трех циклов асинхронного режима и через $DW11$ или $DW12$ на средние входы выходных элементов $DX9$ или $DX10$ третьей ступени. При наличии логических единиц на выходе элемента $TD2$ временного запоминания единичных сигналов от $DX7$ или $DX8$ и отсутствии нулевых (запрещающих) логических сигналов от AVK на входах $DX9$ или $DX10$ логические единицы формируют тормозящее VB_{T3} или ускоряющее VB_{Y3} управляющее воздействие третьей ступени АЛАР; по цепи обратной связи OC воздействия запоминаются до возврата триггера ST .

Возврат схемы в исходное состояние, в особенности триггера ST , разрешающего действие первой ступени, происходит через время срабатывания элемента $DT3$, подающего логическую единицу на его вход S , и после прекращения выдачи сигнала (логической единицы) счетчиками $CT1$, $CT2$, т.е. после прекращения асинхронного режима.

8.5.2. Микропроцессорная автоматика ликвидации асинхронного режима

Ведущей в области противоаварийной автоматики научно-исследовательской организацией ОАО «Институт «Энергосетьпроект» проработаны теоретические и практические задачи микропроцессорной реализации АЛАР-М.

При этом из различных периодически изменяющихся в асинхронном режиме электрических величин использованы наиболее характерные: угол сдвига фаз δ

между эквивалентными ЭДС \underline{E}_1 и \underline{E}_2 (см. рис. 8.1, а) двух частей ЭЭС — угол электропередачи, разность их частот, скольжение s несинхронно работающей части и его производная ds/dt .

Поэтому для функционирования микропроцессорной АЛАР-М необходимы программные измерительные преобразователи амплитуды, угла сдвига фаз, частот f_1, f_2 напряжений \underline{U}_1 и \underline{U}_2 или ЭДС $\underline{E}_1, \underline{E}_2$ (см. рис. 8.1, а), их разности $\Delta f = f_1 - f_2$ или скольжения $s = \Delta f / f_{\text{ном}}$. Программные измерительные преобразователи частоты — необходимые программные функциональные элементы АЛАР-М.

Асинхронный режим отличается от интенсивных качаний в электроэнергетической системе тем, что при нем происходит изменение направления активной мощности в электропередаче. Поэтому в состав микропроцессорной автоматики входит программный измерительный преобразователь мощности.

Указанные измерительные преобразователи функционируют по принципам, соответствующим техническим средствам микропроцессорной вычислительной техники, и технически более совершенны, чем традиционные, применяемые в прежних реализациях АЛАР. Прежде всего они значительно более быстродействующие, что является решающим фактором эффективности функционирования АЛАР-М, и унифицированными по способу их программной реализации.

Программные измерительные преобразователи амплитуды, фазы, частоты и активной мощности функционируют на основе использования ортогональных составляющих напряжений и токов промышленной частоты.

В современной микропроцессорной автоматике противоаварийного управления ортогональные составляющие выделяются из входных информационных процессов, поступающих от первичных измерительных трансформаторов напряжения и тока, нерекурсивными цифровыми фильтрами Фурье (см., например, п. 4.5.2) за время, равное длительности периода промышленной частоты $T_{\text{п}}$. На вычисление частоты как числа, обратно пропорционального длительному периоду, затрачивается такое же время.

Ортогональные синусную $\underline{U}_s(nT)$ и косинусную $\underline{U}_c(nT)$ составляющие колебательных напряжений (токов) промышленной частоты $\omega_{\text{п}}$ можно вычислить по двум — текущему $u(nT)$ и задержанному на один интервал дискретизации $u[(n-1)T]$ — дискретным мгновенным значениям напряжения (тока) за время в несколько интервалов T дискретизации АЦП, т.е. меньшее четверти периода промышленной частоты $T_{\text{п}}$, по соотношениям

$$\left. \begin{aligned} \underline{U}_s(nT) &= \frac{u(nT) + u[(n-1)T]}{2}, \\ \underline{U}_c(nT) &= \frac{u(nT) + u[(n-1)T]}{\omega_{\text{п}} T}. \end{aligned} \right\} \quad (8.7)$$

Амплитуда $U_m(nT)$ и текущая фаза $\psi(nT)$ напряжения (тока) \underline{U} вычисляются по указанным составляющим:

$$\left. \begin{aligned} U_m(nT) &= \sqrt{U_s^2(nT) + U_c^2(nT)}; \\ \psi(nT) &= \operatorname{arctg} [U_s(nT)/U_c(nT)]. \end{aligned} \right\} \quad (8.8)$$

Угол сдвига фаз между двумя напряжениями (токами) определяется как разность текущих фаз. В частности, угол

$$\delta = \operatorname{arctg} [E_{2s}(nT)/E_{2c}(nT)] - \operatorname{arctg} [E_{1s}(nT)/E_{1c}(nT)]. \quad (8.9)$$

Быстродействующий вычислительный алгоритм определения частоты напряжения реализуется при использовании трех дискретных мгновенных значений [82]:

$$f = \frac{1}{2\pi T} \frac{\sqrt{[u(nT) - u(nT - T)]^2 - [u(nT - T) - u(nT - 2T)]^2}}{\sqrt{\left[\frac{u(nT - 2T) + u(nT - T)}{2}\right]^2 - \left[\frac{u(nT - T) + u(nT)}{2}\right]^2}}. \quad (8.10)$$

Быстродействующие вычисления цифрового сигнала информации от активной мощности производятся путем суммирования результатов перемножения одноименных ортогональных составляющих по соотношению [8]:

$$P(nT) = U_s(nT)I_s(nT) + U_c(nT)I_c(nT). \quad (8.11)$$

Вычислительный эксперимент по реализации указанных алгоритмов показал, что каждый из них выдает выброс в течение времени (одного или двух интервалов T) вычисления цифрового сигнала. Поэтому при их программировании предусматривается алгоритмическая коррекция путем задержки выдачи результата вычисления еще на один интервал дискретизации. Реальное время формирования цифровых сигналов информации об амплитуде, фазе, частоте и активной мощности в АЛАР-М составляет два-три интервала дискретизации, в частности при типовом $T = T_{\Pi}/24$ меньше четверти периода промышленной частоты T_{Π} .

По приведенным вычислительным алгоритмам (8.9)—(8.11) целесообразно функционирование программных измерительных преобразователей микропроцессорной АЛАР-М.

Один из алгоритмов функционирования микропроцессорной АЛАР основан на функциональной связи между скольжением s и углом δ — фазовой траектории, описываемой соответствующим аналитическим соотношением. Участки фазовой траектории аппроксимируются прямыми, и установленный угол срабатывания δ_{y1} первой ступени АЛАР (автоматика трехступенчатая) определяется по указывавшейся линейной зависимости от скольжения s : $\delta_{y1} \sim \delta_{и} + k|s|$.

Функциональные достоинства и эффективность действия микропроцессорной АЛАР обеспечиваются быстродействующими алгоритмами обработки информации и выработки противоаварийных управляющих воздействий в реальном времени электромеханических переходных процессов.

Вычислительная часть *ВЧ* (рис. 8.11) микропроцессорной АЛАР эффективно функционирует на основе 16-разрядных микропроцессоров *МП1*, *МП2* типа К1810ВМ88 или зарубежных TMS-32010 и быстродействующего 10-разрядного *АЦП* типа КПО8ПВ1. Микропроцессоры имеют интерфейс к ПЭВМ и выход на волоконно-оптическую линию связи с АСУ.

Координация их действия по взаимному резервированию и диагностика производятся элементом контроля *ЭК*.

Элементы памяти и логических операций реализуются на интегральных микросхемах серий К555, К561, К574, в частности, перепрограммируемое запоминающее устройство (ППЗУ) уставок АЛАР — на микросхеме К555ИД7.

Измерительно-преобразовательная функциональная часть *ИПЧ* содержит вторичные измерительные преобразователи напряжений *ИПН1* и *ИПН2*, преобразователи фазных токов в напряжения *ИПТН*, аналоговые частотные фильтры *АЧФ1*, *АЧФ2*, *АЧФ3*, мультиплексор *МПЛ* и *АЦП* с переключаемым коэффициентом преобразования (элементом управления *ЭУ*) [8]. Названные элементы электрически отделены от входных цепей оптоэлектронными элементами гальванической развязки *ЭГР*. Малоинерционные аналоговые частотные фильтры производят предварительную обработку входных напряжений, задерживая колебательные свободные и принужденные составляющие высших частот.

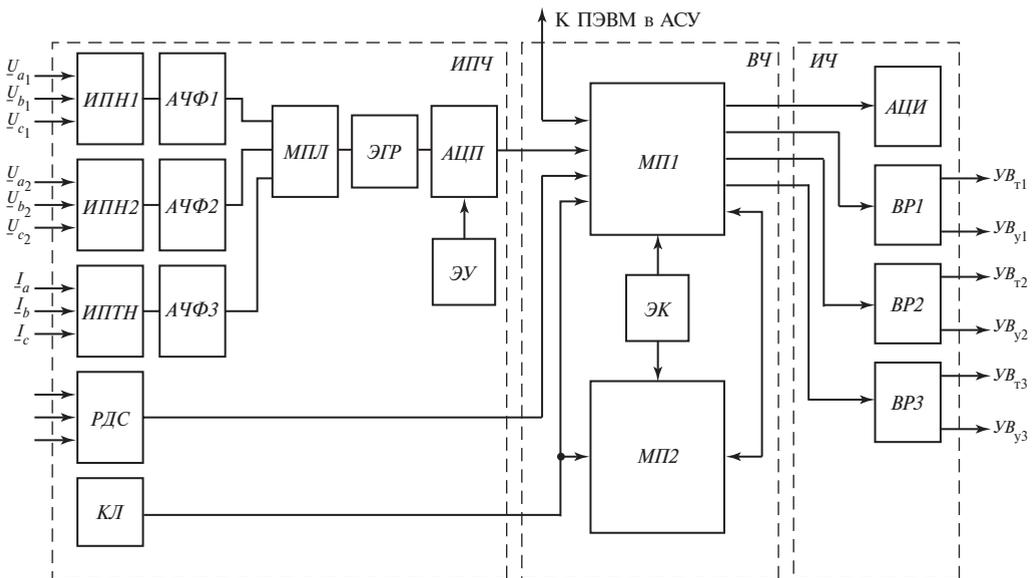


Рис. 8.11. Функциональная схема микропроцессорной АЛАР

На рис. 8.11 в составе *ИПЧ* показаны реле входных дискретных сигналов *РДС* и клавиатура управления микропроцессорами *КЛ*.

Исполнительная часть *ИЧ* автоматики ликвидации асинхронного режима содержит алфавитно-цифровой индикатор отображения информации *АЦИ* и комплекты исполнительных (выходных) электромагнитных реле *ВР1, ВР2, ВР3* тормозных $УВ_{Т1}, УВ_{Т2}, УВ_{Т3}$ или ускоряющих $УВ_{У1}, УВ_{У2}, УВ_{У3}$ противоаварийных управляющих воздействий на синхронные генераторы электростанций трех ступеней АЛАР.

В ОАО «Институт «Энергосетьпроект» совместно с предприятием «Энергоизмеритель» выполнена на основе разработанного специализированного программируемого контроллера противоаварийной автоматики микропроцессорная АЛАР-М, функционирующая по новому алгоритму [111, 112]. Ее внешний вид представлен на рис. 8.12.

Принцип действия АЛАР-М базируется на использовании алгоритма распознавания двухмашинного асинхронного режима по соотношениям трех напряжений $\underline{U}_1, \underline{U}_0, \underline{U}_2$ [см. (8.2)] и выявления наличия электрического центра качаний на контролируемом участке электроэнергетической системы. Алгоритм построен на расчетном определении векторов напряжений в определенных точках двухмашинной схемы ЭЭС, в частности указанных $\underline{U}_1, \underline{U}_0, \underline{U}_2$ (см. рис. 8.1, а), и вычислении угла сдвига фаз δ между ЭДС $\underline{E}_1, \underline{E}_2$ эквивалентных генераторов.

Расчеты производятся в реальном времени. Для них используют вектор прямой последовательности токов линии электропередачи, вектор тока фазы *А* смежной линии, вектор прямой последовательности напряжений в месте установки автоматики и набор эквивалентных сопротивлений электропередачи. Одновременно



Рис. 8.12. Внешний вид микропроцессорной АЛАР-М

с расчетом углов сдвига фаз определяется знак скольжения асинхронно движущихся частей энергосистемы.

Селективность действия основана на выявлении попадания электрического центра качаний (ЭЦК) в контролируемую электропередачу при фиксации асинхронного режима (см. рис. 8.1, *a*).

Автоматика функционирует как трехступенчатая, обеспечивая на каждой ступени формирование управляющих воздействий, соответствующих избыточной и дефицитной частям ЭЭС (с учетом знака скольжения s).

Первая ступень обеспечивает выявление асинхронного режима на его первом цикле. При этом первая ступень рассчитывает векторы эквивалентных ЭДС и векторы напряжений в точках вдоль электропередачи для определения наличия ЭЦК на защищаемом участке. Если угол между векторами эквивалентных ЭДС превышает установленное (предписанное) значение δ_{y1} , то фиксируется наступление асинхронного режима. Дальнейшее действие первой ступени осуществляется на основе анализа условий нахождения ЭЦК на контролируемой электропередаче. При одновременной фиксации асинхронного режима и попадания ЭЦК на контролируемую линию электропередачи автоматика выдает сигнал о срабатывании ступени и формирует тормозящее UB_{T1} или ускоряющее UB_{y1} (см. рис. 8.11) управляющее воздействие в соответствии со знаком скольжения.

Вторая ступень вступает в действие после не менее чем одного цикла асинхронного режима. Она производит подсчет суммарного угла проворота эквивалентных ЭДС за установленное время. Если время прохождения установленного числа проворотов превышает заданное, то происходит возврат в исходное состояние. Действие второй ступени прекращается и при выходе ЭЦК за пределы контролируемой линии электропередачи.

Работа третьей ступени разрешается через установленное время. Ее назначением является прекращение уже развивающегося и существующего асинхронного режима.

Выявление ЭЦК на контролируемой линии электропередачи выполняется в соответствии с разработанным в ОАО «Институт «Энергосетьпроект» технологическим алгоритмом. Алгоритм состоит в расчетах в реальном времени абсолютных значений и фаз указанных трех напряжений в точках 1, 0, 2 (рис. 8.13), построении годографов их векторов и вычислении установленного угла электропередачи δ_{y1} . Поскольку вычисляемый угол зависит от эквивалентных сопротивлений $\underline{Z}_{1эк}$, $\underline{Z}_{2эк}$, то алгоритм функционирования АЛАР-М оказывается адаптивным [112].

Микропроцессорную автоматику ликвидации асинхронного режима целесообразно устанавливать на энергосистемной подстанции. При этом прежде всего определяется наличие центра качаний на одной $W1$ или второй $W2$ линии электропередачи по абсолютным значениям (амплитудам) трех напряжений: на линиях электропередачи U_1 , U_2 и подстанции U_0 (рис. 8.13). В соответствии с графиком на рис. 8.1, *б*,

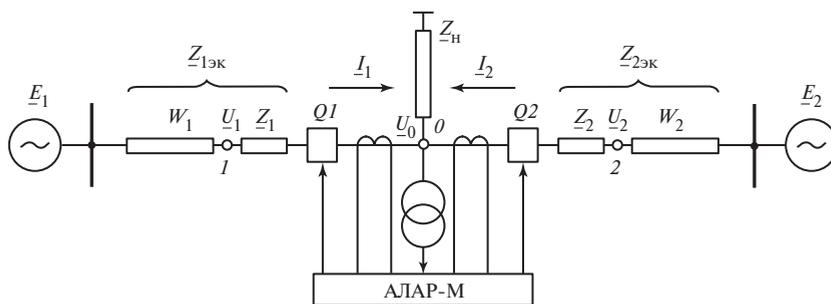


Рис. 8.13. Эквивалентная схема защищаемого участка

если центр качаний оказывается на одной из линий, имеет место указывавшееся [см. (8.2)] соотношение абсолютных значений напряжений $U_1 > U_0 < U_2$.

Наступление асинхронного режима определяется по углу сдвига фаз $\delta = (\underline{E}_1 \wedge \underline{E}_2)$ между ЭДС электростанции \underline{E}_1 и электроэнергетической системы \underline{E}_2 , достигающему критического значения $\delta_{кр} = \delta_{y1}$.

Для исключения ложного срабатывания при явлениях, которые сопровождаются изменением фазных соотношений между контролируемыми величинами, но не являются асинхронным режимом, предусмотрены операции ЗАПРЕТ — блокирования действия автоматики. Они осуществляются по допустимой скорости изменения угла, максимально допустимому отношению напряжения обратной последовательности и напряжения прямой последовательности, максимально допустимому отношению тока обратной последовательности и тока прямой последовательности. Это, в частности, позволяет выявлять несимметричные режимы при возникновении КЗ, а также неисправности цепей тока и напряжения.

Операция ЗАПРЕТ формируется:

по допустимой скорости изменения угла между векторами ЭДС эквивалентных генераторов, что позволяет отличить сравнительно медленное, монотонное изменение угла в условиях асинхронного режима от его скачкообразных изменений при возникновении КЗ или неисправностях в цепях напряжения;

по максимально допустимому отношению напряжения обратной последовательности и напряжения прямой последовательности, позволяющему зафиксировать несимметричные режимы при возникновении КЗ и при неисправностях в цепях напряжения устройства;

по максимально допустимому отношению тока обратной последовательности и тока прямой последовательности, также позволяющему фиксировать несимметричные режимы при возникновении КЗ и при неисправностях в цепях тока;

по максимально допустимому отношению тока прямой последовательности и номинального тока фазы, отличающему асинхронный режим от трехфазного КЗ.

Надежность срабатывания ступеней АЛАР, т.е. выдачи противоаварийных управляющих воздействий, обеспечивается:

автоматическим контролем исправности всех функциональных элементов и микропроцессоров *МП1* или *МП2* (элемент контроля *ЭК* на рис. 8.11) с выдачей информации о неисправностях;

контролем правильности прохождения программ посредством различных «программных ловушек», исключающих возникновение отказов в действии вследствие программных сбоев;

периодическим генерированием микропроцессорами тестовых сигналов.

Микропроцессорная АЛАР-М является одним из наиболее совершенных созданных за последнее время цифровых автоматических устройств энергосистем [74].

8.6. Контрольные вопросы

1. Какие функции выполняет измерительная часть панели (шкафа) противоаварийной автоматики ШЭ2707 и какие функциональные микросхемные элементы содержит измерительная часть ШЭ2707 (см. рис. 8.9)?

2. Как функционирует аналого-цифровой измерительный преобразователь угла сдвига фаз δ между напряжениями в микроэлектронной панели (см. рис. 8.9)?

3. Как функционирует аналого-цифровой измерительный преобразователь скольжения в микроэлектронной панели (см. рис. 8.10)?

4. Как действует логическая часть микроэлектронной панели, вырабатывая противоаварийные управляющие воздействия первой ступени АЛАР (см. рис. 8.10)?

5. Как формируются противоаварийные управляющие воздействия второй ступени микроэлектронной АЛАР (см. рис. 8.10)?

6. В чем особенности функционирования третьей ступени АЛАР (см. рис. 8.10)?

7. В чем состоит принципиальное различие между алгоритмами функционирования релейно-контактных или бесконтактных (см. рис. 8.7) и аналоговых микроэлектронных (см. рис. 8.9 и 8.10) или микропроцессорного (см. рис. 8.11) устройств АЛАР?

8. Какова особенность алгоритма функционирования микропроцессорной автоматики (см. рис. 8.11)?

9. За счет чего достигается быстродействие вычислительной части микропроцессорной АЛАР?

10. Как функционирует микропроцессорная АЛАР (см. рис. 8.11 и 8.13)? В чем состоит особенность алгоритма ее функционирования?

8.7. Заключение

Изложенный в информационных блоках материал, распределенный по мере его усложнения, дает представление об автоматике ресинхронизации двух несинхронно работающих частей ЭЭС — автоматике ликвидации асинхронного режима как о практически последнем этапе противоаварийного управления, предотвращающего развитие общесистемной аварии.

Рассмотренные сложные изменения электрических величин в асинхронном режиме позволяют понять функционирование сложной измерительно-преобразовательной части как электромеханической и микроэлектронной, так и микропроцессорной АЛАР.

Приведенные и описанные функциональные схемы известных типовых автоматических устройств ликвидации асинхронного режима позволяют понять функционирование АЛАР и обеспечивают необходимое условие технически грамотного ее обслуживания в эксплуатации.

8.8. Тесты

1. В чем состоит назначение противоаварийной АЛАР:

- 1) в недопущении нарушения динамической устойчивости ЭЭС;
- 2) в предотвращении нарушения статической устойчивости ЭЭС;
- 3) в недопущении развития асинхронного режима;
- 4) в ресинхронизации выпавших из синхронизма частей ЭЭС.

2. Какая из указанных электрических величин однозначно определяет возникновение асинхронного режима:

- 1) ток в линии связи несинхронно работающих частей ЭЭС;
- 2) напряжение в электрическом центре линии связи несинхронно работающих частей ЭЭС;
- 3) активная мощность, циркулирующая в линии связи двух несинхронно работающих частей;
- 4) угол сдвига фаз между эквивалентными ЭДС двух несинхронно работающих частей ЭЭС.

3. Какие измерительные реле типовой АЛАР (см. рис. 8.7) выявляют развитие асинхронного режима:

- 1) измерительные реле сопротивления $KZ1$ и $KZ3$;
- 2) измерительные реле сопротивления $KZ1$ и активной мощности KW ;
- 3) измерительные реле сопротивления $KZ2$ (или $KZ3$) и активной мощности KW ;
- 4) измерительные реле сопротивления $KZ1$ и $KZ2$ (или $KZ3$).

4. Информация об изменениях каких электрических величин используется типовой АЛАР (см. рис. 8.7):

- 1) об абсолютном значении тока в линии связи двух частей ЭЭС;
- 2) об угле сдвига фаз δ между ЭДС двух частей ЭЭС (см. \underline{E}_1 и \underline{E}_2 на рис. 8.1);
- 3) об абсолютных значениях и угле сдвига фаз между напряжениями \underline{U}_1 , \underline{U}_2 на линиях, отходящих от подстанции (см. рис. 8.1);
- 4) о скорости изменения отношений комплексных напряжений и токов (комплексного сопротивления) и изменении постоянной составляющей произведения мгновенных значений напряжения и тока (активной мощности).

5. Какое измерительное реле определяет ускоряющее или тормозящее противоаварийное управляющее воздействие, оказываемое на синхронные генераторы:

- 1) измерительное реле сопротивления $KZ3$;
- 2) измерительное реле сопротивления $KZ1$;
- 3) измерительное реле сопротивления $KZ2$;
- 4) измерительное реле активной мощности KW .

6. Информация об изменениях каких электрических величин используется микроэлектронной АЛАР — панелью ШЭ2707 (см. рис. 8.9):

- 1) об угле сдвига фаз δ между ЭДС \underline{E}_1 и \underline{E}_2 (см. рис. 8.1) двух частей ЭЭС и активной мощности в линии связи между ними;
- 2) о разности частот вращения генераторов (их скольжении s) двух частей ЭЭС и активной мощности в линии связи;
- 3) о разности частот (скольжении) и изменениях отношения комплексных напряжения и тока (комплексного сопротивления);
- 4) об угле сдвига фаз δ и скольжении s .

7. Информация об изменениях каких электрических величин используется микропроцессорной АЛАР (см. рис. 8.11):

- 1) об угле сдвига фаз δ между ЭДС \underline{E}_1 и \underline{E}_2 (см. рис. 8.1) двух частей ЭЭС и активной мощности в линии связи между ними;
- 2) о разности частот вращения генераторов (их скольжении s) двух частей ЭЭС и активной мощности в линии связи;
- 3) о разности частот (скольжении) и изменениях отношения комплексных напряжения и тока (комплексного сопротивления);
- 4) об угле сдвига фаз δ и скольжении s и его производной ds/dt .

8. Как функционирует измерительный преобразователь угла сдвига фаз δ между ЭДС \underline{E}_1 , \underline{E}_2 двух частей ЭЭС (см. рис. 8.1) микроэлектронной АЛАР (см. рис. 8.9):

- 1) как аналоговый, интегрирующий постоянное напряжение в течение времени несовпадения по знаку мгновенных ЭДС, пропорционального углу δ , и запоминающий наибольшее значение U_δ на выходе интегратора в конце интервалов интегрирования;
- 2) как цифровой на интегральном счетчике единичных импульсов электронного генератора в течение указанного времени несовпадения;
- 3) как аналоговый с формирователем времяимпульсного сигнала с длительностью импульсов, равной указанному времени несовпадения, и с частотным фильтром нижних частот (ФНЧ), выделяющим постоянную составляющую импульсного напряжения U_δ ;
- 4) как аналого-цифровой с преобразованием двоичного кода угла δ на выходе указанного интегрального счетчика цифроаналоговым преобразователем в напряжение U_δ .

9. Как функционируют измерительные преобразователи частоты ЭДС E_1 , E_2 двух несинхронно работающих частей ЭЭС микроэлектронной АЛАР (см. рис. 8.9):

1) как аналоговые интеграторы постоянного напряжения в течение длительностей периодов изменений их мгновенных значений, запоминающие наибольшие значения напряжений в конце интервалов интегрирования U_{f1} , U_{f2} ;

2) как цифровые на интегральных счетчиках единичных импульсов электронного генератора в течение указанных интервалов времени;

3) как аналоговые с формирователями времяимпульсного сигнала с длительностями импульсов, равными длительности полупериодов изменений их мгновенных значений, и с ФНЧ, выделяющими постоянные составляющие импульсных напряжений U_{f1} , U_{f2} ;

4) как аналого-цифровые с преобразованием двоичных кодов частот f_1 , f_2 на выходах интегральных счетчиков цифроаналоговыми преобразователями в напряжения U_{f1} , U_{f2} .

10. Какими измерительными бесконтактными реле микроэлектронной АЛАР (см. рис. 8.9 и 8.10) формируются тормозящее $UB_{т1}$ и ускоряющее UB_{y2} управляющие воздействия первой ступени на синхронные генераторы:

1) тормозящими реле $KV1$, $KV5$ и $KV6$, ускоряющими реле $KV1$, $KV6$ и $KV7$;

2) тормозящими реле $KV1$, $KV6$ и $KV7$, ускоряющими реле $KV1$, $KV5$, $KV8$;

3) тормозящими реле $KV1$, $KV7$ и $KV8$, ускоряющими реле $KV1$, $KV5$, $KV8$;

4) тормозящими реле $KV1$, $KV5$ и $KV7$, ускоряющими реле $KV1$, $KV6$ и $KV8$.

Автоматика предотвращения недопустимых изменений режимных параметров

Структура главы

- 9.1. Учебно-информационный блок. Принципы действия и виды автоматики предотвращения недопустимых изменений режимных параметров
- 9.2. Контрольные вопросы
- 9.3. Дополнительный информационный блок. Электромагнитные, микроэлектронные и микропроцессорные автоматические устройства
- 9.4. Контрольные вопросы
- 9.5. Информационный блок для углубленного изучения. Процесс предаварийного изменения частоты и настройка автоматики частотной разгрузки
- 9.6. Контрольные вопросы
- 9.7. Заключение
- 9.8. Тесты

Цель изучения данной темы — обратить внимание инженеров-электроэнергетиков на то, что общесистемная АПНУ и АЛАР могут не справиться со своим назначением, в частности АЛАР может разделить ЭЭС на две части, в одной из которых окажется значительный дефицит активной мощности, поэтому начнется снижение действующего значения и частоты напряжения, недопустимое из-за опасности развития аварийной ситуации вследствие лавины напряжения или лавины частоты. При этом в избыточной по активной мощности части ЭЭС могут начаться недопустимые повышения напряжения и частоты.

Для предотвращения указанных недопустимых изменений действующих значений напряжения и его частоты (далее — напряжения и частоты) и служит названная противоаварийная автоматика.

9.1. Учебно-информационный блок. Принципы действия и виды автоматики предотвращения недопустимых изменений режимных параметров

9.1.1. Назначение и виды автоматики

Снижение напряжения и частоты характерно для аварийного режима, а их повышение — для утяжеленного, развивающегося по мере уменьшения загрузки передаваемой активной мощностью магистральных линий электропередачи высокого и особенно сверхвысокого напряжений, являющихся мощными генераторами реактивной мощности и возникновения избытка генерируемой активной мощности. Автоматика ограничения снижения напряжения в аварийном режиме существенно уменьшает вероятность развития общесистемной аварии вследствие лавины напряжения или частоты, а автоматика ограничения их повышения снижает вероятность возникновения короткого замыкания в результате электрического пробоя изоляции и выхода из строя паровых турбин.

Как известно (см. п. 3.1.1), напряжение поддерживается генерированием или потреблением реактивной мощности синхронными генераторами (гидрогенераторами в режиме компенсаторов), синхронными компенсаторами с реверсивным возбуждением, реакторно-конденсаторными непрерывно и дискретно управляемыми источниками, особенно с тиристорными преобразователями и выключателями — статическими тиристорными компенсаторами (СТК) линий электропередачи сверхвысокого напряжения с полностью включаемой и отключаемой конденсаторной частью, включением и отключением реакторов поперечной компенсации, устанавливаемых по концам линий. Дискретное изменение режима генерирования при повышении напряжения или потреблении реактивной мощности при снижении напряжения производится соответствующими автоматическими устройствами релейного действия. Автоматические устройства противоаварийного включения и отключения конденсаторной части СТК входят в состав дискретной части автоматики управления (см. рис. 4.7). Включение и отключение реакторов поперечной компенсации производятся соответствующим автоматическим устройством.

Основными видами противоаварийной автоматики, действующей в аварийных режимах в соответствии с рабочей информацией о состоянии электроэнергетических систем, поступающей и используемой в реальном времени, являются:

- автоматика ограничений снижения (АОСН) и повышения (АОПН) напряжений;
- автоматика ограничений снижения частоты (АОСЧ), особенно автоматика частотной разгрузки (АЧР);
- автоматика ограничений повышения частоты (АОПЧ).

К рассматриваемым видам относится и автоматика тепловых электростанций, отключающая отдельные синхронные генераторы от шин электростанции (ЭС) и выделяющая их только для снабжения ЭС в условиях аварийного и восстановления нормального режимов.

9.1.1.1. Автоматика ограничений изменения напряжения

Обычно автоматика, действующая при снижении и повышении напряжения, реализуется простыми ступенчатыми релейно-контактными устройствами минимального и максимального напряжения соответственно. Характерным является одноступенчатое автоматическое устройство релейной форсировки возбуждения (АРФВ) синхронных машин, действующее при снижениях напряжения, обусловленных короткими замыканиями [1—3].

Обычно двухступенчатая автоматика ограничений повышения напряжения (АОПН) включает компенсирующие реакторы и отключает линию при недопустимых повышениях напряжения, обусловленных генерированием ею реактивной мощности и резонансными явлениями.

Автоматика действует главным образом при отключенной линии с одной стороны, например выключателем $Q4$, или во время ее включения, т.е. при холостом ходе линии (рис. 9.1). При этом в условиях, близких к резонансу, напряжения $U_{\text{н}}$ и $U_{\text{к}}$ на шинах ЭС или ПС и отключенном конце линии могут соответственно в 1,5 и 2,0 раза превышать номинальные. Например, линия напряжением 500 кВ и длиной 500 км при удельной емкостной проводимости $b_C = 3,7 \cdot 10^{-6} \text{ 1}/(\text{Ом} \cdot \text{км})$ (емкостью 0,5 мкФ) и сопротивлении $x_C = 0,6 \cdot 10^3 \text{ Ом}$ генерирует реактивную мощность $Q_{\text{л}} = 250 \text{ Мвар}$.

Напряжения на шинах и на конце линии (см. рис. 9.1)

$$\left. \begin{aligned} U_{\text{ш}} &= \left| \underline{I} j(x_{\text{л}}/2 - x_C) \right| = \left| \underline{E} \right| \frac{x_C - x_{\text{л}}/2}{x_C - (x_{\text{эс}} + x_{\text{л}}/2)} > E; \\ U_{\text{к}} &= \left| \underline{I} (-jx_C) \right| = \left| \underline{E} \right| \frac{x_C}{x_C - (x_{\text{эс}} + x_{\text{л}}/2)} > U_{\text{ш}}. \end{aligned} \right\} \quad (9.1)$$

При $x_{\text{эс}} + x_{\text{л}} = 150 \text{ Ом}$ значения напряжений согласно формулам (9.1) превышают ЭДС E в 1,4 и 1,7 раза соответственно.

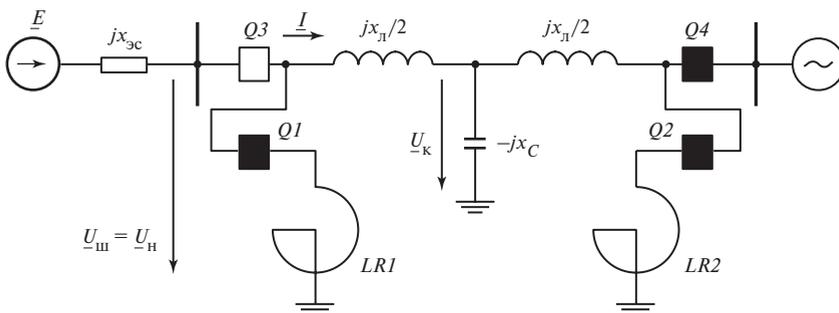


Рис. 9.1. Схема электропередачи с компенсирующими реакторами

Между тем повышение напряжения жестко ограничивается по уровню и длительности пределами от 20 до 0,1 с при кратностях напряжения 1,25 и 2,0 соответственно.

Снижение напряжения достигается быстродействующим включением компенсирующих реакторов $LR1$, $LR2$ (выключатели $Q1$, $Q2$), уменьшающих емкостную проводимость электропередачи. Однако при недостаточной эффективности действия АОПН на их включение, т.е. при напряжении на шинах $U_{ш}$, остающемся больше номинального, автоматика с выдержкой времени отключает находящуюся на холостом ходе линию (выключатель $Q3$).

9.1.1.2. Автоматика ограничений изменений частоты

При нарушении вследствие возмущающего воздействия баланса мощностей в электроэнергетической системе начинается электромеханический переходный процесс, сопровождающийся снижением или повышением частоты вращения синхронных генераторов.

Для предотвращения снижения частоты на всех подстанциях (ПС) устанавливается автоматика частотной разгрузки (АЧР), отключающая часть нагрузки и тем самым снижающая дефицит активной мощности в ЭЭС. Однако она наносит ущерб потребителям электроэнергии, поэтому должна обладать свойством адаптации к возникшему недостатку (дефициту) мощности. Поскольку АЧР релейного действия, то возможно лишь дискретное последовательное приближение отключаемой мощности к возникшему ее дефициту. Поэтому она реализуется многими автоматами трех категорий АЧР1, АЧР2 и АЧР3. Наиболее распространена и эффективна первая из них, состоящая из $N = 10 \div 20$ мгновенно действующих (по мере снижения частоты) автоматов, установленных на ПС. Частоты срабатывания их измерительных реле частоты мелко разнесены (в пределах от 48,5 до 46,5 Гц). Отключаемые автоматами мощности нагрузки рассчитаны с учетом уменьшающегося в функции снижения частоты и по мере отключения потребителей дефицита мощности.

Если в течение некоторого времени, начиная с $t_1 = 5$ с, частота не восстанавливается до близкой к номинальной, т.е. утяжеленный режим ЭЭС продолжается, то вступают в действие автоматы АЧР2 (обычно не более пяти), имеющие одну установленную частоту срабатывания $f_{yII} = 49,2$ Гц, но различающиеся на $\Delta t = 5$ с выдержками времени дополнительного отключения потребителей электроэнергии. Временные графики (рис. 9.2) иллюстрируют эффективность АЧР1 по приостановке снижения частоты и АЧР2 по ее восстановлению. Показано действие семи автоматов АЧР1 и трех автоматов АЧР3, а также частота f_{∞} и ее снижение Δf_{∞} , которые могли установиться при отсутствии АЧР.

Категория автоматов АЧР3 устанавливается на ПС сильно дефицитных частей ЭЭС, в которых возможно весьма быстрое снижение частоты до опасного уровня (45 Гц). Они функционируют по скорости изменения частоты: производная функции изменения частоты является показателем дефицита мощности и вероятной глубины снижения частоты [2].

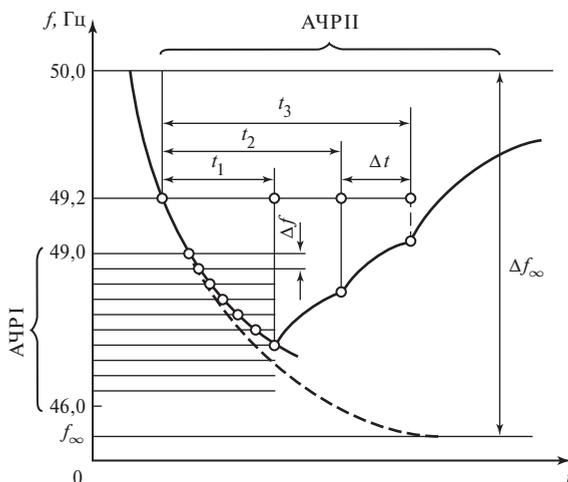


Рис. 9.2. Характер изменения частоты при действии очередей АЧР I и АЧР II

По мере восстановления частоты автоматикой противоаварийной частотной загрузки недогруженных и пуска резервных гидрогенераторов и в результате действия автоматики управления нормальными режимами ЭЭС электроснабжение отключенных потребителей электроэнергии восстанавливается частотным автоматическим повторным включением (ЧАПВ).

К автоматике ограничений снижения частоты относятся также:

автоматика выделения отдельных синхронных генераторов отключением от электроэнергетической системы, в которой происходит снижение частоты, для питания собственных нужд электростанций;

автоматика частотного пуска и загрузки недогруженных гидрогенераторов, описание которой приводится в дополнительном информационном блоке (см. § 9.3). Там же приведены фрагменты схемы ЭЭС (см. рис. 9.10), иллюстрирующие действие автоматики ограничений повышенной частоты путем отключений разгоняющихся при избытке генерируемой активной мощности гидрогенераторов.

9.1.2. Простейшие автоматические устройства ограничений изменения напряжения

Эффективным устройством АОСН является релейная форсировка возбуждения синхронных генераторов при коротких замыканиях в ЭЭС.

Типовое одноступенчатое релейно-контактное автоматическое устройство форсировки возбуждения (УФВ) с классическим электромашинным возбудителем постоянного тока производит форсировку возбуждения контактором, выводящим замыкающим контактом $KМ$ (см. рис. 3.2, а) из цепи обмотки самовозбуждения возбудителя $LGE1$ резистор $R_{св}$. При этом напряжение возбуждения U_B синхронного генератора G из-за нелинейности цепи самовозбуждения приближенно, экс-

пониженно нарастает до предельного технически возможного значения. Соответственно повышаются ЭДС синхронного генератора и остаточные (при КЗ) напряжения на шинах электростанций и подстанций. Ускоряется восстановление напряжения при самозапуске электродвигателей после отключения короткого замыкания. Контактёр управляется обычно двумя измерительными реле минимального напряжения, подключенными к разным междуфазным вторичным напряжениям первичного измерительного трансформатора напряжения TU генератора. Два минимальных реле, управляющих контактором через схему логического умножения, предотвращают излишнее действие АРФВ при перегорании плавкой вставки одного из предохранителей в первичных цепях трансформатора напряжения.

Более сложное бесконтактное автоматическое устройство форсировки возбуждения мощных синхронных генераторов с интенсивным использованием активных материалов, прежде всего обмоток с их непосредственным охлаждением, рассмотрено в дополнительном информационном блоке (см. п. 9.3.1).

Каждая ступень АОСН содержит по два минимальных реле напряжения с близким к единице коэффициентом возврата ($k_B = 1,03 \div 1,05$), подключенных к разным первичным измерительным трансформаторам напряжения (для предотвращения излишних действий при перегорании предохранителей в цепях их подключения к шинам ЭС и ПС). Указанный коэффициент возврата обеспечивает мелкоступенчато разнесенную настройку измерительной части автоматического устройства на установленные напряжения срабатывания реле

$$U_{с.р} = (0,75; 0,8; 0,85)U_{ном} / k_B,$$

в частности трех ступеней.

Логическая часть содержит реле времени с минимальной выдержкой времени первой ступени, отстроенной от времени действия автоматических устройств релейной защиты (РЗ), автоматики повторного включения (АПВ) или автоматики включения резервных источников (АВР), поскольку при снижениях напряжения (вплоть до нуля) в процессе возникновения и отключения КЗ автоматика ограничения напряжения не должна отключать нагрузку. Мелкоступенчатая настройка обеспечивает некоторую адаптацию автоматики отключения нагрузки АОСН к снижению напряжения.

Пример выполнения более сложного устройства АОПН путем включения шунтирующих реакторов LR линии электропередачи и ее отключения (см. рис. 9.1) рассмотрен в дополнительном блоке (см. п. 9.3.2).

9.1.3. Автоматические устройства ограничения изменений частоты

В эксплуатации находятся различные разновидности релейно-контактных автоматических устройств частотной разгрузки (АЧР), нередко комбинированных, выполняющих функции одного комплекта автоматов АЧР1, АЧРII и ЧАПВ. Они описаны в учебной литературе [2, 45]. Основным их элементом является измерительное реле частоты с автоматическим переключением установленных частот его срабатывания как при снижении, так и при повышении частоты.

9.1.3.1. Измерительные реле частоты

До недавнего времени промышленностью выпускалось полупроводниковое измерительное реле частоты типа РЧ-1, аналогичное ранее применявшемуся в эксплуатации индукционному электромеханическому реле [2].

Принцип его действия состоит в сравнении по фазе двух токов, возбуждаемых напряжением с изменяющейся частотой в RL - и RLC -резонансном контурах с сильно различающимися фазочастотными характеристиками [8]. Предписанная частота их срабатывания устанавливается как соответствующая совпадению токов по фазе дискретным изменением добротности одного из контуров путем включения в его цепь резисторов или изменения резонансной частоты переключениями витков реактора. Индукционное устройство сравнивает по фазе токи, поскольку его вращающий момент пропорционален синусу угла сдвига фаз [8, 88].

В полупроводниковом измерительном реле частоты элементом сравнения логического типа [8] сравниваются по фазе напряжение u_R , пропорциональное и совпадающее по фазе с током в резонансном RLC -контуре, и входное напряжение u_f , снимаемое с его делителя $R1, R2$ (рис. 9.3, а). В реле установлены два таких контура с переключаемыми витками реакторов, изменяющими частоту срабатывания реле. Первый контур относится к минимальному, а второй — к максимальному измерительному реле частоты, используемым в устройствах АЧР и ЧАПВ соответственно.

Срабатывание реле происходит при совпадении по фазе указанных напряжений, т.е. в условиях резонанса напряжений в RLC -контуре, и реле остаются в состоянии после срабатывания: минимальное при опережающем по фазе напряже-

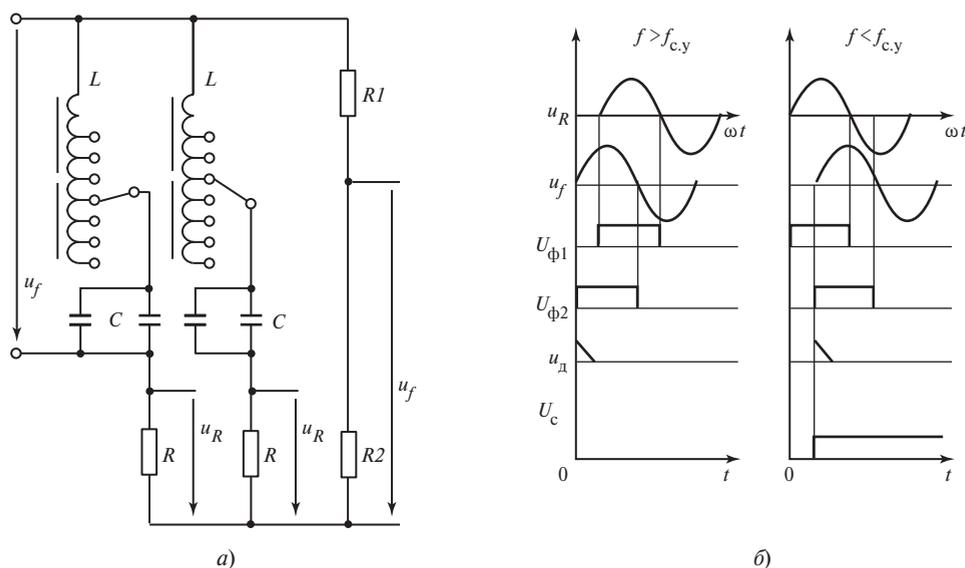


Рис. 9.3. Схема (а) и графики (б), иллюстрирующие действие измерительного реле частоты

нии u_R , а максимальное при отстающем по фазе от входного напряжении u_f . Поэтому снижение установленной частоты срабатывания достигается увеличением числа витков и индуктивного сопротивления реактора, а повышение — уменьшением числа витков переключателями (рис. 9.3, а) в цепях ответвлений от обмоток реакторов L .

Временные графики (рис. 9.3, б) иллюстрируют действие измерительной части минимального реле: при частоте больше установленной частоты срабатывания реле $f > f_{c.y}$ напряжение u_R отстает по фазе, а при частоте $f < f_{c.y}$ опережает по фазе напряжение u_f с изменяющейся частотой. Элемент сравнения фаз фиксирует совпадение во времени прямоугольного импульса напряжения $U_{\phi 1}$, формируемого из положительной полуволны напряжения u_R , и кратковременного импульса дифференциатора u_d прямоугольного импульса напряжения $U_{\phi 2}$, формируемого из положительной полуволны напряжения u_f , и выдает дискретный потенциальный сигнал срабатывания реле U_c .

В настоящее время выпускается аналого-цифровое измерительное реле частоты типа РСГ-11 [118]. Его действие основано на сравнении длительности периода (полупериода) мгновенного с изменяющейся частотой напряжения u_f с установленным временем, определяемым генератором эталонной высокой (по сравнению с промышленной) частоты. При этом используется цифровой сигнал в виде единичных импульсов и их счетчик с переключаемым коэффициентом деления частоты, устанавливающим частоту срабатывания реле. Сравнение длительности периода напряжения u_f с временем, устанавливаемым счетчиком импульсов, производится дискретным элементом сравнения [8], реализуемым интегральным триггером. При частоте напряжения u_f , меньшей или большей установленной, триггер минимального или максимального измерительного реле частоты соответственно формирует выходной дискретный сигнал срабатывания реле. Аналого-цифровое реле имеет несравненно более высокую точность — дискретность устанавливаемой частоты срабатывания $\Delta f = 0,05$ Гц.

9.1.3.2. Автоматические устройства частотной разгрузки

На рис. 9.4 приведена функциональная схема известного [45, 48] релейно-контактного совмещенного автомата АЧРІ и АЧРІІ с одним минимальным измерительным реле частоты KF . В нормальном режиме работы реле KF настроено на установленную частоту срабатывания АЧРІІ $f_{yII} = 49,2$ Гц. Сигналом логической единицы с инверсного выхода $\bar{Q} = 1$ статического триггера STI возбуждено герконовое реле (геркон) $KL2$, его контакт в цепи реактора L резонансного контура реле KF замкнут.

В утяжеленном режиме после снижения частоты до $f = f_{yII}$ реле KF срабатывает и дискретным выходным сигналом (логической единицей), проходящей через элемент $D\bar{X}$ (ЗАПРЕТ), поскольку на его нижнем инверсном входе логический ноль,

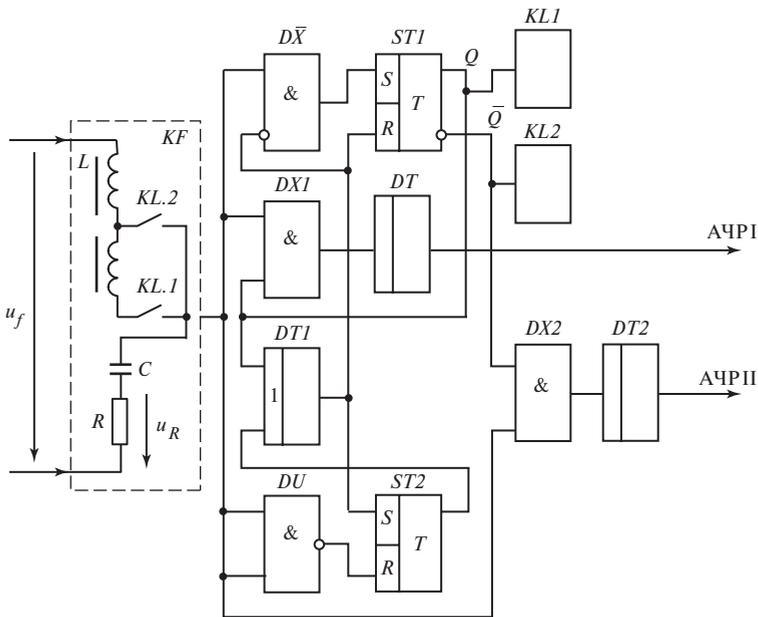


Рис. 9.4. Функциональная схема комплексного автоматического устройства АЧР I и АЧР II

переводит триггер $ST1$ в состояние запоминания срабатывания реле KF . Логической единицей на прямом выходе $Q = 1$ триггер возбуждает герконовое реле $KL1$, а логическим нулем инверсного выхода $\bar{Q} = 0$ обесточивает обмотку геркона $KL2$. Замыкающим контактом геркон $KL1$ дискретно увеличивает индуктивность реактора L и тем самым уменьшает установленную частоту срабатывания реле KF , например, до $f_{y11} = 48,5$ Гц. Реле частоты возвращается. Триггер $ST1$ логической единицей $Q = 1$ запускает по входу ИЛИ элемент времени $DT1$ с установленным временем разрешения действия автомата АЧР I. Единицей на нижнем входе элемента $DX1$ (И) он подготавливает цепь действия на отключение. Если частота успевает снизиться до $f = f_{y11}$ за указанное время, то реле частоты KF , сработав, через элемент $DX1$ и элемент небольшой задержки DT ($t_3 < 0,1$ с) производит отключение потребителей электроэнергии, относящихся к АЧР I.

Если же частота не снижается до указанной, элемент времени $DT1$ логической единицей, поступающей на вход считывания R триггера $ST1$, возвращает его в исходное состояние, вновь возбуждается геркон $KL2$, а обмотка геркона $KL1$ обесточивается. При этом по цепи положительной обратной связи, реализуемой триггером $ST2$, после поступления на его вход записи S логической единицы элемент $DT1$ по входу ИЛИ самоудерживается в состоянии после срабатывания. Через инверсный вход элемента $D\bar{X}$ он запрещает воздействие на триггер срабатывающего реле частоты KF вследствие восстановления переключающимися контактами $KL1, KL2$ (снова замыкается $KL2$) частоты срабатывания до f_{y11} .

Измерительные реле частоты через элемент $DX2$ (И), на верхнем входе которого единица $\bar{Q} = 1$ с инверсного выхода $ST1$, запускает элемент времени $DT2$ действия на отключение автомата АЧРП. Логическим нулем $Q = 0$ на прямом выходе $ST1$, поступающим на нижний вход $DX1$, не разрешается прохождение сигнала от реле KF в цепь отключения АЧРП.

Если за относительно большое время действия $DT2$ (не менее 5 с) частота восстанавливается до $f > f_{yII}$, то измерительное реле частоты возвращается и логическим нулем на нижнем входе $DX2$, а через инвертор DU логической единицей на входе считывания R триггера $ST2$ возвращает элементы времени $DT2$ и $DT1$ в исходное состояние. Триггер $DT1$ выдает логическую единицу на инверсном выходе $\bar{Q} = 1$, т.е. удерживает возбужденным геркон $KL2$ и установленную частоту срабатывания реле KF равной f_{yII} , что и должно быть в нормальном режиме работы при нормальной частоте. Аналогично функционирует и известное [2, 45] релейно-контактное устройство с одним измерительным реле частоты, выполняющее функции автоматов АЧР и ЧАПВ.

Перспективна интегральная микропроцессорная реализация быстродействующего измерительного преобразования частоты. Примерами являются разработанный в научно-техническом центре НТЦ «МЕХАНОТРОНИКА» (г. Санкт-Петербург) микропроцессорный многофункциональный комплект (блок) измерительных реле частоты типа БМ МРЧ и поставляемые совместным предприятием ООО «АББ автоматизация» реле частоты SPAF-140 и SPAF-340. Первый содержит восемь, а вторые по четыре программируемых высокоточных измерительных реле, функционирующих с учетом скорости изменения частоты и снижения (повышения) напряжения. Реле типа SPAF осциллографируют аварийные процессы и имеют интерфейс с оператором через алфавитно-цифровой дисплей, обладают свойствами адаптации, самодиагностики и другими характерными для цифровых программных устройств сервисными возможностями.

Центральной лабораторией ОАО «Тулэнерго» и АО «Приборный завод «Сигнал» производятся аналоговые, а НТЦ «МЕХАНОТРОНИКА», ЗАО «РАДИУС Автоматика» и ООО «ИЦ «БРЕСЛЕР» разработаны цифровые микропроцессорные комплексные устройства автоматической частотной разгрузки (КУ АЧР), выполняющие и функции частотного автоматического повторного включения отключенных АЧР потребителей [89].

9.2. Контрольные вопросы

1. Какова роль автоматики отключений коротких замыканий в обеспечении устойчивости функционирования электроэнергетических систем?
2. В чем состоит назначение автоматических отключений при снижении действующих значений и частоты напряжения?
3. Какие виды противоаварийных отключений применяются при снижении действующего значения напряжения и частоты и какова их эффективность?

4. Какие виды автоматики противоаварийных отключений применяются при повышении действующего значения и частоты напряжения?
5. В чем состоит различие назначения автоматов частотной разгрузки АЧР I и АЧР II?
6. Почему для автоматов категории АЧР I необходимо быстроедействие, а категории АЧР II — действие с выдержками времени (см. рис. 9.2)?
7. Как функционирует устройство АЧР, совмещающее функции автоматов АЧР I и АЧР II (см. рис. 9.4)? Каков принцип действия измерительного реле частоты (см. рис. 9.3)?
8. В каких частях электроэнергетических систем целесообразно применение автоматов АЧР III? В чем состоят их особенности?
9. Как производится релейная форсировка возбуждения синхронных генераторов с электромашинным возбуждением и для каких целей?
10. Каково назначение автоматики включения компенсирующих реакторов $LRI, LR2$ (см. рис. 9.1) линии электропередачи?

9.3. Дополнительный информационный блок. Электромагнитные, микроэлектронные и микропроцессорные автоматические устройства

9.3.1. Электромагнитные устройства форсировки возбуждения синхронных генераторов

Первые из турбогенераторов с высокоинтенсивным использованием активных материалов (обмоток) с электромашинным возбудителем переменного тока (см. рис. 3.2, б) и классическим (функционирующим по отклонению напряжения) электромагнитным АРВ имеют органически сочетаемое с ним бесконтактное устройство форсировки возбуждения $УФВ$ и устройство ограничения форсировки возбуждения $УОФ$ (см. рис. 3.5) на двухкратном уровне, допускаемом термической стойкостью генераторов. Как и АРВ, они выполнены на магнитных усилителях с самонасыщением как технически наиболее совершенных [8]. Релейный режим работы одного из усилителей ($УОФ$) обеспечивается дополнительной (к свойственной им критической внутренней) относительно слабой внешней положительной обратной связью.

Высокое быстроедействие и эффективность форсировки обеспечиваются потенциально перевозбужденным возбудителем, производящим начальную форсировку возбуждения генераторов при снятии удерживающего его возбуждение на номинальном уровне тока $I_{0 \text{ рег.п}}$ (см. рис. 3.6, а) магнитного усилителя $ALT1$ (см. рис. 3.5) противовключенной части АРВ. Возбуждение генератора доводится до ограничиваемого двухкратным уровнем (см. ток $I_{0 \text{ рег. о.ф}}$ на рис. 3.6, в) согласованно включенной частью АРВ на магнитном усилителе $ALT2$ (см. рис. 3.5), которая и выполняет функции $УФВ$.

Для обеспечения форсировки возбуждения при глубоких снижениях напряжения, при которых ток измерительного органа *ИОН* снижается практически до нуля (показано пунктиром на рис. 3.6, *а, б*), в измерительный орган напряжения вводится дополнительный выпрямленный ток $I_{0д}$ от подвозбудителя *GEA* (см. рис. 3.5). Ток $I_{0д}$ действует согласованно с током $I_{0л}$ измерительного органа (осуществляется так называемый подпор линейного элемента). В нормальных режимах работы $I_{0д} = 0$: диоды выпрямителя *VS5* закрыты обратным напряжением на выходе выпрямителя *VS4* измерительного органа напряжения. После снижения напряжения турбогенератора до U_r'' (см. рис. 3.6, *а, б*) диоды *VS5* (см. рис. 3.5) открываются, а диоды выпрямителя *VS4* закрываются. Токи $I_{0л.с}$ и $I_{0л.п}$ в обмотках управления магнитными усилителями обуславливаются только током $I_{0д}$, пропорциональным напряжению подвозбудителя *GEA*, т.е. не зависящим от напряжения турбогенератора. Поэтому на характеристиках $I_{0л.с} = f(U_r)$ и $I_{0л.п} = f(U_r)$ на рис. 3.6, *а, б* показаны горизонтальные участки при $U_r < U_r''$.

Ток $I_{0ф}$ *УФВ* (см. рис. 3.5, *а*) мог бы довести ток регулятора до максимального $I_{0пер.ф}$ (см. рис. 3.6, *в*). Однако он ограничивается уровнем $I_{0пер.о.ф}$, соответствующим двухкратному номинальному току возбуждения генератора, устройством ограничения форсировки *УОФ*. Оно представляет собой электромагнитный регулятор напряжения возбуждения U_v генератора релейного действия — срабатывает при напряжении $2U_{в.ном}$ [7]. Измерительный орган напряжения U_v выполнен по такой же схеме, как и *ИОН* (см. рис. 3.5), а в магнитный усилитель с самонасыщением введена внешняя положительная обратная связь, обеспечивающая релейный режим его работы.

При двухкратном напряжении на обмотке ротора генератора ток $I_{0ф}$ магнитного усилителя *УОФ* скачкообразно (релейно) возрастает (практически от нуля) и воздействует на магнитные усилители *ALT1*, *ALT2* регулятора. При этом ток $I_{0пер.с}$ усилителя *ALT2* ограничивается на уровне $I_{0пер.о.ф}$ (см. рис. 3.6, *в*), соответствующем двухкратной форсировке возбуждения синхронного генератора.

При современных АРВ СД мощных синхронных генераторов с тиристорным возбуждением *УФВ* не предусматривается, поскольку при высоких коэффициентах усиления сигнала по отклонению напряжения ($k_U = 100$) форсировку возбуждения обеспечивает измерительный орган напряжения *ИОН* (см. рис. 3.8) регулятора. Обязательное ограничение форсировки возбуждения на уровнях, ограничиваемых термической стойкостью генераторов, выполняется стабилитронным ограничителем напряжения регулятора $U_{пер}$ на входах элементов управления тиристорными преобразователями.

9.3.2. Панель автоматики включения компенсирующих реакторов и отключения линии электропередачи

Типовая панель АОПН — шкаф противоаварийной автоматики ШП2704, предназначенный для включения реакторов $LR1, LR2$ (см. рис. 9.1) и отключения линии при недопустимых повышениях напряжения, выпускается промышленностью [95]. Функциональная схема панели (рис. 9.5) содержит измерительный

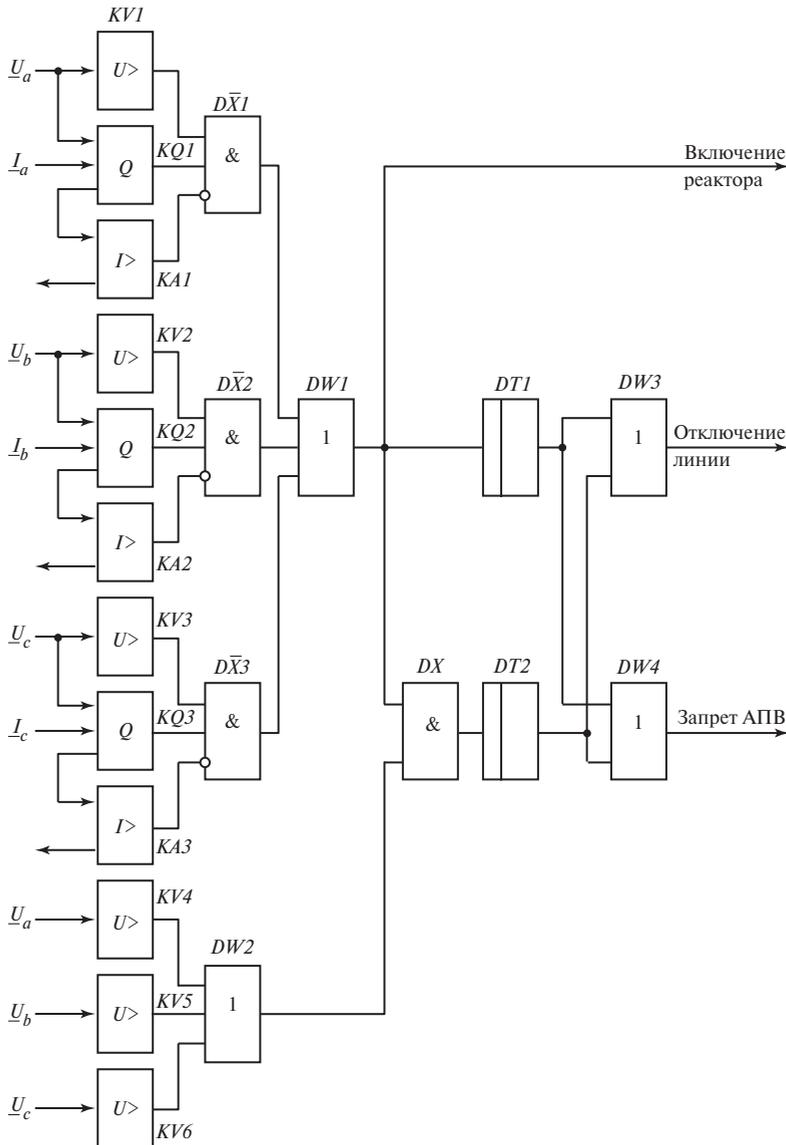


Рис. 9.5. Функциональная схема автоматики ограничения повышения напряжения

(пусковой) и избирательный органы, выполненные трехфазными. Двухступенчатый пусковой орган напряжения состоит из шести максимальных реле фазных напряжений $KV1—KV6$ с высоким коэффициентом возврата ($k_v \approx 0,95$) и разными установленными напряжениями срабатывания. Три максимальных реле $KV1, KV2, KV3$ первой ступени отстраиваются (известным [43, 88] способом) от минимально длительно допустимого напряжения $U_{ш1} = 1,1U_{ном}$, а реле $KV4, KV5, KV6$ — от напряжения, допустимого определенное время, например $U_{ш2} = 1,5U_{ном}$ при выдержке времени отключения линии $t_2 = 1$ с [45].

Первая ступень включает выключатель $Q1$ (см. рис. 9.1) реактора LRI , а вторая предназначена для отключения выключателя $Q3$ линии и запрета его АПВ (см. рис. 9.5). Предусмотрено возможное отключение линии и первой ступенью с выдержкой времени $t_1 \gg t_2$, если после включения реактора напряжение $U_{ш}$ не снижается до напряжения возврата реле $KV1, KV2, KV3$, т.е. остается большим ($U_{ш} > 1,1U_{ном}$).

Избирательный орган необходим для выявления линии, отключенной с противоположной стороны, — от шин ЭС или ПС (см. рис. 9.1) обычно отходят несколько линий. Он представляет собой комплекты из трех измерительных реле (для каждой линии) $KQ1, KQ2, KQ3$ реактивной мощности Q [8], включенных на фазные напряжения и токи трех фаз и срабатывающих при направлении мощности от линии к шинам, т.е. генерируемой односторонне включенной линией (на рис. 9.5 показан один их комплект). Для четкости действия установленная реактивная мощность их срабатывания выбирается в 1,5 раза меньше мощности, генерируемой линией [45], отключенной с противоположного конца при напряжении $U_{ш}$, соответствующем установленному напряжению срабатывания первой ступени пускового органа напряжения $U_{ш} = U_{y1}$, а для селективности их действия — не менее чем в 1,25 раза больше (при возможности) максимальной реактивной мощности в нагрузочном режиме, также направленной от линии к шинам (при реверсивной по мощности электропередаче).

Дополнительно предусмотрен контроль тока в линии: при невозможности указанной отстройки реле KQ от реактивной мощности рабочего режима максимальные измерительные реле фазных токов $KA1, KA2, KA3$ с установленными токами срабатывания, превышающими ток, обусловленный указанной реактивной мощностью, генерируемой односторонне включенной линией, запрещают действие автоматики включения реактора и отключения линии. При этом учитывается и опасность неправильного (излишнего) срабатывания реле реактивной мощности в рабочем режиме максимальной передаваемой по линии активной мощности.

Необходимое взаимодействие пускового и избирательного органов обеспечивается логической частью устройства АОПН: элементами $D\bar{X}1, D\bar{X}2, D\bar{X}3$ (И—ЗАПРЕТ) логического перемножения (совпадения) дискретных (единичных) сигналов от измерительных реле напряжения $KV1, KV2, KV3$ и $KQ1, KQ2, KQ3$ соответственно с запретом их прохождения по сигналу логической единицы от реле тока соответственно $KA1, KA2, KA3$ и элементом логического суммирования $DW1$ (ИЛИ). Они формируют дискретный исполнительный сигнал на включение компенсирующего реактора при повышении напряжения и наличии потока реактивной мощности из

линии к шинам, если обусловленный ею ток не превышает установленного тока срабатывания максимальных измерительных реле тока $KA1, KA2, KA3$.

С выдержкой t_1 элемента времени $DT1$ через элементы $DW3$ и $DW4$ первая ступень может отключать линию и запрещать ее АПВ.

Вторая ступень пускового органа (реле $KV4, KV5, KV6$), формирующая сигнал логической единицы через элемент $DW2$, поступающий на первый (нижний) вход логического элемента DX (И), разрешает действовать на отключение линии и запрещение ее АПВ. Разрешение формируется через элементы $DW3$ и $DW4$ с выдержкой времени $t_2 \ll t_1$ элемента времени $DT2$ только при условии нахождения в состоянии после срабатывания первой ступени [наличие логической единицы на втором (верхнем) входе элемента DX от $DW1$].

Известен [45] и другой способ автоматического включения компенсирующего реактора, при котором используются пробои искровых промежутков в цепи подключения реактора вследствие перенапряжения. Появляющиеся токи в указанной цепи фиксируются измерительными реле тока, которые и производят включение отключенного выключателя, в частности $Q1$, реактора LRI (см. рис. 9.1).

Микропроцессорная автоматика ограничений повышенной напряженности (АОПН-М) входит в состав терминала REO511-РАА ООО «АББ Автоматизация» [59], выполняющего и функции автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР-М). Как и рассмотренная АОПН (панель ШП2704), АОПН-М является двухступенчатой, но имеет определенные особенности, которые рассмотрены в п. 10.5.3.

Более чувствительной и гибкой является микропроцессорная автоматика ограничений повышенной напряженности, разработанная в ОАО «Институт «Энергосеть-проект» [96]. Она является трехступенчатой и обладает специфическим свойством учета накопительного эффекта воздействия повышенного напряжения. Микропроцессорная АОПН-М функционирует в соответствии с вольт-секундной характеристикой электроэнергетического оборудования (рис. 9.6), определяющей согласно соответствующему ГОСТ допустимое время перенапряжения в зависимости от его кратности k , например 20 с при $k_3 = 1,25$.

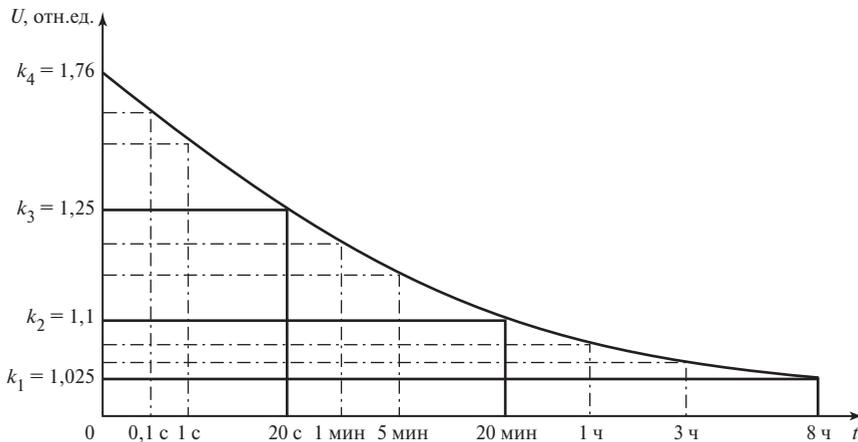


Рис. 9.6. Вольт-секундная характеристика электроэнергетического оборудования

Чувствительность АОПН-М повышена за счет введения предварительной ступени, функционирующей в диапазоне от $k_1 = 1,025$ до $k_2 = 1,1$. Как указывалось, панель ШП2704 фиксирует минимальную кратность $k_2 = 1,1$.

Первой и второй ступеням АОПН-М соответствуют контролируемые кратности от $k_2 = 1,1$ до $k_3 = 1,25$ и от $k_3 = 1,25$ до $k_4 = 1,76$ с диапазонами времени срабатывания от 20 мин до 20 с и от 20 с практически до нуля соответственно.

Повышенная гибкость микропроцессорной автоматики обусловливается наличием в каждой из ступеней промежуточных диапазонов контролируемых кратностей перенапряжения, показанных на рис. 9.6 штрихпунктирными линиями.

Алгоритм функционирования АОПН-М основан на вычислении амплитудного и действующего значений напряжения и их сравнении с предписанными значениями, определяемыми указанными промежуточными диапазонами кратностей напряжения в пределах каждой из трех ступеней. При этом время срабатывания вычисляется не только в соответствии с вольт-секундной характеристикой, но и с учетом предыдущего уровня перенапряжения, чем и достигается указанный накопительный эффект.

Амплитудные значения каждого из фазных напряжений вычисляются по ортогональным (синусной и косинусной) составляющим напряжения промышленной частоты, выделяемым нерекурсивными частотными фильтрами Фурье ортогональных составляющих [8]: квадрат амплитуды равен сумме квадратов синусной $U_s(nT)$ и косинусной $U_c(nT)$ составляющих [см. (8.8)].

Действующее значение напряжения вычисляется, как и в автоматическом регуляторе возбуждения синхронных генераторов (см. п. 3.5.2), извлечением квадратного корня из суммы квадратов дискретных мгновенных значений напряжения за период его изменения.

Предварительная ступень сначала воздействует на электроэнергетические объекты автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности: вращающиеся синхронные СК, статические компенсаторы реактивной мощности СТК и трансформаторы (автотрансформаторы) с УРПН и линейными (вольтдобавочными) трансформаторами. Однако при неэффективности указанного воздействия производится переход к воздействиям первой ступени на включение реактора $LR1$ (см. рис. 9.1) и второго $LR2$ при его наличии и даже на отключение выключателя $Q3$ линии.

Первая ступень формирует сигнал на включение выключателя реактора $LR1$ в начале линии (со своей стороны, если она отключена с противоположной стороны, см. рис. 9.1) или передает сигнал по каналу связи на включение реактора $LR2$ противоположного конца линии, если она отключена со своей стороны. Если перенапряжение существенно не снижается, то производится отключение или телеотключение линии.

Третья ступень с выдержкой времени или безынерционно (в зависимости от кратности напряжения) формирует сигнал на отключение выключателя $Q3$ (см. рис. 9.1) или производит телеотключение выключателя $Q4$, если он был включен, а $Q3$ отключен.

Отключенное состояние линии с противоположной стороны, вызывающее перенапряжение на линиях подстанции (на своей стороне), фиксируется по дис-

кренному возрастанию или изменению направления перетока реактивной мощности от линии к шинам. При этом реактивная мощность $Q_{л}$ сравнивается с предписанной $Q_{пр}$, корректируемой активной мощностью $P_{л}$, что обеспечивает несрабатывание АОПН-М на отключение своей линии, если перенапряжение возникло из-за отключения (с противоположной стороны) смежной линии, отходящей от шин подстанции. Отключенное состояние линии со своей стороны определяется по отсутствию тока в линиях (см. измерительные реле тока $КА1$, $КА2$, $КА3$ на рис. 9.5).

Вычисление квадрата амплитуды тока, как и напряжения, производится по ортогональным составляющим [синусной $I_s(nT)$ и косинусной $I_c(nT)$]. Измерительное преобразование активной и реактивной мощностей выполняется по быстродействующим алгоритмам в соответствии с соотношениями [8]

$$P(nT) \sim U_s(nT) I_s(nT) + U_c(nT) I_c(nT);$$

$$Q(nT) \sim U_c(nT) I_s(nT) - U_s(nT) I_c(nT).$$

Функциональная схема (рис. 9.7), на которой программные вычислительные и логические операции показаны условными обозначениями измерительных преоб-

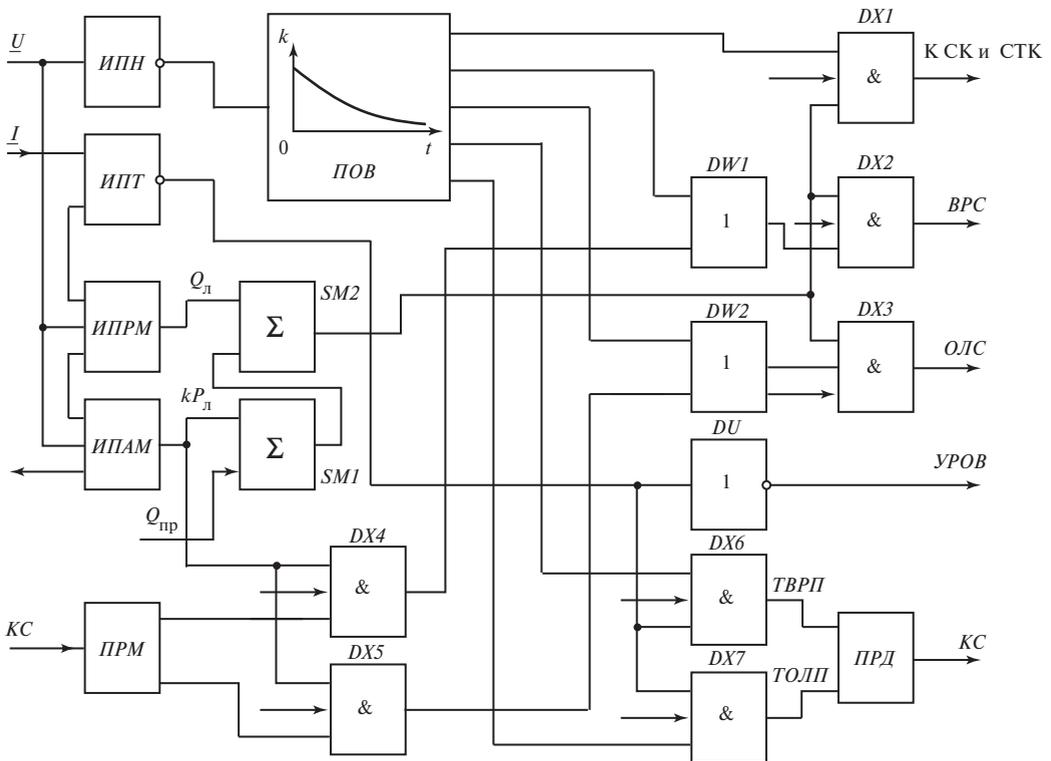


Рис. 9.7. Структурная схема микропроцессорной автоматики ограничений повышений напряжения

разователей напряжения *ИПН*, тока *ИПТ* (с инверсным выходом), реактивной *ИПРМ* и активной *ИПАМ* мощностей и логических элементов совпадения *DX* (И), суммирования *DW* (ИЛИ) и инверсии *DU* (НЕ) дискретных сигналов, поясняет функционирование АОПН-М.

Программа определения времени *ПОВ* формирования управляющих воздействий в соответствии с указанной вольт-секундной характеристикой вычисляет с учетом накопительного эффекта, через какое время после возникновения перенапряжения должны:

загружаться потребляемой реактивной мощностью синхронные компенсаторы *СК* или статические компенсаторы *СТК*;

включаться реактор *ВРС* на своем конце линии электропередачи, например выключателем *Q1* (см. рис. 9.1), или телевключаться *ТВРП* реактор на противоположном конце, например выключателем *Q2*, по сигналу, передаваемому по каналу связи *КС* передатчиком *ПРД* и приемником *ПРМ*;

отключаться линия электропередачи на своем конце *ОЛС*, например выключателем *Q3*, или телеотключаться *ТОЛП* на противоположном конце, например выключателем *Q4*.

Соответствующие сигналы на загрузку компенсаторов, включение реактора и отключение линии на своем конце формируются логическими элементами *DW1*, *DW2*, *DX1*, *DX2*, *DX3*, а сигналы на телеотключение — элементами *DX4*, *DX5*, *DX6* и *DX7*.

В соответствии с алгоритмом АОПН-М исполнение управляющих воздействий производится при наличии сигнала от измерительных преобразователей *ИПРМ* реактивной $Q_{л}$, проходящей от линии электропередачи к шинам подстанции (генерируемой линией), и от *ИПАМ* активной $P_{л}$ мощностей, формируемого операциями указанного суммирования *SM1*.

Сигнал на выходе, разрешающий исполнение управляющих воздействий, формируется элементом сравнения — сумматором *SM2* в режиме вычитания

$$Q_{л} > Q_{пр} + kP_{л}, \quad (9.2)$$

где k — коэффициент, устанавливаемый при настройке автоматики.

Указанное соотношение обеспечивает избирательность действия АОПН-М. Его использование для уставки программного измерительного реле реактивной мощности в функции активной нагрузки линии является особенностью АОПН-М.

Управляющие воздействия на телевключение реактора или телеотключение линии формируются, если линия отключена со своего конца, что контролируется логической единицей на инверсном выходе *ИПТ* — отсутствием тока в линии. Инвертор *DU* формирует сигнал на устройство резервирования отключения выключателей *УРОВ*.

На входах логических элементов *DX*, символизирующих программные операции совпадения, стрелками показаны сигналы конфигурации автоматики —

набора выполняющих функций, устанавливаемых при настройке или ее изменении от ПЭВМ автоматизированного рабочего места оператора.

Разработано и поставляется микропроцессорная АОПН в виде терминала REO511-OVP [59] с программным алгоритмом функционирования, аналогичным описанному алгоритму действия шкафа противоаварийной автоматики ШП2704.

Автоматика ограничения напряжения интегрирована с автоматикой ликвидации асинхронного режима (см. гл. 10) — терминал REO511-PAА [59].

9.3.3. Микроэлектронные аналоговые и микропроцессорные комплексные устройства автоматической частотной разгрузки

Как указывалось (см. п. 9.1.3), выпускаются аналоговые и микропроцессорные комплексные устройства (КУ) АЧР.

Аналоговое комплексное устройство АЧР содержит три бесконтактных измерительных реле частоты $KF1$, $KF2$, $KF3$ (рис. 9.8) и три RC -элемента выдержки времени $DT1$, $DT2$, $DT3$, которые могут выводиться из действия накладками SX (на схеме показана одна из них). Поэтому на КУ могут быть реализованы по два автомата как быстродействующих АЧР1, так и инерционных АЧР2, комбинированный автомат АЧР1, АЧР2 и устройство ЧАПВ.

Измерительное реле частоты, как и реле типа РЧ-1 (см. рис. 9.3), функционирует на основе времяимпульсного элемента сравнения фаз $\mathcal{E}\Phi$ двух напряжений, но другой разновидности, а именно: входного $\underline{U}_{вх} = \underline{U}_f$ вторичного измерительного трансформатора напряжения TVL и напряжения $\underline{U}_R = \underline{I}R$, снимаемого с

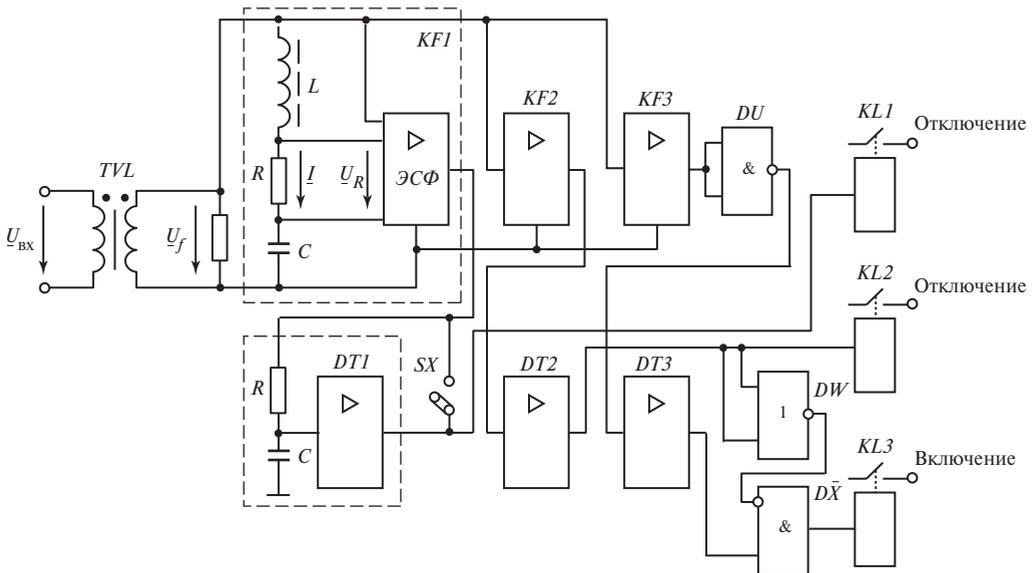


Рис. 9.8. Функциональная схема аналогового комплексного устройства АЧР

резистора последовательного LCR -резонансного контура, настроенного на номинальную промышленную частоту $f_{\text{ном}} = 50$ Гц. Поэтому в нормальном режиме напряжения совпадают по фазе, а при отклонениях частоты расходятся по фазе на угол, зависящий от степени отличия частоты от номинальной. Сформированные соответственно из положительной и отрицательной полуволн указанных синусоидальных напряжений прямоугольные импульсы длительностью в половину периода при номинальной частоте образуют потенциальный сигнал, а при отклонении, в частности при снижении частоты, при которой напряжение \underline{U}_R опережает по фазе напряжение $\underline{U}_{\text{вх}}$, они образуют времяимпульсный сигнал в виде последовательности прямоугольных импульсов, длительность которых равна паузе между указанными полупериодными импульсами и пропорциональна углу сдвига фаз между напряжениями $\underline{U}_{\text{вх}}$ и \underline{U}_R , а следовательно, и частоте.

Времяимпульсный элемент сравнения фаз ЭСФ [8] сопоставляет длительность импульсов с установленным временем, моделирующим определенную сниженную частоту — уставку измерительного реле частоты, и, следовательно, обладает свойством установки любого граничного угла сдвига фаз и частоты срабатывания реле $KF1$, $KF2$, $KF3$. При равенстве возрастающей по мере снижения частоты длительности импульсов и установленной длительности, т.е. при снижении частоты до частоты срабатывания, транзисторный усилитель ЭСФ, охваченный положительной обратной связью, релейно формирует дискретный потенциальный сигнал, возбуждающий (при замкнутой накладке SX) выходное электромагнитное реле $KL1$ безынерционного автомата АЧРІ или запускающий элементы времени $DT1$. Аналогично запускается от реле $KF2$ элемент времени $DT2$ автомата АЧРІІ.

Благодаря инвертору DU на выходе измерительного реле частоты $KF3$ формируется дискретный потенциальный сигнал, запускающий элемент выдержки времени $DT3$ автомата ЧАПВ при восстановлении частоты до номинальной. Устройство содержит логический элемент $D\bar{X}$ (ЗАПРЕТ), не допускающий действия ЧАПВ при срабатывании АЧР [элемент DW (ИЛИ)]. Выходы КУ АЧР контактные — электромагнитные реле $KL1—KL3$.

Микропроцессорные комплексные автоматические устройства АЧР, в частности микропроцессорный блок типа БМ АЧР и терминал «Сириус АЧР» (см. гл. 10), являются более совершенными автоматическими устройствами. Они обеспечивают: выполнение 10 автоматов АЧРІ, нескольких автоматов АЧРІІ и АЧРІІІ, осуществление частотного АПВ отключенных потребителей после восстановления частоты и возможность дискретно изменять установленные частоты срабатывания очередей АЧР по частоте и времени (содержат восемь комплектов наборов их значений); контроль снижения напряжения; автоматическую регистрацию процессов изменений частоты и напряжения и действий АЧР; хранение в памяти информации о 30 событиях; возможность передачи информации по запросу и просмотра результатов регистрации на панели индикации; предотвращение излишних отключений в условиях лавины частоты. Высокая надежность их функционирования достигается за счет автоматического самоконтроля и периодического тестирования.

9.3.4. Автоматические устройства управления синхронными генераторами при изменениях частоты

9.3.4.1. Автоматика отключений синхронных генераторов при изменении частоты

Для нормального функционирования механизмов, обеспечивающих производительность парогенераторов ТЭС и АЭС при снижениях частоты, практикуется отключение одного или нескольких генераторов от электроэнергетической системы для снабжения только собственных нужд электростанции и наиболее ответственных потребителей. При этом схемы распределительных устройств электрической части ТЭС выполняются с учетом возможности выделения собственных нужд для их питания от автономно работающего генератора отключением минимального числа (даже только одного) выключателей. На рис. 9.9 приведены взятые из [45] примеры схем с условным изображением простейших автоматических устройств такого отключения, содержащих измерительное реле снижения частоты KF и иногда реле времени KT (рис. 9.9, а).

В первой схеме при снижении частоты с выдержкой времени отключается шиносоединительный выключатель Q , отделяя вторые (нижние) шины с присоединенными к ним синхронным генератором $G1$ и собственными нуждами CH с ответственной нагрузкой H , от первых (верхних) шин, к которым подключены остальные синхронные генераторы $G2$ электростанции и трансформаторы T связи с электроэнергетической системой.

Вторая схема (рис. 9.9, б) иллюстрирует полное отделение электростанции ЭС от электроэнергетической системы ЭЭС автоматикой отключений при снижении частоты (реле KF), целесообразное при развитии общесистемной аварии. Отделившаяся электростанция используется затем для восстановления нормального

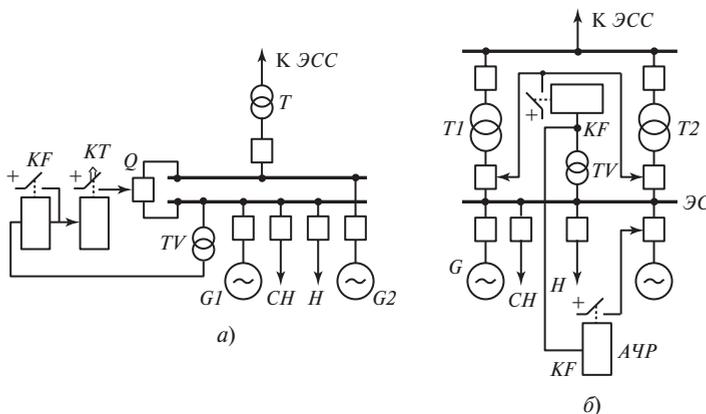


Рис. 9.9. Схемы электрических соединений электростанций, обеспечивающие отделение части генераторов для питания собственных нужд при аварийном снижении частоты в энергосистеме

режима работы электроэнергетической системы. На схеме условно показана и автоматика частотной разгрузки АЧР, необходимая для ликвидации недостатка активной мощности, который может возникнуть после такого отделения.

На схеме рис. 9.10, также взятой из [45], условно показана автоматика отключений синхронных генераторов ГЭС при повышении частоты, опасном для турбогенераторов ТЭС. Необходимость в автоматике отключений гидрогенераторов обусловлена тем, что при отключениях одной цепи первого I или второго II участка линии электропередачи возникает опасность нарушения статической устойчивости параллельной работы ГЭС и ТЭС с электроэнергетической системой из-за снижения пропускной способности электропередачи: возникает избыток генерируемой мощности и синхронные генераторы разгоняются. Хотя быстродействующие автоматические регуляторы мощности (см. § 3.5) турбогенераторов прикрывают регулирующие клапаны, обычно относительно медленно действующие через АРЧВ, автоматические регуляторы мощности генераторов и инерционные направляющие аппараты гидротурбин не успевают предотвратить разгон гидроагрегатов. Увеличение частоты вращения гидрогенераторов приводит и к соответствующему, опасному для паровых турбин, возрастанию частоты вращения и турбогенераторов.

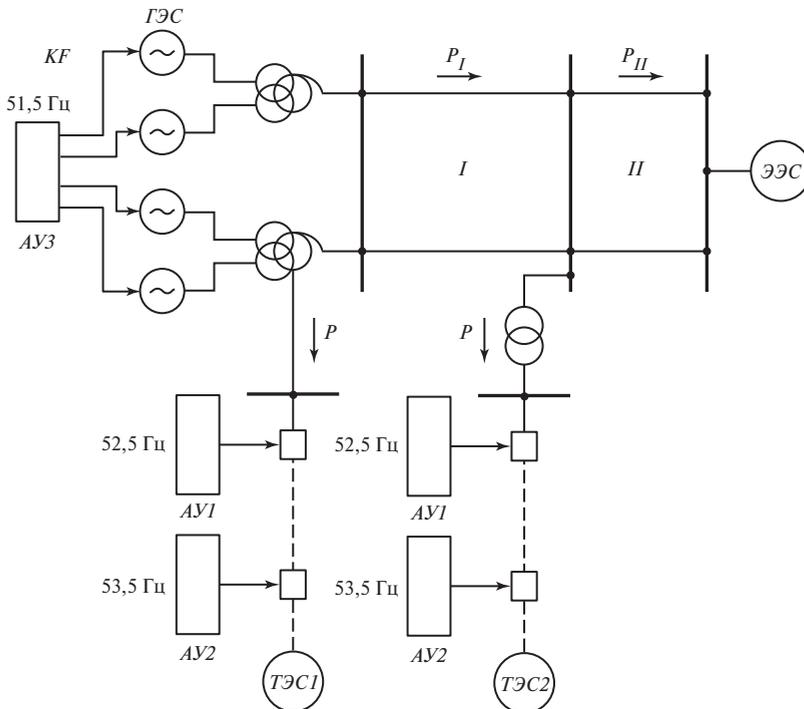


Рис. 9.10. Схема размещения устройств автоматики ограничения повышения частоты в энергосистеме, связанных с мощной гидроэлектростанцией

Поэтому и предусматривается обычно двухступенчатая автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ), действующая на отделение ТЭС с нагрузкой, соответствующей их мощности. На схеме показано по два быстродействующих автоматических устройства $AУ1$ и $AУ2$, установленных по концам линий связи $TЭС1$, $TЭС2$ и $ГЭС$ с частотами срабатывания 52,5 и 53,5 Гц соответственно. Автоматика ограничения повышения частоты, установленная на гидроэлектростанции, $AУ3$ (реле KF с частотой срабатывания 51,5 Гц) отключает часть гидрогенераторов ГЭС, не допуская отделения ТЭС от электроэнергетической системы.

Чебоксарским электроаппаратным заводом выпускается панель (шкаф) автоматики ограничения частоты вращения синхронных генераторов типа ШДЭ2602 [118]. Она позволяет осуществить три ступени управляющих воздействий по повышению частоты и скорости ее изменения. Панель выполнена на интегральных микросхемах с применением аналого-цифрового и цифроаналогового преобразования сигналов.

9.3.4.2. Автоматика частотного пуска и загрузки гидрогенераторов

Обладающие способностью быстро разгоняться и набирать нагрузку гидрогенераторы используются как резервные источники мощности для покрытия ее дефицита, вызывающего снижение частоты в электроэнергетической системе. Выше (см. рис. 1.3) показано на формирование сигнала на ускоренный пуск гидрогенератора от измерительного реле частоты KF .

Автоматика частотного пуска и загрузки гидрогенераторов, выдающих неполную мощность или работающих в режиме синхронного компенсатора, эффективно способствует прекращению снижения и последующему восстановлению частоты. При ее действии отключение потребителей электроэнергии автоматикой АЧРП обычно не производится.

Функциональная схема (рис. 9.11) автоматики пуска и загрузки гидрогенераторов формирует импульсный сигнал на ускоренный пуск при снижении частоты до $f_{c,y} = 49,3$ Гц и обеспечивает требуемые:

- однократные воздействия на гидрогенераторы;
- двухступенчатые воздействия с разными выдержками времени;
- дополнительную загрузку гидрогенераторов только при наличии их недогрузки или работы в режиме СК;
- одновременные с пуском первой очереди воздействия на увеличение мощности гидрогенераторов;
- неавтоматическое (кнопкой SB) приведение автоматики в состояние готовности к новому действию.

Ускоренный пуск $УП$ гидрогенераторов (их групп) $G1$, $G2$ происходит при готовности автоматики к действию — при наличии дискретного потенциального сигнала (логической единицы) на нижнем входе логического элемента $DX1$ ($И$). Он поступает с выхода элемента запоминания сигнала после нажатия оператором кнопки SB (прямого выхода статического триггера ST) — поступления логической единицы на

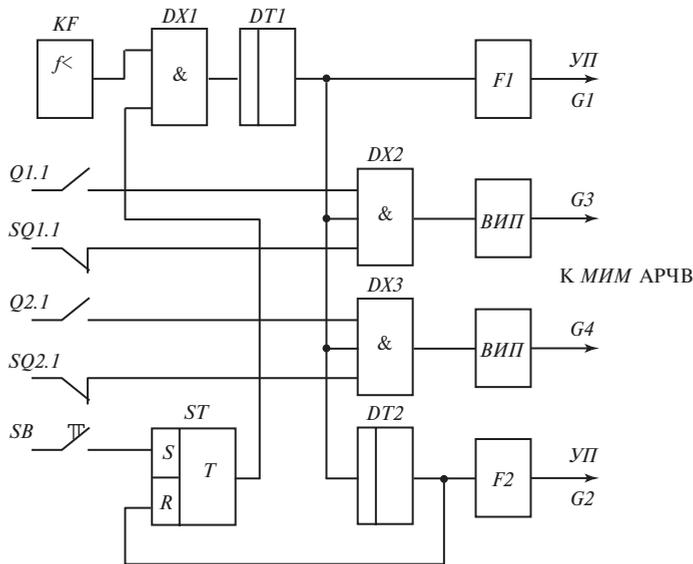


Рис. 9.11. Функциональная схема автоматики частотного ускоренного пуска и нагрузки гидрогенераторов

вход S записи триггера. Срабатывание измерительного реле частоты напряжения KF с установленной частотой $f_{c,y}$ — выдача им логической единицы на верхний вход элемента $DX1$ — производит запуск элемента выдержки времени $DT1$. Спустя время t_1 элемент $DT1$ воздействует на формирователь $F1$ (одновибратор) импульсного сигнала, запоминаемого триггером $ST2$ (см. рис. 1.3), схемы формирования сигнала ускоренного пуска $УП$ гидрогенераторов $G1$.

С указанной небольшой задержкой времени дискретным потенциальным сигналом элемента $DT1$ через трехвходовые логические элементы $DX2$ и $DX3$ при наличии на остальных их двух входах единичных логических сигналов от вспомогательных (сигнальных) контактов $Q1.1$, $Q2.1$ выключателей гидрогенераторов (выключатели включены) и от контактов $SQ1.1$, $SQ2.1$ конечных выключателей направляющих аппаратов гидротурбин (они недогружены, направляющие аппараты полностью не открыты, и указанные их контакты еще замкнуты) запускаются времяимпульсные преобразователи $ВИП$. Они преобразуют дискретные потенциальные сигналы в импульсы с уменьшающейся по мере увеличения нагрузки генераторов длительностью (см. релейный усилитель-преобразователь, охваченный отрицательной обратной связью, реализуемой аperiodическим звеном, на рис. 2.2). Импульсное воздействие на электродвигатель механизма изменения мощности $МИМ$ (см. рис. 2.10) — задающий элемент по мощности АРЧВ — обеспечивает устойчивый процесс загрузки гидрогенераторов $G3$, $G4$.

С той же задержкой запускается второй элемент выдержки времени $DT2$, после истечения которой запускается формирователь $F2$ (см. рис. 9.11) импульсного сигнала, поступающего на вход записи S указанного триггера $ST2$ (см. рис. 1.3) схемы

формирования сигнала ускоренного пуска VII генераторов $G2$. Элемент $DT2$ логической единицей, поступающей на вход считывания R триггера ST , снимающего единицу с нижнего входа элемента $DX1$, выводит схему из действия (обеспечивает однократность ее действия).

9.4. Контрольные вопросы

1. Как функционирует бесконтактная противоаварийная форсировка возбуждения синхронного турбогенератора с электромашиным возбудителем переменного тока и диодным выпрямителем (см. рис. 3.6)?
2. Как действует автоматика включения компенсирующих реакторов $LR1$, $LR2$ (см. рис. 9.1) и отключения линии электропередачи (см. рис. 9.5)?
3. Как выполнено и действует совмещенное микроэлектронное устройство автоматики частотной разгрузки и частотного повторного включения (см. рис. 9.8)?
4. В чем состоят особенности микропроцессорной автоматики частотной разгрузки и частотного АПВ?
5. Почему целесообразно и как достигается отключение части синхронных генераторов электростанций от электроэнергетической системы для автономного электроснабжения собственных нужд?
6. Почему необходима автоматика отключений синхронных генераторов (каких электростанций) при повышении частоты в электроэнергетической системе?
7. Каково назначение автоматики частотного пуска резервных и быстродействующей загрузки недогруженных работающих гидрогенераторов?
8. Как функционирует автоматика частотного пуска резервных гидрогенераторов и быстродействующей загрузки работающих (см. рис. 9.11)?
9. Как обычно выполняется автоматическое устройство противоаварийных отключений при снижении действующего значения напряжения?
10. Каковы назначение и эффективность действия частотного автоматического повторного включения ЧАПВ?

9.5. Информационный блок для углубленного изучения. Процесс предаварийного изменения частоты и настройка автоматики частотной разгрузки

9.5.1. Процесс изменения частоты в электроэнергетической системе

При нарушении вследствие возмущающего воздействия баланса мощностей в электроэнергетической системе начинается электромеханический переходный процесс, сопровождающийся снижением или повышением частоты вращения синхронных генераторов. И то и другое, однако, некатастрофично, поскольку нагруженная электроэнергетическая система обладает способностью к самовосстановлению уста-

новившегося послеаварийного режима благодаря естественному свойству нагрузки уменьшать при снижении частоты и увеличивать при ее повышении свою производительность.

На рис. 9.12, *a* приведены статические зависимости вырабатываемой синхронными генераторами мощности P_{Γ} (кривая 1) и мощности, потребляемой нагрузками P_{H1} , P_{H2} (кривые 2, 3), от частоты. При ограниченном небалансе мощности $\Delta P_{\Gamma 1} = P_{H1 0} - P_{\Gamma 0}$ (рис. 9.12, *a*) или $\Delta P_{\Gamma 1} = P_{\Gamma 0} - P_{\Gamma 1 0}$ (рис. 9.12, *б*), при котором графики 1, 2 указанных зависимостей пересекаются не только в точке *a* (нормальный режим), но и в точке *b* (установившийся послеаварийный режим, наступающий при сниженной частоте $f_1 < f_{\text{ном}}$). Однако при дефиците генерируемой мощности

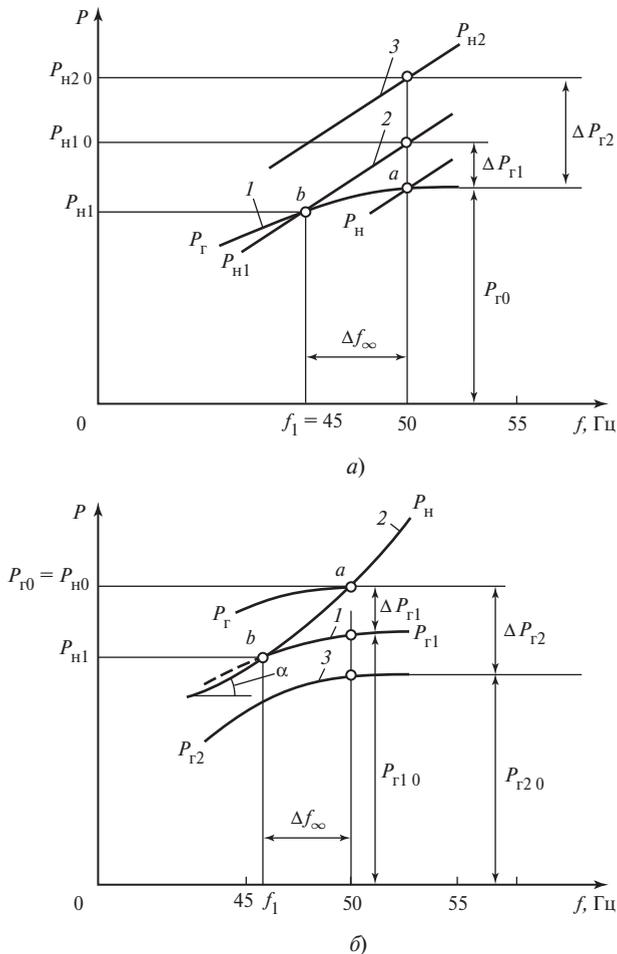


Рис. 9.12. Статические частотные характеристики генерирующей части и нагрузки электроэнергетической системы при «набросе» мощности нагрузки (*a*) и «сбросе» мощности генератора (*б*)

$\Delta P_{Г2} = P_{н2 0} - P_{Г 0} > \Delta P_{Г1}$ (рис. 9.12, а) или $\Delta P_{Г2} = P_{Г0} - P_{Г2 0}$ (рис. 9.12, б), при котором характеристики 2 и 3 расходятся, аварийный процесс развивается вследствие лавины частоты — может произойти общесистемная авария. Для «спасения» электроэнергетической системы необходимо снижение дефицита $P_{Г2}$, что и делается противоаварийным отключением нагрузки по снижению частоты автоматикой частотной разгрузки (АЧР) — наиболее простым и эффективным видом АОСЧ.

Столь же опасно и повышение частоты вращения синхронных генераторов в избыточной по мощности части ЭЭС, но уже с точки зрения сохранения статической устойчивости в послеаварийном режиме. В этом случае производится автоматическое частотное отключение гидрогенераторов (АЧОГ).

Динамический процесс изменения, в частности снижения, частоты (см. рис. 9.2) описывается экспоненциальной функцией с постоянной времени T_J , определяемой моментом электромеханической инерции J электроэнергетической системы. Она является решением дифференциального уравнения движения ЭЭС при электромеханическом переходном процессе, обусловленном возникшим недостатком мощности $\Delta P_{Г}$:

$$J \frac{d\omega}{dt} = \Delta P_{Г} / \omega. \quad (9.3)$$

Уравнение с учетом $\omega = f_* \omega_{НОМ}$; $J\omega^2 / P_{н.НОМ} = T_J$ и $df/dt = d\Delta f/dt$ после умножения на $\omega / P_{н.НОМ}$ в операторной форме выглядит как [2]

$$p T_J \Delta f_*(\bar{p}) = \Delta P_{*НОМ}(\bar{p}), \quad (9.3a)$$

где $\Delta P_{*НОМ} = \Delta P_{Г} / P_{н.НОМ}$; $P_{н.НОМ}$ — номинальная мощность нагрузки.

Согласно (9.3a) электроэнергетическая система представляется интегрирующим структурно неустойчивым звеном

$$\Delta f_*(\bar{p}) = \Delta P_{*НОМ}(\bar{p}) / (p T_J), \quad (9.4)$$

т.е. новый установившийся послеаварийный режим при $\Delta P_{НОМ} = \text{const}$ невозможен.

Однако недостаток мощности ΔP_* уменьшается по мере снижения частоты:

$$\Delta P_* = \Delta P_{*НОМ} - k_H \Delta f_*, \quad (9.4a)$$

где $k_H = dP_*/df_* = \text{tg } \alpha$ — коэффициент регулирующего эффекта нагрузки (см. рис. 9.12, б).

С его учетом [подстановкой (9.4a) в уравнение (9.4)] нагруженная электроэнергетическая система представляется инерционным потенциально устойчивым структурным звеном первого порядка:

$$\Delta f_*(\bar{p}) = \frac{\Delta P_{*НОМ}}{k_H} \frac{1}{p T_{ч} + 1}, \quad (9.5)$$

где $T_{ч} = T_J / k_H$ — постоянная времени изменения частоты.

В установившемся послеаварийном режиме (при $t \rightarrow \infty, p \rightarrow 0$) частота оказывается сниженной на

$$\Delta f_{*\infty} = \Delta P_{*\text{НОМ}} / k_{\text{H}}. \quad (9.6)$$

Указанная подстановка (9.4а) в (9.4) эквивалентна охвату интегрирующего звена жесткой отрицательной обратной связью с коэффициентом передачи $K_{\text{o.c}} = k_{\text{H}}$ [2], преобразующей его в указанное апериодическое звено и обеспечивающей затухание электромеханического переходного процесса в электроэнергетической системе.

Решение уравнения (9.5) и определяет экспоненциальное изменение частоты (см. рис. 9.2)

$$f = f_{\text{НОМ}} \mp \Delta f_{*} (1 - e^{-t/T_{\text{ч}}}), \quad (9.7)$$

при недостатке или избытке мощности — соответственно знаки \mp в (9.7).

В [2] обращено внимание на свойство производной функции (9.7), равной с учетом (9.3а) и (9.6):

$$\frac{df}{dt} = \mp \Delta P_{*\text{НОМ}} \frac{f_{\text{НОМ}}}{k_{\text{H}} T} e^{-t/T_{\text{ч}}}. \quad (9.8)$$

Максимальное значение этой функции при $t = 0$

$$\left(\frac{df}{dt} \right)_{t=0} = \mp \Delta P_{*\text{НОМ}} \frac{f}{k_{\text{H}} T_{\text{ч}}} \quad (9.9)$$

дает информацию о возникающем небалансе мощности $\Delta P_{*\text{НОМ}}$ и уменьшающемся по мере, в частности, снижения частоты недостатке (дефиците) мощности, пропорциональном согласно (9.9) частоте f .

Задача автоматики противоаварийных частотных отключений нагрузки и автоматики частотного ускоренного пуска гидрогенераторов в дефицитной и отключение гидрогенераторов в избыточной по мощности частях ЭЭС — остановить процесс снижения или повышения частоты, а затем изменить его соответственно на возрастание или снижение частоты в целях восстановления ее номинального значения.

9.5.2. Настройка автоматики частотной разгрузки

Эффективность АЧР и указанное свойство адаптации по отключаемой нагрузке к возникшей степени нарушения баланса мощностей — недостатку (дефициту) генерируемой мощности — обеспечивается ее настройкой: определением количества автоматов (очереди) категорий АЧРІ, АЧРІІ и АЧРІІІ; выбором установленных частот срабатывания их измерительных реле частоты напряжения (ИРЧН) и устройства ЧАПВ; определением и установкой выдержек времени автоматов АЧРІІ и ЧАПВ (автоматы категорий АЧРІ и АЧРІІІ являются быстросрабатывающими).

Количество автоматов АЧРІ технически ограничивается лишь погрешностью установки частоты срабатывания минимальных измерительных реле частоты напряжения (ИРЧН), т.е. различаемых ими двух установленных значений снижающейся частоты напряжения: для максимального приближения по мощности отключаемой нагрузки к возникшему дефициту необходимо возможно большее число автоматов АЧРІ. Современные более точные аналоговые микроселекционные ИРЧН, а тем более измерительная часть цифровой АЧР позволяют разносить установленные частоты на $\Delta f_y = 0,1$ Гц. При определившемся длительным опытом эксплуатации диапазоне установленных частот срабатывания АЧРІ от $\Delta f_{y11} = 48,5$ Гц до $f_{y1n} = 46,5$ Гц наибольшее количество автоматов АЧРІ составляет

$$N = [(f_{y11} - f_{y1n}) / \Delta f_{y1}] + 1 = 21. \quad (9.10)$$

Наиболее важным с точки зрения технико-экономического показателя АЧР — максимального приближения мощности отключаемой нагрузки к возникшему дефициту генерируемой мощности — является определение мощностей нагрузки, отключаемых каждым автоматом частотной разгрузки. Они рассчитываются с учетом регулирующего эффекта нагрузки и отключаемой предыдущим (по ходу процесса снижения частоты) автоматом, кроме первого, мощность которого определяется с учетом (9.6) как

$$P_{*отк1} = k_n \Delta f_{*1} = 0,02k_n(f_{ном} - f_{y11}). \quad (9.11)$$

При обычном $k_n = 1,5 \div 2,0$ и указанной $f_{y11} = 48,5$ Гц

$$P_{отк1} = (0,045 \div 0,06)P_{н.ном},$$

где $P_{н.ном} = P_{н0}$ — мощность нагрузки в момент возникновения возмущающего воздействия (см. рис. 9.12).

Мощность нагрузки $P_{отк2}$, отключаемая второй очередью категории АЧРІ, вычисляется с учетом мощности $P_{отк1}$:

$$P_{*отк2} = 2k_n(f_{ном} - f_{y12})(1 - P_{*отк1}), \quad (9.12)$$

где $f_{y12} = f_{y11} - \Delta f_y = 48,4$ Гц.

Отключаемая n -м автоматом мощность нагрузки определяется аналогичным (9.12) выражением:

$$P_{*отк n} = 2k_n(f_{ном} - f_{y1n}) \left(1 - \sum_{j=1}^{n-1} P_{*отк j} \right). \quad (9.13)$$

По аналогичной (9.11) формуле и частоте f_{∞} , которая могла установиться при отсутствии АЧР, вычисляется общая отключаемая мощность нагрузки, равная возникающему дефициту генерируемой мощности:

$$P_{отк \Sigma} = P_{деф} = 2k_n(f_{ном} - f_{\infty})P_{н.ном}. \quad (9.14)$$

На практике для простоты допускается равномерное распределение общей отключаемой мощности между очередями АЧРІ:

$$P_{откi} = P_{отк\Sigma}/N.$$

Иногда в потенциально остродефицитных районах предусматривается еще одна (специальная) быстродействующая очередь АЧР с частотой срабатывания $f_y = 49$ Гц, предназначенная для разгрузки линий электропередачи, связывающих ОЭС [41], к которой может подключаться часть потребителей, присоединенных к АЧРІ.

Вторая категория АЧРІІ в соответствии с ее назначением восстанавливать частоту до близкой к номинальной в случаях, когда она длительно остается сниженной, состоит обычно из трех автоматов с установленной частотой срабатывания $f_{yII} = 49,2$ Гц, отключающих дополнительную нагрузку с выдержками времени. Первая из них определяется временем действия АЧРІ по мере снижения частоты, укладываемым в одну постоянную времени T_q (см. рис. 9.2), и временем затухания экспоненциального процесса ее изменения, принимаемого обычно равным трем постоянным времени, т.е. устанавливается не менее $t_{y1} = 3T_q$, а третья доходит до $t_{y3} = 90$ с — время, достаточное для автоматического частотного пуска и нагружения гидрогенераторов.

Отключаемая АЧРІІ мощность нагрузки на основе опыта эксплуатации принимается $P_{отк\Sigma2} \approx 0,4P_{отк\Sigma}$ и распределяется поровну между тремя автоматами. Таким образом, общая мощность нагрузки, подключаемой к АЧРІ и АЧРІІ при раздельном их выполнении, может почти в 1,5 раза превышать возникающий дефицит генерируемой мощности. При практикуемом совмещении АЧРІ и АЧРІІ — комбинированном выполнении устройств АЧР с автоматически переключаемыми уставками одного ИРЧН, как утверждают эксплуатационники, общая мощность нагрузки, которая потенциально может быть отключена в процессе снижения и восстановления частоты, уменьшается примерно до $1,2P_{деф}$ [2].

Устанавливаемые в потенциально остро опасных по лавине частоты энерго-районах безынерционные автоматы категории АЧРІІІ имеют уставку срабатывания по максимальной скорости изменения частоты в начальный момент переходного процесса быстрого ее снижения, определяемую по производной $(df/dt)_{t=0}$, т.е. по (9.9).

Автоматика частотного повторного включения имеет установленную частоту срабатывания — возврата минимального (снижения частоты) ИРЧН — от 49,2 Гц, а установленные выдержки времени отдельных автоматов, возрастающие ступенчато на $\Delta t = 5$ с, от начальной $t_{y1} = 10 \div 20$ с.

9.6. Контрольные вопросы

1. Как изменяется частота промышленного тока при нарушении баланса генерируемой и требуемой нагрузкой мощностей? Почему и всегда ли возможен установившийся режим работы с пониженной частотой?

2. Что такое регулирующий эффект нагрузки, наблюдающийся при изменениях частоты вращения синхронных генераторов?
3. Как определяются установленные значения частоты срабатывания автоматов АЧРІ и АЧРІІ?
4. Почему автоматы АЧРІ многочисленны и имеют разные установленные частоты срабатывания, а АЧРІІ малочисленны и имеют одну частоту срабатывания?
5. Как определяются мощности нагрузки, отключаемой автоматами частотной разгрузки?
6. Как объяснить, пользуясь графиками на рис. 9.2, изменение частоты при возникновении дефицита активной мощности в ЭЭС и действии автоматики частотной разгрузки?
7. При каком из указанных на графиках рис. 9.12 дискретном изменении ΔP мощности генераторов или нагрузки возможен установившийся режим работы с пониженной частотой и при каком ΔP возникает лавина частоты?
8. Как объяснить, пользуясь графиками на рис. 9.2, эффективность действия АЧРІ и АЧРІІ?
9. По какой временной функции изменяется частота при возникновении дефицита активной мощности в ЭЭС?
10. Что является параметром срабатывания измерительного реле АЧРІІІ?

9.7. Заключение

Автоматика предотвращения недопустимых изменений режимных параметров приходит в действие при опасных снижениях действующего значения и частоты напряжения и не допускает развития общесистемной аварии вследствие лавины напряжения или лавины частоты.

Автоматика предотвращения недопустимых повышений действующего значения и частоты напряжения не допускает возникновения коротких замыканий вследствие перенапряжений и опасного для механической целостности роторов паровых турбин возрастания частоты их вращения. Поэтому изучение принципов действия, способов технического выполнения и необходимой для противоаварийной эффективности ее настройки не менее важно, чем изучение общесистемной АПНУ (см. гл. 7) и АЛАР (см. гл. 8).

В информационных блоках изложен принципиальный и практический материал в порядке его усложнения, обеспечивающий его усвоение на уровне, достаточном для грамотного обслуживания автоматики в эксплуатации.

9.8. Тесты

1. Какой из указанных видов автоматики предотвращения недопустимых изменений режимных параметров обеспечивает максимальное остаточное напряжение на линиях электростанции или подстанции при коротких замыканиях на линии электростанции:
 - 1) автоматика подключения к линии компенсирующих реакторов;
 - 2) автоматика отключений нагрузки при снижении напряжения;

- 3) автоматика отключений гидрогенераторов;
- 4) автоматика повышения возбуждения синхронных генераторов до технически возможного или допустимого уровня — форсировка возбуждения.

2. Какой из указанных видов автоматической частотной разгрузки (АЧР) электроэнергетической системы при снижении частоты обеспечивает прекращение ее снижения:

- 1) действующая по скорости снижения частоты АЧРШ;
- 2) действующая с задержкой по времени АЧРЦ;
- 3) мгновенно действующая по значению частоты АЧРІ.

3. Какой из указанных видов АЧР обеспечивает восстановление снизившейся частоты в электроэнергетической системе:

- 1) АЧРШ, действующая по скорости снижения частоты;
- 2) АЧРІ, мгновенно действующая по значению частоты;
- 3) АЧРЦ, действующая с задержкой по времени.

4. По какому принципу и по какому из возможных способов сравнения электрических величин действует измерительное реле частоты АЧР (см. рис. 9.3):

- 1) по принципу сравнения среднев्यпрямленных значений двух токов в цепи резонансного LCR -контура и в цепи балластного резистора $R1$ способом их вычитания;
- 2) по принципу сравнения фаз синусоидальных напряжений u_R и u_f (на зажимах R и $R2$) способом выпрямления одного из них выпрямителем, управляемым от источника другого напряжения;
- 3) по времяимпульсному способу сравнения фаз напряжений интегрированием длительности импульса, равной времени несовпадения мгновенных значений напряжений u_R и u_f по знаку;
- 4) по времяимпульсному способу сравнения фаз напряжений u_R и u_f фиксированием совпадения или несовпадения во времени импульсов напряжений, сформированных из u_R и u_f .

5. Какими бесконтактными измерительными реле формируется воздействие на включение компенсирующего реактора LRI (см. рис. 9.1) автоматикой ограничения повышения напряжения (см. рис. 9.5):

- 1) измерительными реле $KV1$, $KQ1$ и $KA1$;
- 2) измерительными реле $KV2$, $KQ2$ и $KA2$;
- 3) измерительными реле $KV3$, $KQ3$ и $KA3$;
- 4) измерительными реле $KV1$, $KQ1$, или $KV2$, $KQ2$, или $KV3$, $KQ3$.

6. При каких состояниях логических реле $KL1$ и $KL2$, триггера $ST1$ и бесконтактного реле времени $DT1$ может сформироваться воздействие на отключение АЧР (см. рис. 9.4):

- 1) реле $KL2$ возбуждено логической единицей на инверсном выходе $\bar{Q} = 1$ триггера $ST1$, его контакт $KL.2$ замкнут, а реле времени $DT1$ запущено;

2) реле $KL1$ возбуждено, его контакт $KL.1$ замкнут, реле $DT1$ запущено логической функцией на прямом выходе $Q = 1$ триггера $ST1$ и набрало выдержку времени — на его выходе логическая единица;

3) реле времени $DT1$ логической единицей на своем выходе, поступающей на вход R триггера $ST1$, вернуло его в исходное состояние — логическая единица на инверсном выходе $\bar{Q} = 1$, реле $KL2$ возбуждено — его контакт $KL.2$ замкнут;

4) реле $KL1$ возбуждено, его контакт $KL.1$ замкнут, а реле $DT1$ запущено логической единицей на прямом выходе $Q = 1$ триггера $ST1$, выдержка времени $DT1$ не закончилась — на его выходе логический ноль.

7. Какая из категорий: АЧРІ, АЧРІІ или АЧРІІІ состоит из многих измерительных реле частоты с разными установленными частотами срабатывания:

- 1) категория АЧРІІ;
- 2) категория АЧРІІІ;
- 3) категории АЧРІ и АЧРІІІ;
- 4) категория АЧРІ.

8. При каких установленных частотах (уставках) измерительных реле частоты отключаются гидрогенераторы из-за опасности разгона ими турбогенераторов (см. рис. 9.10):

- 1) при частоте 53,5 Гц;
- 2) при частоте 52,5 Гц;
- 3) при частоте 52,0 Гц;
- 4) при частоте 51,5 Гц.

9. При какой установленной частоте (уставке) измерительного реле частоты KF запускаются резервные гидрогенераторы (см. рис. 9.11):

- 1) при частоте 48,0 Гц;
- 2) при частоте 48,5 Гц;
- 3) при частоте 49,0 Гц;
- 4) при частоте 49,3 Гц.

10. При каких состояниях элементов схемы автоматики частотного ускоренного пуска гидрогенераторов формируются воздействия $F1$, $F2$ на пуск генераторов $G1$ и $G2$ (см. рис. 9.11):

1) при срабатывании измерительного реле частоты KF и окончании задержек реле времени $DT1$ и $DT2$;

2) при наличии логических единиц на входах $DX2$: срабатывании реле KF и готовности выключателей $Q1$ и $Q2$ и направляющих аппаратов — их конечных выключателей $SQ1$ и $SQ2$;

3) при срабатывании измерительного реле частоты KF и наличии логического нуля на нижнем входе логического элемента $DX1$ (И).

МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ИНТЕГРИРОВАННАЯ ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА

Структура главы

- 10.1. Учебно-информационный блок. Общая характеристика микропроцессорной интегрированной противоаварийной автоматики
- 10.2. Контрольные вопросы
- 10.3. Дополнительный информационный блок. Микропроцессорные интегрированные устройства автоматики противоаварийного управления
- 10.4. Контрольные вопросы
- 10.5. Информационный блок для углубленного изучения. Функциональные схемы микропроцессорных терминалов
- 10.6. Контрольные вопросы
- 10.7. Заключение
- 10.8. Тесты

Целью изучения данной темы является ознакомление с появившимися в последнее время и бурно развивающимися в связи с внедрением в технику автоматического управления электроэнергетическими системами методов обработки информации и технических средств вычислительной техники микропроцессорными интегрированными — программно выполняющими функции многих автоматических устройств — комплексами автоматики противоаварийного управления электроэнергетическими системами. Согласно директиве ООО РАО «ЕЭС России» они должны заменить в ближайшее время традиционные автоматические устройства [76].

10.1. Учебно-информационный блок. Общая характеристика микропроцессорной интегрированной противоаварийной автоматики

10.1.1. Особенности микропроцессорных интегрированных автоматических устройств

Применение методов и технических средств обработки информации цифровой вычислительной техникой при ее микропроцессорной реализации привело к созданию интегрированных автоматических комплексов противоаварийного управления, программно выполняющих функции традиционных автоматических устройств релейной защиты и собственно противоаварийной автоматики. Они являются интеллектуальными техническими средствами с присущими микропроцессорной вычислительной технике информационными свойствами и обладают широкими сервисными функциями, существенно повышающими эффективность противоаварийного автоматического управления электроэнергетическими системами.

Микропроцессорные интегрированные автоматические комплексы имеют важные преимущества и достоинства. Основные из них:

- многофункциональность и малые размеры;

- возможность дистанционного (от ПЭВМ пульта управления оператора) изменения настройки и программ функционирования;

- автоматическое тестирование и самодиагностика;

- ускорение противоаварийных отключений и включений электротехнического оборудования;

- выдача оператору информации о состоянии управляемых электроэнергетических объектов и готовности к противоаварийным управляющим воздействиям на них автоматики противоаварийного управления;

- регистрация и хранение информации о развитии аварийных ситуаций, функционировании и эффективности действия интегрированных комплексов противоаварийного управления;

- возможность вхождения в состав вышестоящих уровней автоматизированного управления электроэнергетическими системами;

- отсутствие необходимости кропотливых периодических проверок технического состояния и настройки автоматики противоаварийного управления.

В интегрированных микропроцессорных комплексах автоматики противоаварийного управления реализованы новые принципы действия их измерительной части. Они обеспечили снижение инерционности и повышение эффективности прежде всего предварительной обработки входной информации, поступающей на фоне интенсивных помех, обусловленных свободными апериодической и колебательными составляющими и принужденными гармониками напряжений и токов электромагнитных переходных процессов, создаваемых короткими замыканиями. Как известно [5, 8, 43], сигналами входной информации обычно являются принужденные синусоидальные составляющие промышленной частоты напряжений и токов электромагнитных и электромеханических переходных процессов.

Применение современных, реализуемых только техническими средствами цифровой вычислительной техники, способов выделения входных сигналов: программной адаптивной фильтрации входных информационных процессов, формирования ортогональных составляющих [8] колебательных принужденных токов и напряжений и их разложения на симметричные составляющие — подняло на новый информационный и функциональный уровень технику автоматического противоаварийного управления электроэнергетическими системами и повысило необходимое ее быстродействие.

В создание интегрированных микропроцессорных комплексов противоаварийного управления включились конверсионные научно-исследовательские организации с их ранее недоступными для электроэнергетики информационными технологиями.

Инициатива создания отечественных микропроцессорных интегрированных устройств релейной защиты и собственно противоаварийной автоматики принадлежит научно-техническому центру «НТЦ «МЕХАНОТРОНИКА» (г. Санкт-Петербург) и научно-технической фирме ЗАО «РАДИУС Автоматика» (г. Зеленоград), впервые разработавшим микропроцессорную защиту и автоматику собственных нужд электростанций и распределительных электрических сетей напряжением 6—35 кВ типов БМРЗ и «Сириус». Выпускают указанную микропроцессорную защиту и автоматику серии ТЭМП исследовательский центр ООО «ИЦ «БРЕСЛЕР» (г. Чебоксары) и совместное с международным концерном АВВ предприятие ООО «АББ Автоматизация».

Ведущими занимающимися разработкой микропроцессорной интегрированной защиты и автоматики синхронных генераторов, трансформаторов, линий электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения и специализированной общенергосистемной противоаварийной автоматики являются научно-производственное предприятие ООО НПП «ЭКРА» (г. Чебоксары), исследовательский центр ООО «ИЦ «БРЕСЛЕР», ГУП «Всероссийский электротехнический институт имени В.И. Ленина», ОАО «Институт «Энергосетьпроект», Филиал ОАО «НТЦ Электроэнергетика» — ВНИИЭ, ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем».

В российской электроэнергетике используются разработки интегрированных автоматических устройств автоматики противоаварийного управления и зарубежных фирм (Siemens и др.), выполненных на терминалах.

10.1.2. Микропроцессорные комплексы автоматических устройств автоматики противоаварийного управления

По мере создания интегрированной автоматики противоаварийного управления (ИАПУ) — микропроцессорных комплексов релейной защиты и противоаварийной автоматики — прежде всего интегрировались автоматические устройства:

токовой ступенчатой защиты [43] и защиты минимального напряжения — простейшей автоматики ограничений снижения напряжения (ЗМН);

резервирования отказа отключения выключателей (УРОВ);

автоматической частотной разгрузки (АЧР);

автоматического повторного включения (АПВ) выключателей, отключенных защитой и АЧР (ЧАПВ);

автоматического включения резервных источников питания — резервных трансформаторов собственных нужд электростанций, секционных выключателей подстанций (АВР);

автоматического повторного пуска (АПП) электродвигателей, отключенных защитой минимального напряжения (ЗМН).

Затем были созданы микропроцессорные высокочастотные фильтровая направленная и дифференциально-фазные, дистанционные и токовые направленные нулевой последовательности защиты линий высокого напряжения (110—330 кВ), интегрированные с трехфазной автоматикой повторного включения (ТАПВ) и сверхвысокого напряжения (500—750 кВ), интегрированные с однофазной автоматикой повторного включения (ОАПВ).

Разработана и общеэнергосистемная микропроцессорная автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) электроэнергетических систем и ликвидации асинхронного режима (АЛАР).

10.1.2.1. Микропроцессорная интегрированная автоматика НТЦ «МЕХАНОТРОНИКА»

Интегрированная автоматика противоаварийного управления формируется из отдельных функциональных микропроцессорных автоматических устройств противоаварийных защитных отключений (релейной защиты) и повторных включений типа БМРЗ, автоматической частотной разгрузки и частотного АПВ типа БМ АЧР с цифровым измерительным реле частоты БМ МРЧ [49, 77]. Начиная с 2005 г. поставляется микропроцессорная защита и линий электропередачи высокого (110—220 кВ) напряжения.

Наиболее интегрированным является многофункциональное микропроцессорное устройство релейной защиты (блок) БМРЗ, выполняющее функции:

- отключения междуфазных КЗ направленной трехфазной или ненаправленной двухфазной трехступенчатой токовой защитой с комбинированным пуском по напряжению;

- отключения замыканий на землю направленной защитой тока нулевой последовательности;

- отключения при несимметрии нагрузки и обрыве фазы защитой тока обратной последовательности;

- отключения КЗ на шинах распредустройства логическим алгоритмом;

- резервирования отказа выключателей;

- повторного включения выключателей, отключенных релейной защитой и АЧР;

- включения резервных выключателей;

- автоматики ограничения снижения напряжения;

- исполнительной части автоматики ограничения снижений и повышений частоты;

- определения места повреждения и осциллографирования электрических величин в аварийных режимах;

- выполнения команд от внешних устройств управления;

- электродуговой защиты;

- самодиагностики.

Его функциональные схемы рассмотрены в дополнительном информационном блоке (см. § 10.3.1 и 10.3.2).

10.1.2.2. Микропроцессорные интегрированные устройства ЗАО «РАДИУС Автоматика» и ООО «ИЦ «БРЕСЛЕР»

Разработаны и поставляются микропроцессорные устройства автоматики противоаварийного управления широкой номенклатуры для систем собственных нужд электростанций и подстанций напряжением 6/35/110 кВ типа «Сириус», а именно терминалы [92, 106]:

«Сириус-Л», выполняющий функции всех известных видов токовых, в том числе направленных и дистанционной, защит для линий напряжением 35 кВ, функции резервирования отключения их выключателей и одно- или двухкратного автоматического повторного включения выключателей;

«Сириус-В» и «Сириус-С», содержащие токовые защиты, устройства резервирования отключения выключателя, автоматического повторного его включения («Сириус-В») или автоматического включения резервного выключателя («Сириус-С»);

«Сириус-Т» с функциями основной токовой продольной дифференциальной и резервных защит трансформаторов и автоматической аварийной их разгрузки;

«Сириус-АЧР» автоматической частотной разгрузки;

«Сириус-Д» защиты и автоматики асинхронных и синхронных электродвигателей с функциями их отключения при снижении или исчезновении напряжения (автоматика ограничений снижений напряжения), при обрыве фазы источника питания, при выпадении из синхронизма и функцией автоматического повторного пуска асинхронных и синхронных электродвигателей с самосинхронизацией (см. гл. 1).

Выпускается и микропроцессорный терминал ИМФ-3Р (индикатор), фиксирующий расстояния до места короткого замыкания на линиях напряжением 110—750 кВ [92].

Исследовательский центр ООО «ИЦ «БРЕСЛЕР» выпускает микропроцессорные интегрированные устройства защиты и автоматики на терминалах серии «ТЕМП 2501», а именно:

«ТЕМП 2501-10» и «ТЕМП 2501-30» присоединений напряжением от 0,4 до 6 кВ и от 10 до 35 кВ соответственно;

«ТЕМП 2501-20» секционного выключателя;

«ТЕМП 2501-40» синхронных и асинхронных электродвигателей.

Все терминалы имеют модульную структуру и унифицированную конструкцию.

10.1.2.3. Микропроцессорные терминалы интегрированной противоаварийной автоматики ООО «АББ Автоматизация»

Объединенное (с международной компанией АБВ) предприятие ООО «АБВ Автоматизация» ведет интенсивную научно-техническую работу по адаптации и внедрению в российскую электроэнергетику микропроцессорных устройств и комплексов противоаварийной автоматики, производимых зарубежными фирмами, и по созданию российской микропроцессорной интегрированной автоматики противоаварийного управления электроэнергетическими системами.

Предлагается большая номенклатура [78, 91] цифровых автоматических устройств — цифровых реле серии SPA для распределительных электрических сетей напряжением от 0,4 кВ и терминалов SPACOM для распреструйств 6—35 кВ финского производства, модернизированных в соответствии с требованиями к противоаварийной автоматике российских электроэнергетических систем [109]. Микропроцессорные терминалы компании АBB серий REG, RET и REL являются основой построения интегрированной противоаварийной автоматики синхронных генераторов, трансформаторов и линий электропередачи напряжением 110—750 кВ.

Основанные на последних достижениях информационной технологии, они являются наиболее совершенными, отвечающими современным требованиям к автоматике противоаварийного управления; их считают интеллектуальными техническими средствами с гибким, обеспечивающим адаптацию и способность к «самосовершенствованию» программированием. Они обладают всеми свойственными современной вычислительной технике информационными, функциональными и сервисными свойствами.

Хотя отдельные цифровые реле серии SPA специализированы, однако во взаимодействии они образуют комплексные многофункциональные автоматические устройства, унифицированные по программному и функциональному построению. Некоторые из них многофункциональны сами по себе, например цифровые реле SPAD346 и SPAF340. Первые выполняют функции токовой продольной дифференциальной и трехступенчатой токовой защит, отключающих междуфазные КЗ, и устройств отключений замыканий на землю. Вторые — SPAF340 — представляют собой четырехступенчатую противоаварийную автоматику ограничений снижений частоты (в том числе по скорости снижения) и ее повышения с контролем напряжения.

Терминалы SPACOM можно считать достаточно интегрированными микропроцессорными устройствами противоаварийных отключений всех видов поврежденных электрооборудования собственных нужд электростанций и распределительных сетей, его повторного и резервного включений, исполнения сигналов автоматики ограничений изменения напряжения и частоты.

На терминалах ООО «АББ Автоматизация» серий REG и RET реализуется интегрированная автоматика противоаварийного управления синхронными генераторами (REG316), блочными трансформаторами (RET316) и линиями электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения (REL511R, REL521).

10.1.2.4. Автоматика противоаварийного управления электроэнергетическими объектами высокого и сверхвысокого напряжения

В последние годы интенсивно разрабатывается отечественная микропроцессорная интегрированная автоматика защитных отключений КЗ (релейная защита) и собственно противоаварийная автоматика (ТАПВ, ОАПВ, АПНУ, АЛАР, АОПН) электроэнергетических систем [57, 60—62, 70, 73, 74, 79, 80, 99, 107, 108].

Научно-производственные предприятия ООО НПП «ЭКРА», ООО «ИЦ «БРЭСЛЕР» (г. Чебоксары) и ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем» постав-

ляют: терминалы микропроцессорной дифференциально-фазной высокочастотной, дистанционной, токовой направленной нулевой последовательности защит, интегрированные с ОАПВ и ТАПВ линий электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения; управляющий вычислительный комплекс автоматики предотвращения нарушения устойчивости, интегрированную АЛАР и АОПН [59—62].

Внедряется в эксплуатацию отечественная микропроцессорная релейная защита и автоматика синхронных генераторов, трансформаторов и шин электростанций [59].

10.2. Контрольные вопросы

1. Что понимается под интегрированным автоматическим устройством?
2. В чем состоят основные особенности микропроцессорных интегрированных автоматических устройств электроэнергетических систем?
3. Как обеспечивается надежность действия микропроцессорных автоматических устройств?
4. Какие функции выполняют микропроцессорные автоматические устройства противоаварийного управления электроэнергетическими объектами напряжением 0,4/10 кВ ЗАО «РАДИУС Автоматика»?
5. Что представляет собой и какие функции выполняет микропроцессорный комплекс автоматики противоаварийного управления НТЦ «МЕХАНОТРОНИКА»?
6. Какие виды микропроцессорных автоматических устройств поставляются ЗАО «РАДИУС Автоматика» и ООО «ИЦ «БРЕСЛЕР»?
7. Каково назначение микропроцессорных терминалов SPACOM?
8. Какими терминалами выполняются функции противоаварийной автоматики генераторов, трансформаторов и линий электропередачи?
9. Какие функции выполняют цифровые реле SPAD346 и SPAF340?
10. Какие известны разработки новой отечественной микропроцессорной автоматики?

10.3. Дополнительный информационный блок. Микропроцессорные интегрированные устройства автоматики противоаварийного управления

10.3.1. Многофункциональные микропроцессорные устройства типа БМРЗ

Интегрированное микропроцессорное устройство типа БМРЗ выполняет функции многих традиционных устройств противоаварийного защитного отключения (релейной защиты) и собственно противоаварийной автоматики (см. п. 10.1.2.1).

Трехступенчатая токовая защита с контролем по напряжению и направлению мощности КЗ и ускорением действия имеет независимые выдержки времени $DT1$ первой ступени — реле максимального тока KAI (рис. 10.1) и $DT2$ второй ступени —

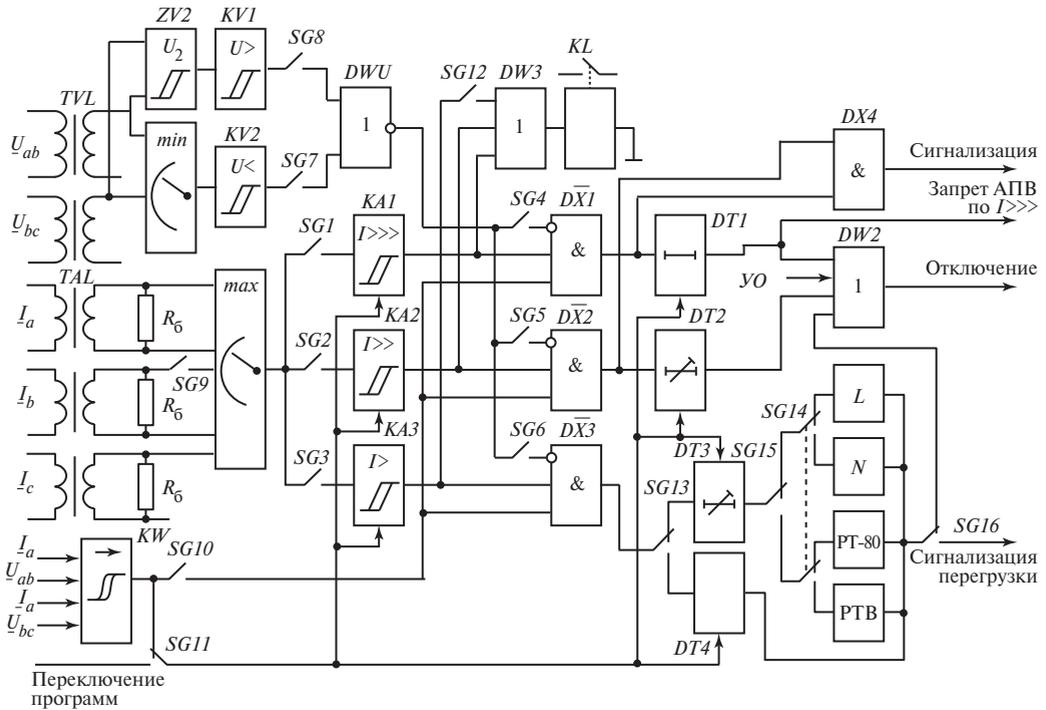


Рис. 10.1. Функциональная схема алгоритмов максимальной токовой защиты

реле $KA2$ и обратно зависимые (от тока) характеристики выдержек времени $DT3$ третьей ступени — реле тока $KA3$. Характеристики определяются вычислениями времени срабатывания по аналитическим соотношениям, соответствующим одной из четырех их характеристик: международной L , инверсной N и аналогам электромеханических реле типа $PT-80$ и PTB [43, 118]. Характеристики устанавливаются ключами $SG14$, $SG15$, а ключом $SG13$ вводится независимая от тока выдержка времени $DT4$.

Измерительно-преобразовательная часть защиты реализуется программными операциями:

трех однофазных измерительных реле максимального тока $KA1$, $KA2$, $KA3$, подключенных (ключами $SG1$, $SG2$, $SG3$) через макси-селектор max ко вторичным измерительным трансформаторам тока TAL , нагруженным балластными резисторами R_6 (ключ $SG9$) и с усилителями на ИОУ (на схеме не показаны);

одного измерительного реле минимального напряжения $KV2$ с мини-селектором min трехфазного напряжения вторичных трансформаторов TVL также с усилителями;

фильтра $ZV2$ и реле $KV1$ напряжения обратной последовательности U_2 ;

двух измерительных реле KW угла сдвига фаз [8] (направления мощности), включенных по 90-градусной схеме [43] (на схеме показано одно реле KW с выходом через логическую операцию ИЛИ — ключи $SG10, SG11$).

Все три ступени могут контролироваться [логические операции $D\bar{X}1, D\bar{X}2, D\bar{X}3$ (И-ЗАПРЕТ)] через ключи $SG4—SG7$ по минимальному напряжению [ключ $SG7$ и операция DWU (ИЛИ-НЕ)]:

по напряжению обратной последовательности (ключ $SG8$);

по направлению мощности КЗ (ключи $SG10, SG11$).

Первая ($KA1$) и вторая ($KA2$) ступени с токами срабатывания, обозначенными как $I \gg \gg, I \gg$ соответственно, действуют [операция $DW2$ (ИЛИ)] на отключение выключателя. Третья ступень ($KA3$) с током срабатывания $I >$ действует в зависимости от положения ключа $SG16$ на отключение или на сигнализацию о перегрузке.

На схеме рис. 10.1 показаны особенности программной защиты:

цепь формирования сигналов ($DW3$ и ключ $SG12$) контактами реле KL , запускающего логический алгоритм отключения шин распреустройства;

формирование [операция $DX4$ (И)] сигнала о запуске первой и второй ступеней защиты;

цепь запрета (блокировки) АПВ от первой ступени защиты ($KA1$);

дистанционное управление настройкой (переключение программ) измерительной и логической частей;

цепь ускоренного отключения $УО$.

Устройство отключений замыканий на землю функционирует с контролем или только напряжения, или напряжения и тока, или и направления мощности нулевой последовательности (устанавливается программно) с одной или двумя независимыми выдержками времени. Характеризуется высокой чувствительностью — низкими током (от 0,05 А) и напряжением (от 5 В) срабатывания.

Автоматика повторного включения выключателя (рис. 10.2) запускается, как обычно [2], при несоответствии положения ключа управления и состояния выключателя. Пуск производится дискретным сигналом (логической единицей) от токовой защиты $T3$ или (операция $DW1$) от реле PPO отключенного положения выключателя и при готовности АПВ к действию (операция $DX1$).

При включенном ключе $SG1$ релейный формирователь $F1$ выдает дискретный импульсный сигнал, который, поступая на вход S триггера $ST1$, запоминается им при отсутствии запрещающего сигнала на входе R общего запрета АПВ (операция $DW3$), его запрета (при включенном ключе $SG3$) от первой ступени защиты ($KA1$) (см. рис. 10.1) и при действии $УРОВ$ или неисправности БМРЗ.

Через операцию $DX2$ при наличии единичного логического сигнала об отключенном выключателе от PPO запускается таймер микропроцессора $DT1$, и после срабатывания первого цикла $АПВ1$, формирователь $F3$ через элемент $DW4$ импульсным воздействием повторно включает выключатель.

При необходимости (включен ключ $SG2$) срабатывание $АПВ1$ запоминается триггером $ST2$ (через элементы $F2, DX3$) второго цикла $АПВ2$, если на его входе R отсутствует один из указанных запрещающих сигналов или сигнал запрета $АПВ2$

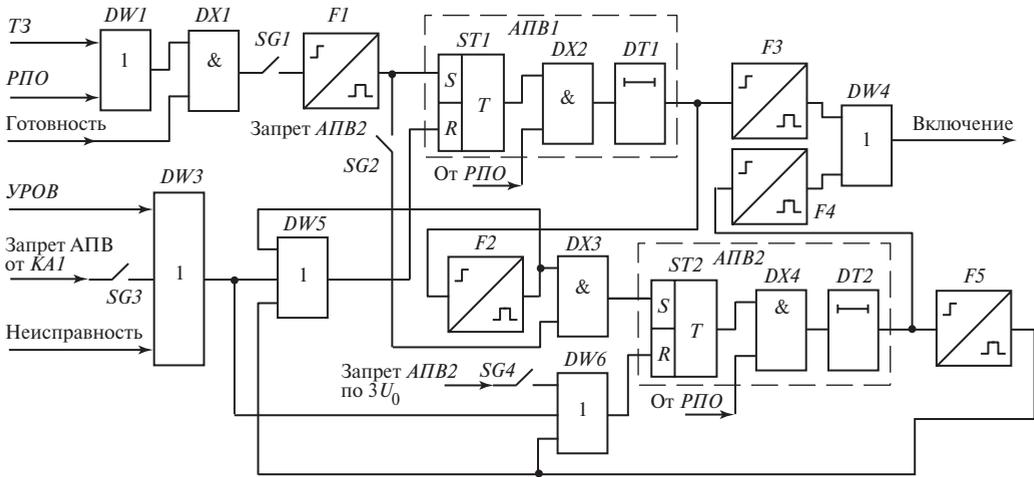


Рис. 10.2. Функциональная схема алгоритма АПВ

по напряжению нулевой последовательности $3U_0$ (операции $DW3$, $DW6$, ключ $SG4$). При этом сигналом формирователя $F2$, поступающим через элемент $DW5$ на вход R , триггер $ST1$ возвращается в исходное состояние.

Через установленное время таймера $DT2$ при наличии сигнала на входе элемента $DX4$ о новом отключении выключателя (от PPO) формирователь $F4$ через элемент $DW4$ выдает импульсное воздействие на включение выключателя второй раз. Формирователь $F5$ через элемент $DW6$ возвращает триггер $ST2$ в исходное состояние и через элемент $DW5$ подтверждает возврат триггера $ST1$.

Время срабатывания устанавливается от 0,5 с (через 0,1 с), а время готовности к новому действию составляет 120 с.

Автоматика включения резервного выключателя имеет особенность — обеспечивает повторное включение рабочего $Q1$ и отключение резервного $Q3$ выключателей после восстановления напряжения на рабочем вводе (рис. 10.3, а). Поэтому программно реализуется традиционный пусковой орган как минимального напряжения [измерительные реле $KV1$, $KV2$, $KV3$ на рис. 10.3, б, подключенные через вторичные (с усилителями на ИОУ) трансформаторы $TVL1$, $TVL2$, $TVL3$ к первичным измерительным трансформаторам напряжения рабочей секции $TV1$ и ввода подстанции $TV3$ на рис. 10.3, а], так и максимального напряжения (реле $KV4$, подключенного к трансформатору $TV3$).

Формирование сигнала разрешения АВР (геркон $KL3$) происходит при наличии напряжения на резервирующей секции с выключателем $Q2$ и первичным измерительным трансформатором напряжения $TV2$ (рис. 10.3, а). Формирование сигнала контролируется операцией совпадения с инверсией $\overline{D\bar{X}}$ сигналов о срабатывании двух реле максимального напряжения $KV5$, $KV6$ и отсутствии напряжения на рабочем вводе — реле $KV4$ (рис. 10.3, б). Особенностью является запрет АВР при наличии однофазного замыкания на землю, производимый измерительным реле

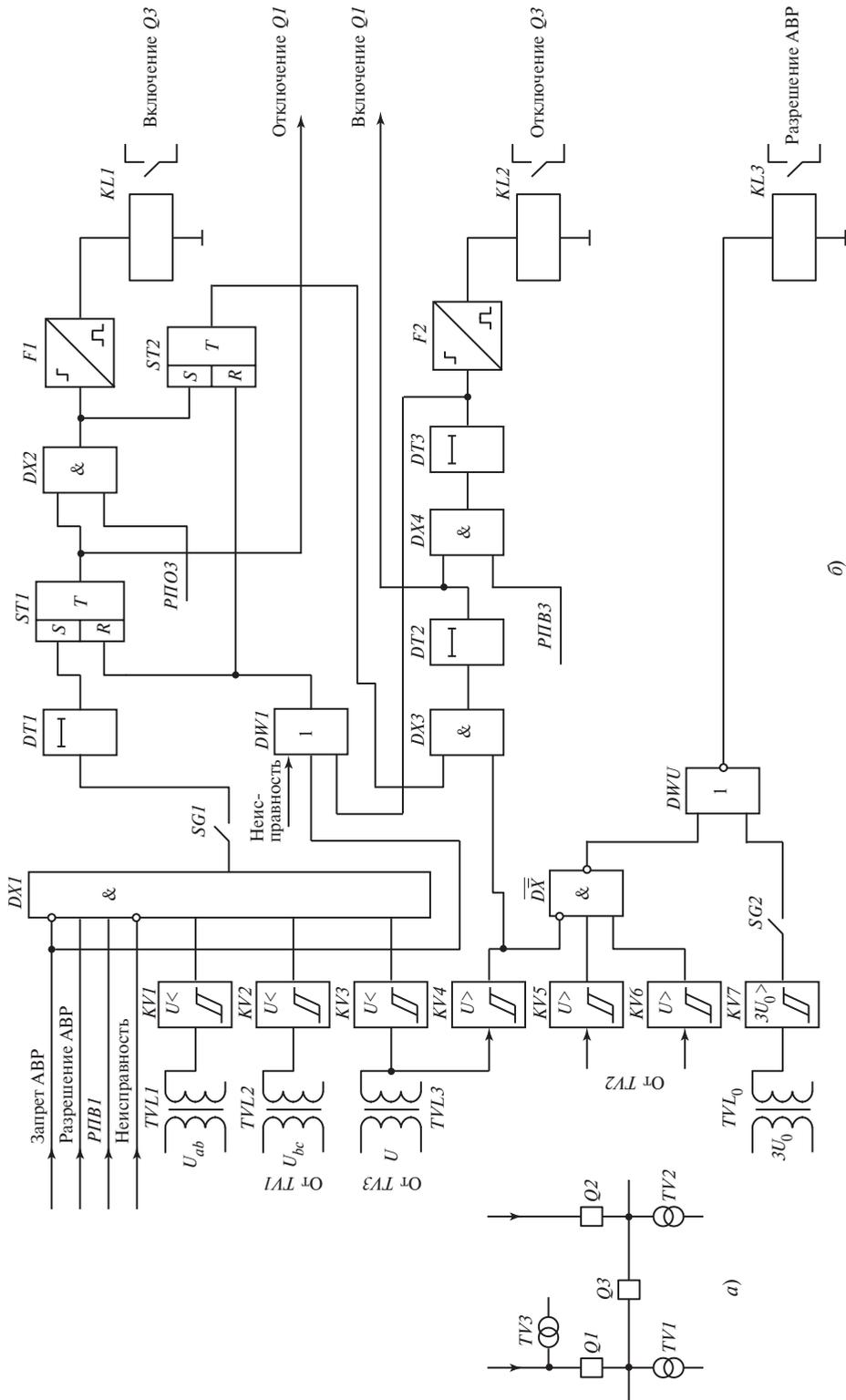


Рис. 10.3. Фрагмент схемы собственных нужд электростанции или схемы подстанции (а) и функциональная схема алгоритма АВР (б)

напряжения $KV7$, подключенным ко вторичному трансформатору TVL_0 нулевой последовательности (ключ $SG2$) через элемент DWU .

При наличии сигналов разрешения АВР и от реле включенного положения $ППВ1$ рабочего выключателя, при исчезновении напряжений U , U_{ab} , U_{bc} , срабатывании всех трех реле минимального напряжения $KV1$, $KV2$, $KV3$ и отсутствии сигналов запрета АВР и неисправности программной операцией $DX1$ (при включенном $SG1$) запускается таймер $DT1$ выдержки времени срабатывания АВР. Его дискретный сигнал, поступая на вход S триггера $ST1$, запоминается им при отсутствии на входе R (операция $DW1$) указанных запрещающих сигналов и отключает рабочий выключатель $Q1$. При наличии сигнала от реле отключенного положения $РПОЗ$ резервного (секционнного) выключателя через операцию $DX2$ формирователь $F1$ возбуждает геркон $KL1$, воздействующий на электромагнит включения резервного выключателя $Q3$.

Сигнал включения запоминается триггером $ST2$, подготавливающим (операция $DX3$) формирование воздействий на включение рабочего $Q1$ и отключение резервного $Q3$ выключателей. Включение рабочего и отключение секционнного выключателей происходят после срабатывания реле максимального напряжения $KV4$: запускается (через элемент $DX3$) таймер $DT2$ и при наличии сигнала от реле включенного положения секционнного выключателя $ППВ3$ (операция $DX4$) с выдержкой времени $DT3$ импульсным сигналом формирователя $F2$ возбуждается геркон $KL2$. Выдаются сигналы информации о пуске, включении и отключении резервного выключателя.

Длительность выдержек времени постоянна — составляет 0,5 с, а длительность импульсных воздействий возбуждения герконов $KL1$, $KL2$ равна 0,8 с.

Автоматика ограничения снижения напряжения программно реализуется с контролем напряжений двух или трех фаз измерительными реле минимального напряжения $KV1$, $KV2$, $KV3$ и выдержками времени 0,1—100 с, изменяемыми через 1 В и 0,1 с соответственно. При пуске токовой защиты ($КА1$, $КА2$, $КА3$, см. рис. 10.1) производится запрет ее действия (на схемах не показано).

10.3.2. Автоматика частотной разгрузки и частотного повторного включения

Микропроцессорные автоматические устройства типа БМ АЧР совместно с программным измерительным реле частоты БМ МРЧ обеспечивают функционирование АЧР1, АЧР2 и АЧР3 и частотного АПВ. Важная особенность микропроцессорной частотной автоматики — свойство адаптивности к возникающему дефициту мощности: не допускает излишних отключений при снижении частоты.

Отличительными особенностями ее измерительной части являются:

программирование восьми частотных измерительных реле с контролем частоты, скорости ее изменения и напряжения;

высокая точность и стабильность уставок по частоте в пределах 45—55 Гц, скорости изменения частоты $0 < df/dt \leq 10$ Гц/с, по напряжению от 0,4 до 1,2 номинального значения, по выдержкам времени АЧР2 и ЧАПВ, изменяемым в пределах 0—120 с;

осциллографирование электрических величин переходных процессов изменений частоты.

Действие измерительной части программного реле типа БМ МРЧ основано на счете тактовых импульсов в течение изменяющейся (при снижении или повышении частоты) длительности периода. Используется вычитающий счетчик (см. рис. 1.25), в который периодически после каждого считывания записывается некоторое количество импульсов, значительно превышающее их число, размещающееся на интервале времени, равном номинальной длительности периода промышленной частоты. В течение истинной длительности периода изменения входного напряжения производится вычитание тактовых импульсов из счетчика. Разность записанного и оставшегося к концу периода в счетчике количества импульсов отображает длительность периода, обратно пропорциональную частоте [8].

Вычисленное значение частоты сопоставляется с хранящимся в памяти микропроцессора набором установленных ее значений, соответствующих срабатываниям очередей АЧРІ, АЧРІІ или ЧАПВ. Цифровым дифференцированием определяется скорость изменения частоты, двоичный код которой сопоставляется с установленной скоростью, соответствующей срабатыванию АЧРІІІ.

Одной из особенностей реле БМ МРЧ является программирование и хранение двух наборов установленных значений частоты срабатывания АЧР, автоматически переключаемых при изменениях режимов работы собственных нужд электростанций или систем электроснабжения, т.е. свойство адаптивности.

Функционирование логической части автоматики частотной разгрузки и частотного автоматического повторного включения поясняется функциональной схемой на рис. 10.4. Предусмотрены два его варианта *А* и *Б*, переключаемых ключом *SG2*. По варианту *А* производится отключение и включение выключателя двумя разными внешними дискретными сигналами *АЧР* и *ЧАПВ*, а по варианту *Б* — по появлению и исчезновению одного дискретного сигнала *АЧР*.

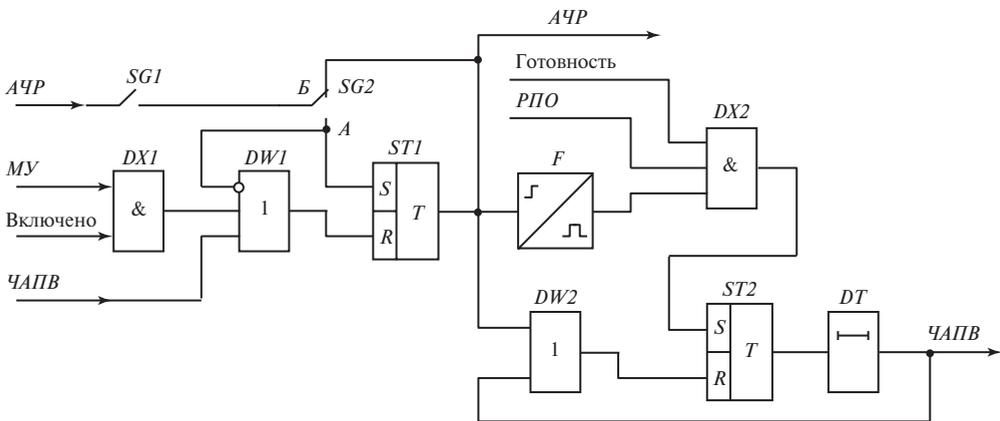


Рис. 10.4. Схема алгоритмов частотного повторного включения

При включенном ключе $SG1$ и положении A ключа $SG2$ дискретный сигнал (логическая единица) $AЧР$ поступает на вход записи S триггера $ST1$ и запоминается им, если на входе считывания R отсутствуют логическая единица (операция $DW1$) от $ЧАПВ$ или дискретные сигналы от ключа местного управления $MУ$ и от положения «Включено» ключа включения выключателя оператором (операция $DX1$). При этом на третьем (инверсном) входе $DW1$ логическая единица $AЧР$, на выходе $DW1$ и на входе R триггера логический нуль — запоминание сигнала $AЧР$ разрешается. С выхода триггера $ST1$ единичный логический сигнал проходит в цепь $AЧР$ управления отключением выключателя.

Формирователь F дискретного сигнала ограниченной длительности (одновибратор), равной времени разрешения частотного повторного включения выключателя, воздействует на вход S триггера $ST2$ при условии (логическая операция $DX2$) наличия дискретных сигналов о готовности повторного включения и от реле $PПО$ отключенного положения выключателя. Сигнал формирователя F запоминается триггером $ST2$ только после прекращения действия очередей автоматической частотной разгрузки — исчезновения логической единицы $AЧР$. Логический нуль $AЧР$, превращенный инверсным входом $DW1$ в логическую единицу, поступающую на вход R считывания $ST1$, возвращает его в исходное состояние. На выходах $ST1$, $DW2$ и на входе R триггера $ST2$ нули — запоминание сигнала формирователя F разрешается. Выходная логическая единица триггера $ST2$ запускает таймер DT отсчета выдержки времени срабатывания $ЧАПВ$, воздействующего на включение выключателя, отключенного $AЧР$. По обратным связям через элемент $DW2$ триггер $ST2$ единицей $ЧАПВ$, поступающей на его вход считывания R , возвращается в исходное состояние, а через элемент $DW1$ дублируется воздействие на возврат триггера $ST1$.

При положении B ключа $SG2$ сигнал $AЧР$ проходит прямо в цепь управления отключением выключателя, а $ЧАПВ$ с выдержкой DT производится после исчезновения логической единицы $AЧР$ со входа R триггера $ST2$.

Контактные выходы исполнительной части автоматики частотной разгрузки и частотного повторного включения управляют цепями отключения и включения выключателей и выдают сигналы информации об ее действиях.

10.3.3. Микропроцессорные интегрированные устройства типа «Сириус»

Научно-техническая фирма ЗАО «РАДИУС Автоматика» поставляет большую номенклатуру микропроцессорных интегрированных устройств автоматики противаварийного управления [92]. Они предназначаются для систем собственных нужд электростанций, распределительных сетей с изолированной или компенсированной нейтралью и электродвигателей и выполняют функции:

отключения междуфазных КЗ программными трехступенчатой токовой и дистанционной защитами;

отключения однофазных замыканий на землю программной защитой, действующей от высших гармоник тока нулевой последовательности;

- отключения при несимметрии, в частности при «потере» фазы электродвигателем, токовой защитой обратной последовательности;
- резервирования отказа в действии выключателей на отключение КЗ;
- автоматики частотной разгрузки (АЧР);
- повторного, в том числе частотного, включения выключателей, отключенных релейной защитой и АЧР;
- повторного пуска электродвигателей;
- автоматического включения резервных выключателей;
- автоматического отличия пусковых токов электродвигателя от токов короткого замыкания;
- определения расстояний до места КЗ;
- фиксирования и хранения обширной информации о последних аварийных ситуациях, о запусках и действиях устройства и производимых противоаварийных отключениях и включениях.

Надежность функционирования сложного интегрированного устройства обеспечивается постоянным самотестированием с выдачей сигнала об отказе его действия. Нарботка на отказ составляет 25 тыс. ч.

Как указывалось, микропроцессорные автоматические устройства ЗАО «РАДИУС Автоматика» типа «Сириус» унифицированы. Поэтому на рис. 10.5

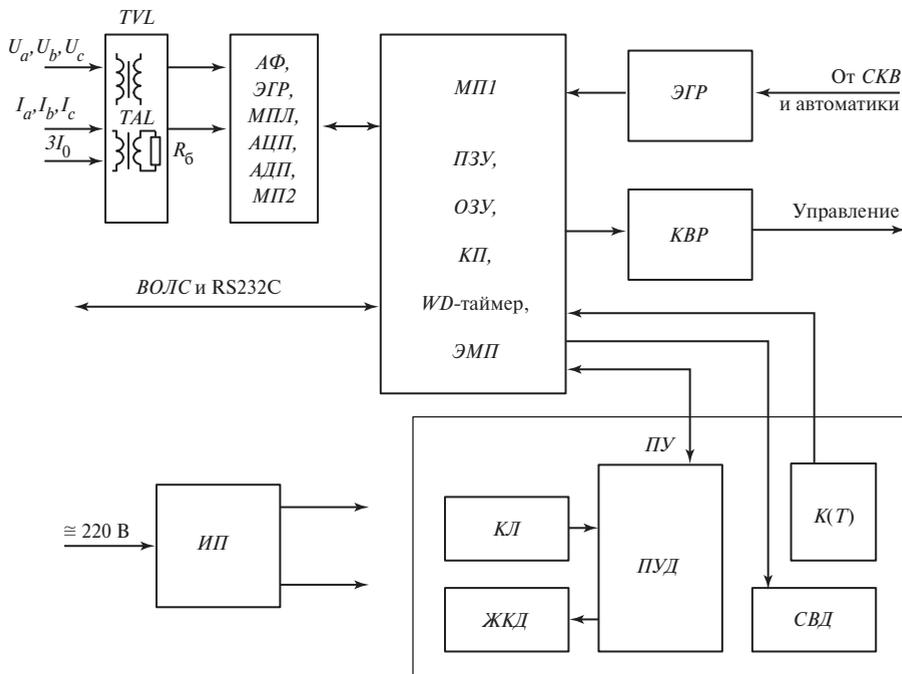


Рис. 10.5. Общая функциональная схема микропроцессорных устройств защиты и автоматики типа «Сириус»

приведена общая функциональная схема устройств. Вычислительная часть состоит из главного микропроцессора *МП1*. Сигнальный микропроцессор *МП2* расположен на плате аналого-цифрового преобразователя *АЦП* предварительно пропущенных через аналоговые активные частотные фильтры *АФ* вторичных напряжений трех фаз U_a, U_b, U_c и напряжений, пропорциональных фазным токам I_a, I_b, I_c и току нулевой последовательности $3I_0$ первичных измерительных трансформаторов и трансформатора тока нулевой последовательности. Токи преобразуются в напряжения вторичными измерительными трансформаторами напряжения *TVL* и тока *TAL*, нагруженными балластными резисторами R_G .

Аналого-цифровой преобразователь, подключенный к указанным напряжениям аналоговым мультиплексором *МПЛ*, с интервалом дискретизации $T = T_{\Pi}/12 = 1,66$ с выдает дискретные в двоичном коде мгновенные значения напряжений $u(nT)$ — их выборки. Аналого-дискретный преобразователь *АДП* формирует из синусоидальных напряжений разнополярные прямоугольные импульсы длительностью, равной половине периода T_{Π} .

Микропроцессор *МП2* выполняет функции нерекурсивных цифровых частотных фильтров принужденных составляющих напряжений, пропорциональных токам электромагнитного переходного процесса КЗ, выделяет их ортогональные — синусную $U_s(nT)$ и косинусную $U_c(nT)$ — составляющие и симметричную составляющую обратной последовательности и вычисляет сумму гармоник (7-й и близких к ней) тока нулевой последовательности.

Через каждые три интервала дискретизации, т.е. периодически через отрезок времени $3T = T_{\Pi}/4 = 5$ мс, необходимый для выделения указанных составляющих [8], результаты вычислений передаются в главный процессор *МП1*.

Содержащий *ПЗУ* с программами функционирования, *ОЗУ* дискретных значений указанных напряжений и их составляющих и другой оперативной информации, контроллер прерываний *КП* и энергонезависимую память *ЭМП* процессор *МП1* производит:

возведение в квадрат ортогональных составляющих [см. (8.8)];

вычисление квадратов амплитуд наименьшего из фазных (междуфазных) напряжений и наибольшего из фазных токов и тока обратной последовательности;

вычисление угла сдвига фаз между соответствующим 90-градусной схеме [43] напряжением и током;

вычисление сумм квадратов амплитуд гармоник тока нулевой последовательности;

вычисление расстояний до мест КЗ и выполняет другие операции, необходимые для функционирования устройства.

Производится сравнение с установленными значениями (уставками) напряжений, токов, углов сдвига фаз и сопротивлений срабатывания программных измерительных реле. При выполнении условий их срабатывания запускаются таймеры временных небольших задержек действия на отключение первых ступеней токовой или дистанционной защиты и выдержек времени второй и третьей их ступеней и противоаварийной автоматики (АПВ, АВР, УРОВ). После срабатывания измерительных реле их уставки автоматически несколько снижаются для обеспечения высокого (близкого к единице) их коэффициента возврата, что является одной из особенно-

стей микропроцессорных устройств. При пуске электродвигателей ток срабатывания первой ступени автоматически увеличивается, что обеспечивает ее отстройку от пускового тока и повышение чувствительности при КЗ.

Главный процессор выполняет логические алгоритмы автоматики резервирования отказа выключателя, двукратного повторного включения выключателя, отключенного защитой или автоматикой частотной разгрузки, — частотного повторного включения, ускорения действий на отключение и координацию сигналов управления выключателем и отображения информации на жидкокристаллическом дисплее ЖКД и светодиодах СВД.

При запуске, срабатывании и наборе задержек и выдержек времени защиты и противоаварийной автоматики процессор останавливает так называемый сторожевой *WD*-таймер, который в обычном (ждущем) режиме устройства производит его периодическое тестирование и мог бы приводить к отказам действий противоаварийной автоматики на отключение и включение выключателей.

Главный процессор может обмениваться информацией с ПЭВМ по интерфейсу типа RS232C или по волоконно-оптической линии связи ВОЛС с вышестоящими уровнями иерархической автоматизированной системы управления.

На функциональной схеме рис. 10.5 показаны элементы гальванической (оптронной) развязки ЭГР — отделения входных цепей от сигнальных контактов выключателей СКВ и автоматики, в частности АЧР, от микропроцессоров; комплект КВР исполнительных (выходных) электромагнитных реле с герметизированными магнитно-управляемыми контактами; панель управления ПУ и источник питания ИП постоянного или переменного (по бестрансформаторной схеме) тока.

Панель управления ПУ содержит клавиатуру КЛ (четыре кнопки) и жидкокристаллический дисплей ЖКД с платой управления им ПУД, ключи (тумблеры) К(Т) задания программы работы (конфигурации) устройства и светодиоды индикации его действий СВД. Настройка конфигурации (определение набора выполняемых функций) осуществляется с клавиатуры, от ПЭВМ или по волоконно-оптической линии связи от АСУ.

10.3.4. Интегрированная автоматика противоаварийного управления синхронными генераторами, трансформаторами и линиями электропередачи

В связи с задержкой разработки отечественной интегрированной автоматики противоаварийного управления генераторами, трансформаторами и линиями электропередачи электрических систем с глухо заземленной нейтралью на многих указанных электроэнергетических объектах установлены терминалы ООО «АББ Автоматизация». На синхронных генераторах функционируют терминалы REG316, на трансформаторах — RET316 и RET521-RU, на шинах электростанций — RED521-RU и REB500, а на линиях электропередачи — терминалы REL511-RU, REL521-RU и REL551-RU, выполняющие и функцию АПВ, в том числе с синхронизацией [59]. На линиях применяются и терминалы зарубежных фирм — немецкой Siemens и французской Alstom.

Как указывалось, только в последние годы (2003—2005 гг.) появились разработки ООО НПП «ЭКРА» и ООО «ИЦ «БРЕСЛЕР» интегрированной микропроцессорной автоматики противоаварийного управления на терминалах серии БЭ2704 и «БРЕСЛЕР» [79, 98], начались поставки НТЦ «МЕХАНОТРОНИКА» и ЗАО «РАДИУС Автоматика» защиты и автоматики трансформаторов и линий электропередачи в виде, например, панелей ШЭ710-582 и «БРЕСЛЕР ШЛ 2704.52» дифференциально-фазной высокочастотной защиты, дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности, интегрированных с ОАПВ.

Микропроцессорная автоматика противоаварийного управления синхронными генераторами на терминалах серий REG316 и БЭ2704 выполняет функции:

традиционных автоматических устройств защитных отключений генератора при коротких замыканиях [43] и замыканиях на землю в обмотках статора и ротора;

отключений при опасных режимах несимметричной нагрузки, потери возбуждения, двигательном и асинхронном режимах;

автоматики ограничений снижений и повышений напряжения и частоты [41].

В модификации терминалов REG316 и БЭ2704, предназначенной для электроэнергетических блоков генератор—трансформатор, дополнительно предусмотрены функции защитного отключения при перегревах обмоток трансформатора и повышениях давления масла.

Отечественная микропроцессорная автоматика противоаварийного управления трансформаторов и автоматика на терминалах серий RET316 и RET521-RU, как и соответствующая автоматика французской фирмы GEC Alstom, обладает новыми, осуществляемыми только цифровой вычислительной техникой свойствами адаптивности, обеспечивающими реализацию принципиальных достоинств продольной токовой дифференциальной защиты.

Программно преодолеваются специфические факторы, крайне затрудняющие обеспечение высокой чувствительности продольной токовой дифференциальной защиты трансформатора [5, 43, 89]. Расчетными алгоритмами производятся:

компенсация сдвига фаз между вторичными токами первичных измерительных трансформаторов тока на сторонах высшего и низшего напряжений, обусловленного группой соединений обмоток защищаемого трансформатора;

выравнивание абсолютных значений вторичных токов, неравенство которых в нормальном режиме и при внешнем КЗ обуславливается численным отличием отношения коэффициентов трансформации указанных измерительных трансформаторов от коэффициента трансформации защищаемого трансформатора;

компенсация дискретных изменений абсолютных значений вторичных токов при действиях микропроцессорного автоматического регулятора коэффициента трансформации.

Более эффективно при цифровой реализации продольной токовой дифференциальной защиты реализуются способы обеспечения ее недействия от бросков тока намагничивания, возникающих при включениях трансформатора и дискретных повышениях его первичного напряжения при отключениях внешних КЗ.

Наиболее интегрированной является автоматика противоаварийного управления линиями электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения, функционирующая на указанных терминалах ООО «АББ Автоматизация», немецкой и французской фирм и отечественных терминалах ООО НПП «ЭКРА» и ООО «ИЦ «БРЕСЛЕР». Они выполняют следующие функции устройств релейной защиты и собственно противоаварийной автоматики:

дистанционной защиты;

продольной дифференциальной защиты как от междуфазных, так и от однофазных КЗ;

ступенчатой токовой защиты нулевой последовательности от КЗ на землю;

ступенчатой токовой защиты от междуфазных КЗ;

резервирования отказов выключателей в действии на отключение;

абсолютно селективной фильтровой направленной и дифференциально-фазной высокочастотных защит;

обеспечения недействия дистанционной защиты при качаниях в электроэнергетической системе и повреждениях в цепях измерительного трансформатора напряжения;

трехфазного и однофазного повторного включения (АПВ) линии, трехфазного АПВ любого вида (см. гл. 6), в том числе с синхронизацией;

ограничения снижения и повышения напряжения;

определения места повреждения линии электропередачи;

фиксирования действующих значений напряжения и тока, активной и реактивной мощностей в линии и частоты;

регистрации аварийных ситуаций.

Терминалы обеспечивают программную настройку дистанционной защиты на пять зон (три фиксированные и две расширяемые ускоренного отключения), а токовой нулевой последовательности — на четыре зоны (ступени), т. е. высокую степень дальнего резервирования.

Возможность оперативного выбора одного из находящихся в памяти микропроцессоров четырех наборов установленных резисторов и уставок токов срабатывания (уставок) придает указанной автоматике защитных отключений свойство адаптивности к режимам работы линий электропередачи.

Гибкое программное изменение уставок и обмен информацией по высокочастотным каналам связи повышают быстродействие и эффективность взаимодействия автоматики защитных отключений и повторных включений.

Возможность оперативного пополнения библиотеки программ и выполняемых ими функций придает интегрированной противоаварийной автоматике линий электропередачи способность «самосовершенствования».

Названные терминалы, естественно, производят самотестирование, автоматическую диагностику и имеют интерфейсы с ПЭВМ и выходы для подключений к ВОЛС дистанционной связи с АСУ.

10.4. Контрольные вопросы

1. Какие микропроцессорные интегрированные устройства автоматики противоаварийного управления известны?
2. Какие функции выполняют микропроцессорные устройства ЗАО «РАДИУС Автоматика»?
3. Какие функции выполняет микропроцессорное автоматическое устройство БМРЗ?
4. Как реализуются функции автоматики защитных отключений (релейной защиты) устройством БМРЗ и как достигается односистемное при трех входных напряжениях и токах выполнение программной функции защитного отключения (релейной защиты) устройством БМРЗ (см. рис. 10.1)?
5. Как выполняются указанным микропроцессорным устройством функция АПВ1 и функция АПВ2 (см. рис. 10.2)?
6. Как выполняется функция АВР (см. рис. 10.3)?
7. В чем состоят особенности программной измерительной части автоматики частотных разгрузок и АПВ микропроцессорного устройства БМ АЧР (см. рис. 10.4)?
8. Какие функции выполняются микропроцессорными интегрированными устройствами автоматики противоаварийного управления синхронными генераторами и трансформаторами?
9. В чем состоят особенности терминалов противоаварийного управления линией электропередачи высокого напряжения ООО НПП «ЭКРА» и ООО «ИЦ «БРЕСЛЕР» и какие функции они выполняют?
10. Какие известны отечественные интегрированные устройства противоаварийного управления линиями электропередачи?

10.5. Информационный блок для углубленного изучения. Функциональные схемы микропроцессорных терминалов

10.5.1. Схема терминала «Сириус»

Функциональные схемы (см. рис. 10.5), модульное построение (см. рис. 4.12) и конструкция (рис. 10.6) микропроцессорных устройств автоматики противоаварийного управления ЗАО «РАДИУС Автоматика» унифицированы — выполняются на типовом терминале. Показательными представляются терминалы:

автоматики частотной разгрузки, интегрированной с частотным автоматическим повторным включением (ЧАПВ) «Сириус-АЧР»;

релейной защиты секционного выключателя, интегрированной с автоматикой его включения как резервного (АВР);

релейной защиты, в том числе от асинхронного хода синхронного и обрыва фазы асинхронного электродвигателей, интегрированной с автоматикой ограничения снижения напряжения (АОСН) и автоматикой их повторного пуска (АПП).

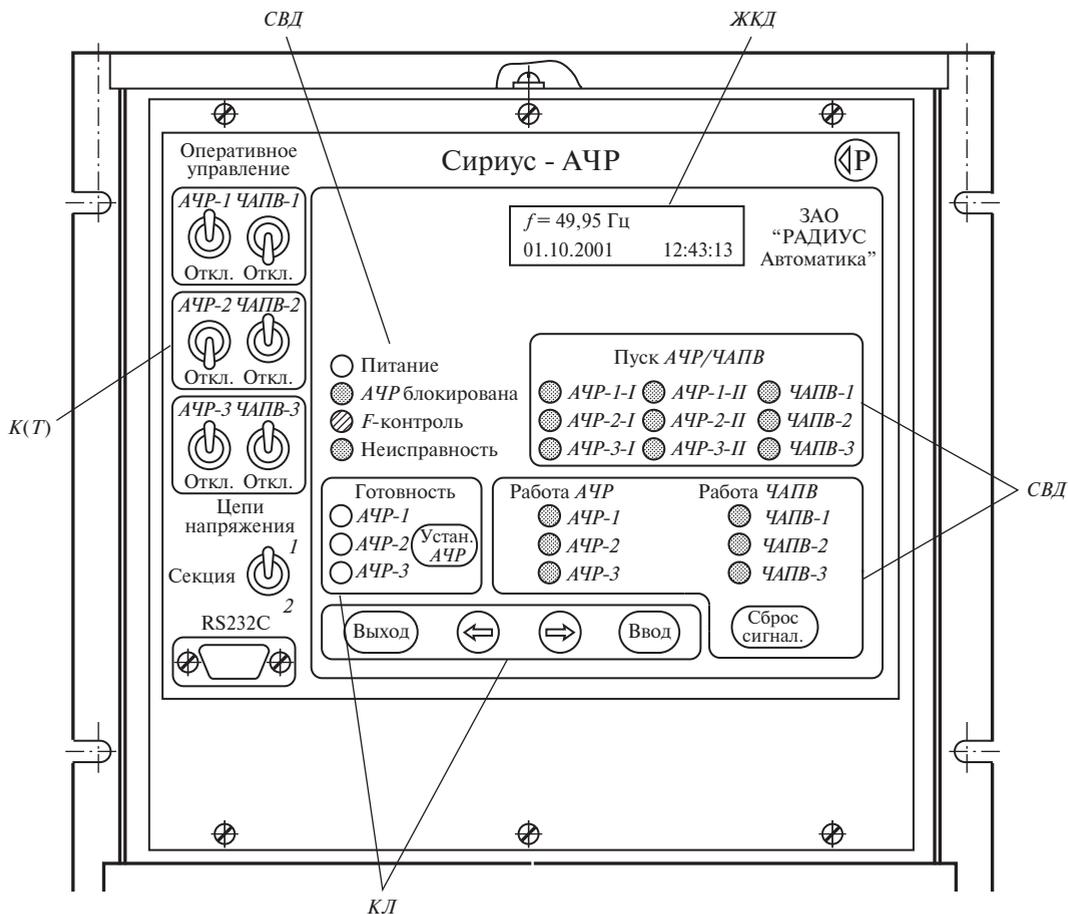


Рис. 10.6. Лицевая панель терминала «Сириус-АЧР»

На рис. 10.6 показан внешний вид одного из них, а именно терминала «Сириус-АЧР» [115]. На его лицевой панели расположены:

ключи (тумблеры) $K(T)$ (см. рис. 10.5) оперативного управления — установки конфигурации (набора выполняемых функций), например вывода из действия $ЧАПВ-1$ или включения цепей напряжения второй секции шин собственных нужд электростанции или шин подстанции;

клавиатура $КЛ$ — кнопки управления;

жидкокристаллический дисплей $ЖКД$;

светодиоды $СВД$ сигналов информации о действии устройства и его неисправности;

разъем для связи с ПЭВМ по интерфейсу типа RS232C.

Функционально терминал построен из шести модулей:

ввода аналоговых сигналов $ВА1$, $ВА2$ (см. рис. 4.12) — напряжений от двух секций шин; напряжение второй секции используется для повышения надежности

функционирования — предотвращения излишних срабатываний АЧР под воздействием напряжения, индуцируемого электродвигателями со снижающейся частотой после отключения первой секции шин;

микроконтроллера *МП*, выполненного на базе микропроцессора TN80C196KC209, содержащего мультимплексор *МПЛ*, аналого-цифровой преобразователь *АЦП* (см. рис. 10.5) и аналого-дискретный преобразователь *АДП*, формирующий время-импульсный сигнал с длительностью импульсов, равной изменяющемуся периоду (полупериоду) напряжения со снижающейся частотой;

клавиатуры и индикации *КИ* с оптронными элементами гальванической развязки *ЭГР* (см. рис. 4.12);

ввода-вывода *ВВД* дискретных сигналов и управляющих воздействий на отключение и включение выключателей;

источника питания *ИП*.

Терминал выполняет функции трех очередей совмещенных категорий АЧР1, АЧР2 и ЧАПВ. На рис. 10.7 показана схема одной из них. Напряжения первой U_1 и второй U_2 секций вторичных измерительных трансформаторов *TVL1*, *TVL2* после аналоговых частотных фильтров *АФ* подвергаются программному измерительному преобразованию в цифровые сигналы об их амплитудах (действующих значениях) и частоте, выполняемому микропроцессором. На схеме рис. 10.7 все программные операции показаны условными графическими изображениями измерительных преобразователей *ИПЧН1*, *ИПЧН2*, измерительных реле напряжения *KV* и частоты *KF* в принятом для микропроцессорных устройств виде [88] и логических элементов *DX* (И), *DW* (ИЛИ), $D\bar{X}$ (ЗАПРЕТ), *DT* (ВРЕМЯ) и ПАМЯТЬ — триггер *ST*.

Измерительное преобразование действующего значения напряжения производится так же, как и в автоматическом регуляторе напряжения ЗАО «РАДИУС Автоматика» типа РНМ-1, а частоты — как в автоматических синхронизаторах с использованием вычитаемого счетчика *СТ* единичных импульсов генератора *G* высокой (относительно промышленной) частоты в течение длительности прямоугольных импульсов, формируемых *АДП* и равных изменяющейся длительности периодов напряжений U_1 и U_2 (преобразование частоты второго напряжения предотвращает лишнее срабатывание АЧР).

На схеме показан цифровой дифференциатор частоты *DZ*, формирующий сигнал *ЗАПРЕТ АЧР* (операция $D\bar{X}1$) действия АЧР1 при высокой скорости снижения частоты напряжения, индуцируемого потерявшими питание электродвигателями при их выбеге. Она фиксируется максимальным программным измерительным реле *KFD*.

Автоматика частотной разгрузки вводится в действие разрешающим входным дискретным сигналом *РАЗРЕШЕНИЕ АЧР* при отсутствии сигнала запрета ее действия *ЗАПРЕТ АЧР* (операция $D\bar{X}1$) и при совпадении дискретных сигналов (операция *DX1*) программного максимального измерительного реле напряжения

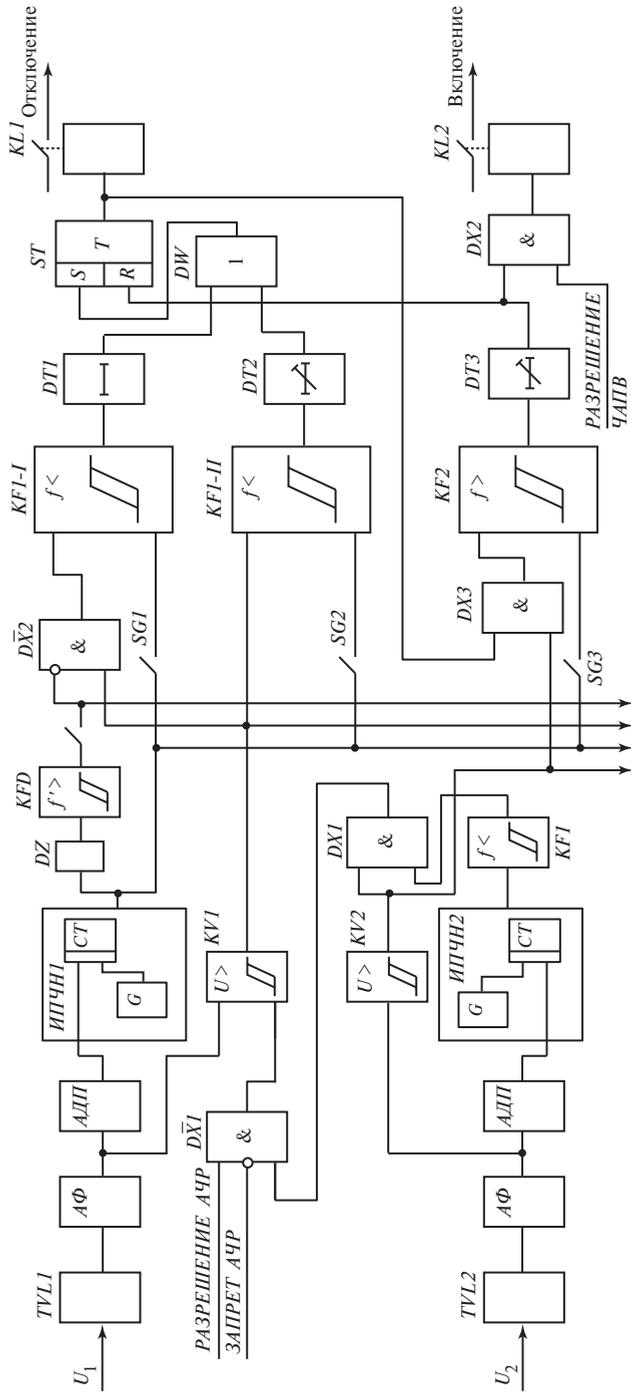


Рис. 10.7. Функциональная схема терминала «Сириус-АЧР»

$KV2$ и минимального реле частоты $KF1$, подключенных, как указывалось, к напряжению U_2 второй секции.

Программные измерительные реле частоты — минимальные $KF1-I$, $KF1-II$ и максимальные $KF2$ — функционируют при напряжениях на шинах, превышающих минимальные предписанные (установленные) значения, контролируемые максимальными и программными измерительными реле напряжения $KV1$, $KV2$, и при включенных ключах $SG1$, $SG2$, $SG3$.

Действие очередей категории АЧРІ происходит с небольшой задержкой (0,2 с) — операция $DT1$, а очередей категории АЧРІІ — со значительными выдержками времени (не менее 5 с) — операция $DT2$.

Категории АЧР совмещены: они воздействуют на вход S запоминания сигнала программным триггером ST через операцию DW (ИЛИ) и на общее исполнительное электромагнитное реле с герметизированными контактами (герконы) $KL1$. Минимальная разность устанавливаемых частот f срабатывания реле $KF1-I$ очередей АЧРІ составляет 0,01 Гц.

С выдержкой времени (операция $DT3$) действует и ЧАПВ: после восстановления частоты напряжения срабатывает программное максимальное реле частоты $KF2$ (ключ $SG3$ включен, есть логические сигналы 1 на входах элемента $DX3$ от реле контроля значения наличия напряжения $KV2$ на второй секции и от триггера ST о срабатывании АЧР) и с выдержкой времени $DT3$ при наличии сигнала РАЗРЕШЕНИЕ ЧАПВ через элемент $DX2$ возбуждает выходные электромагнитные реле $KL2$.

10.5.2. Функциональная схема терминалов SPAC 800

Измерительно-преобразовательная функциональная часть терминалов содержит вторичные (входные) измерительные трансформаторы фазных токов TAL и тока нулевой последовательности, нагруженные на балластные резисторы R_6 (см. рис. 10.1), и *вычислительный модуль* типа SPCJ 4028 [8], выполняющий функции программных устройств защитного отключения (релейной защиты). Ее функционирование описано в [3] и здесь опускается.

Исполнительная часть представляет собой релейно-контактный блок выходов, цепи от контактов электромагнитных реле (герконов) которого выведены на штепсельные разъемы. Обмотки реле подключаются к выходам блока управления логическими операциями И с ключом готовности цепей управления. Ее действие также описано в [3].

Логическая часть реализуется программным модулем управления L2210 [5]. В соответствии с программными логическими операциями, зафиксированными в ПЗУ микропроцессора и условно обозначенными, в частности, на рис. 10.8 соответствующими логическими элементами, модуль управления формирует алгоритмы:

функционирования автоматики повторного включения выключателей АПВ (рис. 10.8);

резервирования отказов их действия на отключение УРОВ;

взаимодействия защиты и АПВ, а именно ускорения ее действия до АПВ и после него;

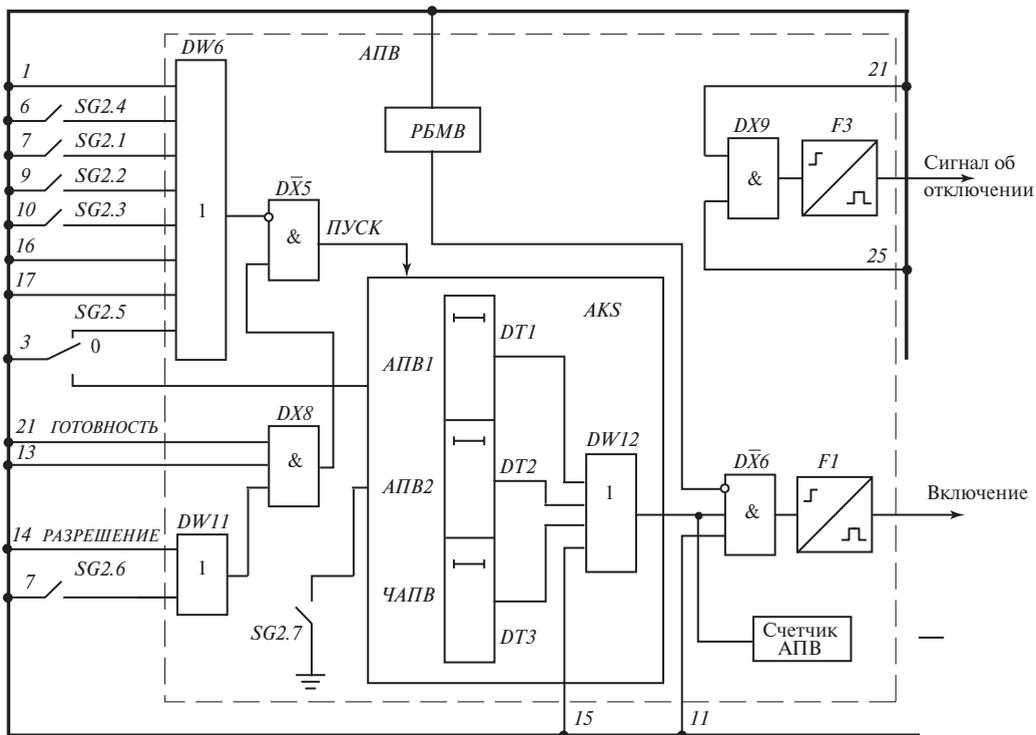


Рис. 10.8. Функциональная схема программной автоматики повторного включения терминала

управления выключателем внешними воздействиями от ключа оператора, от АСУ и автоматики ограничений изменений режимных параметров;

самодиагностики и формирования сигналов о действии терминала и его неисправностях, поступающих на светодиоды, четырехразрядный цифровой индикатор и на оптоэлектронные преобразователи связи с ПЭВМ и волоконно-оптической линией связи с вышестоящими уровнями АСУ.

Логические алгоритмы устанавливаются набором ключей, расположенных на передней панели терминала, в частности SG2.1—SG2.5 (см. рис. 10.8), определяющих алгоритм автоматического повторного включения.

Автоматика повторного включения выключателя, отключенного защитой — АПВ или автоматической частотной разгрузкой — ЧАПВ, действует при отсутствии сигнала ЗАПРЕТ (операции $D\bar{X}5$), поступающего (через элемент DW6):

- от первой ступени токовой защиты (цепь 16);
- от цепи 17 устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ);
- от реле команды на отключение РКО ключом управления (цепь 1);
- от газовой защиты трансформатора (цепь 6 при включенном ключе SG2.4);
- от электродуговой защиты (цепь 9 при включенном ключе SG2.2);

от внешней противоаварийной автоматики (цепь 7 при включенном ключе *SG2.1*);

от цепи внешнего отключения (цепь 10 при включенном ключе *SG2.3*).

По цепи 3 может производиться и прямой пуск АПВ от автоматики частотной разгрузки (через ключ *SG2.5*).

Автоматическое повторное включение производится по сигналу *ПУСК*, формируемому при несоответствии состояния выключателя — отключен и положения ключа управления — зафиксирована команда на включение выключателя. Сигнал *ПУСК* формируется операциями *DX8* и *DW11* при наличии дискретных логических сигналов 1 на их входах:

от реле фиксации команды включения (РФК) выключателя ключом управления (цепь 21) — сигнал *ГОТОВНОСТЬ*;

от реле отключенного положения выключателя (РПО) (цепь 13);

от ключа управления АПВ (цепь 14) — сигнал *РАЗРЕШЕНИЕ*.

Ключом *SG2.6* может разрешаться повторное включение внешней противоаварийной автоматикой (цепь 7), в частности ключом *SG2.5* автоматикой частотной разгрузки (цепь 3).

Программное реле *AKS* — повторного включения двухкратного действия. Вторым циклом *АПВ2* вводится ключом *SG2.7*. Повторные включения выключателя производятся с выдержками времени таймеров *DT1* (*АПВ1*), *DT2* (*АПВ2*) и *DT3* (*ЧАПВ*) — через элемент *DW12*. Время готовности АПВ к новому действию 20 с.

Прохождение сигнала АПВ или сигнала дистанционного управления включением (операция *DW12*, цепь 15) контролируется операцией $D\bar{X}6$ наличия питания (цепь 11) и отсутствия на инверсном входе $D\bar{X}6$ логической единицы от реле блокировки от многократных включений выключателя *РБМВ*. Формирователем *F3* и операцией совпадения сигналов *DX9* по цепям 21 (от РФК) и 25 (от РПО) выдается сигнал об аварийном отключении выключателя в цикле АПВ.

Воздействие на включение выключателя формируется при готовности цепей управления (операция *DX5* [3], на схеме не показана) электромагнитным реле, возбуждаемым на достаточное для включения время формирователем импульса *F1*.

10.5.3. Функциональная схема терминалов автоматики противоаварийного управления электроэнергетическими объектами электростанций и электроэнергетических систем

Специализированные микропроцессорные терминалы автоматики противоаварийного управления синхронными генераторами, трансформаторами, электроэнергетическими блоками генератор—трансформатор и линиями электропередачи высокого напряжения серий РЭГ, РЕТ и РЕЛ выпускаются объединенным предприятием ООО «АББ Автоматизация» [59]. На универсальном терминале типа БЭ2704 ООО НПП «ЭКРА» выполняются практически все виды релейной защиты и связанной с ней противоаварийной автоматики названных электроэнергетических объектов, в том числе линий электропередачи сверхвысокого напряжения,

в виде шкафов для электроэнергетики серии ШЭ2710 [102, 108]. В настоящее время ООО «ИЦ «БРЕСЛЕР» поставляет терминал дифференциально-фазной высокочастотной защиты линий электропередачи, интегрированной с ОАПВ и ЧАПВ [98]. Выпускает микропроцессорные высокочастотные защиты, интегрированные с АПВ, и НТЦ «МЕХАНОТРОНИКА», а ООО «АББ Автоматизация» поставляет терминал АЛАР, интегрированный с автоматикой ограничения повышений напряжения (АОПН) типа REO511-РАА [59].

10.5.3.1. Общее функциональное построение терминалов

В названных микропроцессорных терминалах целесообразно различать вычислительно-логическую *ВЛЧ*, измерительно-преобразовательную *ИПЧ* и исполнительную *ИЧ* функциональные части [8] (рис. 10.9).

Обычно *ИПЧ* и *ИЧ*, электрически отделенные от *ВЛЧ* элементами гальванической развязки *ЭГР*, объединяются под общим наименованием — устройство связи с объектом (*УСО*).

Вычислительно-логическая часть ВЛЧ терминалов содержит несколько микропроцессоров *МПИ—МПН*, функционирующих одновременно и выполняющих необходимые для реализации функций автоматики противоаварийного управления вычислительные и логические операции. Один из них, сигнальный, производит фильтрацию информационных процессов, поступающих от аналого-цифрового преобразователя *АЦП*, — выделяет принужденные составляющие напряжений и токов электромагнитных переходных процессов при КЗ. Программно реализуются рекурсивный полосовой второго порядка или нерекурсивный цифровые частотные фильтры [8].

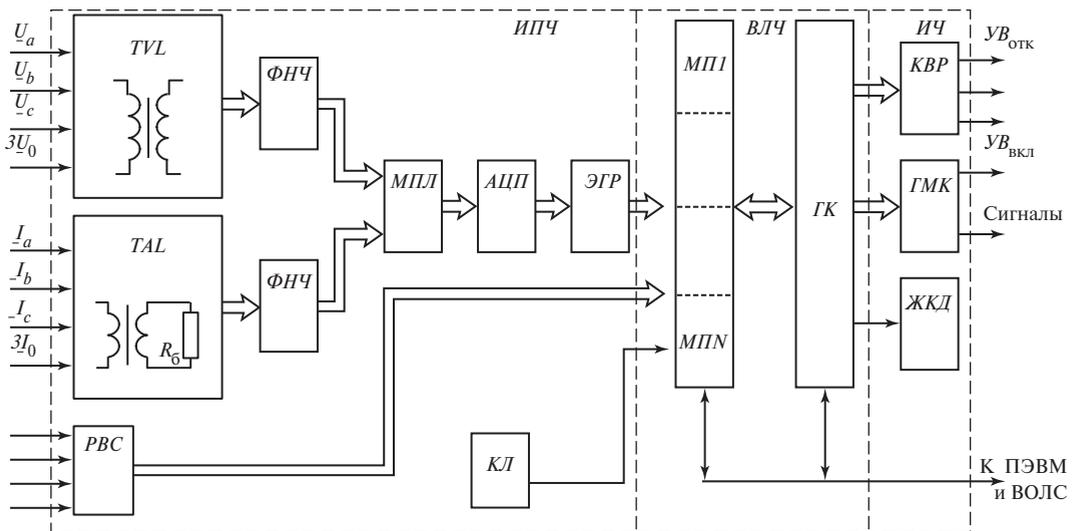


Рис. 10.9. Общая функциональная схема интегрированного микропроцессорного автоматического устройства (терминала)

Вычислительно-логическая часть содержит главный контроллер *ГК*, который принимает решения, основанные на информации, поступающей от микропроцессоров, и имеет стандартный интерфейс с ПЭВМ и ВОЛС, образующие функциональную часть передачи информации [8]. Терминал снабжен клавиатурой *КЛ* для настройки на выбранные функции и параметры и жидкокристаллический дисплей *ЖКД* отображения информации.

Измерительно-преобразовательная часть ИПЧ состоит из комплектов вторичных измерительных трансформаторов: фазных (междуфазных) и нулевой последовательности напряжений *TVL*, фазных и нулевой последовательности токов *TAL*, нагруженных балластными резисторами R_6 ; аналоговых фильтров нижних частот *ФНЧ* с граничной частотой 250—300 Гц; мультиплексора *МПЛ* и аналого-цифрового преобразователя *АЦП*.

В связи с большими кратностями токов коротких замыканий *АЦП* дискретным сигналом нуль его переполнения уменьшает сопротивление балластных резисторов в 2 раза, соответственно увеличивая динамический диапазон аналого-цифрового преобразования токов. От *АЦП* цифровые сигналы проходят в микропроцессоры через оптоэлектронные элементы гальванической развязки цепей *ЭПР*.

Входные дискретные сигналы поступают в вычислительно-логическую часть от контактов электромагнитных реле входных сигналов *PBC*.

Исполнительная часть *ИЧ* формирует управляющие воздействия на отключение $УВ_{отк}$ и включение $УВ_{вкл}$ и другие воздействия контактами комплекта выходных электромагнитных реле *КВР* с повышенной коммутационной способностью, а сигналы информации — герметизированными магнитно-управляемыми контактами *ГМК*.

10.5.3.2. Особенности терминалов защиты и автоматики синхронных генераторов и трансформаторов

Особенности микропроцессорных терминалов типов REG, RET и БЭ2704, выполняющих функции всех видов релейной защиты и противоаварийной автоматики (АПВ, АОПН, АОСЧ и АОПЧ) синхронных генераторов, электроэнергетических блоков генератор—трансформатор, определяются главным образом новым, реализованным только техническими средствами цифровой вычислительной техники решением по программному преодолению специфических трудностей сохранения потенциально высокой чувствительности токовой продольной дифференциальной защиты генераторов и особенно трансформаторов. При этом достигаются:

высокая надежность несрабатывания защиты при больших токах внешних коротких замыканий (за пределами защищаемой зоны) и насыщении магнитопроводов первичных измерительных трансформаторов тока, обусловливающим сильное возрастание их погрешностей и токов небаланса в цепях защиты;

снижение тока срабатывания защиты генератора за счет возможности уменьшения расчетных погрешностей первичных измерительных трансформаторов тока;

выравнивание абсолютных значений их вторичных токов в продольной токовой дифференциальной защите трансформатора и блока генератор—трансформатор, неравенство которых обуславливается численным отличием отношения коэффициентов трансформации первичных измерительных токов от коэффициента трансформации защищаемого трансформатора;

компенсация дискретных изменений абсолютных значений вторичных токов при действии микропроцессорного автоматического регулятора напряжения трансформатора на его устройство регулирования под нагрузкой (УРПН).

Программная компенсация сдвига фаз между вторичными токами, обусловленного группой соединений обмоток низшего и высшего напряжений трансформатора, упрощает схему токовых цепей продольной дифференциальной токовой защиты трансформатора и блока генератор—трансформатор: вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока трех фаз на стороне высшего и низшего напряжений соединяются по одинаковым схемам (обычно по схеме «звезда»).

Характеристика срабатывания программной токовой продольной дифференциальной защиты отличается:

низким начальным током срабатывания — параметр $I_c = 0,3I_{ном}$;

повышением тока срабатывания (загрублением защиты) током торможения

$$I_T = \sqrt{I_1 I_2 \cos \alpha}, \quad (10.1)$$

где I_1, I_2 — вторичные токи измерительных трансформаторов при внешнем коротком замыкании; α — угол сдвига фаз между ними, при внешнем коротком замыкании практически равный нулю; $\cos \alpha \approx 1$; при коротком замыкании в генераторе или трансформаторе блока один из токов (обычно I_2) имеет противоположное направление, угол $\alpha \approx \pi$ и $\cos \alpha \approx -1$; под квадратным корнем отрицательное число (корень мнимый) — торможение не действует;

программным запретом действия (блокировкой) защиты при значительных кратностях тока внешнего короткого замыкания, начиная с кратности тока торможения $I_T / I_{ном} \approx 1,5$;

отсутствием указанного запрета действия при внутренних коротких замыканиях — мнимом числе согласно (10.1).

Такая характеристика и обеспечивает указанные достоинства программной продольной токовой защиты генератора и блока генератор—трансформатор.

Указанный низкий начальный ток срабатывания получается за счет малых токов небаланса, определяемых при сниженных погрешностях измерительных трансформаторов тока по малой кратности тока внешнего короткого замыкания благодаря указанной блокировке срабатывания защиты и без учета токов небаланса, обусловленных дискретным изменением коэффициента трансформации при действии УРПН и неточностью выравнивания их абсолютных значений.

Положительными особенностями программной и противоаварийной автоматики являются:

точность и широкие диапазоны уставок по частоте и времени действия противоаварийной АОСЧ и АОПЧ;

высокие (близкие к единице) коэффициенты возврата измерительных реле напряжения АОПН и частоты АОСЧ;

реализация АОПН, предотвращающей насыщение магнитопроводов трансформаторов при снижении частоты;

реализация АОСЧ при существенно сниженном напряжении;

выполнение АПВ с ресинхронизацией синхронных генераторов и АПВ трансформаторов с ограничениями, определяемыми его релейной защитой.

10.5.3.3. Особенности вычислительно-логической части терминала REL

Микропроцессорные интегрированные устройства автоматики противоаварийного управления линиями электропередачи в виде терминала серии REL выполняют функции дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит, взаимодействующих с однофазной и трехфазной, в том числе с синхронизацией, автоматикой повторного включения. Главная особенность и состоит в существенно новом их взаимодействии, в особенности в удлинении зон отдельных ступеней защит и ускорении их действия на отключение до АПВ, в частности при включении выключателя оператором.

Одной из особенностей дистанционной защиты является программная реализация измерительных реле полного сопротивления с произвольными многоугольными характеристиками срабатывания и программируемой направленностью действия защиты в пяти зонах не только при всех сочетаниях поврежденных фаз междуфазными КЗ (междуфазных реле), но и при однофазных коротких замыканиях (однофазных реле). Последние функционируют и как *избиратели поврежденных фаз* при выполнении терминалом функции автоматики однофазного повторного включения.

Схема логических операций (рис. 10.10) иллюстрирует программную реализацию определения поврежденной фазы при однофазном и сочетании фаз двухфазных КЗ на землю. Предусмотрены контролируемые операциями $D\bar{X}1$, $D\bar{X}2$, $D\bar{X}3$ (ЗАПРЕТ) от элементов фиксирования качаний в ЭЭС или повреждения цепей напряжения терминала ЭКН цепи ненаправленного выбора (от фазных реле полного сопротивления KZH_A , KZH_B , KZH_C) поврежденной фазы A , или B , или C . Через операцию $D\bar{X}4$ формируется сигнал (от реле KAV напряжения и тока нулевой последовательности) о коротком замыкании на землю $K^{(1)}$. Запрет производится единичным логическим сигналом от программных элементов, фиксирующих качания в электроэнергетической системе и повреждения в цепях измерительных трансформаторов напряжения ЭКН.

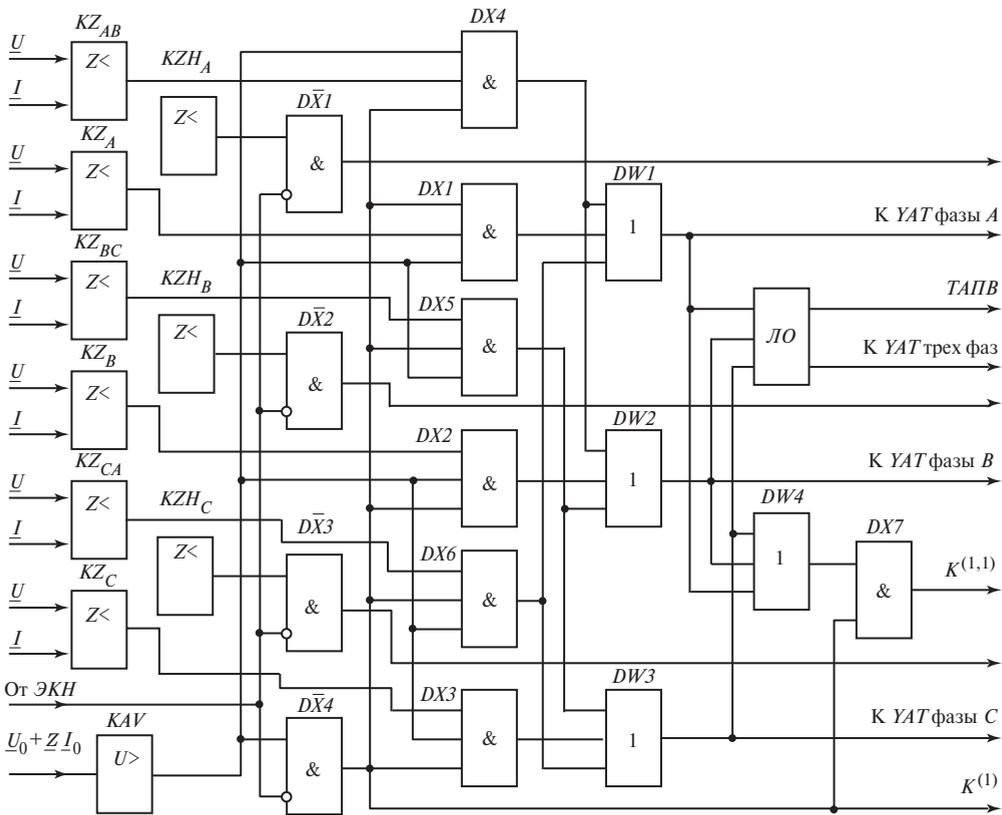


Рис. 10.10. Схема алгоритма определения поврежденной фазы

Операциями ЗАПРЕТ контролируется и определение поврежденных фаз программными и направленными измерительными реле сопротивления: однофазными KZ_A, KZ_B, KZ_C и междуфазными $KZ_{AB}, KZ_{BC}, KZ_{CA}$. Так, сигнал выбора фазы A линии при ее коротком замыкании на землю формируется направленным однофазным измерительным реле сопротивления KZ_A при наличии логических единиц на всех трех входах $DX1$ (операция их совпадения), т.е. и от указанного реле KAV фиксации КЗ на землю, и от элемента $D\bar{X}4$ (при отсутствии на инверсном входе запрещающей единицы). Логическая единица с выхода $DX1$ проходит через элемент $DW1$ (ИЛИ) в виде сигнала, определяющего воздействие на электромагнит отключения $УАТ$ выключателя фазы A . Аналогично направленными однофазными измерительными реле KZ_B и KZ_C через операции $DX2, DX3$ и $DW2, DW3$ при наличии логических единиц на выходах KAV и $D\bar{X}4$ формируются сигналы выбора поврежденной фазы B или C соответственно.

Сочетание поврежденных фаз при двухфазном КЗ на землю определяется междуфазными измерительными реле сопротивления. Так, при коротком замыкании на землю фаз *A* и *B* дискретный сигнал от реле KZ_{AB} проходит через элемент $DX4$ при наличии логических единиц от реле KAV фиксации КЗ на землю и от элемента $D\bar{X}4$. Операции $DW1$ и $DW2$ обеспечивают выходные сигналы о повреждении фаз *A* и *B*.

Логическими операциями $DW4$ и $DX7$ формируется сигнал информации $K^{(1,1)}$ о направленном выборе поврежденных фаз при двухфазном КЗ на землю.

При однофазном КЗ на землю отключается один поврежденный провод линии электропередачи и запускается программа однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ). При симметричных и двухфазных КЗ, в том числе на землю, логическими операциями $ЛО$, включающими и аналогичные элементы $DX3$, $DX5$, $DX6$, $DX7$, формируются воздействия на электромагниты YAT отключения трех фаз линий и сигнал запуска программы трехфазного автоматического повторного включения $ТАПВ$.

Программная автоматика повторного включения обеспечивает:

осуществление одной из восьми программ, в том числе и программы многократных и с синхронизацией трехфазных повторных включений;

пуск программ в момент выдачи управляющего воздействия на отключение выключателя с проверкой исправности его привода — готовности к отключению и включению;

быстродействующее повторное включение при наличии высокочастотного сигнала об отключении выключателя противоположного конца линии и замедленное (с расширенной паузой) при его отсутствии;

недействие функции АПВ при включении выключателя на короткое замыкание (закоротку) за счет задержки прохождения сигнала о его включенном состоянии;

отображение обширной информации о включенной функции АПВ, о готовности терминала к ее выполнению, о функционировании в цикле автоматического повторного включения и его неуспешности, количестве попыток АПВ и др.

Действие программной автоматики повторного включения иллюстрируется типовой упрощенной логической схемой функций ОАПВ и ТАПВ (рис. 10.11). Сигналы *АПВ ВКЛЮЧЕНО* и *ГОТОВНОСТЬ АПВ* формируются логическими операциями:

совпадения (элемент $DX1$) внешних дискретных сигналов (логических единиц) *ВКЛЮЧЕНИЕ* функции АПВ и *ГОТОВНОСТЬ* терминала к функционированию;

запоминания указанных сигналов триггером ST с контролем операцией $D\bar{X}1$ (ЗАПРЕТ) отсутствия внешнего единичного логического сигнала *ВЫКЛЮЧЕНИЕ* функции АПВ, проходящего через элемент $DX2$;

формирование сигнала *ГОТОВНОСТЬ АПВ* операцией $D\bar{X}2$ при отсутствии входного дискретного сигнала *ЗАПРЕТ* выполнения функции АПВ на входе инвертора DUI , т.е. при логической единице на его выходе, отсутствии единичного сигнала *ПУСК* функции АПВ на инверсном входе $D\bar{X}2$ (после запуска функции АПВ сигнал информации о готовности ее выполнения исчезает) и при нали-

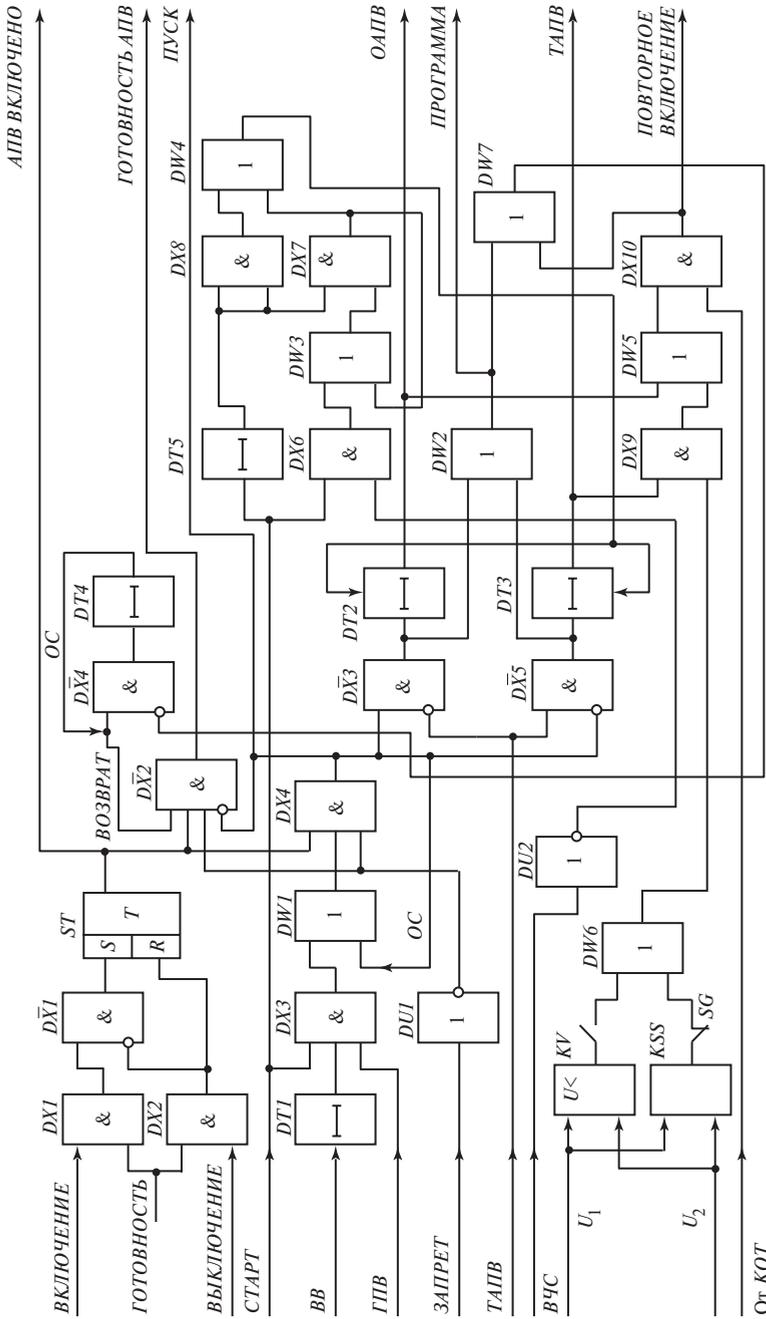


Рис. 10.11. Схема программного алгоритма автоматического повторного включения

чии сигнала *ВОЗВРАТ* восстановления программы функции АПВ — возврате в исходное состояние после ее выполнения.

Сигнал *ПУСК* формируется воздействием на отключение одной или трех фаз линии (цепи к электромагнитам отключения *УАТ*, см. рис. 10.10) выключателей — на рис. 10.11 показано фирменным обозначением входного дискретного сигнала *СТАРТ* (терминала ООО «АББ Автоматизация») и логическими операциями *DX3*, *DW1* и *DX4* при условии:

включенного состояния выключателя в течение времени, превышающего уставливаемое таймером *DT1*, — сигнал *ВВ* на среднем (по расположению на схеме) входе *DX3* (условие, необходимое для отключения выключателя без АПВ при его включении оператором на *К3*);

готовности привода выключателя — сигнал *ГПВ* на нижнем входе *DX3*;

включенной функции АПВ — сигнал *АПВ ВКЛЮЧЕНО* на верхнем входе *DX4*;

отсутствии сигнала *ЗАПРЕТ* выполнения функции АПВ — логическая единица на выходе инвертора *DU1*.

Сигнал *СТАРТ* запоминается по цепи обратной связи *ОС*, охватывающей элементы *DW1* и *DX4*. В зависимости от того, логический нуль (отключение одной фазы) или логическая единица (отключение трех фаз), поступает по цепи *ТАПВ* (см. также рис. 10.10) по сигналу *ПУСК*, проходящему через элементы $\overline{DX3}$ или $\overline{DX5}$, соответственно запускаются таймеры *DT2* или *DT3* задержек формирования сигналов *ОАПВ* функции однофазного или *ТАПВ* функции трехфазного АПВ.

Операцией *DW2* выдается сигнал информации *ПРОГРАММА* о программной реализации цикла АПВ.

Длительность задержек таймеров *DT2*, *DT3* может быть увеличена при отсутствии уверенности об одновременном отключении линии с двух сторон. Если с противоположного конца линии не поступает высокочастотный сигнал *ВЧС*, то логической единицей на выходе инвертора *DU2* и сигналом *СТАРТ* на входах *DX6* и на одном из входов *DX7* (после элемента *DW3*) совместно с сигналом *СТАРТ* на втором его входе (после *DT5*) через элемент *DW4* задержка таймеров *DT2*, *DT3* увеличивается. Воздействие на таймеры запоминается по цепи обратной связи, охватывающей элементы *DX7* и *DW3*, поскольку нормально сигнал *СТАРТ* исчезает после отключения выключателя. Задержка АПВ увеличивается также при «затягивании» процесса отключения выключателя, а именно если сигнал *СТАРТ* не исчезает в течение времени задержки таймера *DT3* (цепь с операциями *DX8* и *DW4*).

Воздействие *ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ* выключателя одной фазы формируется операцией *DX10* (через элемент *DW5*) совпадения сигналов *ОАПВ* и от реле *КQT* отключенного состояния выключателя.

Повторное включение выключателей трех фаз происходит при наличии на входах *DX9* сигнала *ТАПВ* и одного из дискретных сигналов от программного измерительного реле *KV* минимального напряжения, контролирующего отсутствие напряжения U_1 (или U_2) на одном конце линии, или (операция *DW6*) от программного устройства *KSS* контроля синхронизма напряжений на другом конце линии и на шинах подстанции (при включенном ключе *SG*).

Восстановление функции АПВ (*ВОЗВРАТ* в исходное состояние) после неоднократных (на рис. 10.11 не показано) попыток повторного включения производится с выдержкой времени таймера *DT4* после исчезновения на инверсном входе $D\bar{X}4$ единичного сигнала о воздействии на включение выключателя или (операция *DW7*) сигнала *ПРОГРАММА* о происходящем цикле АПВ. Сигнал *ВОЗВРАТ* запоминается по цепи обратной связи *ОС*, охватывающей *DT4* и $D\bar{X}4$.

Как указывалось, формируются сигналы информации о выполненных циклах АПВ и о неуспешном автоматическом повторном включении (на рис. 10.11 не показано).

10.5.3.4. Терминал серии БЭ2704

Разработанный ЗАО НПП «ЭКРА» терминал представляет собой унифицированное микропроцессорное устройство, функционирование которого определяется установленным программным обеспечением. Его внешний вид показан на рис. 10.12. На рис. 10.12, *а* видна часть лицевой панели с жидкокристаллическим дисплеем *ЖКД* и клавиатурой (кнопками) управления *КЛ*, интерфейсом радиальной последовательной связи *ИРПС* типа RS232 и основной частью светодиодного отображения информации *СВД*. В его разрезе просматриваются вторичные измерительные трансформаторы напряжения и тока *З*.

Терминал имеет модульное построение в виде отдельных конструктивных блоков — плат (рис. 10.12, *б*), условно показанных в виде функциональных модулей на рис. 10.13 [108], а именно:

- 1 — центрального процессора;
- 2 — аналого-цифрового преобразователя с аналоговыми *RC*-фильтрами нижних частот;
- 3 — входов аналоговых сигналов (через вторичные измерительные трансформаторы напряжения и тока) с их гальванической развязкой (оптрона);
- 4 — входов дискретных сигналов с оптронной развязкой электрических цепей;
- 5 — выходных электромагнитных реле (герконов) и входов-выходов с оптронной развязкой;
- 6 — источника питания терминала постоянного тока напряжением 220 или 110 В с электрически развязанными преобразователями в низшие напряжения питания микропроцессоров, АЦП и герконов и сигнализации о наличии питания или неисправности (изображен также контрольный выход сигнализации).

Показаны также объединяющая плата (общая шина) *7* и в условном изображении лицевая плата *8*.

Терминал выполняет функции:

автоматики противоаварийного управления (релейной защиты и противоаварийной автоматики);

осциллографирования напряжений и токов электромагнитных и электромеханических переходных процессов;

определения расстояния до места короткого замыкания;

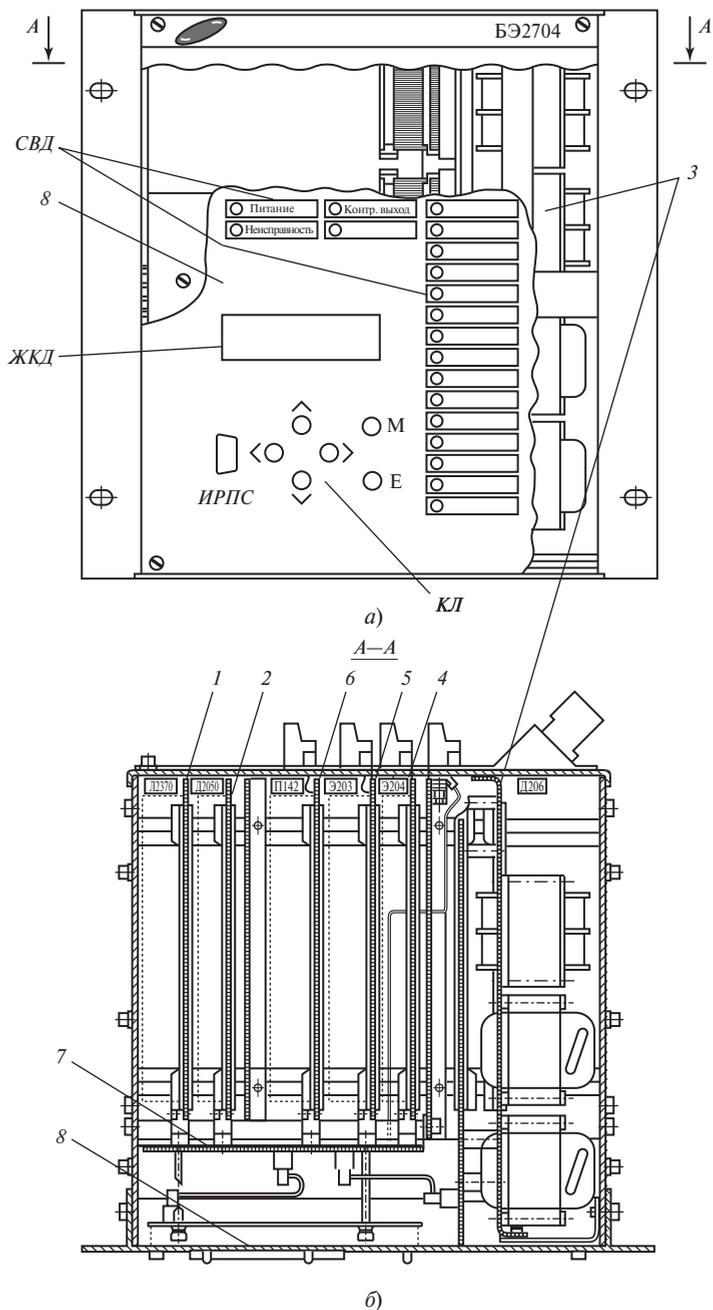


Рис. 10.12. Лицевая панель (а) и расположение блоков в кассете (б) терминала серии БЭ2704

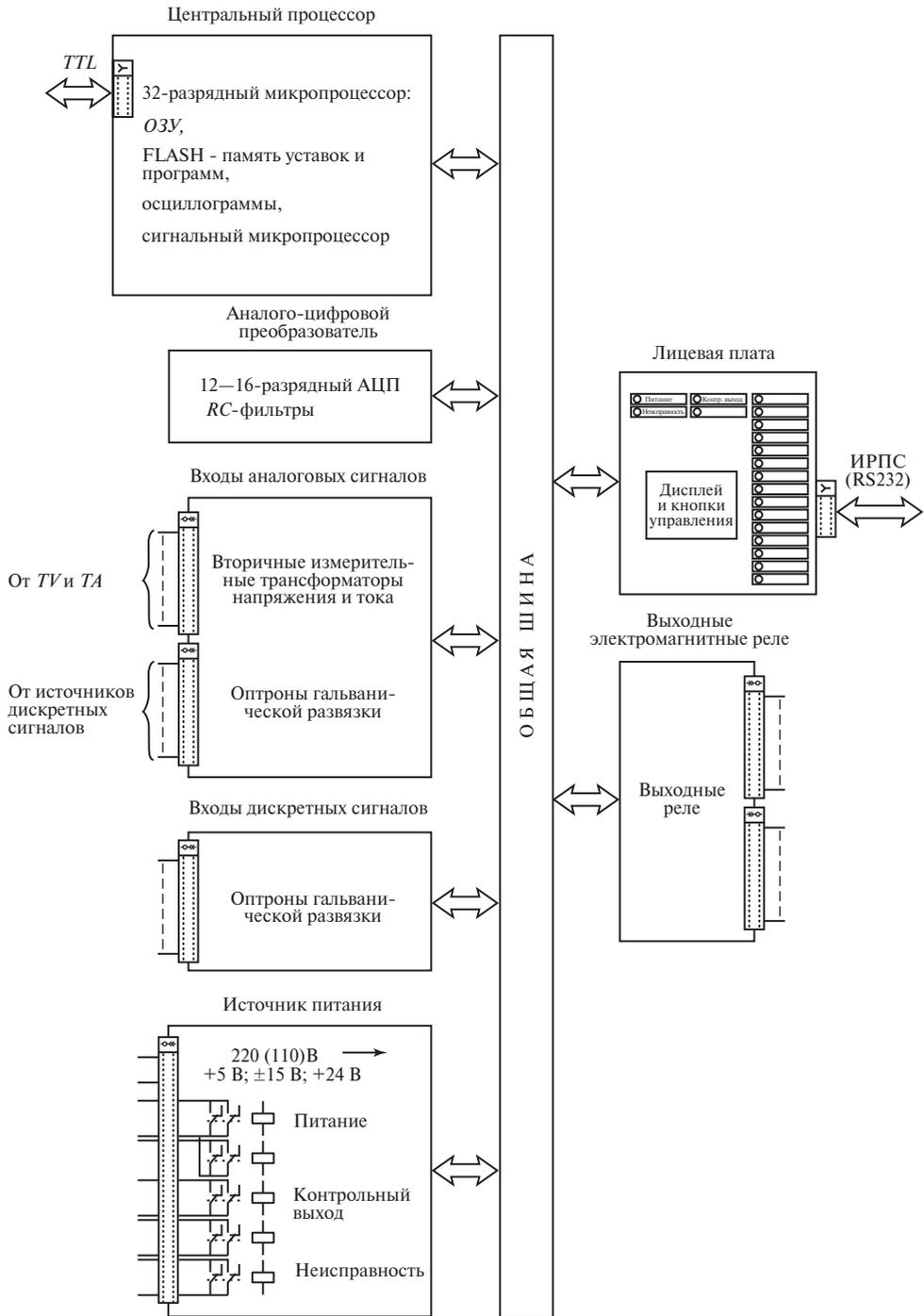


Рис. 10.13. Схема модульной структуры терминала серии БЭ2704

связи с АСУ (через преобразователь типа Д214 [120] и с ПЭВМ (через RS232); самодиагностики.

Модуль центрального процессора типа Л2370 [108] состоит (рис. 10.13):

из 32-разрядного микропроцессора с оперативным запоминающим устройством ОЗУ и энергонезависимой памятью (типа FLASH) программ, уставок и конфигураций (набора выполняемых функций), осциллограмм и событий; он и выполняет программируемые функции автоматики противоаварийного управления;

из сигнального микропроцессора обработки входных аналоговых сигналов (фильтрации), формирования ортогональных составляющих принужденных напряжений и токов электромагнитных переходных процессов и др.

Главной особенностью терминала БЭ2704 является обширное «меню», обеспечивающее подробный диалоговый режим с оператором.

Исчерпывающие указания по его использованию содержатся в [108].

Надежность функционирования терминала высокая: наработка на отказ [8] 25 тыс. ч, срок службы 20 лет.

Терминал устойчив к воздействиям магнитного поля промышленной частоты и к импульсному магнитному воздействию.

Назначение терминала — унифицированная техническая реализация микропроцессорной автоматики противоаварийного управления электроэнергетическими объектами электрических станций, подстанций и линий электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения.

10.5.4. Интегрированная автоматика противоаварийного управления присоединениями сверхвысокого напряжения

В последние годы разработана и выпускается отечественная микропроцессорная интегрированная автоматика противоаварийного управления (релейная защита и противоаварийная автоматика) присоединений высокого и особенно сверхвысокого напряжения.

Предприятия ООО НПП «ЭКРА» и ООО «ИЦ «БРЭСЛЕР» (г. Чебоксары) поставляют шкафы для энергетики серии ШЭ2710 и «БРЭСЛЕР», а НТЦ «МЕХАНОТРОНИКА» — устройства БМРЗ-ВЧЛ микропроцессорных защит, интегрированных с автоматикой определения расстояния до места повреждения, регистрации напряжений и токов электромагнитных переходных процессов, резервирования отказа выключателей, однофазного повторного включения, несинхронного, ускоренного и с синхронизацией трехфазного повторного включения выключателей, отключенных релейной защитой. Наиболее показательными являются шкафы дифференциально-фазной высокочастотной и дистанционной защит, интегрированных с автоматикой однофазного автоматического повторного включения, типов ШЭ2710-582 и «БРЭСЛЕР ШЛ 2704.52», ШЭ2710-521 и ШЭ2710-511 [98, 99]. Шкафы типа ШЭ2710 выполняются на терминале серии БЭ2704 [108].

Интегрированной автоматикой противоаварийного управления является и терминал РЭО511-РАА автоматической ликвидации асинхронного режима и ограничений повышения напряжения ООО «АББ Автоматизация» [59].

Необходимое для присоединений сверхвысокого напряжения техническое совершенство интегрированной автоматики противоаварийного управления (главным образом ее быстродействие) достигается способами обработки информации, свойственными микропроцессорной вычислительной технике. Производится выделение ортогональных (синусной и косинусной) составляющих принужденных напряжений и токов промышленной частоты электромагнитных переходных процессов в ЭЭС (входных сигналов). Ортогональные составляющие формируются нерекурсивными и адаптивными частотными фильтрами на основе преобразований Фурье. По ним вычисляются амплитуды и фазы как входных сигналов, так и их симметричных составляющих и практически безынерционно вычисляются сигналы информации об активной и реактивной мощностях.

В дифференциально-фазной высокочастотной защите применены цифровые времяимпульсные элементы сравнения фаз, повышающие (особенно двухполупериодный двухканальный элемент сравнения фаз) ее быстродействие.

В автоматике ликвидации асинхронного режима применены новые алгоритмы функционирования, сформированы более сложные характеристики срабатывания ранее применявшихся программных измерительных избирателей поврежденной фазы в однофазной автоматике повторного включения и новые алгоритмы, выявляющие развитие и наступление асинхронного режима и отличающие его от синхронных качаний и коротких замыканий в электроэнергетической системе.

Формирование характеристик применяемых программных измерительных реле сопротивления производится с использованием сигналов, отображающих активную и реактивную мощности и вычисляемых по быстродействующим алгоритмам с использованием ортогональных составляющих напряжения и тока, т.е. без операции деления действующих значений напряжения и тока [8].

Особенности технической реализации интегрированной автоматики противоаварийного управления иллюстрируются функциональными схемами программного автоматического однофазного повторного включения, автоматики ликвидации асинхронного режима и автоматики ограничения повышения напряжения.

Программная автоматика однофазного повторного включения. Упрощенная функциональная схема интегральной автоматики однофазного повторного включения, общая для несколько различных ее реализаций в микропроцессорных устройствах типа ШЭ2710-582 и «БРЕСЛЕР ШЛ 2704.52», приведена на рис. 10.14. Программные операции обозначены на ней графическими изображениями измерительных и логических элементов.

Программная измерительно-вычислительная часть названных микропроцессорных автоматических устройств различна. В шкафах ШЭ2710-582 применяются традиционные реле (см. панель ПДЭ 2004.03 в п. 6.5.2), но в программном исполнении: пусковые измерительные реле напряжения нулевой РННП и реле тока обратной РТОП последовательностей и комбинированные реле напряжения и тока нулевой последовательности РНТНП и избиратели поврежденной фазы ИПФ_А, ИПФ_В, ИПФ_С в виде программных направленных измерительных реле сопротивления.

Микропроцессорное автоматическое устройство «БРЕСЛЕР ШЛ 2704.52» содержит только токовые (обратной и нулевой последовательностей) пусковые программные РТОНП и избиратели поврежденных фаз (ИПФ) в виде отдельных изделий типа «БРЕСЛЕР ТЛ 2605.10». Применяются комбинированные реле токов обратной \underline{I}_2 и нулевой \underline{I}_0 последовательностей ($\underline{I}_2 + \underline{I}_0$) и приращений $\Delta \underline{I}_{20}$ их векторов, равных разностям $\Delta \underline{I}_{20} = \underline{I}_{20к} - \underline{I}_{20н}$ токов несимметричного короткого замыкания $\underline{I}_{20к}$, возникающего в течение цикла однофазного повторного включения, и тока обратной и нулевой последовательностей нагрузки $\underline{I}_{20н}$ в неполнофазном режиме — аварийных составляющих токов (на рис. 10.14 не показаны). Для этого используются специальные фильтры аварийных составляющих токов (в дифференциально-фазной защите) прямой последовательности [98].

К измерительно-вычислительной части микропроцессорной автоматики однофазного повторного включения относятся и специфические измерительные органы контроля погасания электрической дуги *ОКПЭД* однофазного короткого замыкания на землю после отключения поврежденной фазы и контроля успешности повторного включения отключенной фазы с одной стороны *ОКУВ*. Электрическая дуга поддерживается током, возбуждаемым ЭДС в проводе, наведенной магнитным потоком нулевой последовательности. Они функционируют по разным алгоритмам в указанных двух микропроцессорных устройствах автоматики противоаварийного управления линиями электропередачи сверхвысокого напряжения.

В шкафах ШЭ2710-582 используется алгоритм микропроцессорной приставки к панели ПДЭ 2004.03, содержащий четыре канала, определяющих погасание электрической дуги по появлению наведенной в отключенном проводе ЭДС промышленной и субпромышленной частот (см. п. 6.5.2), а успешного повторного включения с одной стороны линии — по появлению напряжения промышленной частоты.

Микропроцессорная интегрированная автоматика «БРЕСЛЕР ШЛ 2704.52» содержит два канала, реализуемых комбинацией программных направленного измерительного реле сопротивления и измерительного реле полного сопротивления с круговыми характеристиками срабатывания, подключаемых к напряжению отключенной фазы и току нулевой последовательности; программных максимального и минимального измерительных реле напряжения отключенной фазы.

Логическая часть интегрированной автоматики противоаварийного управления линиями электропередачи сверхвысокого напряжения выполняет не только основные стандартные функции [98, 99]:

отключение поврежденной фазы при однофазном коротком замыкании, повторное включение отключенной фазы при неустойчивом (дуговом) однофазном коротком замыкании;

отключение трех фаз линии электропередачи при устойчивом однофазном коротком замыкании (неуспешном однофазном повторном включении), двухфазном на землю и междуфазном коротких замыканиях.

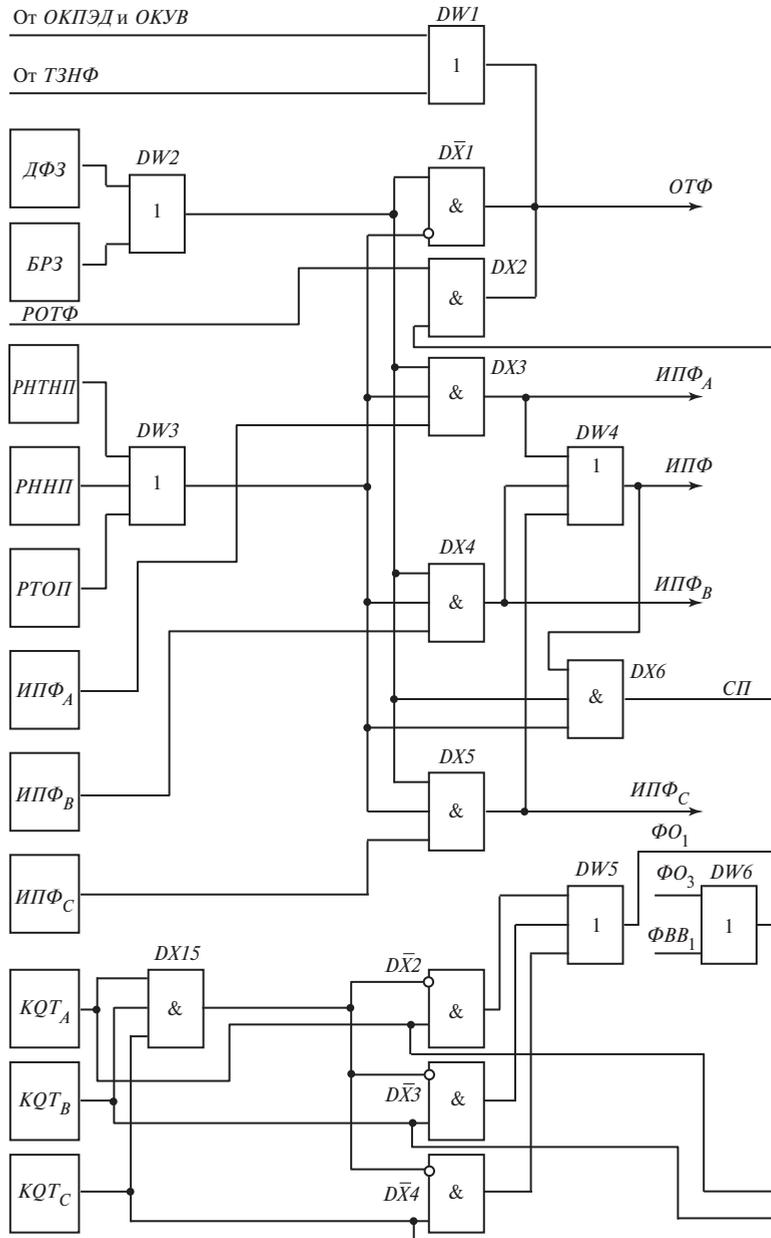


Рис. 10.14 (начало). Функциональная схема автоматики однофазного повторного включения микропроцессорных автоматических устройств ШЭ2710-582 и «БРЕСЛЕР ШЛ 2704.52»

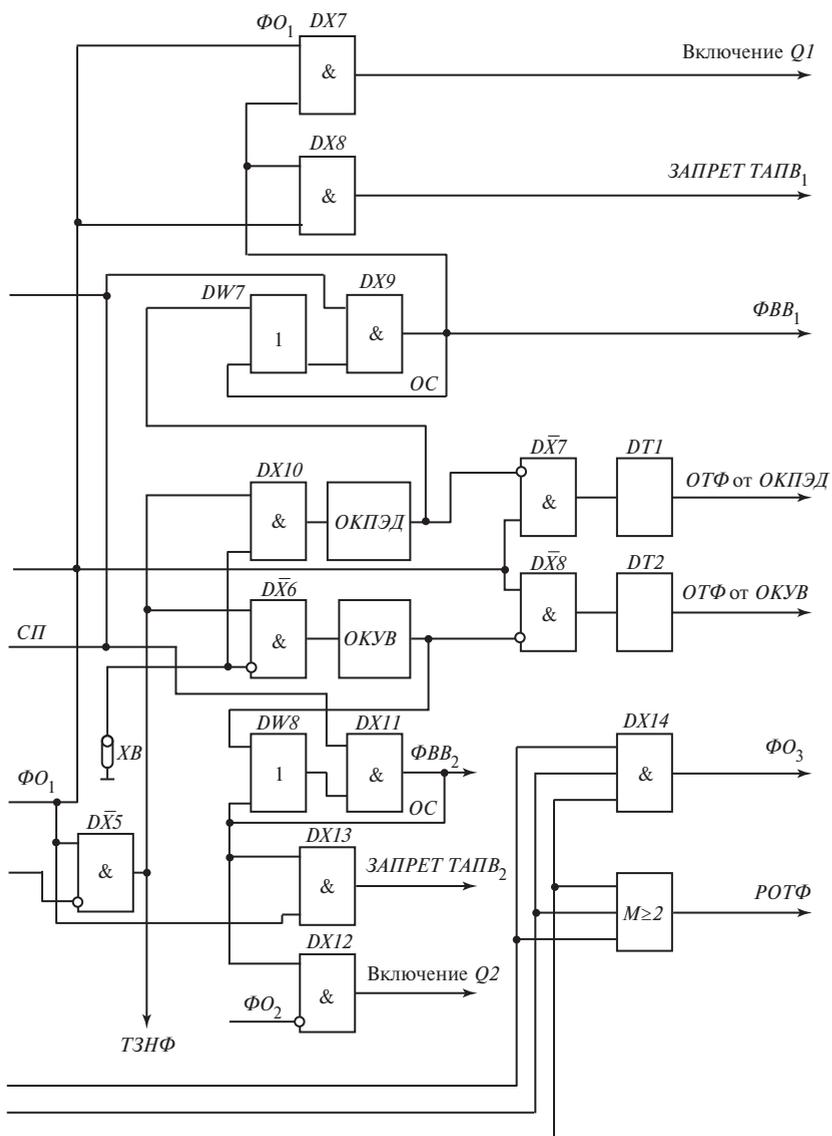


Рис. 10.14. Окончание

Выполняется и ряд дополнительных функций, существенно повышающих ее эффективность, основными из которых являются:

отключение только одной фазы при двухфазных коротких замыканиях, в том числе на землю;

повторное включение отключенного провода линии только после погасания электрической дуги и после ее успешного включения с одной стороны;

поочередное отключение неповрежденных фаз при неуспешном однофазном повторном включении и при коротком замыкании, возникающем в неполнофазном режиме в цикле однофазного повторного включения;

поочередное включение фаз при трехфазном автоматическом повторном включении.

При возникновении однофазного короткого замыкания на землю срабатывают быстродействующие пусковые реле *РНТНП*, *РННП* и *РТОП* (см. рис. 10.14) или *РТОНП* (в устройстве «БРЕСЛЕР ШЛ 2704.52» — на схеме не показано) и:

операцией $D\bar{X}1$ (ЗАПРЕТ) через элемент *DW3* предотвращают формирование воздействия на отключение трех фаз *ОТФ* дифференциально-фазной *ДФЗ* или быстродействующей резервной релейной защитой *БРЗ* (через элемент *DW2*);

операциями *DX3*, *DX4* и *DX5* (И) разрешают (при наличии сигнала от указанных защит) действие избирателей поврежденной фазы (сигнал *ИПФ_А*, *ИПФ_В* или *ИПФ_С*) на отключение, которое через элемент *DW4* (ИЛИ) фиксируется — сигнал *ИПФ*;

операцией *DX6* при наличии сигналов *ИПФ*, пусковых реле и защиты через элементы *DW2* и *DW3* формируют сигнал *СП* пуска ОАПВ.

После срабатывания одного из реле *КQT_А*, *КQT_В* или *КQT_С*, фиксирующего отключение соответствующего выключателя, операцией $D\bar{X}2$, $D\bar{X}3$ или $D\bar{X}4$ и *DW5* фиксируется отключение одной фазы ΦO_1 .

При отсутствии сигналов фиксации воздействия на включение отключенного выключателя ΦBB_1 или воздействия на отключение трех фаз ΦO_3 (операция *DW6*) операцией $D\bar{X}5$ сигнал ΦO_1 :

вводит в действие токовую защиту неотключенных фаз *ТЗНФ*;

при разомкнутой программной накладке *XB* — единица на нижних прямом входе *DX10* и инверсном $D\bar{X}6$ (накладка определяет, какой из выключателей, *Q1* на своем или *Q2* на противоположном конце линии, должен включиться первым) — операцией *DX10* вводит в действие орган контроля погасания электрической дуги *ОКПЭД* однофазного КЗ на землю;

операциями *DX7* и *DX8* подготавливает цепь включения отключенного выключателя *Q1*, который должен включаться первым после погасания электрической дуги однофазного КЗ на землю, и формирования сигнала *ЗАПРЕТ ТАПВ₁*;

операциями $D\bar{X}7$ и $D\bar{X}8$ подготавливает цепи отключения трех фаз *ОТФ* от *ОКПЭД* или от *ОКVB*.

Сигнал *СП* пуска ОАПВ:

операцией *DX9* подготавливает воздействие на включение первого выключателя ΦBB_1 ;

после срабатывания *ОКПЭД* операцией совпадения $D\bar{X}9$ сигналов формирует воздействие на включение ΦBB_1 , которое по цепи обратной связи *ОС* через $DW7$ запоминается (на время существования *СП*).

Операцией $D\bar{X}7$ при наличии сигнала ΦO_1 воздействием ΦBB_1 выключатель $Q1$ отключенной фазы включается.

После включения линии со своей стороны и срабатывания органа контроля успешности включения *ОКУВ* на противоположной ее стороне, на которой накладка XB замкнута, т.е. на инверсном входе $D\bar{X}6$ нуль, операцией $D\bar{X}11$ (при наличии *СП*) формируется воздействие на включение выключателя $Q2$ противоположной стороны линии ΦBB_2 , которое также (через элементы $D\bar{X}8$ и $D\bar{X}11$) запоминается. Через элемент $D\bar{X}12$ при наличии сигнала ΦO_2 выключатель $Q2$ включается, операцией $D\bar{X}13$ запрещается *ТАПВ*₂. Отключенная фаза линии вводится в работу.

При успешном *ОАПВ* воздействием ΦBB_1 операциями $DW6$ и $D\bar{X}5$ токовая защита неотключенных фаз выводится из действия, пусковые реле обратной и нулевой последовательностей возвращаются, исчезает *СП*, снимается запоминание фиксации воздействий ΦBB_1 и ΦBB_2 , схема в целом приходит в исходное состояние.

При устойчивом однофазном *КЗ* на землю органы контроля погасания электрической дуги *ОКПЭД* и успешности включения *ОКУВ* не срабатывают: нули на инверсных входах $D\bar{X}7$ и $D\bar{X}8$. Поэтому спустя определенное время, устанавливаемое таймерами микропроцессоров $DT1$ и $DT2$, формируется воздействие на отключение трех фаз линии *ОТФ* (через элемент $DW1$) и операциями $D\bar{X}8$ и $D\bar{X}13$ трехфазное автоматическое повторное включения линии *ТАПВ* не запрещается.

Отключение трех фаз производится и операцией $DW1$, через которую проходит и воздействие на *ОТФ* от *ТЗНФ*, если произошло новое короткое замыкание в цикле *ОАПВ*.

Логические реле отключенного состояния выключателей трех фаз KQT_A , KQT_B , KQT_C через операцию $D\bar{X}14$ фиксируют отключение линии в целом — сигнал ΦO_3 . При этом операциями $D\bar{X}15$, $D\bar{X}2$, $D\bar{X}3$, $D\bar{X}4$ и $DW5$ запрещается формирование сигнала ΦO_1 .

При двухфазном *КЗ* на землю избирателями поврежденных фаз $ИПФ_A$, $ИПФ_B$, $ИПФ_C$ отключаются два выключателя с двух сторон линии и мажоритарным органом $M \geq 2$ (два сигнала из трех) воздействиями от реле KQT_A , KQT_B , KQT_C отключенных состояний выключателей формируется разрешение на отключение трех фаз линии *РОТФ*.

При междуфазных *КЗ* без земли пусковые реле $РННП$, $РНТНП$, $РТОП$ или $РТОНП$ (в устройстве «БРЭСЛЕР ШЛ 2704.52») не срабатывают — на инверсном входе $D\bar{X}1$ нуль. Релейная защита ($D\bar{F}3$, $B\bar{P}3$) через операцию $DW2$ и $D\bar{X}1$ отключает три фазы воздействием *ОТФ*.

После отключения трех фаз линии действует один из видов трехфазного автоматического повторного включения (см. п. 6.5.2), выполненного микропроцессорными устройствами типа ШЭ2710-511 [79].

Автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР) и ограничения повышения напряжения (ОАПН) реализована на терминале REO511-РАА и принципиально функционирует по тем же алгоритмам, что и типовая автоматика ОАО «Институт «Энергосетьпроект», ранее выпускавшаяся в виде панели типа ШП2704 (см. п. 8.3.2). Однако за счет микропроцессорного выполнения она отличается более высокими техническим совершенством, эффективностью действия и сервисными свойствами.

В микропроцессорной АЛАР-М асинхронный режим и синхронные качания отличаются от коротких замыканий по скорости изменения сопротивления на зажимах двух программных измерительных реле полного сопротивления с характеристиками срабатывания в виде параллелепипедов (рис. 10.15).

Характеристики срабатывания программных измерительных реле сопротивления 1 (внешняя) и 2 (внутренняя) обеспечивают путем сравнения установленного таймером микроконтроллера интервала времени с разностью моментов пересечения их (в точках a , b или c , d) годографом сопротивления на зажимах реле \underline{Z}_p обнаруживает развитие асинхронного режима и синхронных качаний: при коротких замыканиях характеристики пересекаются годографом вектора \underline{Z}_p практи-

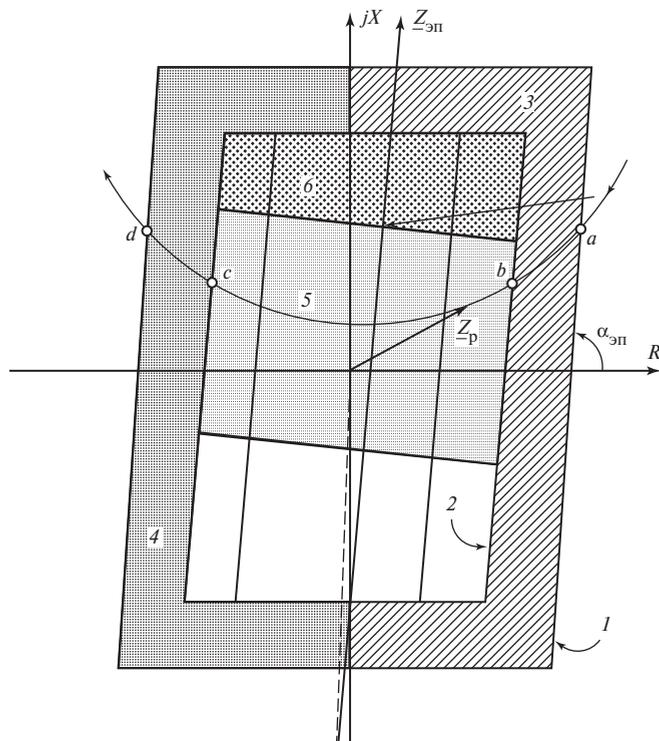


Рис. 10.15. Характеристики срабатывания в комплексной области измерительных реле сопротивления АЛАР-М

чески одновременно, а при возникновении качаний и развитии асинхронного режима — разновременно.

Использование двух областей характеристик — области 3 «прямого» (точки a, b) и области 4 «обратного» (точки c, d) их переходов годографом вектора \underline{Z}_p — позволяет расширить возможности АЛАР по фиксированию развития асинхронного режима в отличие от синхронных качаний роторов генераторов.

Более гибкая логическая часть обеспечивает распознавание развития асинхронного режима и последующие провороты векторов ЭДС с разной скоростью изменения вектора сопротивления и различные способы формирования противоаварийных управляющих воздействий при его входе в область срабатывания реле сопротивления и выходе из нее.

Нахождение вектора \underline{Z}_p в области 5 означает расположение электрического центра качаний ЭЦК на контролируемой линии электропередачи (см. рис. 8.1, a), а в области 6 — на смежной линии и используется для их отключения (смежной линии в порядке резервирования).

На рис. 10.15 показано направление вектора суммарного сопротивления электропередачи \underline{Z}_{Σ} двухмашинной схемы замещения электроэнергетической системы (рис. 10.16, a) практически однородных сопротивлений ее частей ЭЭС1 и ЭЭС2 и линий $W1, W2$ сверхвысокого напряжения, определяющее углы наклона α_{Σ} (см. рис. 10.15) к горизонтальной оси комплексной плоскости сопротивлений соответствующих сторон характеристики срабатывания измерительных реле сопротивления.

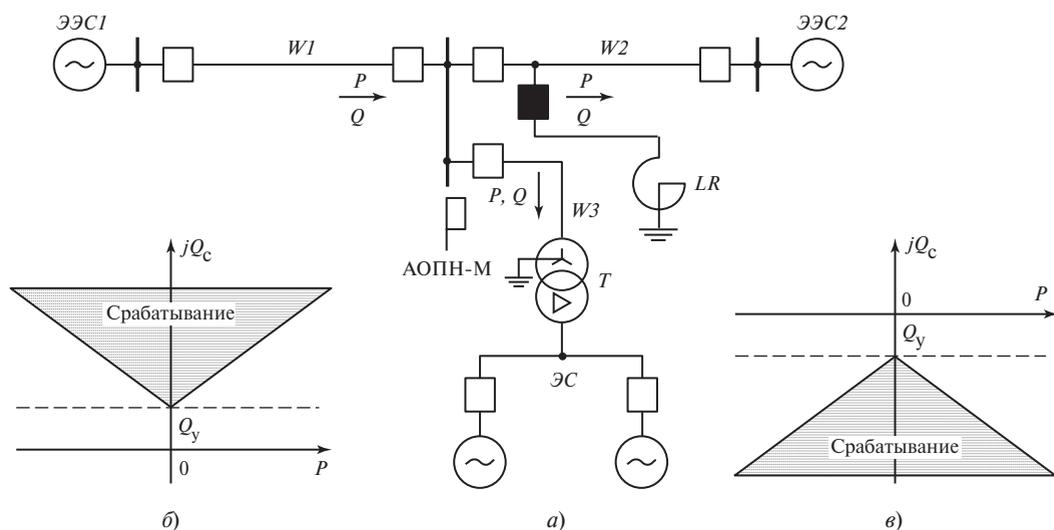


Рис. 10.16. Эквивалентная схема электроэнергетической системы (a) и характеристики срабатывания программных измерительных реле реактивной мощности (b, v)

В АЛАР-М используются по два счетчика циклов асинхронного режима, независимо фиксирующих указанные «прямые» и «обратные» переходы.

Логическая часть АЛАР-М при качаниях и асинхронном режиме производит и вывод из действия (блокировку) дистанционной защиты в связи с потерей ею устойчивости функционирования [43].

Разработана методика выбора параметров настройки АЛАР-М, а именно характеристик срабатывания программных измерительных реле сопротивления, выдержек времени таймеров микропроцессоров и количества циклов асинхронного режима, формируемых их счетчиками.

Надежность действия АЛАР-М обеспечивается пофазным ее выполнением и формированием противоаварийных управляющих воздействий только при идентичном функционировании не менее чем в двух фазах из трех.

Микропроцессорная автоматика ограничений повышеней напряжения, интегрированная с АЛАР-М, является двухступенчатой, содержащей грубую и чувствительную ступени (см. п. 9.3.2), и отличается:

высокой точностью измерительного преобразования амплитуд напряжения, вычисляемой по его ортогональным составляющим, и близким к единице коэффициентом возврата программных максимальных измерительных реле напряжения;

независимым для каждой ступени заданием направленности действия по реактивной мощности срабатывания Q_c прямой (рис. 10.16, б) и обратной (рис. 10.16, в) направленности;

формированием характеристики срабатывания программных измерительных реле реактивной мощности Q_c в зависимости от активной нагрузки P (рис. 10.16, а) линии электропередачи в соответствии с аналогичным (9.2) соотношением:

$$Q_c = Q_y + \left| \frac{P}{P} \right| \operatorname{tg} \alpha,$$

где Q_y — установленная (предписанная) реактивная мощность срабатывания (при $P = 0$), обеспечивающая селективность действия автоматики;

возможностью защиты от перенапряжений трансформаторов T электрической станции ЭС, связанной с ЭЭС линией электропередачи $W3$ (рис. 10.16, а, б).

Микропроцессорная автоматика ограничения повышеней напряжения действует на включение реактора LR и отключение линии $W2$ сверхвысокого напряжения при обратном направлении реактивной мощности (рис. 10.16, в).

По существу, интегрированной микропроцессорной АЛАР и АОПН является и описанная в [73].

10.6. Контрольные вопросы

1. Какая микропроцессорная интегрированная противоаварийная автоматика поставляется в настоящее время в эксплуатацию?
2. В чем состоят особенности микропроцессорного устройства интегрированной автоматики (терминала) типа «Сириус-АЧР»?

3. Как выполняются функции программной автоматической частотной разгрузки терминалом «Сириус-АЧР» (см. рис. 10.7)?
4. Как терминалами SPAC 800 выполняется функция программного автоматического повторного включения (см. рис. 10.8)?
5. В чем состоят особенности терминала серии RET при программной реализации токовой продольной дифференциальной защиты трансформатора?
6. Какие функции противоаварийного автоматического управления линией электропередачи выполняет терминал REL521?
7. Как выполнен и функционирует терминал типа БЭ2704 (см. рис. 10.12 и 10.13)?
8. Как терминалом типа REL521 выполняется программная функция однофазного автоматического повторного включения линий электропередачи (см. рис. 10.11)?
9. Как осуществляется программная функция выбора поврежденной фазы при однофазном КЗ на линии терминалами БЭ2704 и «БРЭСЛЕР» (см. рис. 10.14)?
10. Как функционирует программная автоматика однофазного повторного включения линий электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения в целом (см. рис. 10.14)?

10.7. Заключение

Глава содержит информацию о новой и перспективной технике противоаварийного автоматического управления электроэнергетическими системами — об интегрированных, программно выполняющих функции многих отдельных традиционных автоматических устройств, микропроцессорных комплексах автоматики противоаварийного управления.

Их внедрение в эксплуатацию требует освоения принципов действий, необходимых для грамотного технического обслуживания. Поэтому в информационном блоке для углубленного изучения достаточно подробно рассмотрены функциональные схемы и техническое выполнение устанавливаемых в эксплуатацию интегрированных микропроцессорных автоматических устройств защитного отключения и собственно противоаварийной автоматики синхронных генераторов, трансформаторов, собственных нужд электростанций и подстанций и линий электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения.

10.8. Тесты

1. В чем состоят главная особенность и достоинство микропроцессорной интегрированной автоматики противоаварийного управления ЭЭС:
 - 1) автоматическое тестирование и самодиагностика;
 - 2) выдача оператору информации о состоянии управляемых объектов и противоаварийных управляемых воздействиях;
 - 3) возможность дистанционного (от ПЭВМ) изменения настройки;

4) многофункциональность — программное выполнение функций нескольких (в перспективе всех) отдельных традиционных автоматических устройств.

2. Какой из известных в настоящее время терминалов выполняет функции интегрированной автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР) и ограничения повышения напряжения (АОПН):

- 1) терминал REL521;
- 2) терминал REL511;
- 3) терминал REO511-OVP;
- 4) терминал REO511-РАА.

3. Какие программные элементы обеспечивают функционирование микропроцессорного устройства БМРЗ как односистемного при трех входных напряжениях и токах (см. рис. 10.1):

- 1) программные фильтры симметричных составляющих;
- 2) элементы разложения программных величин на ортогональные составляющие;
- 3) программные входные частотные фильтры;
- 4) элементы выделенных максимального или минимального действующего значений тока или напряжения (макси- и мини-селекторы).

4. С какой кратностью действует программная функция автоматического повторного включения (АПВ) микропроцессорного устройства БМРЗ (см. рис. 10.2):

- 1) однократное АПВ;
- 2) многократное АПВ;
- 3) двукратное АПВ.

5. В чем состоит особенность программной функции включения резервного выключателя (АВР) микропроцессорного устройства БМРЗ (см. рис. 10.3):

- 1) в возможности запрета (блокировки) АВР;
- 2) в контроле напряжения минимальными измерительными реле $KV1, KV2$;
- 3) в контроле напряжения нулевой последовательности $3U_0$ (реле $KV7$);
- 4) в возможности контроля напряжения на рабочем вводе максимальным измерительным реле $KV4$ после АВР.

6. В чем состоит главная особенность терминала серии RET при выполнении программной функции продольной токовой дифференциальной защиты трансформатора:

- 1) в компенсации токов небаланса;
- 2) в особом способе отстройки от броска тока намагничивания;
- 3) в односистемном выполнении программной функции;
- 4) в программной компенсации углов сдвига фаз между вторичными токами измерительных трансформаторов тока сторон трансформатора и выравнивании их абсолютных значений.

7. Функции каких традиционных автоматических устройств выполняет микропроцессорный терминал серии SPAC 800:

- 1) функции автоматических устройств защитного отключения — релейной защиты (РЗ) и автоматики выполнения резервного выключателя (АВР);
- 2) функции АВР и АПВ (автоматики повторного включения);
- 3) функции РЗ и автоматики частотной разгрузки (АЧР);
- 4) функции РЗ и АПВ.

8. При каких условиях и какими программными элементами терминала REL521 формируется сигнал ПУСК на выполнение ОАПВ и ТАПВ линии электропередачи (см. рис. 10.11):

- 1) при поступлении дискретного сигнала СТАРТ об отключении одной из трех фаз линии элементами DX3, DW1 и DX4 при отсутствии задержанного элементом времени DT1 сигнала ВВ (выключатель выключен), наличии сигналов ГПВ (привод выключателя готов к его включению) и ЗАПРЕТ;
- 2) элементами DX3, DW1 и DX4 при наличии сигналов СТАРТ, ВВ, ГПВ и ЗАПРЕТ;
- 3) элементами DX3, DW1 и DX4 при отсутствии сигналов СТАРТ и ЗАПРЕТ и наличии сигналов ВВ и ГПВ;
- 4) при поступлении дискретного сигнала СТАРТ в элементы DX3, DW1 и DX4 при наличии дискретных сигналов ВВ и ГПВ и при отсутствии сигнала ЗАПРЕТ.

9. Какими измерительными и логическими функциональными элементами терминала типа БЭ2704 формируется сигнал пуска СП однофазного АПВ (см. рис. 10.14):

- 1) измерительными РННП, РНТНП, РТОП, ИПФ_А и логическими DW3, DX4 и DX6;
- 2) измерительными РННП и РТОП, ИПФ_А и логическими DW3, DX6;
- 3) измерительными РНТНП, РТОП, ИПФ_А и логическими DW3, DW4 и DX6;
- 4) измерительными РННП, РНТНП, РТОП, ИПФ_А и логическими DW3, DX3, DW4, DW6.

10. Какими логическими и измерительными элементами терминала типа БЭ2704 формируются сигналы на включение выключателя Q1 своей стороны линии ФВВ₁ первым и Q2 противоположной ее стороны ФВВ₂ вторым по сигналу пуска СП однофазного АПВ и сигналу ФО₁ отключения поврежденной фазы (см. рис. 10.14):

- 1) логическими $D\bar{X}5$, DX10, DX8, DX9, измерительным ОКПЭД и $D\bar{X}5$, DX6 (при снятой накладке XB), DX7, DX11, измерительным ОКУВ соответственно;
- 2) логическими $D\bar{X}5$, DX10, DX8, DX9, измерительным ОКУВ и $D\bar{X}5$, DX6 (при установленной накладке XB), DX7, DX11, измерительным ОКПЭД соответственно;

- 3) логическими $D\bar{X}5$, $DX10$, $DX7$, $DX11$, измерительным $ОКПЭД$ и $D\bar{X}5$, $DX6$ (при снятой накладке XB) и $DX8$, $DX9$, измерительным $ОКУВ$;
- 4) логическими $D\bar{X}5$, $DX10$, $DW7$, $DX9$, измерительным $ОКПЭД$ и $D\bar{X}5$, $DX6$ (при установленной накладке XB), $DW8$, $DX11$ и измерительным $ОКУВ$.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Соловьев И.И.** Автоматизация энергетических систем. М.: Госэнергоиздат, 1950.
2. **Автоматика** электроэнергетических систем : Учеб. пособие для вузов / О.П. Алексеев, В.Е. Казанский, В.Л. Козис и др.; под ред. В.Л. Козиса и Н.И. Овчаренко. М.: Энергоиздат, 1981.
3. **Овчаренко Н.И.** Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем : Учеб. для вузов / Под ред. чл.-кор. РАН А.Ф. Дьякова. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000.
4. **Дьяков А.И., Окин А.А., Семенов В.А.** Диспетчерское управление мощными энергообъединениями. М.: Издательство МЭИ, 1996. (Серия «Электроэнергетика». Подготовка персонала.)
5. **Дьяков А.Ф., Овчаренко Н.И.** Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем : Учеб. пособие для вузов. М.: Издательство МЭИ, 2000.
6. **Плетнев Г.П.** Автоматизированные системы управления объектами тепловых электростанций. М.: Издательство МЭИ, 1995.
7. **Соловьев И.И.** Автоматические регуляторы синхронных генераторов. М.: Энергоиздат, 1981.
8. **Овчаренко Н.И.** Аппаратные и программные элементы автоматических устройств энергосистем. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.
9. **Методические** указания по техническому обеспечению автоматического синхронизатора СА-1. М.: Союзтехэнерго, 1980.
10. **Аганичев К.С., Лукоянов В.Ю., Панфилов Н.И.** Автоматический микропроцессорный синхронизатор «СПРИНТ» // Электрические станции. 1999. № 8. С. 49—51.
11. **Устройство** точной автоматической синхронизации «СПРИНТ-М» : Техническое описание, руководство по эксплуатации, паспорт. М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2003.
12. **Бушмарина Е.А., Фадеев А.Д., Шерemet А.А.** Микропроцессорный автоматический синхронизатор // Электротехника. 1996. № 9. С. 30—34.
13. **Ларионова В.В.** Системы регулирования в энергетике — подходы и решение // Автоматизация в промышленности. 2004. № 4. С. 15—19.
14. **Система** управления мощностью турбоагрегата на базе микроЭВМ / Ю.Л. Горячева, Н.В. Колобродов, В.С. Мельников и др. // Автоматическое регулирование и управление в энергосистемах: Тр. ВЭИ. М.: Энергоатомиздат, 1983. С. 12—20.
15. **Унифицированное** микропроцессорное устройство управления мощностью крупных турбогенераторов / В.С. Мельников, Ю.В. Чугунников, Э.М. Проватарь и др. // Электротехника. 1996. № 9. С. 15—17.
16. **Опыт** внедрения вычислительных средств нового поколения в устройствах управления мощностью турбоагрегата типа ЭЧСР-М / В.С. Мельников, А.Г. Мордкович и др. // Электротехника. 2001. № 9. С. 56—58.
17. **Юрганов А.А., Кожевников В.А.** Регулирование возбуждения синхронных генераторов. СПб.: Наука, 1996.
18. **Кириенко В.Г., Логинов А.Г., Фадеев А.В.** Новое поколение статических систем возбуждения турбо- и гидрогенераторов // Электросила. 2000. № 39. С. 43—52 [Сб. статей].
19. **Микропроцессорный** унифицированный автоматический регулятор возбуждения сильного действия АРВ-СДМ / Б.И. Аккерман, Е.А. Бушмарина, В.В. Долгов и др. // Автоматическое регулирование и управление в энергосистемах: Тр. ВЭИ. М.: Энергоатомиздат, 1983. С. 3—12.

20. **Логинов А.Г., Фадеев А.В.** Микропроцессорный автоматический регулятор типа АРВ-М для систем возбуждения АО «Электросила» // *Электротехника*. 2001. № 4. С. 66—70.
21. **Кичаев В.В., Юрганов А.А.** Современное состояние проблемы регулирования возбуждения синхронных машин // *Междунар. науч.-техн. конф. «Современные системы возбуждения для нового строительства и реконструкции электрических станций. Опыт наладки и эксплуатации систем возбуждения нового поколения»* : Сб. докл. СПб., 2004. С. 11—22.
22. **Автоматический** регулятор возбуждения для асинхронизированных турбогенераторов / И.А. Лабунец, А.П. Лохматов, В.А. Марков и др. // *Электрические станции*. 1985. № 7. С. 46—51.
23. **Микропроцессорная** система управления возбуждением асинхронизированного турбогенератора типа СУВМ-АС // *Автоматическое управление электроэнергетическими системами*: Тр. ВЭИ. М.: Энергоатомиздат, 1992. С. 62—73.
24. **Разработка** и внедрение новых автоматических регуляторов возбуждения / М.Л. Богачков, В.В. Кичаев, В.А. Кожевников, А.А. Юрганов и др. // Тр. техн. семинара «Современные решения в разработке оборудования, проектировании и эксплуатации электрической части тепловых и гидравлических станций. Ч. 1. Генераторы и системы возбуждения. М.: АО «Фирма ОРГРЭС», 2001. С. 75—86.
25. **Богаченко Д.Д.** Об алгоритме функционирования автоматического регулятора напряжения и реактивной мощности синхронных генераторов с бесщеточным возбуждением // *Вестник МЭИ*. 2003. № 6. С. 128—130.
26. **Богаченко Д.Д., Овчаренко Н.И.** Быстродействующие измерительные преобразователи для автоматических регуляторов // *Электротехника*. 2004. № 15. С. 51—54.
27. **Борцов Ю.А., Приходько И.А., Юрганов А.А.** Экспериментальное исследование нечеткого стабилизатора возбуждения синхронного генератора // *Электротехника*. 1999. № 3. С. 1—5.
28. **Воропай Н.И., Этингов П.В.** Развитие методов адаптации нечетких АРВ для повышения устойчивости сложных электроэнергетических систем // *Электричество*. 2003. № 11. С. 2—10.
29. **Робастные** регуляторы возбуждения мощных синхронных генераторов / Ю.А. Борцов, А.А. Бурмистров, А.Г. Логинов и др. // *Электричество*. 2003. № 7. С. 29—36.
30. **Кочкин В.Н., Обязуев А.И., Фокин В.К.** Статические тиристорные компенсаторы для электрических сетей высокого и сверхвысокого напряжения // *Электрические станции*. 1993. № 11. С. 20—24.
31. **Богаченко Д.Д.** Математическое описание алгоритмов функционирования микропроцессорных регуляторов возбуждения мощных синхронных генераторов // *Энергосбережение и водоподготовка*. 2003. № 3. С. 58—60.
32. **Микропроцессорная** система автоматического управления и защиты статического тиристорного компенсатора для линий электропередачи / Г.М. Бурунова, Е.А. Бушмарина, М.А. Лотков и др. // *Автоматическое управление электроэнергетическими системами*: Тр. ВЭИ. М.: Информэлектро, 1988. С. 28—34.
33. **Давыдов Н.И., Павлова М.Ф.** Микропроцессорная система управления мощностью ТЭС // *Автоматическое управление мощностью ТЭС и АЭС*: Тр. ВТИ. М.: Энергоатомиздат, 1990. С. 89—99.
34. **Создание** автоматизированных систем управления гидроэлектростанциями / В.Д. Ковалев, А.Н. Кузнецов, В.Н. Орлов и др. // *Высоковольтная и преобразовательная техника. Системы управления электротехническим и энергетическим оборудованием*: Тр. ВЭИ. М.: Эколинк, 1996. С. 99—101.
35. **Микропроцессорные** средства управления энергетическими комплексами МС АЭК для автоматизации Волжской ГЭС / В.Д. Ковалев, А.Н. Кузнецов, В.Н. Орлов и др. // *Электротехника*. 1996. № 9. С. 24—29.

36. **Карпов В.А.** Принципы построения АСУ ТП общестанционного уровня ГЭС (ГАЭС) // Автоматическое регулирование и управление в энергосистемах : Тр. ВЭИ. М.: Энергоатомиздат, 1983. С. 38—41.
37. **Гущина Н.Б., Карпов В.А., Орлов В.Н.** Отображение процессов пуска и останова обратимых гидроагрегатов на дисплеях ПЭВМ и условиях АСУ ТП ГАЭС // Высоковольтная и преобразовательная техника. Системы управления электротехническим и энергетическим оборудованием : Тр. ВЭИ. М.: Эколинк, 1996. С. 105—108.
38. **Автоматизация** регулирования частоты и активной мощности в Единой энергетической системе СССР / М.А. Беркович, А.Н. Комаров, С.А. Совалов и др. // Электричество. 1971. № 8. С. 1—6.
39. **Экспериментальная** цифровая система автоматического регулирования частоты и активной мощности ЕЭС СССР / С.А. Совалов, М.А. Беркович, А.Н. Комаров и др. // Электричество. 1979. № 3. С. 1—7.
40. **Цифровая** система автоматического регулирования частоты и активной мощности в энергообъединении Сибири / Ю.Е. Веневцев, Б.Н. Гвоздев, В.П. Нестеренко, Т.С. Яковлева // Электрические станции. 1984. № 1. С. 49—52.
41. **Окин А.А., Семенов В.А.** Противоаварийное управление в ЕЭС России / Под ред. А.Ф. Дьякова. М.: Издательство МЭИ, 1996.
42. **Семенов В.А.** Противоаварийная автоматика в ЕЭС России. М.: НТФ «Энергопрогресс», 2004 [Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик». Вып. 6 (66)].
43. **Федосеев А.М.** Релейная защита электроэнергетических систем. Релейная защита сетей : Учеб. пособие для вузов. Репринт. 1984 г. М.: Издательство МЭИ, 2004.
44. **Двухуровневая** система противоаварийного управления ОЭС Поволжья / В.Н. Бердников, Э.Р. Биргель, В.Д. Ковалев и др. // Высоковольтная и преобразовательная техника. Системы управления электротехническим и энергетическим оборудованием : Тр. ВЭИ. М.: Эколинк, 1996. С. 63—76.
45. **Беркович М.А., Гладышев В.Л., Семенов В.А.** Автоматика энергосистем. М.: Энергоатомиздат, 1991.
46. **Руководящие** указания по противоаварийной автоматике энергосистем (основные положения). М.: Союзтехэнерго, 1987.
47. **Ивакин В.Н., Ковалев В.Д., Худяков В.В.** Гибкие электропередачи переменного тока // Электротехника. 1996. № 8. С. 16—21.
48. **Комплексное** устройство автоматической частотной разгрузки КУ-АЧР-С // Каталог экспозиции ВВЦ. Релейная защита и автоматика энергосистем. М.: ОРГРЭС, 1996. С. 17—18.
49. **Микропроцессорный** блок релейной защиты типа БМРЗ. Микропроцессорный блок автоматической частотной разгрузки автоматического повторного включения по частоте типа БМАЧР // Каталог экспозиции ВВЦ. Релейная защита и автоматика энергосистем. М.: ОРГРЭС, 1996. С. 3—6.
50. **Линт М.Г.** Внедрение автоматизированных систем управления и защиты подстанций и электрической части электростанций // Информ.-метод. материалы науч.-техн. семинара. «Современное состояние и перспективы развития систем контроля и управления электрической частью станций и подстанций на базе микропроцессорной техники». М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 1999.
51. **Электротехнический** справочник. В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др.; гл. ред. А.Н. Попов. 8-е изд., испр. и доп. М.: Издательство МЭИ, 2002.
52. **Андреев В.А.** Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. М.: Высшая школа, 2005.
53. **Повышение** эффективности пускового органа быстродействующего устройства АВР / С.Н. Гамазин, Д.Б. Понаровкин, С.А. Цырук и др. // Промышленная энергетика. 1992. № 4. С. 18—21.
54. **Андреев В.А., Овчаренко Н.И.** Цифровое направленное реле сопротивления прямой последовательности для быстродействующего УАВР // Электротехника. 2001. № 5. С. 32—34.

55. Розенблюм Ф.М., Салова В.Г., Вундер Т.Я. Шкаф автоматики фиксации мощности исходного режима ШП2701 // Электрические станции. 1995. № 11. С. 65—69.
56. Розенблюм Ф.М., Иванов Л.К. Шкаф автоматики перегрузки по мощности типа ШП2702 // Тр. ВНИИР. Чебоксары, 1989. С. 56—64.
57. Дони Н.А., Левиуш А.И., Фокин Г.Г. Шкаф дифференциально-фазной защиты с ОАПВ типа ШЭ2710-582 // Релейная защита и автоматика энергосистем 2004. М.: ВВЦ, 2004. С. 96—98.
58. Вазюлин М.В., Стрелков В.М., Фокин Г.Г. Микропроцессорный модуль для панели АПВ типа ПДЭ-2004.01, выполняющий функции погасания дуги и успешности ОАПВ линии // Релейная защита и автоматика энергосистем 2004. М.: ВВЦ, 2004. С. 108—110.
59. Арсентьев А.П., Нудельман Г.С., Шапеев А.А. Новые функциональные возможности устройств РЗА высокого напряжения // Релейная защита и автоматика энергосистем 2004. М.: ВВЦ, 2004. С. 234—237.
60. Комплекс технических средств повышенной надежности микропроцессорного локального устройства дозирования управляющих воздействий // Тезисы докладов науч.-техн. конф. на ВВЦ, «Релейная защита и автоматика — 96». М., 1996. С. 41—42.
61. Опыт разработки централизованного комплекса АПНУ Таймырэнерго / Г.А. Олефилов, А.Х. Ландман, О.В. Захаркин и др. // Релейная защита и автоматика энергосистем 2004. М.: ВВЦ, 2004. С. 121—127.
62. Опыт внедрения и эксплуатации централизованного комплекса АПНУ в Западной и Центральной части ОЭС Сибири / А.И. Карловский, П.В. Позоров и др. // Релейная защита и автоматика энергосистем 2004. М.: ВВЦ, 2004. С. 116—120.
63. Ковалев В.Д., Ковалев С.В. Распределительные системы противоаварийного управления с параллельной обработкой информации // Электротехника. 2001. № 9. С. 41—47.
64. Ковалев В.Д. Иерархические системы противоаварийного управления // Электротехника. 1985. № 9. С. 43—46.
65. Иерархическая система противоаварийной автоматики сети 500 кВ ОЭС Поволжья / В.И. Бердников, Э.Я. Биргель, В.Д. Ковалев и др. // Электротехника. 1996. № 9. С. 10—17.
66. Ковалев В.Д., Суханов О.А., Ковалев С.В. Распределение системы противоаварийного управления протяженными энергосистемами // Электротехника. 1996. № 9. С. 4—9.
67. Богуславский Л.А., Ковалев В.Д., Шевченко А.Т. Устройство противоаварийной автоматики для сохранения устойчивости параллельной работы электростанций // Электрические станции. 1985. № 10. С. 51—54.
68. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1990.
69. Кузнецов А.Н. Программное обеспечение устройства противоаварийной автоматики с применением микроЭВМ // Электротехника. 1985. № 9. С. 54—57.
70. Программно-технический комплекс автоматической дозирования управляющих воздействий энергосистем / А.К. Белотелов, Е.Л. Россовский, И.З. Глушкин и др. // Электрические станции. 1997. № 10. С. 18—28.
71. Многосвязная общестанционная система регулирования напряжения / М.Н. Гумин, Е.Г. Косарева, М.В. Лисицын, Л.В. Россман // Электрические станции. 1997. № 10. С. 12—17.
72. Бурцев А.Б., Дзелегенок И.К., Ковалев С.В. Принципы организации противоаварийного управления электроэнергетическими системами с использованием параллельных вычислений // Электротехника. 1996. № 9. С. 18—23.
73. Реализация АЛАР на базе микропроцессорного устройства локальной противоаварийной автоматики // В.В. Глазырин, Г.А. Олефилов, А.М. Петров и др. // Релейная защита и автоматика энергосистем 2004. М.: ВВЦ, 2004. С. 111—115.

74. **Микропроцессорное** устройство автоматической ликвидации асинхронного режима «АЛАР-М» / И.В. Якимец, В.Г. Наровлянский, А.Б. Ваганов и др. // Электроэнергетика России: современное состояние, проблемы и перспективы : Сб. науч. трудов. М.: Энергоатомиздат, 2002. С. 350—365.
75. **Овчаренко Н.И.** Микропроцессорная автоматика синхронных генераторов и компенсаторов. М.: НТФ «Энергопрогресс», 2004 [Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик». Вып. 10 (70)].
76. **О внедрении** в эксплуатацию микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики типа БМРЗ и БМАЧР : Информационное письмо ИП-18-97 (Э) дирекции по научно-технической политике РАО «ЕЭС России». М., 1997.
77. **Комплекс** многофункциональных микропроцессорных блоков релейной защиты и автоматики. Блок микропроцессорной автоматической частотной разгрузки БМАЧР. Микропроцессорный блок — многофункциональное реле частоты БМ-МРЧ // Информационные выпуски «НТЦ «МЕХАНОТРОНИКА» на ВВЦ. М., 1998.
78. **Комплексные** устройства защиты и автоматики линии 6—10 кВ SPAC 801-01 : Техническое описание и инструкция по эксплуатации. М.: ООО «АББ Автоматизация», 2003.
79. **Дони Н.А., Фурашов В.С.** Комплекс микропроцессорных защит для присоединений 330 кВ // Релейная защита и автоматика энергосистем 2004. М.: ВВЦ, 2004. С. 94—95.
80. **Ильин В.В., Лямец Ю.Я.** Задачи и методы спектрального анализа переходных процессов в электрических сетях // Известия РАН. Энергетика. 1996. № 6. С. 46—62.
81. **Овчаренко Н.И.** Быстродействующий измерительный преобразователь мощности // Промышленная энергетика. 1984. № 6. С. 36—38.
82. **Патент** Российской Федерации. Измеритель частоты синусоидального напряжения. № 39231 / Н.И. Овчаренко, Р.В. Шитов: 7Н02Н3/46 // Б.И. № 20. 2004.
83. **Сравнение** эффективности работы статических и синхронных компенсаторов на линии электропередачи 1150 кВ / Н.И. Соколов, В.К. Фокин, В.Н. Филатов и др. // Электрические станции. 1993. № 11. С. 20—24.
84. **Цфасман Г.М.** Нормирующие преобразователи аналоговых сигналов с гальванической изоляцией для систем сбора данных // Электротехника. 1996. № 9. С. 39—43.
85. **Аржанников С.Г., Захаркин О.В., Петров А.М.** Управление активной мощностью электростанций с целью сохранения устойчивости послеаварийного режима ЭЭС // Передача энергии переменным током на дальние и сверхдальние расстояния : Тр. Междунар. науч.-техн. конф. Т. 2. Новосибирск: СибНИИЭ, 2003.
86. **Шитов Р.В.** Быстродействующий измерительный преобразователь амплитуды напряжения промышленной частоты // Вестник МЭИ. 2004. № 3. С. 35—40.
87. **Регулятор** напряжения трансформатора микропроцессорный РНМ-1: Техническое описание, руководство по эксплуатации, паспорт. М.: ЗАО «Радиус Автоматика», 2003.
88. **Басс Э.И., Дорогунцев В.Г.** Релейная защита электроэнергетических систем : Учеб. пособие / Под ред. А.Ф. Дьякова. М.: Издательство МЭИ, 2002.
89. **Овчаренко Н.И.** Микропроцессорные комплексы релейной защиты и автоматики распределительных электрических сетей. М.: НТФ «Энергопрогресс», 1999 [Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик», Вып. 7(10)].
90. **Жуков А.В., Федотов А.З., Родин В.В.** Сопоставительный анализ использования микропроцессорных комплексов в РЗА ВЛ СВН на базе терминалов фирм Alstom и Siemens // Релейная защита и автоматика энергосистем 2004. М.: ВВЦ, 2004. С. 287—289.
91. **Калачев Ю.Н., Салов А.В., Шевелев В.С.** Новая серия SPAC 800 для присоединений 6—35 кВ / Релейная защита и автоматика энергосистем 2004. М.: ВВЦ, 2004. С. 244—246.
92. **Лукоянов В.Ю.** Комплект микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики для оснащения подстанций 6—35 кВ // Релейная защита и автоматика энергосистем 2004. М.: ВВЦ, 2004. С. 277, 278.

93. **Исследование** алгоритмов выбора УВ ЦПА верхнего уровня ОЭС Центра / А.В. Жуков, А.Н. Маркун, А.А. Семин и др. // Релейная защита и автоматика энергосистем 2004. М.: ВВЦ, 2004. С. 281—289.
94. **Арсентьев А.П., Нудельман Г.С., Шапеев А.А.** Новые функциональные возможности устройств релейной защиты и автоматики высокого напряжения // Релейная защита и автоматика энергосистем 2004. М.: ВВЦ, 2004. С. 234—237.
95. **Устройства** автоматического ограничения повышения напряжения на базе шкафа автоматики ШП2704 // Электрические станции. 1989. № 4. С. 60—65.
96. **Акинин А.А., Иванов И.А., Любарский Д.Р.** Микропроцессорные устройства автоматического ограничения повышения напряжения с контролем ресурса оборудования // Вестник ИЭТУ. 2005. № 1. С. 37—41.
97. **Микропроцессорная** система комплексного управления и контроля гидроагрегатов Чебоксарской ГЭС / А.Н. Кузнецов, В.Н. Орлов, А.М. Титов и др. // Электрические станции. 2003. № 9. С. 21—23.
98. **Шкафы** микропроцессорной дифференциально-фазной защиты «БРЭСЛЕР-0411» с функцией однофазного автоматического повторного включения / В.А. Ефимов, О.Н. Григорьев, Н.В. Подшивалин, Ю.Я. Лямец // Релейная защита и автоматика энергосистем 2004. М.: ВВЦ, 2004. С. 69—75.
99. **Дони Н.А., Левиуш А.И., Фокин Г.Г.** Шкаф дифференциально-фазной защиты с однофазным автоматическим повторным включением типа ШЭ2710-582 // Релейная защита и автоматика энергосистем 2004. М.: ВВЦ, 2004. С. 96—98.
100. **Фурашов В.С., Камаев Е.В.** Шкаф автоматики управления выключателем, ТАПВ, УРОВ типа ШЭ2710-511 // Релейная защита и автоматика энергосистем 2004. М.: ВВЦ, 2004. С. 100.
101. **Коквин О.В.** Основные аппаратные, программные принципы построения универсального устройства противоаварийной автоматики энергоузла // Релейная защита и автоматика энергосистем 2004. М.: ВВЦ, 2004. С. 316.
102. **Основные** принципы построения релейной защиты оборудования 330—750 кВ с использованием микропроцессорных устройств серии ШЭ2710 / Ю.Н. Алимов, А.К. Белотелов, А.И. Левиуш и др. // Электрические станции. 2005. № 9. С. 42—47.
103. **Кислюков В.А., Пастухов В.С.** Некоторые алгоритмы локальных устройств микропроцессорной противоаварийной автоматики для ОЭС Востока // Релейная защита и автоматика энергосистем 2004. М.: ВВЦ, 2004. С. 130, 131.
104. **Концепция** модернизации комплекса ПА Иркутской энергосистемы / Л.И. Танкель, С.Б. Баженов, Л.А. Исаченко, Е.А. Новиков // Релейная защита и автоматика энергосистем 2004. М.: ВВЦ, 2004. С. 47—50.
105. **Исследование** алгоритмов выбора управляющих воздействий ЦПА верхнего уровня ОЭС Центра / А.В. Жуков, А.И. Маркун, А.А. Семин и др. // Релейная защита и автоматика энергосистем 2004. М.: ВВЦ, 2004. С. 281—284.
106. **Антонов Д.Б.** «Сириус ДЗ-35» гарантирует дистанционную защиту // Новости электротехники. 2004. № 4 (28). С. 37—41.
107. **Концепция** построения дифференциально-фазной защиты ЛЭП / В.А. Ефремов, О.Н. Григорьев, В.Н. Козлов и др. // Релейная защита и автоматика энергосистем 2002. М.: ЦДУ ЕЭС России, 2002. С. 91—93.
108. **Терминалы** защиты серии БЭ2704 : Руководство по эксплуатации. Чебоксары : НПП «ЭКРА», 2000.
109. **Комплектные** устройства защиты и автоматики рабочего ввода 6—35 кВ SPAC 810-B. М.: АББ Автоматизация, 2005.
110. **Алексеев Б.А., Мамиконянц Л.Г., Поляков Ф.А.** Актуальные вопросы создания и эксплуатации электрических машин // Электричество. 2005. № 8. С. 55—62.

111. **Наровлянский В.Г., Налевин А.А.** Метод определения эквивалентных параметров схемы замещения энергосистемы в асинхронном режиме // *Электричество*. 2005. № 8. С. 15—21.
112. **Налевин А.А.** Автоматика выявления и ликвидации асинхронного режима, адаптивная к изменению режима и структуры энергосистемы // *Вестник МЭИ*. 2003. № 1. С. 50—54.
113. **РТСофт** в электроэнергетике : Каталог продуктов и решений. М.: РТСофт, 2005.
114. **Наровлянский В.Г.** Современные методы и средства предотвращения асинхронного режима электроэнергетической системы. М.: Энергоатомиздат, 2004.
115. **Устройство** микропроцессорной автоматической частотной разгрузки «Сириус-АЧР» : Техническое описание, инструкция по эксплуатации, паспорт. М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2005.
116. **Адаптивная** цифровая автоматика ликвидации асинхронного режима / С.И. Зеликов, А.А. Лисицын, П.Я. Кац и др. // *Релейная защита и автоматика энергосистем* 2002. М.: ВВЦ, 2002.
117. **Патент** Российской Федерации. Способ выявления асинхронного режима электропередачи / В.С. Пастухов: МКИ Н02J // *Б.И.* 1991. № 26.
118. **Реле** защиты и комплектные устройства защиты. Номенклатурные списки ОБК 469.318. Чебоксары, 2005.
119. **Аржанников Е.А., Лукоянов В.Ю., Мисриханов М.Ш.** Определение места короткого замыкания на высоковольтных линиях электропередачи. М.: Энергоатомиздат, 2003.
120. **Блок** преобразования сигналов типа Д214 : Руководство по эксплуатации. Чебоксары, 2005.
121. **Микропроцессорные** средства противоаварийной автоматики локального уровня / А.А. Акинин, А.Б. Ваганов, Д.Р. Любарский и др. ; под ред. В.А. Шуина, М.Ш. Мисриханова, А.В. Мошкарин // *Повышение эффективности работы энергосистем* : Тр. ИГЭУ. Вып. VII. М. : Энергоатомиздат, 2004.
122. **Белотелов А.К., Фотин Л.П.** О проведении единой технической политики при создании АСУ ТП ТЭС // *Современные системы контроля и управления электрических станций и подстанций (АСУ ТП) на базе микропроцессорной техники* : Информ. материалы второго науч.-техн. семинара. М.: ОРГРЭС, 2001. С. 13—17.
123. **Юшков А.М., Орлов П.П., Рычагов В.Н.** Опыт компании «АББ Автоматизация» (Россия) в области реализации систем АСУ ТП подстанций, сетей и электрической части электростанций // *Современные системы контроля и управления электрических станций и подстанций (АСУ ТП) на базе микропроцессорной техники* : Информ. материалы, второго науч.-техн. семинара. М. : ОРГРЭС, 2001. С. 21—25.
124. **Гумин М.Н., Косарева Е.Г., Лисицын М.В.** Микропроцессорная система автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности электростанции // *Современные системы контроля и управления электрических станций и подстанций (АСУ ТП) на базе микропроцессорной техники* : Информ. материалы второго науч.-техн. семинара. М.: ОРГРЭС, 2001. С. 47—59.
125. **Интегрированная** автоматизированная система управления энергообъектом СКАДА—НИИПТ / Ю.А. Асанбаев, И.А. Ветрова, Т.Г. Горелик и др. // *Современные системы контроля и управления электрических станций и подстанций (АСУ ТП) на базе микропроцессорной техники* : Информ. материалы второго науч.-техн. семинара. М.: ОРГРЭС, 2001. С.31—35.

Учебное электронное издание

Овчаренко Николай Ильич

АВТОМАТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМ

Учебник для вузов

Редактор *И.П. Березина*

Корректоры *В.В. Сомова, Р.М. Ваничкина*

Компьютерная верстка *В.В. Пак*

Подготовка электронного издания *Д.О. Лазарев*

АО «Издательский дом МЭИ», 111250, Москва, Красноказарменная ул., д. 14А
тел. (495) 640-83-27, адрес в Интернете: <http://www.idmei.ru>,
электронная почта: info@idmei.ru