

Министерство образования Республики Беларусь
БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Кафедра «Электрические системы»

ОСНОВЫ ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Учебно-методическое пособие
для студентов специальности 1-43 01 02
«Электроэнергетические системы и сети»

Учебное электронное издание

М и н с к 2 0 1 8

УДК 623.311(075.8)

А в т о р ы :

Е.В. Калентионок, Ю.Д. Филипчик

Р е ц е н з е н т :

И.В. Новаш, заведующий кафедрой «Электрические станции» БНТУ,
кандидат технических наук

В учебно-методическом пособии дано изложение основ противоаварийного автоматического управления в электроэнергетической системе. Рассматриваются принципы действия автоматических регуляторов возбуждения, а также изложены подходы к управлению током возбуждения синхронных генераторов. Изложены принципы выполнения делительной автоматики на крупных электрических станциях энергосистемы и на блок-станциях промышленных потребителей.

Приведены существующие подходы к выполнению автоматики ликвидации асинхронных режимов в энергосистеме, предложены варианты повышения эффективности работы данной автоматики.

Белорусский национальный технический университет
пр-т Независимости, 65, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.(017)292-65-82 факс (017)292-91-37
E-mail: emd@bntu.by
<http://www.bntu.by/ef-es.html>
Регистрационный № БНТУ/ЭФ

© Калентионок Е.В., Филипчик Ю.Д., 2018

© Филипчик Ю.Д., компьютерный дизайн, 2018

© БНТУ, 2018

Содержание

ПРЕДИСЛОВИЕ	4
СПИСОК ОСНОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ	5
1 ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ АВТОМАТИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ	6
1.1 Основные принципы выполнения и технические требования к устройствам противоаварийного управления	6
1.2. Совершенствование управления током возбуждения синхронных генераторов электростанций для повышения их устойчивости	10
1.2.1 Назначение и принцип действия автоматических регуляторов возбуждения	10
1.2.2 Совершенствование управления током возбуждения синхронных генераторов электростанций для повышения их устойчивости	14
1.3 Делительная автоматика электростанций	17
1.3.1 Оптимизация выделения блочных электростанций при аварийном снижении частоты	18
1.3.2 Принципы построения делительной автоматики мини-ТЭЦ и блок-станций промышленных предприятий	23
1.3.3 Отделение от энергосистемы в аварийных режимах системы электроснабжения предприятия с генерирующими установками	28
2 АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ АСИНХРОННЫХ РЕЖИМОВ	31
2.1 Основные принципы выполнения АЛАР и САПАХ в энергосистеме	31
2.2 Повышение надежности выявления асинхронных режимов	40
2.3 Современные подходы к оптимизации выбора мест разделения энергосистем при асинхронном режиме	43
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	48

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное учебное пособие предназначено для студентов энергетических специальностей учреждений, обеспечивающих получение высшего образования. Также оно может быть использовано студентами, которые специализируются на изучении устойчивости энергосистем и противоаварийного автоматического управления.

Теоретические основы курса способствуют более полному осмыслению протекания переходных процессов при аварийных возмущениях в энергетической системе, принципов выполнения отдельных устройств противоаварийной автоматики.

Учебное пособие разделено на два основных раздела. Первый раздел условно посвящен противоаварийному управлению на электрических станциях. В частности, принципам противоаварийного управления током возбуждения синхронных генераторов, а также делительной автоматике как крупных электрических станций, так и промышленных блок-станций.

Вторая часть учебного пособия посвящена принципам выявления и ликвидации асинхронных режимов в энергетической системе. На примере типовых устройств АЛАР рассмотрены два основных алгоритма выявления асинхронных режимов. Дополнительно приведен алгоритм выявления АР на начальной стадии нарушения устойчивости синхронного генератора. Для

Материал данного учебного пособия соответствует дисциплине «Управление энергосистемами» для специальности 1-43 01 02 “Электроэнергетические системы и сети”.

СПИСОК ОСНОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АДВ – автоматическая дозировка воздействия
АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного режима
АПАХ – автоматика прекращения асинхронного хода
АПВ – автоматическое повторное включение
АРВ – автоматический регулятор возбуждения
АР – асинхронный режим
АЧР – автоматическая частотная разгрузка
ДА – делительная автоматика
ПАУ – противоаварийное автоматическое управление
КЗ – короткое замыкание
ЛЭП – линия электропередачи
ОМВ – ограничитель минимального возбуждения
ОЭС – объединенная энергетическая система
ПС – подстанция электрическая
ПУ – пусковое устройство
ТЭЦ – тепловая электро централь
УВ – управляющее воздействие
ЭДС – электродвижущая сила
ЭЦК – «электрический» центр качаний
ЭС – электростанция

1 ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ АВТОМАТИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

1.1 Основные принципы выполнения и технические требования к устройствам противоаварийного управления

Анализ причин нарушения функционирования энергосистем показывает, что одной из основных является отсутствие или несовершенство средств противоаварийного управления (ПАУ). В то же время применение современных микропроцессорных средств позволяет реализовать более сложные алгоритмы управления с использованием принципов адаптивности и оптимизации по сравнению с устройствами управления, выполненными на микросхемах средней степени интеграции.

Системы ПАУ должны отвечать следующим требованиям [1, 2]:

1. Обеспечивать формирование оптимальных управляющих воздействий и выдачу команд на их реализацию при аварийных возмущениях и повреждениях оборудования.
2. Обеспечивать живучесть системы при отказах отдельных элементов, узлов или устройств.
3. Иметь возможность развития существующего комплекса ПАУ.
4. Обеспечивать минимальные стоимость и затраты на эксплуатацию и модернизацию.

В настоящее время предложены три типа структур противоаварийного управления [3]: децентрализованная, централизованная и иерархическая. Наиболее рационально систему ПАУ создавать как четырехуровневую иерархическую структуру, по принципу, показанному на рисунке 1.1.

Уровень 1 – локальные агрегатные и исполнительные устройства, реализующие команды, поступающие от узлового устройства.

Уровень 2 – узловое устройство района противоаварийного управления, созданного в виде централизованного комплекса, предназначенного для обеспечения динамической и статической устойчивости энергосистемы.

Уровень 3 – системное устройство, которое выполняет координацию комплексов уровня 2 и обеспечивает сохранение статической и динамической устойчивости ОЭС.

Уровень 4 – центральное устройство энергообъединения, которое выполняет координацию уровня 3, а через него и уровня 2, контролирует основные межсистемные связи и обеспечивает статическую устойчивость всего энергообъединения или некоторой ее части.

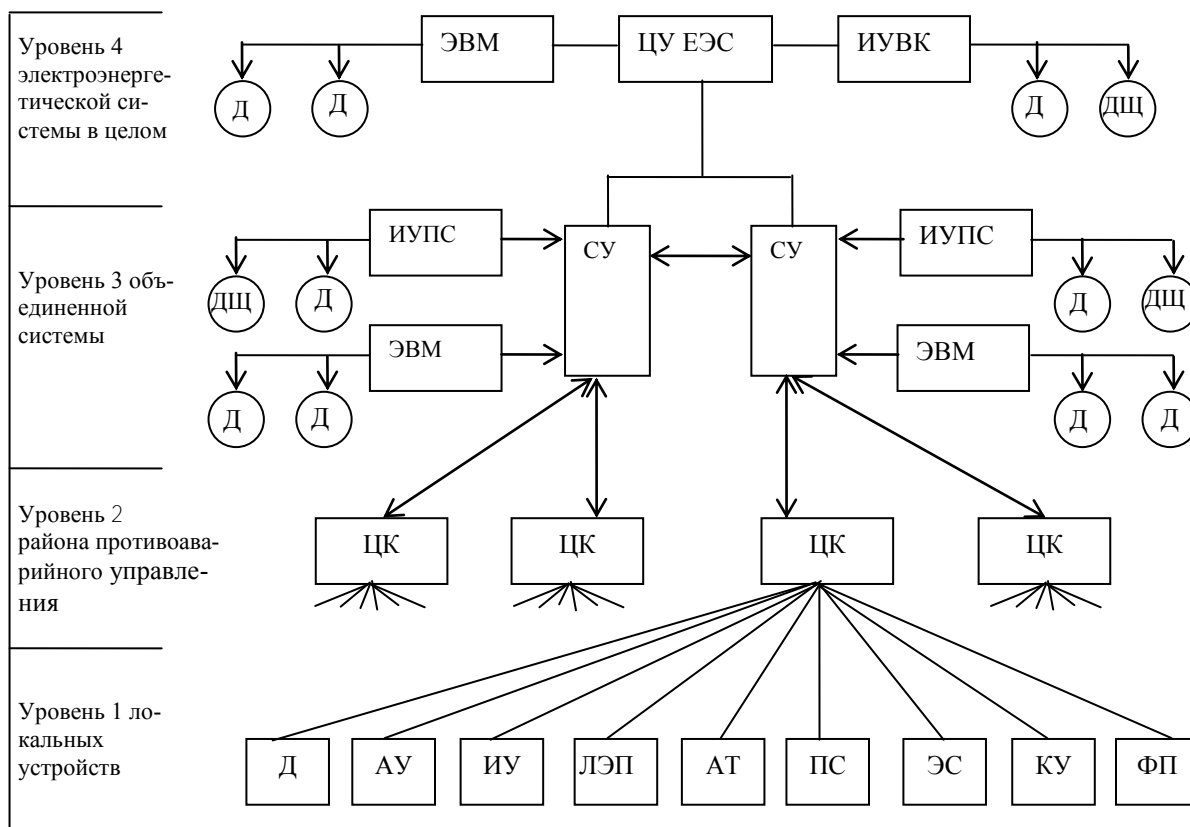


Рисунок 1.1 – Схема иерархической системы противоаварийного автоматического управления энергообъединений

В четырехуровневой структуре ПАУ на уровне 1 представлены локальные устройства, такие как датчики (Д), агрегатные (АУ) и исполнительные устройства (ИУ), установленные на элементах системы, а также обслуживающие ЛЭП, трансформатор или автотрансформатор (АТ), компенсирующее устройство (КУ), подстанцию (ПС) или электростанцию (ЭС).

Каждое из локальных устройств может быть выполнено в виде одного или нескольких устройств, имеющих свое назначение. Например, на ЛЭП могут быть установлены устройства для выявления отключения линии, ликвидации асинхронного режима, ограничения повышения напряжения и т.п.

Системные устройства (СУ) и централизованный комплекс (ЦК) должны быть связаны с автоматизированными системами управления технологическими процессами на объектах и автоматизированными системами диспетчерского управления. На уровне СУ обобщенно это показано в виде блока информационно-управляющей подсистемы (ИУПС), а на уровне ЦУ ЕЭС – информационно управляющего вычислительного комплекса (ИУВК).

В общем виде система ПАУ должна решать ряд вопросов для обеспечения устойчивости энергосистемы. Среди них можно выделить следующие [4]:

-разгрузка энергосистемы при отключении одной или нескольких линий электропередачи;

-разгрузка энергосистемы при отключении мощных генераторов электростанции;

-разгрузка при статической перегрузке электропередачи;

-разгрузка при динамической перегрузке электропередачи;

-разгрузка при близких или затяжных коротких замыканиях.

Следует отметить, что вторая задача ПАУ станет наиболее актуальной в Белорусской энергосистеме при вводе в эксплуатацию АЭС, так как внезапное отключение мощных генераторов (≈ 1200 МВт) может привести к перегрузке и нарушению устойчивости по межсистемным связям.

На основе измерения и фиксации параметров доаварийного состояния энергосистемы (осуществляемых устройствами сбора доаварийной информации) для всех фиксируемых аварийных возмущений и данного доаварийного состояния определяются управляющие воздействия (в устройствах автоматической дозировки воздействия (АДВ)), которые при необходимости запоминаются в устройствах автоматического запоминания дозировки.

Реализация управляющих воздействий осуществляется исполнительными устройствами, в которых также может выполняться измерение и фиксация параметров энергосистемы, причем как в доаварийном, так и в текущем состоянии.

Информация об исходном состоянии схемы и режиме сети (доаварийная информация), дискретные сигналы о срабатывании пусковых устройств, дискретные команды на срабатывание исполнительных устройств, сигналы настройки устройств автоматики и т.п. могут передаваться по каналам связи.

Выбор управляющих воздействий (УВ) в устройстве АДВ в зависимости от охватываемого района энергосистемы, структуры автоматики, поставленных целей и решаемых задач может быть осуществлен двумя методами [2]:

1. Определение УВ в реальном времени для модели, которая максимально соответствует существующей схеме сети, составу основного оборудования и режиму энергосистемы.

2. Расчет управляющих воздействий выполняется заранее для различных сочетаний нормальных и ремонтных схем сети, а также состава оборудования. Для этих режимов формируют таблицы решений или функциональные зависимости, отражающие объем и сочетание УВ от электрического режима и возмущения в энергосистеме.

Первый метод более универсален и точен. Однако для его реализации требуется измерение и передача значительного объема текущей режимной

информации. Поэтому первый метод можно рекомендовать к использованию на верхних уровнях ПАУ, а второй – на нижних.

Для выполнения возложенных задач на ПАУ осуществляются различные виды воздействий на объекты энергосистемы, которые можно разделить на две основные группы:

- управляющие воздействия, направленные на станционные устройства;
- управляющие воздействия, направленные на системные устройства.

К первой группе относятся:

- изменение уставки АРВ по напряжению;
- отключение части генераторов;
- форсировка возбуждения синхронных генераторов (ФВ);
- кратковременная или длительная разгрузка турбин электростанций;
- частотный пуск гидрогенераторов;
- перевод гидрогенераторов из режима синхронного компенсатора в режим выдачи активной и реактивной мощности;
- электрическое торможение агрегатов электростанций путем включения нагрузочных активных сопротивлений.

Ко второй группе можно отнести:

- форсировка устройств продольно-емкостной компенсации ЛЭП;
- использование средств продольно-поперечного регулирования потоков мощности по ЛЭП;
- деление сети для прекращения или предотвращения асинхронного хода, изменения потоков мощности в сети;
- отключение части нагрузки потребителей.

1.2. Совершенствование управления током возбуждения синхронных генераторов электростанций для повышения их устойчивости

1.2.1 Назначение и принцип действия автоматических регуляторов возбуждения

Автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) предназначены для питания обмоток возбуждения, управления и регулирования током возбуждения синхронных машин. В задачи АРВ также входит стабилизация напряжения и мощности после различных возмущений. Работа АРВ должна препятствовать самораскачиванию генераторов в энергосистеме. Уставка АРВ устанавливается в соответствии с режимом работы генератора, со схемой энергосистемы и параметрами оборудования. В настоящее время происходит замена существующих АРВ, выполненных по релейным схемам, на цифровые или цифро-аналоговые устройства. В таблице 1.1 представлены названия АРВ и компании изготовители устройств, получивших наибольшее распространение.

Таблица 1.1 – Данные по основным типам АРВ синхронных генераторов

№ п/п	Название АРВ (СВ)	Компания-изготовитель	Страна
1	DECS-400	Basler Electric	США
2	THYRIPOL	Siemens	Германия
3	Unitrol 6000 (6800)	ABB	Швейцария
4	EX2100	General Electric	США
5	GMR3(THYNE1)	Andritz Hydro	Австрия
6	МЕС-600	Mitsubishi	Япония
7	АРВ-СДЕ	СКБ ЭЦМ	Россия
8	AVR-3MT(K)	Силовые машины	Россия
9	SEMIPOLE	Converteam	Германия
10	AVR-2M/АРВ-2М	Силовые машины	Россия
11	Unitrol 6080	ABB	Швейцария
12	EX-2100-BR	General Electric	США
13	AVR-3M	Силовые машины	Россия
14	AVR-2	Энергокомплект	Россия
15	АРВ РЭМ	НПП Русэлпром-Электромаш	Россия
16	АРВ РЭМ-700	Электромаш	Россия
17	АРВ-М	Электросила	Россия
18	Unitrol 5000	АББ	Швейцария
19	АРВ-НЛ	Элсиб НПО	Россия
20	КОСУР-Ц	НИИЭлектромаш	Россия
21	ControGene	Alstom	Франция

В общем виде структурная схема АРВ показана на рисунке 1.2.

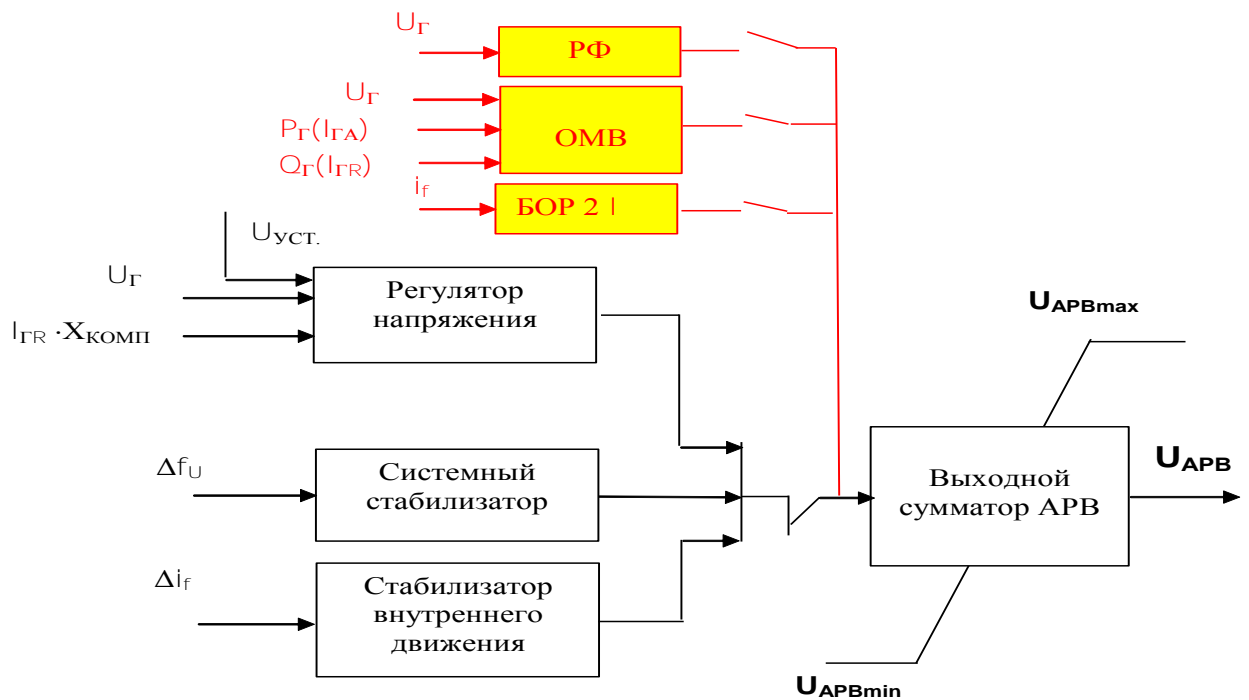


Рисунок 1.2 – Структурная схема АРВ с блоками релейной форсировки, ограничения минимального возбуждения (ОМВ) и ограничения развозбуждения (БОР 2 I)

В упрощенных расчетах регулятор возбуждения можно представить в виде структурной схемы (рисунок 1.3). Данная схема реализована в программном комплексе Мустанг. В структурной схеме использованы следующие обозначения:

T_{rv} – постоянная времени регулятора возбуждения [с].

U_{rv+}, U_{rv-} – ограничения входного сигнала АРВ [ед. ном. воз],

K_u – коэффициент регулирования по отклонению напряжения [(ед. ном. воз.)/(ед. напр.)],

K'_u – коэффициент регулирования по производной напряжения [делений],

K'_{if} – коэффициент регулирования по производной тока ротора [делений],

K_f – коэффициент регулирования по отклонению частоты на шинах генератора от ее предшествующего значения [делений],

K'_f – коэффициент регулирования по производной частоты [делений],

T_f – постоянная времени в канале отклонения частоты [с],

α – коэффициент, позволяющий учесть изменение уставки по напряжению при отклонении частоты в сети [о.е.].

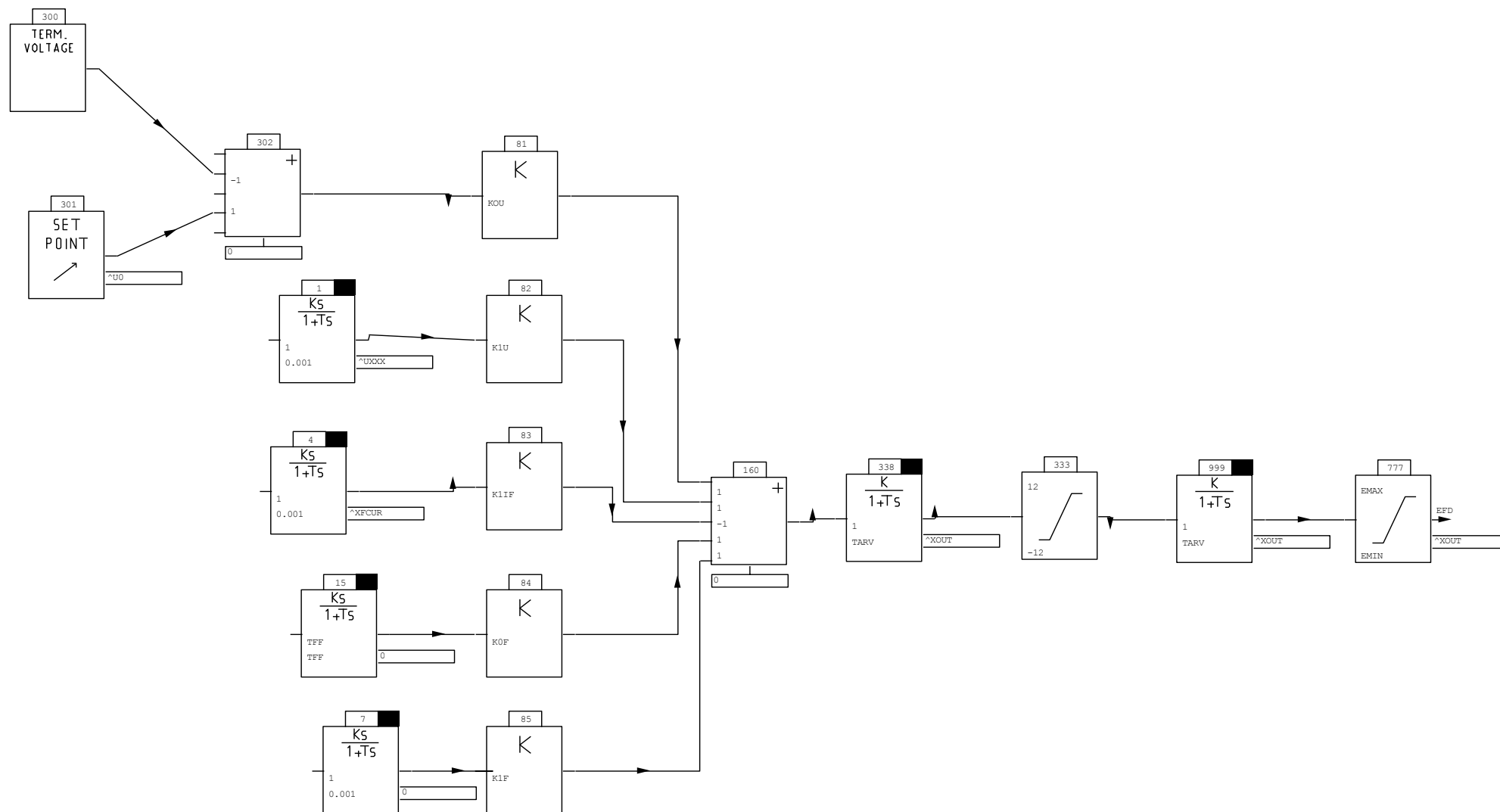


Рисунок 1.3 - Структурная схема регулятора возбуждения АРВ-СД, реализованная в программе MUSTANG

При исследовании длительных переходных режимов, а также выборе коэффициентов усиления, цифровые АРВ моделируются блоками с заданными передаточными функциями и постоянными систем регулирования. Пример представления в расчетах АРВ Unitrol 5000 производства компании ABB показан на рисунке 1.4.

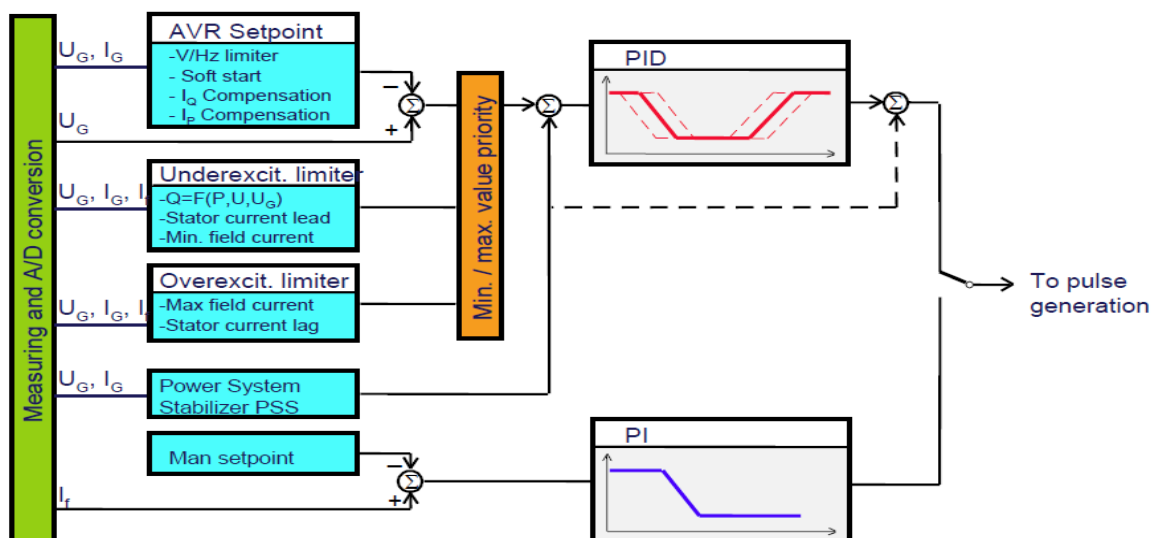


Рисунок 1.4 – Основные функции АРВ Unitrol 5000

Каждый макроблок строится по блочному принципу. Пример моделирования блока регулирования напряжения возбуждения представлен на рисунке 1.5. На рисунке 1.6 представлен пример моделирования блока стабилизации PSS.

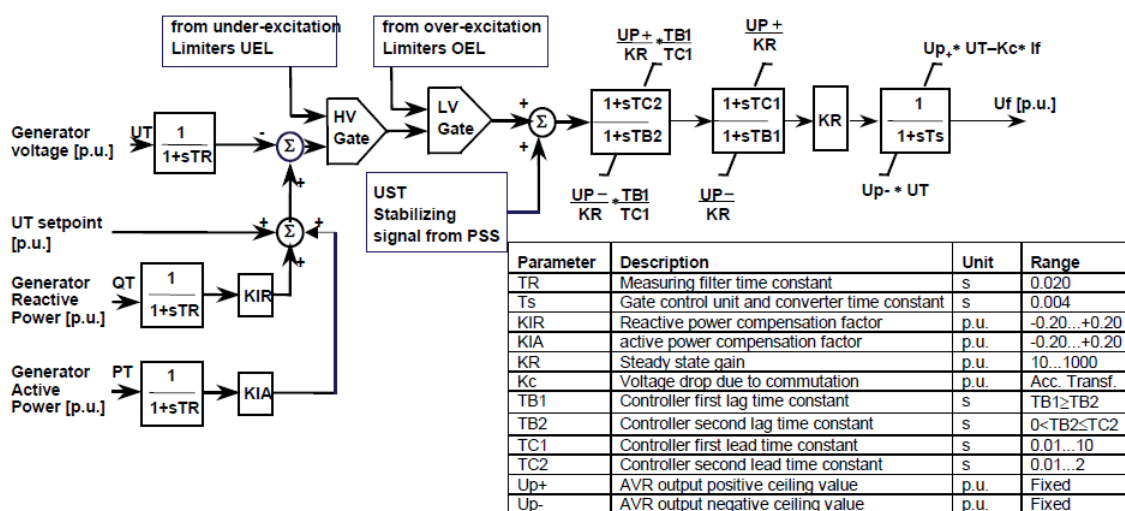


Рисунок 1.5 – Структурная схема блока регулирования напряжения возбуждения

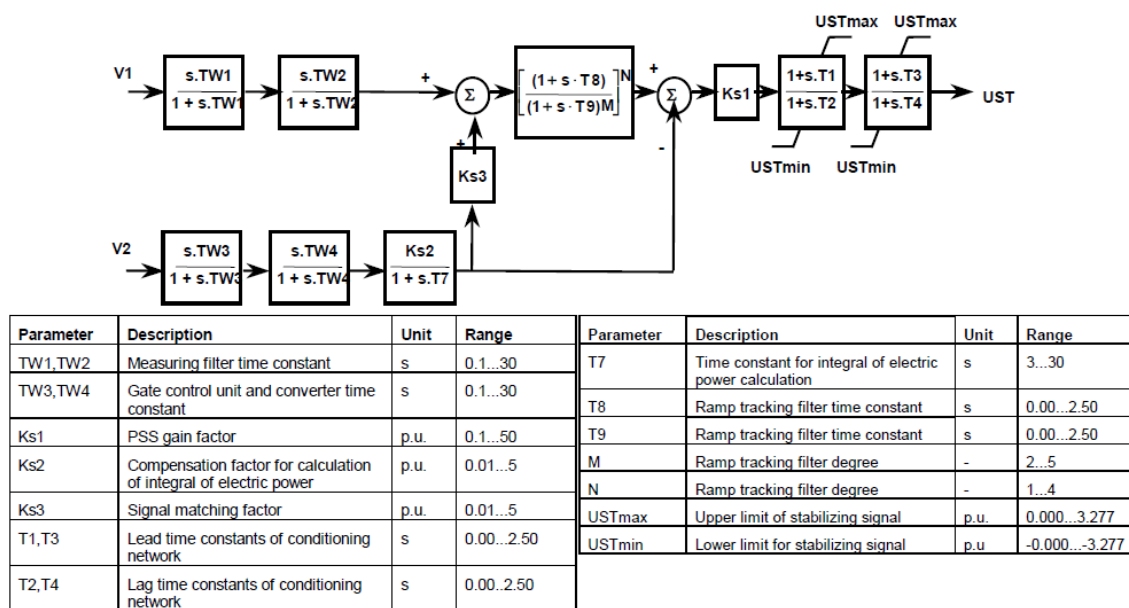


Рисунок 1.6 – Структурная схема блока стабилизации

Выбор коэффициентов усиления в каналах стабилизации АРВ синхронных машин должен выполняться при вводе синхронной машины в эксплуатацию, изменении схемы энергосистемы, и т.д. На практике применяют два подхода по выбору коэффициентов усиления регулятора возбуждения. Первый метод используется при настройке регуляторов возбуждения в реальных условиях на электрических станциях с применением данных полученных из эксперимента на исследуемом объекте. Второй метод основан на использовании переходной импульсной функции энергосистемы, полученной из эксперимента на динамической цифровой модели энергосистемы. Второй метод является более перспективным, так как позволяет исследовать значительно большее число режимов и возмущений, а следовательно, и проверить эффективность настройки параметров АРВ.

1.2.2 Совершенствование управления током возбуждения синхронных генераторов электростанций для повышения их устойчивости

Одним из возможных способов повышения устойчивости функционирования электростанций энергосистемы и улучшение качества переходных процессов можно достичь путем применения новых законов регулирования тока возбуждения синхронных генераторов.

При КЗ и других аварийных режимах, связанных со значительным понижением напряжения, АРВ быстро увеличивает (форсирует) ток возбуждения и тем самым изменяет ЭДС и напряжение на шинах генератора. В режи-

мах, связанных с повышением напряжения на шинах электрической станции, АРВ быстро снижает ЭДС генератора, выполняя тем самым процесс расфорсировки. В качестве параметров, по которым выполняется регулирование, как правило, используются отклонение и (или) скорость изменения напряжения, тока, активной и реактивной мощности генератора.

Предложен ряд способов и устройств регулирования тока возбуждения синхронных генераторов в переходных процессах, основанных на измерении только отклонения напряжения на шинах, а также дополнительно токов статора и ротора, активной и реактивной мощности, скольжения ротора генератора и др.

При управлении форсировкой возбуждения генератора только по отклонению напряжения трудно добиться высокого качества переходного процесса. Недостатком, в ряде случаев, является и то, что включение форсировки возбуждения производится только при снижении напряжения, хотя известны ситуации, не связанные с понижением напряжения, при которых ее необходимо выполнять.

Также существует подход к управлению током возбуждения синхронного генератора в переходном процессе, где предполагается введение в регулируемую функцию значений активной мощности и скольжения [5]. Недостатком такого регулирования является низкое качество переходных процессов в энергосистеме в аварийных ситуациях и возможность нарушения устойчивости синхронной машины в третьем цикле качаний. Это объясняется тем, что оптимизация управления осуществляется только форсировкой возбуждения и не используется расфорсировка. Пример такого переходного процесса приведен на рисунке 1.7.

В момент КЗ суммарное сопротивление схемы сети уменьшается, и генератор переходит с угловой характеристики I на угловую характеристику II в точку 2 и под действием механического момента турбины начинает ускоряться. После некоторого запаздывания, определяющегося участком 2-3, срабатывает форсировка возбуждения, и ток возбуждения начинает увеличиваться, что приводит к увеличению электрической мощности (участок 3-4).

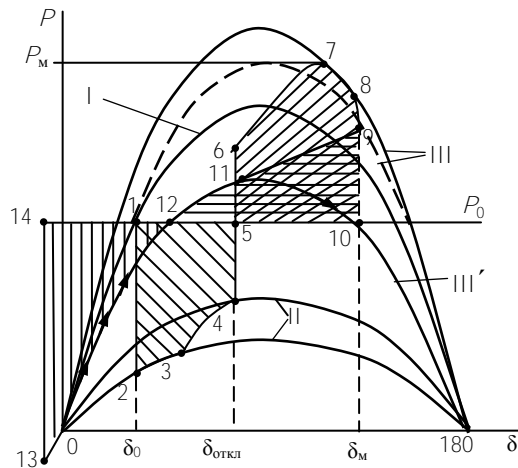


Рисунок 1.7 – Влияние управления током возбуждения на характер протекания переходного процесса

При угле $\delta_{откл}$ происходит отключение КЗ, и генератор переходит на послеаварийную характеристику III (линия 4-6). Энергия при ускорении ротора генератора равна площадке 1-2-3-4-5-1. Участок 6-7 соответствует времени нарастания тока возбуждения до максимального (потолочного) значения. Форсировка возбуждения снимается не в момент прохождения скольжения ротора генератора через нуль, а несколько раньше (точка 8). Время снятия форсировки функционально зависит от интеграла избыточного момента на валу машины. Энергия при торможении ротора генератора равна площадке 5-6-7-8-9-10-5. Точка 9 соответствует моменту, когда скольжение станет равно нулю.

После снятия форсировки режим генератора постепенно перейдет на характеристику III', которая соответствует номинальному току возбуждения в послеаварийном режиме. Площадка отрицательного торможения во втором цикле качаний будет равна площадке 9-10-5-12-11-9, а площадка отрицательного ускорения – 12-13-14-1-12. Из приведенных угловых зависимостей видно, что в третьем цикле качаний площадка ускорения 12-13-14-1-12 больше возможной площадки торможения 12-11-10-5-12, в результате чего генератор выпадет из синхронизма.

Для предотвращения нарушения устойчивости необходимо в момент прохождения скольжения ротора генератора через нуль (точка 9 на рисунке 1.8) выполнять включение расфорсировки возбуждения. Это приводит к уменьшению отрицательной площадки торможения, которая во втором цикле качаний будет равна 9-10-11-9. Когда ускорение станет равно нулю (точка 11), происходит отключение расфорсировки возбуждения и режим генератора постепенно перейдет на характеристику III'.

В этих условиях площадка отрицательного ускорения 11-12-13-1-5-11. В результате действия расфорсировки возбуждения площадка отрицательного торможения и площадка отрицательного ускорения значительно сокращаются, что приводит к уменьшению размаха колебаний и сохранению устойчивости синхронной машины.

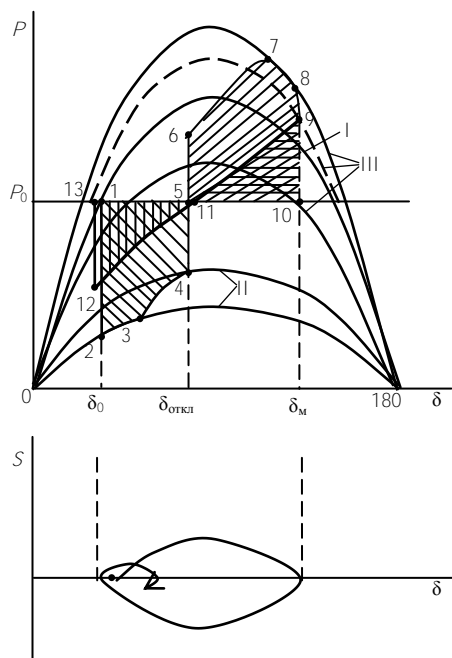


Рисунок 1.8 – Угловые характеристики синхронного генератора

1.3 Делительная автоматика электростанций

Опыт аварийных ситуаций с возникновением дефицита активной и реактивной мощности в ОЭС Беларуси, а также энергосистемах других стран, показал необходимость совершенствования существующей делительной автоматики (ДА). Однако назначение и функции ДА определяется схемой связи электростанции с энергосистемой. Схема выдачи мощности крупных системных электрических станции осуществляется на напряжении 110 кВ и выше. Снижение напряжения или частоты на шинах электростанции возможно только в тяжелых системных авариях. Поэтому ДА системных электрических станций должна работать при исчерпании регулирующих возможностей энергосистемы. В этом случае ДА является средством, позволяющим сохранить электроснабжение нагрузки собственных нужд электрической станции и, при возможности, нагрузки прилегающего энергорайона.

Связь с энергосистемой генераторов блок-станций осуществляется по радиальной схеме. Поэтому на делительную автоматику генераторов блок-станций возлагаются дополнительные задачи, которые обусловлены схемой

электрической сети, релейной защитой и автоматикой. Одной из основных задач ДА блок-станций является надежное и селективное выявление аварийных режимов, которые приводят к потере связи с системой. Поскольку в таких режимах со стороны генератора мини-ТЭЦ возможна подпитка током места КЗ. Также, при определенных условиях, после работы АПВ отключенных линий электропередач возможна несинхронная подача напряжения.

1.3.1 Оптимизация выделения блочных электростанций при аварийном снижении частоты

При системных авариях, которые связаны со снижением частоты в энергосистеме, ДА должна работать после исчерпания объемов АЧР, но до потери устойчивости двигательной нагрузки собственных нужд. При переводе генераторов в изолированный режим необходимо стремиться к достижению минимального небаланса мощности в выделяемом энергорайоне [5, 6].

Рассмотрим принцип выделения блочной электростанции при аварийном снижении частоты. Его сущность поясняется рисунком 1.9 и заключается в том, что при снижении частоты и напряжения в энергосистеме осуществляют перевод собственных нужд части энергоблоков на питание от резервных трансформаторов собственных нужд. Для этого выполняют измерение мощности нагрузки собственных нужд энергоблоков на резервных трансформаторах, нагрузки ЛЭП и выбранных энергоблоков для выделения, сравнивают выделяемую нагрузку на выбранных энергоблоках с допустимыми минимальными и максимальными значениями, и с контролем по частоте и напряжению отделяют от энергосистемы выделенные энергоблоки, питающие собственные нужды электростанции и выделенную нагрузку ЛЭП. На резервные трансформаторы, с учетом их допустимой мощности нагрузки, переводят максимально возможную мощность нагрузки собственных нужд энергоблоков. Вариант выделения определяют путем минимизации небаланса активной мощности, возникающего при выделении энергоблоков, по выражению [7]:

$$\Delta P = \left(\sum_{i=1}^n P_{\Gamma i} - P_{\text{сн}} - \sum_{l=1}^m P_{\text{н}l} - \sum_{j=1}^{\kappa} \sum_{c=1}^X P_{\text{н}j/c} \right) \rightarrow \min, \quad (1.1)$$

при выполнении ограничения

$$\sum_{i=1}^n P_{\Gamma i} \geq \left(P_{\text{сн}} + \sum_{l=1}^m P_{\text{н}l} - \sum_{j=1}^{\kappa} \sum_{c=1}^X P_{\text{н}j/c} \right) \geq \sum_{i=1}^n P_{\Gamma i}^{\min}, \quad (1.2)$$

где P_{gi} - активная мощность i -го выбранного энергоблока для выделения ($i=1, \dots, n$);

$P_{сн}$ - максимальная активная нагрузка собственных нужд, переведенная на резервные трансформаторы;

$P_{н\ell}$ - активная мощность ℓ -ой линии электропередачи не связанной с энергосистемой ($\ell = 1, \dots, m$);

$P_{нjс}$ - активная мощность j -ой нагрузки на c -ой линии электропередачи связанной с энергосистемой, где $j = 1, \dots, k$; $c = 1, \dots, x$;

P_{gi}^{min} - минимальная допустимая активная нагрузка i -го выбранного энергоблока для выделения.

Допустим, что электростанция работает параллельно с энергосистемой, питание собственных нужд энергоблоков осуществляется через рабочие трансформаторы собственных нужд, а энергоблоки несут заданную нагрузку. Все выключатели, кроме выключателей вводов резервного питания 29...32, включены. В зависимости от мощности нагрузки на резервном трансформаторе СН 22 и на ЛЭП 12, 13, 18 и 20 на изолированную работу от энергосистемы в аварийных условиях может выделяться один из энергоблоков (25 или 26), либо оба блока 25 и 26 электростанции.

Алгоритм функционирования ДА представлен на рисунке 1.10. При появлении сигнала о переводе нагрузки СН на изолированную работу с заданной выдержкой времени и контролем синхронизма включаются выключатели 29...32. Выполняется контроль максимально допустимой мощности нагрузки на резервном трансформаторе СН 22, после чего выключатели 37...40 отключаются. С подачей сигнала с пускового органа 49 в блоке выделения 50 осуществляется выбор варианта выделения энергоблоков и нагрузки отходящих линий, обеспечивающего минимум возникающего при этом небаланса активной мощности.

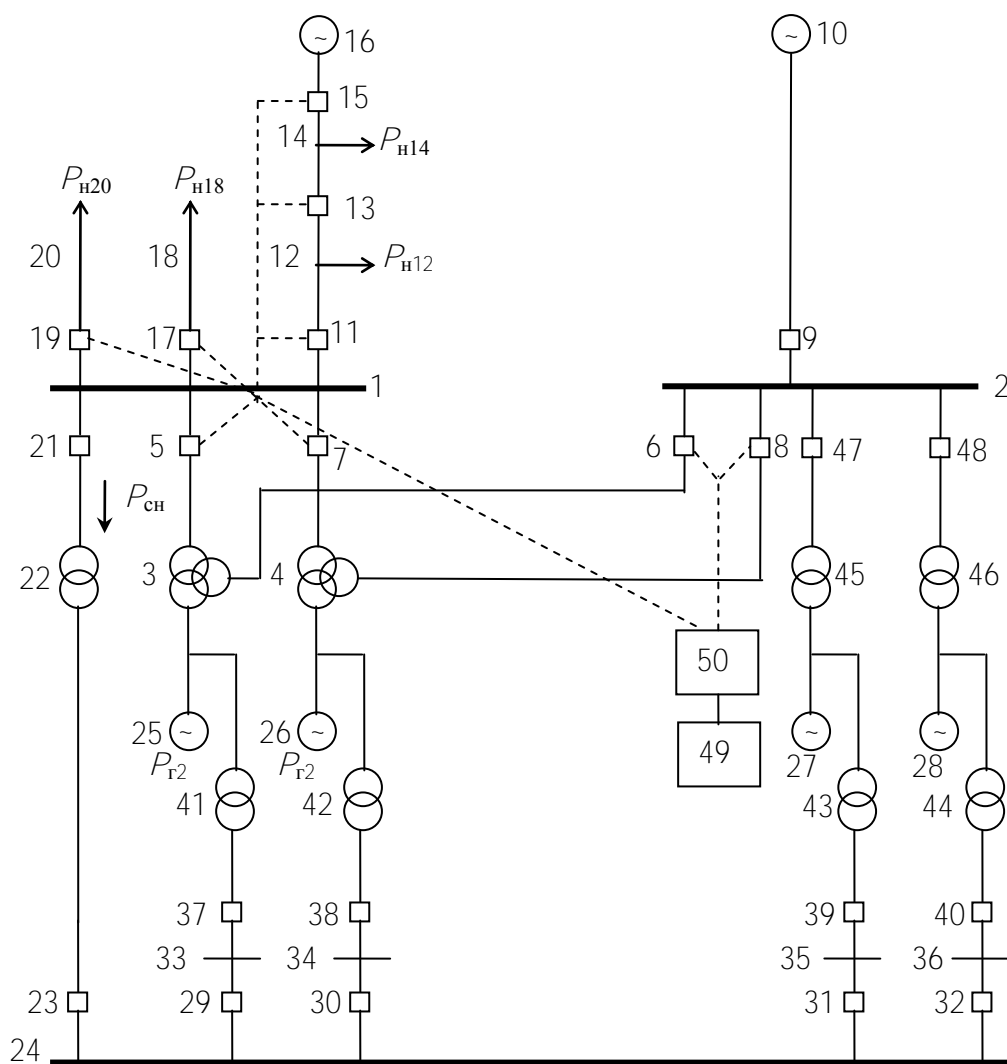


Рисунок 1.9 – Схема выделения энергоблоков электростанции в аварийных режимах

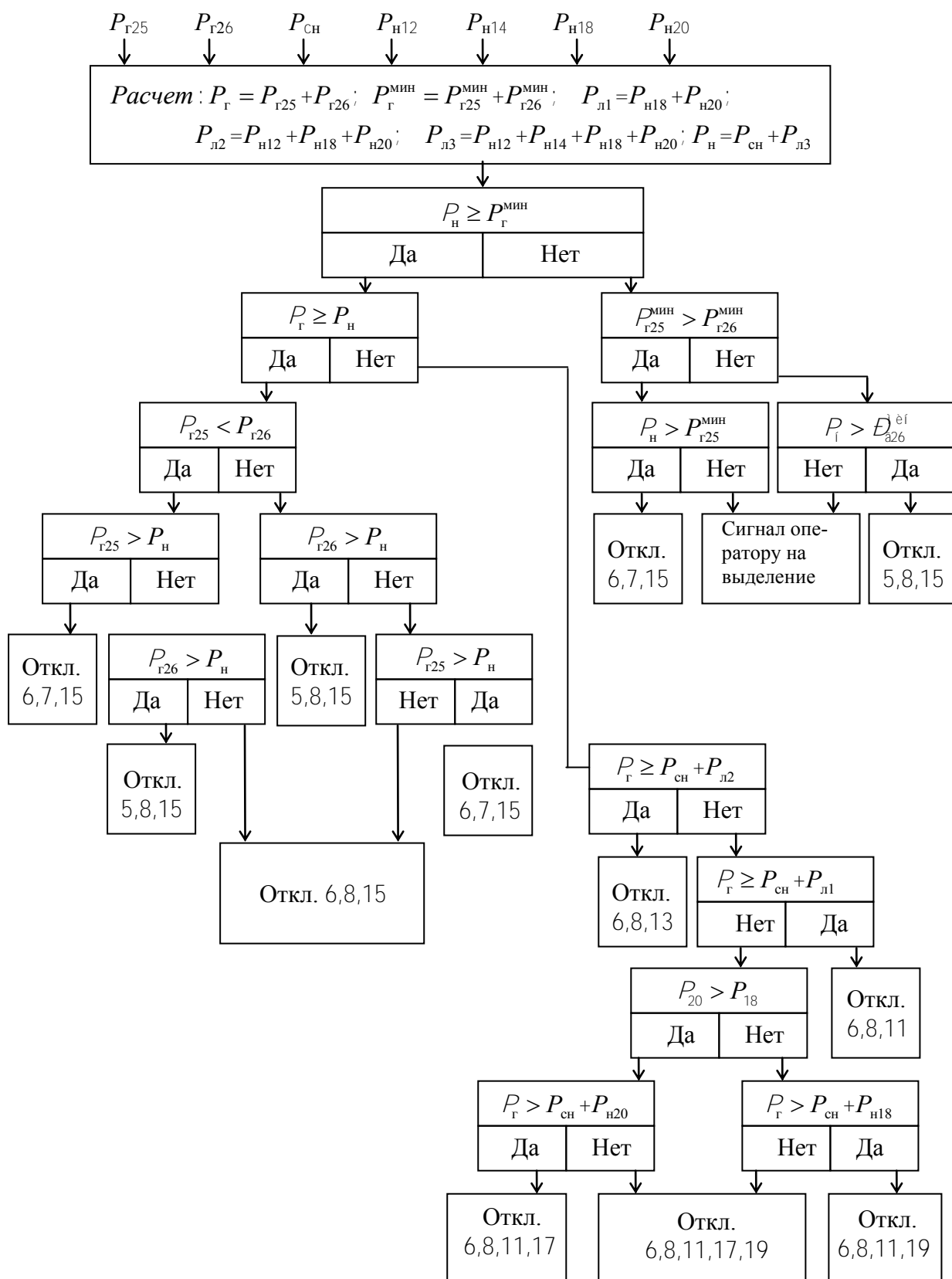


Рисунок 1.10 – Алгоритм выделения энергоблоков электростанции аварийных режимах

Если суммарная мощность P_n , равная сумме нагрузок резервного трансформатора СН 22 и выделяемых линий 12, 14, 18 и 20, больше или равна $P_{г}^{\min}$, которая равна сумме минимальных мощностей генераторов 25 и 26, то подается сигнал на сравнение суммы текущих значений мощностей $P_{г}$ данных генераторов с нагрузкой P_n . Если $P_{г}$ больше или равна P_n , то происходит сравнение мощностей генераторов 25 и 26. Если мощность генератора 25 меньше мощности генератора 26, она сравнивается с P_n , и при $P_{г25}$ больше P_n , подают сигнал на отключение посредством выключателей 6, 7, 15 данного энергоблока от энергосистем 10 и 16. Если мощность P_n будет больше мощности $P_{г25}$, то ее сравнивают с мощностью $P_{г26}$ генератора 26, и в случае превышения $P_{г26}$ над P_n подают сигнал на выделение данного энергоблока путем отключения выключателей 5, 8 и 15. При $P_{г26}$ меньше P_n отделение энергоблока осуществляют отключением выключателей 6, 8, 15.

В случае если $P_{г26}$ будет больше $P_{г25}$, подается сигнал на сравнение $P_{г26}$ с P_n . При превышении мощности генератора над нагрузкой поступает управляющий сигнал на выделение генератора 26 отключением выключателей 5, 8, 15, в противном случае происходит сравнение мощности генератора $P_{г25}$ и мощности P_n . Если $P_{г25}$ больше P_n , то производят выделение данного генератора отключением выключателей 6, 7, 15, в обратном случае питание выделяемой нагрузки осуществляют генераторы 25 и 26 путем отключения выключателей 6, 8, 15.

Когда $P_{г}$ меньше чем P_n , сравнивается $P_{г}$ с суммой мощностей собственных нужд электростанции $P_{сн}$ и мощностью $P_{л2}=P_{н12} + P_{н18} + P_{н20}$, и если $P_{г}$ больше суммарной мощности $P_{сн}$ и $P_{л2}$, производят отделение генераторов 25 и 26 от энергосистем 10 и 16 на выделенную нагрузку путем отключения выключателей 6, 8, 13, в противном случае – $P_{г}$ сравнивается с суммой мощностей собственных нужд электростанции $P_{сн}$ и мощностью $P_{л1}=P_{18}+P_{20}$. Когда $P_{г}$ больше суммы $P_{сн}$ и $P_{л1}$ производят выделение генераторов путем отключения выключателей 6, 8, 11, когда $P_{г}$ меньше указанной суммы, осуществляют сравнение нагрузок линий 18 и 20. Если $P_{н20}$ больше $P_{н18}$ сравнивают $P_{г}$ с суммой мощностей собственных нужд электростанции $P_{сн}$ и мощностью $P_{н20}$, и при $P_{г}$ больше названной суммы, подается сигнал на выделение генераторов 25 и 26 путем отключения выключателей 6, 8, 11 и 17, в обратном случае подается сигнал на отключение на выделяемую нагрузку генераторов 25 и 26 путем отключения выключателей 6, 8, 11, 17 и 19. Когда $P_{н20}$ меньше $P_{н18}$ сравнивают $P_{г}$ с суммой мощностей собственных нужд электростанции $P_{сн}$ и мощностью $P_{н18}$, и если $P_{г}$ больше данной суммы отделение генераторов выполняется отключением выключателей 6, 8, 11 и 19, в обратном

случае подается сигнал на отключение на выделяемую нагрузку генераторов 25 и 26 отключением выключателей 6, 8, 11, 17 и 19.

В том случае, если P_n меньше мощности $P_r^{\text{мин}} = P_{r25}^{\text{мин}} + P_{r26}^{\text{мин}}$, производят сравнение минимальных мощностей генераторов 25 и 26. Когда $P_{r25}^{\text{мин}}$ больше $P_{r26}^{\text{мин}}$, сравнивают мощность P_n и $P_{r25}^{\text{мин}}$, и если мощность нагрузки больше мощности генератора, подается сигнал на выделение генератора 25 отключением выключателей 6, 7 и 15, в обратном случае подается сигнал оператору на необходимость не автоматического выделения энергоблоков электростанции. Когда $P_{r25}^{\text{мин}}$ меньше $P_{r26}^{\text{мин}}$ сравнивают мощность P_n и $P_{r26}^{\text{мин}}$, и при мощности нагрузки больше минимальной мощности генератора 26 подается сигнал на выделение генератора 26 путем отключения выключателей 5, 8 и 15, в обратном случае подается сигнал оператору на выделение энергоблоков персоналом электростанции.

Такой подход к выполнению ДА электростанций позволяет повысить живучесть электростанции и энергосистемы при аварийном снижении частоты и напряжения, так как достигаются следующие цели:

- 1) На резервный трансформатор переводится максимально-возможная мощность нагрузки собственных нужд с учетом допустимой мощности нагрузки резервных трансформаторов и выбранных энергоблоков.
- 2) Выбор варианта выделения энергоблоков и нагрузки прилегающего района осуществляется с минимальным небалансом активной мощности.
- 3) Увеличивается устойчивость энергосистемы в целом, так как параллельно работающие с системой генераторы станции могут выдавать номинальную мощность при пониженной частоте в энергосистеме, так как их собственные нужды работают на номинальной частоте с номинальной производительностью. После ликвидации аварии выделенные энергоблоки могут быть снова быстро включены на параллельную работу с системой.

1.3.2 Принципы построения делительной автоматики мини-ТЭЦ и блок-станций промышленных предприятий

При создании делительной автоматики в системе электроснабжения предприятия с генерирующими источниками необходимо решить ряд принципиальных вопросов [10]:

1. При каких снижениях частоты и (или) напряжения, обусловленных аварийным режимом энергосистемы, требуется срабатывание ДА?
2. Какое замедление в срабатывании ДА может быть допущено по условиям функционирования энергосистемы и потребителей?

3. При каких авариях (системных или локальных) должна работать ДА?
 4. Какие потребители предприятия являются наиболее ответственными?

5. Каким образом предотвратить значительные понижения или повышения частоты и напряжения после срабатывания ДА?

6. На какие коммутационные аппараты воздействовать, чтобы осуществить деление сети и перейти на автономную работу от энергосистемы?

В общем случае ДА в системе электроснабжения предприятия следует рассматривать как двухступенчатую (рисунок 4.11). На первой ступени осуществляется предварительная подготовка схемы выделения путем определения отключения необходимых присоединений, трансформаторов или перевод наиболее ответственных потребителей на автономное электроснабжение. На второй ступени производится отключение всех оставшихся связей с энергосистемой. При этом уставки срабатывания ДА, например, по частоте на первой ступени, как правило, на 0,2...0,4 Гц выше, чем на второй ступени.

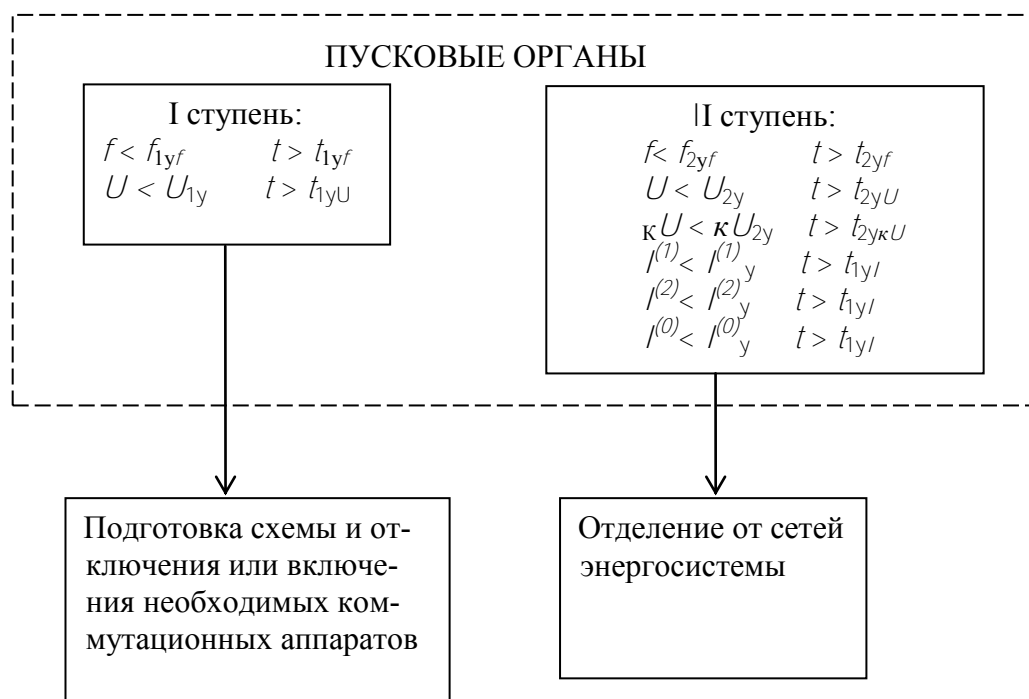


Рисунок 4.11—Структурно-функциональная схема делительной автоматики

Алгоритмы действия ДА весьма различны и определяются стоящими перед ней задачами, схемой системы электроснабжения предприятия, схемами подключения генерирующих источников и режимами их работы и т.д. Однако во всем этом разнообразии можно выделить два основных типа:

1. Алгоритм действия ДА, обеспечивающий минимально возможные небалансы мощностей при выделении генерирующих установок на автоном-

ную работу. В этом случае прослеживается стремление в максимальной степени сбалансировать величины генерации и нагрузки предприятия при действии ДА и тем самым уменьшить риск погашения потребителей и генерирующих источников.

2. Алгоритм действия ДА, направленный на сохранение в работе только наиболее ответственных потребителей путем перевода на них одного или нескольких генерирующих агрегатов. Удержание параметров оставшихся генерирующих источников в автономном режиме базируется на действии их регуляторов скорости и возбуждения, самоотключении части нагрузки.

Как показывает опыт проектирования ДА, реализация второго типа алгоритма проще и дешевле. Однако при этом возрастает риск погашения значительной части потребителей предприятия.

Выбор параметров срабатывания пусковых органов ДА играет решающую роль в эффективности ее действия. С позиций энергосистемы наиболее представительным фактором, свидетельствующем о необходимости работы делительной автоматики, является снижение частоты. Значительное понижение частоты в энергосистеме является характерным признаком достаточно тяжелой аварии, которая не может быть быстро ликвидирована и при которой весьма важно сохранить в работе все электростанции, даже путем отделения их от энергосистемы со сбалансированной нагрузкой. При этом уставка II ступени ДА по частоте должна быть установлена на 0,2 Гц ниже нижней границы действия АЧР1. Это снижает вероятность развития аварии из-за опережающего отделения генерирующих источников от энергосистемы. Если действия АЧР1 приводят к прекращению электроснабжения предприятия из-за отключения питающих их вводов подстанции или линий электропередачи, то уставки I ступени ДА могут быть, а в большинстве случаев и должны быть на 0,2...0,4 Гц выше уставки АЧР1. Это связано с тем, что при таком действии АЧР1 на генерирующие установки предприятия, как правило, происходит дополнительный значительный наброс мощности, при котором частота так стремительно начинает снижаться, что срабатывание ДА не позволяет удержать параметры энергоустановок в допустимых пределах и сохранить их в работе. Уставка II ступени ДА может быть на 0,2 Гц выше или равна уставке АЧР1.

Частота в системе электроснабжения предприятия может снижаться не только при системных авариях, но и местных – например, при отключении элементов электрических сетей (трансформаторов, линий электропередачи), приводящих к прекращению внешнего электроснабжения питающей подстанции. В этом случае на генерирующие установки предприятий происхо-

дит, как правило, большой наброс (сброс) мощности нагрузок энергорайона, приводящий к быстрому изменению частоты.

Подход к выбору уставок срабатывания ДА в таких аварийных режимах может быть аналогичен вышеописанному. Однако, если возможный наброс мощности на генерирующие источники предприятий имеет довольно большой диапазон изменений и слабо предсказуем, то более представительным фактором срабатывания может быть скорость изменения частоты. Если скорость изменения частоты (df/dt) большая, что свидетельствует о большом дефиците мощности в энергорайоне, то для эффективной работы ДА время ее срабатывания должно быть небольшим. Если же скорость изменения частоты небольшая, то время срабатывания ДА можно увеличить.

Аналогично скорости изменения частоты df/dt при потере связи с системой может использоваться фактор «скачка» угла напряжения κU . Возникновение небаланса активной мощности приводит к смещению синусоиды напряжения на шинах генератора и возникновению «скачка» угла напряжения κU . Величина κU пропорциональна величине возникшего небаланса выделившегося района и позволяет быстро оценить тяжесть аварии.

Для идентификации местной аварии от системной при пуске ДА можно использовать дополнительные факторы (токи прямой, обратной, нулевой последовательности, отключение трансформаторов, линий электропередачи на питающей подстанции или изменения направления перетоков мощности на указанных элементах сети). Зона срабатывания ДА по скорости снижения частоты приведена на рисунке 1.12,а [10].

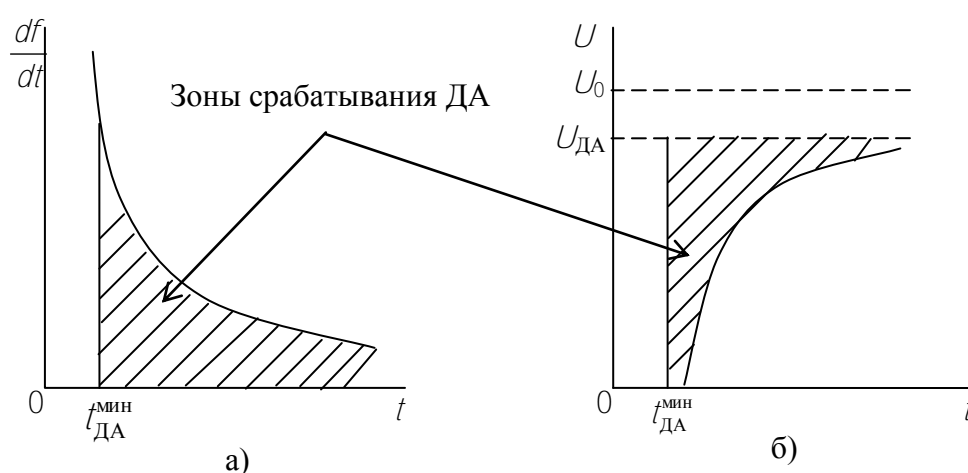


Рисунок 1.12 – Параметры срабатывания делительной автоматики

Потребители некоторых предприятий весьма чувствительны к глубоким и длительным снижениям напряжения, вызванных, в большинстве слу-

чаев, короткими замыканиями во внешней питающей сети. В таких режимах происходит торможение двигателей, и, когда напряжение восстанавливается, из-за большого увеличения скольжения, самозапуск двигателей становится невозможным. Своевременное выделение ДА потребителей предприятия на автономную работу позволяет сохранить работоспособность основных или даже всех потребителей. Все это зависит от мощности и динамических характеристик собственных генерирующих источников. При этом очевидно, что предельно допустимые длительности КЗ зависят от глубины снижения напряжения: чем ниже остаточное напряжение КЗ, тем меньше допустимые длительности КЗ. Зона эффективного срабатывания ДА по уровню напряжения приведена на рисунке 1.12,б. Пуск ДА по значению снижения напряжения ($U_{\text{ДА}}$) должен быть отстроен от изменений напряжений в нормальных и ремонтных режимах. Срабатывание ДА должно происходить при превышении минимально допустимых выдержек времени ($t_{\text{ДА}}^{\text{мин}}$), определяемых возможностью системы электроснабжения восстановить исходный или близкий к нему режим. Уменьшение значения $t_{\text{ДА}}$ ниже необходимого ведет к излишнему срабатыванию ДА.

Следует заметить, что в любом случае выбор таких параметров срабатывания ДА как частота, скорость изменения частоты, напряжение, «бросок» угла напряжения, составляющих тока и соответствующих выдержек времени необходимо осуществлять на основании расчетов переходных электро механических процессов. Цель этих расчетов – определить предельно допустимые величины снижения частоты и (или) скорости ее изменения, длительности снижения напряжения, при которых генерирующие источники предприятия в аварийных режимах могут выйти на допустимые параметры работы, и при этом обеспечивается надежное электроснабжение ответственных потребителей предприятия.

Таким образом, делительную автоматику в системе электроснабжения промышленного предприятия с генерирующими установками необходимо рассматривать как эффективное средство повышения надежности электроснабжения наиболее ответственных потребителей предприятия в аварийных режимах со снижением частоты и напряжения. Делительную автоматику для сложных систем электроснабжения необходимо проектировать как двухступенчатую, а алгоритмы её действия должны обеспечить минимально возможные небалансы мощностей при выделении генерирующих установок на автономную работу или сохранение в работе только наиболее ответственных потребителей и части генерирующих источников. Выбор алгоритма действия делительной автоматики целесообразно возложить на предприятие, которое

сопоставляет затраты на реализацию делительной автоматики и ущерба от погашения потребителей.

1.3.3 Отделение от энергосистемы в аварийных режимах системы электроснабжения предприятия с генерирующими установками

Как отмечалось ранее, цели и функциональное назначение ДА на электростанциях энергосистемы и в системе электроснабжения промышленных предприятий весьма различны. В качестве базового, возможно применения следующего способа отделения от энергосистемы системы электроснабжения предприятия с генерирующими установками в аварийных режимах. В аварийных режимах измеряют мощность генерации и потребления, текущее значение частоты, сравнивают его с первой и второй заданными уставками частоты, причем значение первой уставки по частоте выше значения второй уставки по частоте, и при значении частоты меньшем второй заданной уставки по частоте, формируют сигнал на отделение генерирующих установок от энергосистемы со второй заданной выдержкой времени. При снижении частоты меньше первой заданной уставки с первой заданной выдержкой времени сравнивают суммарные мощности потребления и генерации в системе электроснабжения предприятия и, если суммарная мощность потребления больше суммарной мощности генерации, отключают потребителей в соответствии с заданной очередностью, до выполнения условия [11, 12]

$$\sum_{i=1}^n P_{гi} \geq \sum_{j=1}^m P_{нj}, \quad (1.3)$$

где $P_{гi}$ – активная мощность i -й генерирующей установки предприятия, $i=1,2,\dots,n$;

$P_{нj}$ – активная мощность j -й нагрузки предприятия, $j=1,2,\dots,m$;

n – количество генерирующих установок предприятия;

m – количество нагрузок предприятия.

Сущность предложенного способа поясняется функциональной схемой, показанной на рисунке 1.13.

Сигнал от трансформатора напряжения подается на вход блока 1 измерения частоты энергосистемы, где формируется сигнал, пропорциональный текущей частоте энергосистемы. Данный сигнал поступает на входы блоков 2 и 3 сравнения частоты, где сравнивается с заданными уставками по частоте. В случае если уровень частоты энергосистемы окажется меньше уставки f_{1y} в

течение времени, превышающем выдержку времени t_{1y} , заданную в блоке 4 выдержки времени, подается сигнал на первый вход элемента И 6. Если в этот момент суммарная мощность нагрузки предприятия окажется больше суммарной мощности генерирующих источников, то на выходе блока 12 сравнения оказывается логический ноль, который инвертором 13 преобразуется в логическую единицу и подается на второй вход элемента И 6. Сигнал с выхода элемента И 6 поступает на вход блока 8, где в соответствии с заданной очередностью формируется сигнал на отключение 1-й, 2-й и j -й нагрузок. Отключение нагрузок прекратится, когда мощность потребления предприятия станет меньше суммарной мощности генерирующих источников (на выходе блока 10 сравнения окажется логическая единица, преобразуемая инвертором 13 в логический ноль).

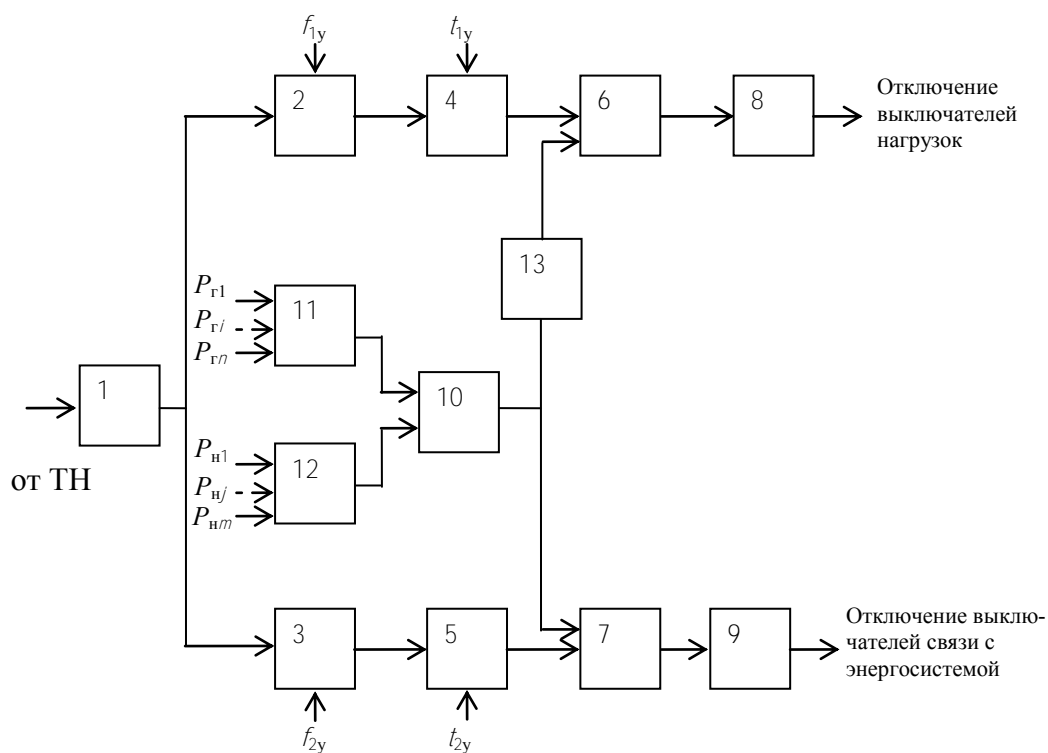


Рисунок 1.13 – Функциональная схема способа отделения от энергосистемы системы электроснабжения предприятия с генерирующими установками в аварийных режимах

Когда уровень частоты энергосистемы окажется меньше уставки f_{2y} , заданной в блоке 3 сравнения частоты, в течение времени, превышающем выдержку времени t_{2y} , заданную в блоке 5, и будет выполняться условие, что суммарная мощность генерирующих установок больше мощности потребления предприятия, то подается сигнал на вход блока 9, в котором формируются управляющие сигналы на отключение выключателей связи с энергосистемой.

Описанный способ позволяет выполнить отделение от энергосистемы системы электроснабжения предприятия с генерирующими установками в аварийных режимах при любом соотношении мощностей генерации и потребления предприятия, тем самым предотвратить останов работы предприятия путем обеспечения питания всех или наиболее ответственных потребителей от собственных генерирующих установок.

2 АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ АСИНХРОННЫХ РЕЖИМОВ

2.1 Основные принципы выполнения АЛАР и САПАХ в энергосистеме

В энергосистемах генераторы электростанций включены параллельно и в нормальном состоянии ЭДС, наводимая на этих генераторах имеет одинаковую частоту, амплитуду и фазу (все векторы ЭДС вращаются синхронно). Это необходимо для исключения перетоков мощности между генераторами.

Незначительные изменения мощности потребления и генерации (в масштабах энергосистемы) приводят к малой разнице в частотах ЭДС, вырабатываемых в частях энергосистемы и появление небольших «качаний» напряжения (биений), называемые «синхронными качаниями». При этом генераторы не выпадают из синхронизма и качания в системе достаточно быстро затухают.

Различные аварийные возмущения могут привести к нарушению динамической устойчивости отдельных генераторов или части генераторов энергосистемы. Вектора ЭДС этих генераторов начинают вращаться относительно векторов ЭДС остальной энергосистемы. При этом возникают большие перетоки мощности между генераторами, «качания» напряжения и тока в схеме сети. Особенное уменьшение напряжения наблюдается в «электрическом» центре качаний (ЭЦК).

Для исключения возникновения асинхронного хода на генераторах, возникновения «качаний в сети» и развала всей системы предназначена автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР), иногда именуемая автоматикой прекращения асинхронного хода (АПАХ).

АЛАР относится к сложным и ответственным системам, обеспечивающим устойчивость энергосистемы в целом. Принципы действия АЛАР различаются по разновидностям пусковых устройств (ПУ) [5, 13]:

- Скорости снижения сопротивления (dZ/dt);

Реагирует на характерное для асинхронного режима медленного понижения напряжения и роста тока (на увеличение комплексного сопротивления сети с ограниченной скоростью с последующим изменением направления мощности).

- Повышения фазового угла δ ;

Фиксирует начало асинхронного хода по нарастанию фаз напряжения в контрольных точках сети.

- Циклов асинхронного режима – фиксирования заданного числа циклов;

Фиксирует начало асинхронного хода по циклическим срабатываниям реле сопротивления (или реле максимального тока) и совместных с ним циклов срабатывания и возврата реле активной мощности.

- Фазного тока.

Типовое устройство АЛАР состоит из нескольких ступеней срабатывания (до трёх), принципы срабатывания ПУ которых различны.

Улавливая возникновение качаний в сети АЛАР отключает синхронные генераторы или часть линий внутри энергосистемы, разделяя их на автономно работающие части, чем обеспечивает восстановление синхронного режима (ресинхронизация). При этом АЛАР работает совместно с АЧР. После восстановления нормального режима в разделённых частях происходит включение линий между ними и целостность энергосистемы восстанавливается.

В настоящее время наибольшее распространение получил принцип выявления АР по скорости снижения сопротивления и по повышению фазового угла δ .

Выявление АР по скорости снижения сопротивления

При нарушении синхронизма, если ЭЦК лежит в области генератор/повышающий трансформатор, рекомендуется мгновенно отключать генератор, предпочтительно в течение первого полупериода скольжения (I ступенью защиты). Если электрический центр качаний находится в энергосистеме, то защита не должна срабатывать мгновенно, а спустя заданное количество циклов (для возможности выполнения ресинхронизации). Если в течение заданного числа периодов асинхронный режим не был устранен в каком-либо другом месте, за пределами электростанции, то также выполняется отключение генератора второй ступенью защиты.

Для того чтобы снизить ущерб генератору от асинхронного хода, АЛАР должна надежно выявлять асинхронный режим в заданной области, а также отличать глубокие синхронные качания от асинхронного режима. Отключение выключателя от сети следует выполнять в момент времени, когда угол сдвига вектора напряжения генератора и системы находится в пределах $0-30^\circ$. При отключении в момент нахождения векторов напряжения в противофазе (180°) ток и восстанавливающееся напряжение достигают макси-

мального значения, что значительно усложняют условия отключения выключателя.

АЛАР, выполненная на реле сопротивления состоит из трех частей, как показано на рисунке 2.1. Первая часть является линзообразной характеристикой. Вторая часть – это прямая линия, ось линзы (blinder), разрезающая линзу пополам и делящая плоскость полного сопротивления на левую и правую половины. Третья – это линия реактивного сопротивления, перпендикулярная второй.

Наклон линзы и оси линзы θ , определяется углом полного сопротивления системы. Эквивалентное полное сопротивление системы и повышающего трансформатора определяет зону Z_A действия линзы в прямом направлении, тогда как переходный реактанс генератора определяет зону Z_B действия АЛАР в обратном направлении. Ширина линзы меняется уставкой угла α . Линия реактивного сопротивления, перпендикулярная оси линзы, используется для распознавания того, где находится ЭЦК, в системе или в блоке генератор-трансформатор. Она устанавливается значением Z_C вдоль оси линзы, как показано на рисунке 2.1 [14]. Линия реактивного сопротивления разделяет линзу на Зону 1 (линза ниже линии) и Зону 2 (вся линза).

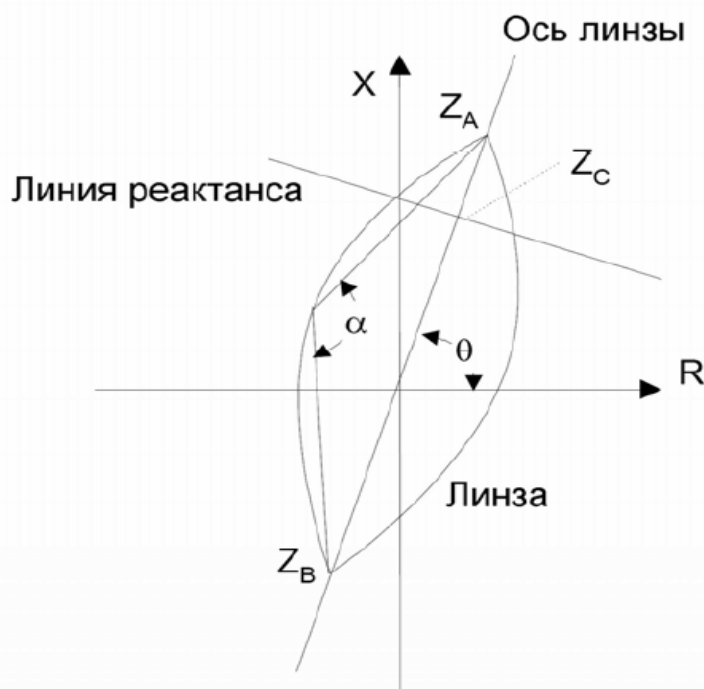


Рисунок 2.1 – Защита от асинхронного хода с использованием линзообразной характеристики и оси линзы

При выпадении генератора из синхронизма прохождение области полного сопротивления ожидается справа налево через линзу и ее ось (генераторный режим). В двигательном режиме движение будет обратным.

Если синхронная машина работает в генераторном режиме, то в условиях нормальной нагрузки полное сопротивление должно находиться в правой части линзы. При асинхронном ходе область полного сопротивления проходит через правую и левую половину линзы. Реле регистрирует период асинхронного хода, когда область полностью покидает линзу с противоположной стороны.

Если синхронная машина работает в двигательном режиме, то в условиях нормальной нагрузки полное сопротивление ожидается в левой части линзы. При асинхронном ходе область полного сопротивления проходит через левую и правую половину линзы, снова находясь в течение времени, по крайней мере, T_1 и T_2 соответственно в каждой половине и покидая линзу с противоположной стороны (рисунок 2.2).

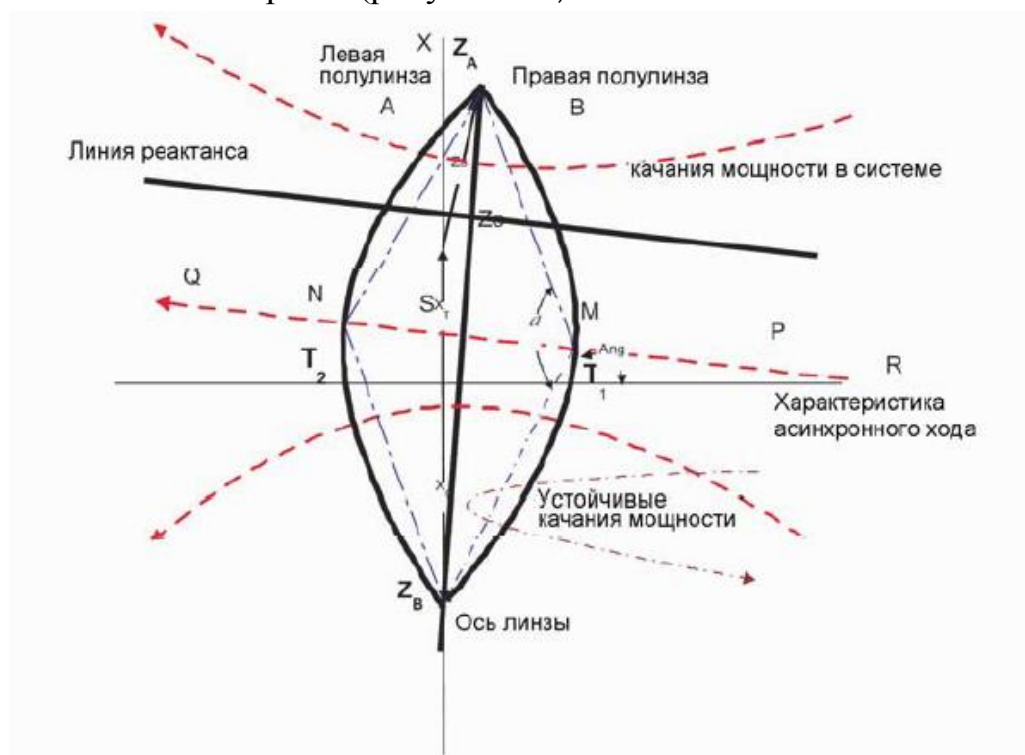


Рисунок 2.2 – Линзообразная характеристика срабатывания защиты

Зона 1 действия реле в прямом и обратном направлении равна сумме Z_A и Z_B .

Как правило принимают, что точка Z_A совпадает с суммой полного сопротивления системы и сопротивления трансформатора ($Z_T + Z_S$), а Z_B соответственно совпадает с реактивным сопротивлением защищаемого генератора (X_G).

Угол линзы α соответствует в этом случае углу α между ЭДС E_T и E_C , при котором полное сопротивление входит в линзу, см. рисунок 2.2.

Наклон линзы должен согласовываться с углом полного сопротивления системы. Ширина линзы пропорциональна углу α . Для определения необходимого угла α следует учитывать два следующих фактора:

1) При любых условиях полное сопротивление нагрузки безопасно находится вне линзы.

2) Точка срабатывания, в генераторном режиме ограниченная левой стороной линзы, должна быть точкой, когда угловое разделение между системой и генератором мало. Хотя выключатели рассчитаны на разрыв удвоенного напряжения системы, т.е. когда машины находятся в противофазе, рекомендуется выдавать команду на отключение по возможности при меньшем сдвиге фаз. По этой причине угол α должен выбираться как можно меньшим (диапазон от 90° до 150°).

Значение Z_C определяет расстояние от линии реактивного сопротивления до начала координат. Линия реактивного сопротивления обеспечивает средства различения асинхронного хода в генераторе и качаний мощности в высоковольтной электрической системе. Она должна быть с большим запасом отстроена от реактивного сопротивления повышающего трансформатора и генератора.

Для подсчета периодов асинхронного хода до выдачи сигнала срабатывания предусмотрены счетчики для обеих зон, Зоны 1 и Зоны 2. Для сброса счетчиков после устранения асинхронного хода другими защитами предусматривается таймер возврата с задаваемой уставкой.

При асинхронном ходе кривая полного сопротивления проходит через линзу, находясь в зоне срабатывания в течение заданных уставок по времени. Рекомендуется принимать значения угла α равным 120° , а уставки времени для T_1 и T_2 , равными 15 мс. При данных уставках наблюдается надежная работа автоматики.

На рисунке 2.3 приведен пример годографа сопротивления с нанесенными зонами. Из рисунка видно, что годограф сопротивления не пересекает ни одну из зон. Следовательно, АЛАР работать не будет. В этом случае необходимо устанавливать дополнительные устройства АЛАР на линиях связи с энергосистемой.

На рисунке 2.4 приведены расчеты для другого режима, в котором годограф сопротивления пересекает Зону 2, ЭЦК лежит в блоке генератор-трансформатор. Следовательно, АЛАР будет работать на первом цикле.

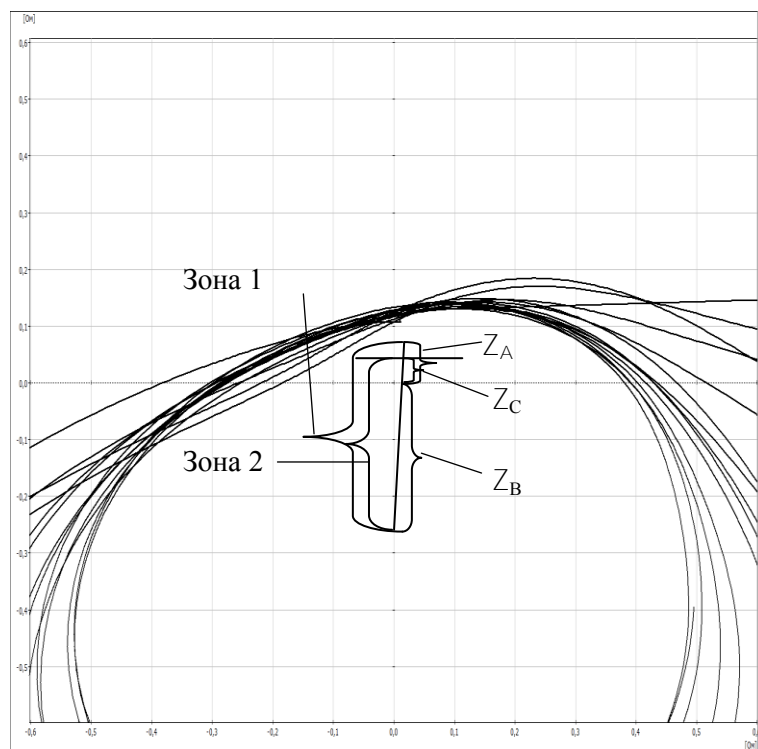


Рисунок 2.3 - Годограф сопротивления фиксируемый на шинах генератора при нахождении ЭЦК вне зоны срабатывания АЛАР генератора

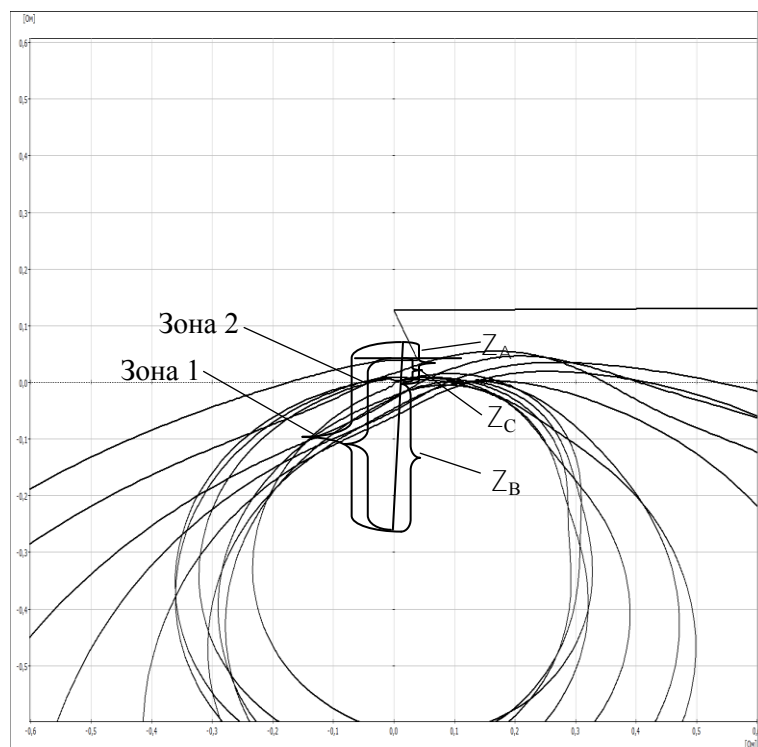


Рисунок 2.4 - Годограф сопротивления фиксируемый на шинах генератора при нахождении ЭЦК в зоне срабатывания АЛАР генератора

Действие устройства АЛАР по угловому принципу наиболее наглядно реализован в устройстве АЛАР-М [15]. Указанный принцип работы АЛАР базируется на использовании алгоритма распознавания двухмашинного асинхронного режима и выявления наличия ЭЦК на контролируемом участке электроэнергетической системы и реализуют технические возможности прогнозирования развития асинхронного процесса на основе граничных фазовых траекторий «угол - скольжение». Алгоритм построен на расчетном определении векторов напряжений и углов между ними в двух узлах, ограничивающих контролируемую зону. Расчет векторов напряжений в контролируемых узлах ЭС осуществляется в реальном времени на основе использования векторов прямых последовательностей измеряемых токов и напряжений в месте установки устройства и набора эквивалентных сопротивлений электропередачи. Одновременно с фиксацией углов между векторами напряжений устройство фиксирует знак скольжения асинхронно движущихся частей энергосистемы.

Особенностями работы устройства являются:

- непосредственное определение угла между векторами напряжений по концам контролируемого участка энергосистемы и использование этого угла для выявления АР;
- селективность действия, основанная на выявлении попадания ЭЦК в контролируемую устройством зону электропередачи при фиксации наличия АР в ЭС.

Устройство функционирует в трехступенчатом режиме, обеспечивая на каждой ступени формирование выходных сигналов (с учетом знака скольжения).

Первая ступень обеспечивает выявление АР на его первом цикле. Если угол между векторами эквивалентных ЭДС превышает критическое значение, задаваемое уставкой, то устройство фиксирует наличие АР в ЭС. Дальнейшее действие первой ступени осуществляется на основе анализа значений векторов напряжений на границе контролируемой зоны и в месте установки устройства. Попадание значений взаимных углов и модулей указанных векторов в заданный уставками диапазон критических значений свидетельствует о нахождении ЭЦК в контролируемой зоне. При одновременной фиксации АР в ЭС и попадании ЭЦК в контролируемую зону устройство выдает сигнал о срабатывании ступени в соответствии со знаком скольжения.

Работа второй ступени заключается в подсчете суммарного угла проворота эквивалентных ЭДС и контроле заданного уставкой количества циклов АР за установленное время.

В устройстве предусмотрен контроль длительности циклов АР для второй и третьей ступеней. Если время прохождения установленного числа проворотов указанных ступеней превышает время, заданное уставкой, то происходит возврат устройства в исходное состояние. Возврат в исходное состояние происходит также, если ЭЦК выходит за пределы контролируемой зоны.

Устройство обеспечивает возможность задания уставок угла между векторами напряжений от 0 до 360° с разрешением 1°.

Схема подключения АЛАР-М приведена на рисунке 2.5.

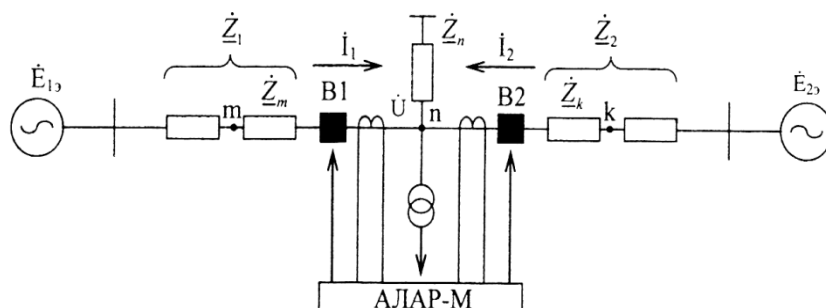


Рисунок 2.5 - Схема подключения АЛАР-М

Алгоритм выявления АР базируется на расчете ЭДС эквивалентных генераторов, которые с учетом выбранных на рисунке 2.5 положительных направлений токов равны [15]:

$$\bar{E}_{1\vartheta} = E_{1\vartheta} \cdot e^{j\varphi_1} = \bar{K}_1 \cdot \bar{U}_n + \bar{Z}_1 \cdot \bar{I}_1; \quad (2.1)$$

$$\bar{E}_{2\vartheta} = E_{2\vartheta} \cdot e^{j\varphi_2} = \bar{K}_2 \cdot \bar{U}_n + \bar{Z}_2 \cdot \bar{I}_2; \quad (2.2)$$

где множители K_1 , K_2 , Z_1 , Z_2 при напряжении и токах получают как коэффициенты матриц четырехполюсников ветвей.

Для выявления АР с учетом прогнозирования его развития используется угол электропередачи [15]:

$$\delta_3 = |\Psi_1 - \Psi_2| = \delta - \alpha, \quad (2.3)$$

где δ – эквивалентный угол передачи, являющийся параметром граничной фазовой траектории «угол - скольжение»;

α – угол, связанный с инерционными характеристиками энергосистемы;

$$\alpha = \arctg\left(\frac{K_{j12}-1}{K_{j12}+1} \operatorname{tg}\alpha_{12}\right), \quad K_{j12} = \frac{T_{j1\mathcal{E}}}{T_{j2\mathcal{E}}}, \quad (2.4)$$

где $T_{j1\mathcal{E}}$ – постоянная инерции эквивалентированной части ЭС, приведенная к базисной мощности;

α_{12} – угол, дополняющий до 90° аргумент взаимного эквивалентного сопротивления двухмашинной электропередачи.

В зависимости от того, опережающим или отстающим является вектор $\underline{E}_{1\mathcal{E}}$ относительно $\underline{E}_{2\mathcal{E}}$ определяют дефицитную и избыточную части ЭС.

Расчет векторов напряжений на границах контролируемых участков выполняется в устройстве по формулам [15]:

$$\bar{U}_m = U_m \cdot e^{j\psi_m} = \bar{K}_m \cdot \bar{U}_n + \bar{Z}_m \cdot \bar{I}_1; \quad (2.5)$$

$$\bar{U}_k = U_k \cdot e^{j\psi_k} = \bar{K}_k \cdot \bar{U}_n + \bar{Z}_k \cdot \bar{I}_1; \quad (2.6)$$

где ψ_m и ψ_k – углы векторов напряжений на границах контролируемых участков.

На рисунке 2.6 приведены графические зависимости изменения угла ротора генератора и разности углов напряжения для контролируемой АЛАР зоны. Из графика видно, что при увеличении угла ротора генератора не происходит увеличения разности углов между напряжениями узлов, по концам контролируемой АЛАР зоны. Характер изменения разности углов показывает, что данные узлы находятся по одну сторону от ЭЦК, т.е. устройство АЛАР фиксирует только синхронные качания. Данный режим аналогичен режиму, приведенному на рисунке 2.3.

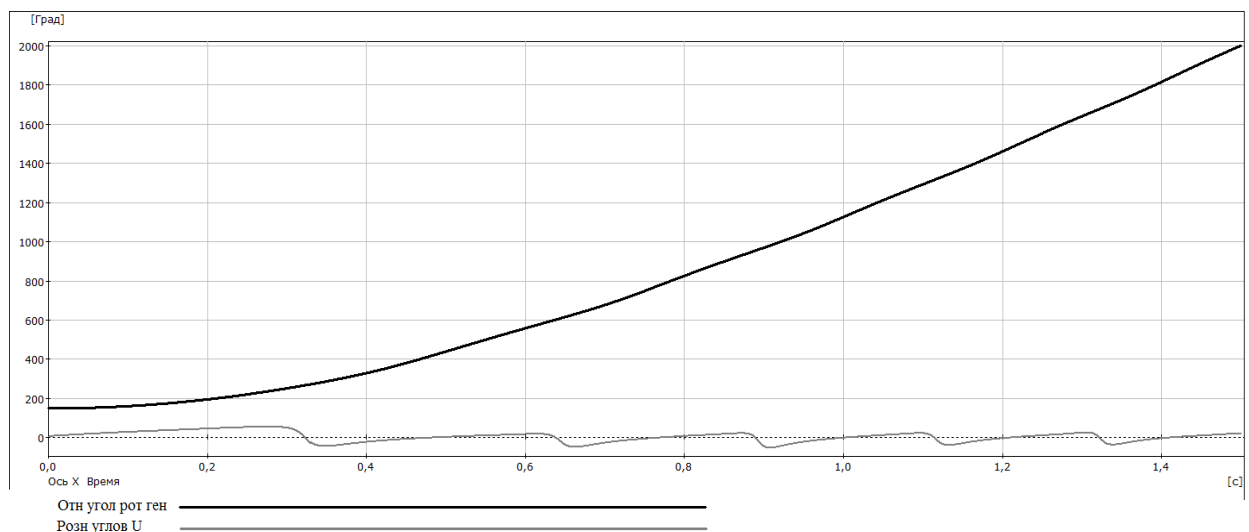


Рисунок 2.6 – Графические зависимости изменения угла ротора генератора и разности углов напряжения для контролируемой зоны АЛАР при нахождении ЭЦК вне зоны срабатывания АЛАР

На рисунке 2.7 приведены графические зависимости изменения угла ротора генератора и разности углов напряжения для контролируемой АЛАР зоны. Из графика видно, что при увеличении угла ротора генератора происходит последовательное увеличение разности углов между напряжениями узлов, по концам контролируемой АЛАР зоны. Характер изменения разности углов показывает, что данные узлы находятся по разные стороны от ЭЦК, т.е. устройство АЛАР фиксирует проворот одного вектора напряжения относительно второго. Данный режим аналогичен режиму, приведенному на рисунке 2.4.

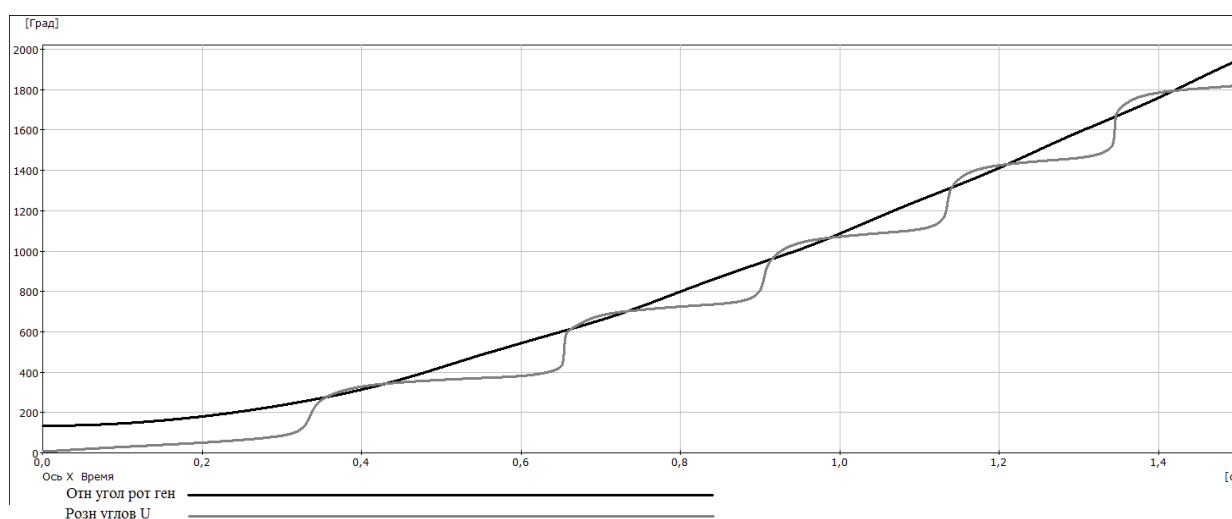


Рисунок 2.7 – Графические зависимости изменения угла ротора генератора и разности углов напряжения для контролируемой зоны АЛАР при нахождении ЭЦК в зоне срабатывания АЛАР

2.2 Повышение надежности выявления асинхронных режимов

Технические требования, предъявляемые в настоящий момент к АЛАР в первом цикле, определяются большими возможностями современной микропроцессорной техники и развитием электроэнергетических систем. Для реализации алгоритма выявления и ликвидации АР на начальной стадии нарушения устойчивости, предложен способ, сущность которого заключается в следующем. По концам контролируемой линии электропередачи (рисунок 2.8) установлены устройства, которые путем измерения токов и напряжений моделируют ЭДС эквивалентных генераторов, а также определяют угол δ между ними. По найденному значению угла δ вычисляются скольжение $s = d\delta/dt$ и ускорение $\alpha = d^2\delta/dt^2$. Активная мощность эквивалентного генератора части энергосистемы определяется по формуле:

$$P_r = E_1^2 y_{11} \sin \alpha_{11} + E_1 E_2 y_{12} \sin(\delta - \alpha_{12}), \quad (2.7)$$

где E_1, E_2 — ЭДС эквивалентных генераторов частей энергосистемы;

y_{11} , α_{11} —модуль и фаза собственной проводимости эквивалентного генератора части энергосистемы;

y_{12} , α_{12} —модуль и фаза взаимной проводимости между эквивалентными генераторами частей энергосистемы.

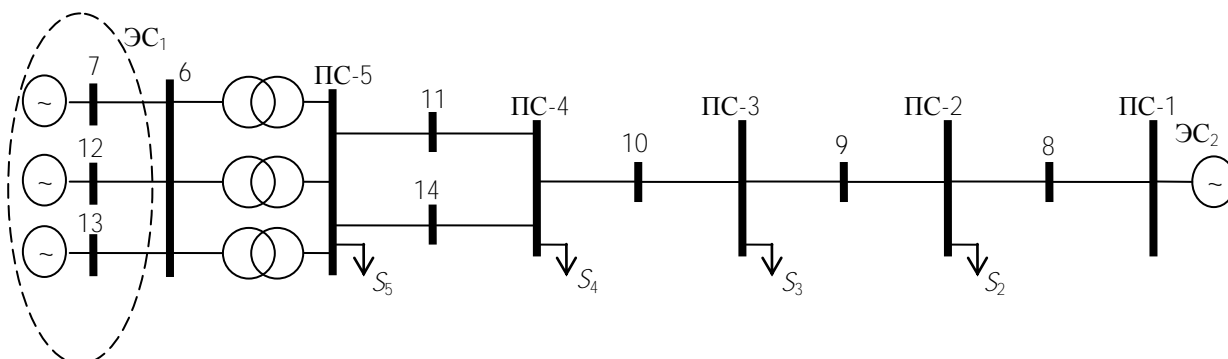


Рисунок 2.8 – Принципиальная схема энергосистемы для исследования асинхронных режимов

Синхронизирующая взаимная мощность эквивалентного генератора части энергосистемы определяется как:

$$P_{\text{син}} = \frac{dP}{d\delta} = E_1 E_2 y_{12} \cos(\delta - \alpha_{12}). \quad (2.8)$$

Угловые характеристики активной мощности, отражающие электро механические переходные процессы в аварийном режиме, поясняющие способ, приведены на рисунке 2.9.

На рисунке 2.9 а) показана угловая характеристика мощности в нормальном безаварийном режиме (зависимость 1). Исходный режим (точка *a*) характеризуется мощностью P_0 и углом δ_0 . При отключении линии Л5 (рисунок 2.8) мощность на валу турбины эквивалентного генератора останется неизменной $P_T = P_0$, а угловая характеристика мощности изменится (зависимость 2), и режим перейдет с точки *a* в точку *b*. В результате этого активная мощность генератора станет меньше мощности турбины ($P_G < P_T$), и возникнет небаланс мощности ($P_0 - P_G > 0$), под воздействием которого скорость вращения ротора и угол δ начнут увеличиваться. С увеличением угла δ электрическая мощность генератора P_G будет увеличиваться, а синхронизирующая мощность $P_{\text{син}}$ уменьшаться (зависимость 4), как уменьшаться и ускорение α (зависимость 3) из-за уменьшения небаланса мощностей ($P_0 - P_G$). При угле δ_1 в точке *c* наступает баланс мощности $P_G = P_T = P_0$, при котором ускорение $\alpha = 0$. Таким образом, при нулевом ускорении можно зафиксировать значение угла δ_1 . Однако переходный процесс в точке *c* не заканчивается. Под воздействием запасенной кинетической энергии, режим работы переходит правее точки *c*. Мощность генератора становится больше мощности турбины $P_G > P_T$, ротор эквивалентного генератора начинает затормаживаться, а ускорение и син-

хронизирующая мощность еще больше уменьшаться. При угле δ_m электрическая мощность генератора достигает своего максимума $P_{\Gamma}=P_m$, а синхронизирующая мощность $P_{\text{син}}=0$. Таким образом, при нулевом значении синхронизирующей мощности можно зафиксировать значение угла δ_m . Границу квазустойчивого состояния рассматриваемой системы, определяемой критическим углом $\delta_{\text{кр}}$, можно найти из уравнения:

$$\delta_{\text{кр}} = \delta_m + (\delta_m - \delta_1) = 2\delta_m - \delta_1 \quad (2.9)$$

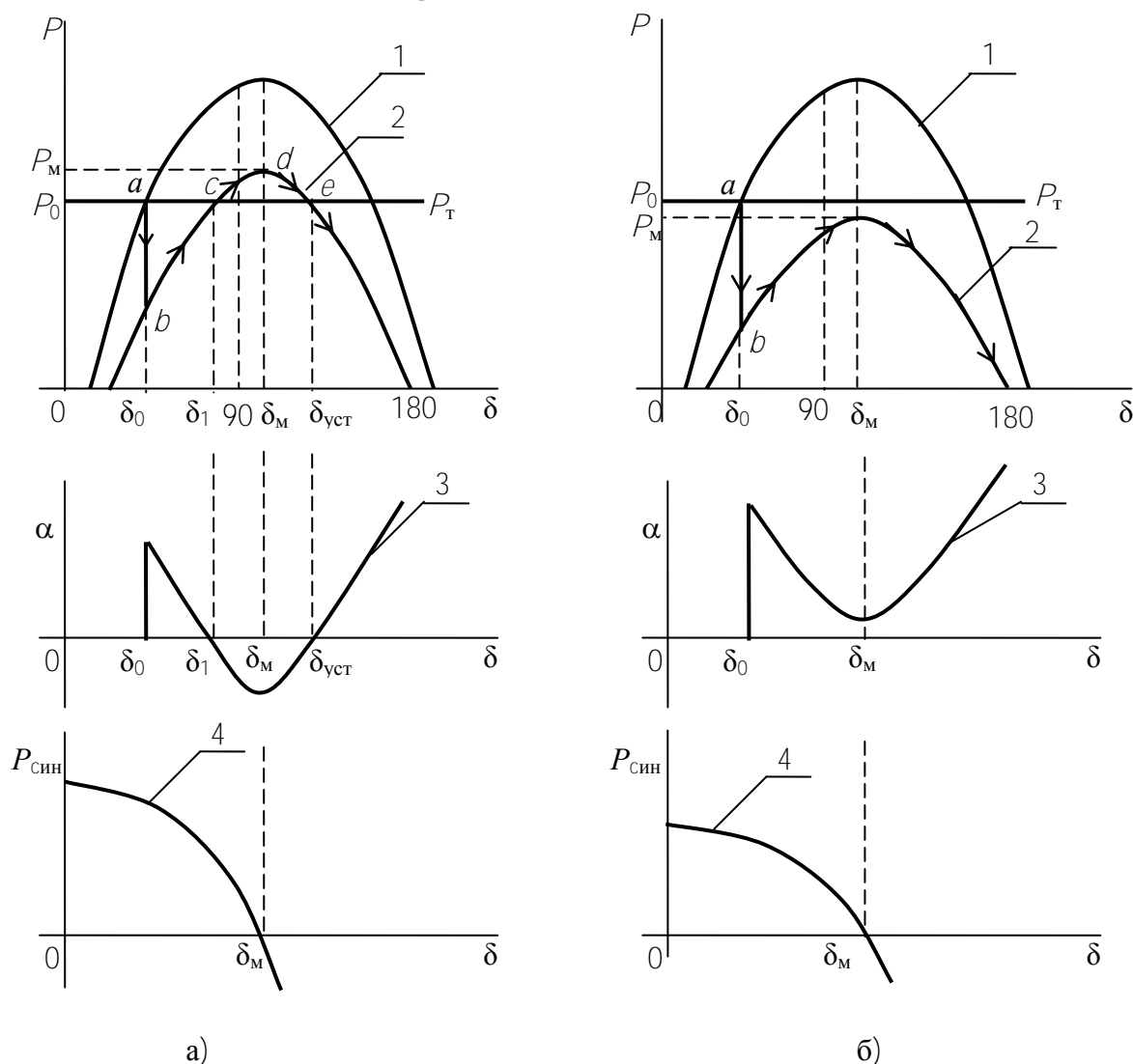


Рисунок 2.9 - Графические зависимости параметров электромеханического переходного процесса в аварийном режиме

Если площадка ускорения f_{abca} меньше площадки торможения f_{cdec} (рисунок 5.9,а), то ротор генератора затормозится, и угол δ не достигает угла $\delta_{\text{кр}}=2\delta_m-\delta_1$, и рассматриваемая система будет устойчива, асинхронный режим не наступит. В этом случае выполнять разделение энергосистемы не нужно. Если же площадка ускорения $f_{abca} > f_{cdec}$, то угол δ достигнет значения, превышающего критический угол $\delta_{\text{кр}}$. Электрическая мощность генератора ста-

нет опять меньше механической мощности турбины, и ротор не будет затормаживаться, а наоборот, получит ускорение $\alpha > 0$ (зависимость 3), и наступит АР. Таким образом, для предотвращения АР автоматикой должен быть подан сигнал на разделение энергосистемы при достижении углом δ значения, превышающего $\delta_{кр} = 2\delta_m - \delta_1$.

Может оказаться так, что электрическая мощность генератора в аварийном режиме всегда меньше механической мощности турбины $P_g < P_t$ (рисунок 2.9 б)). В этом случае ускорение α всегда сохраняет положительный знак при любом изменении угла δ (зависимость 3). Ротор не сумеет затормозиться, а угол δ будет неограниченно вырастать, что приведет к выпадению генератора из синхронизма и возникновению АР. Поэтому для предотвращения нарушения устойчивости, когда максимальная электрическая мощность, достигаемая при угле δ_m , меньше механической $P_m < P_0$, необходимо подать сигнал на разделение энергосистемы или отключении синхронного генератора при угле $\delta = \delta_m$. В этом случае, как и в ранее рассмотренном, значение угла δ_m фиксируют при нулевом значении синхронизирующей мощности.

Описанный способ позволяет выявить АР на начальной стадии нарушения устойчивости. Это дает возможность избежать перехода возникшего двухчастотного асинхронного хода в трудно ликвидируемый многочастотный, а также нежелательного воздействия на оборудование энергосистемы больших по амплитуде и скорости колебаний тока и напряжения.

2.3 Современные подходы к оптимизации выбора мест разделения энергосистем при асинхронном режиме

В электроэнергетической системе сложной структуры только фиксации наличия асинхронного хода недостаточно для формирования сигнала на срабатывание автоматики его ликвидации. Необходимо также определение места деления.

При исследовании АР в качестве информативных параметров выбраны ЭДС E эквивалентных генераторов, угол δ и взаимное скольжение s роторов эквивалентных генераторов.

Нужно отметить, что при синхронных качаниях взаимное скольжение периодически меняет свой знак, а в режиме асинхронного хода, вследствие постоянного увеличения угла, знак взаимного скольжения остается постоянным. Как было показано на рисунке 2.8, при асинхронном ходе изменение знака ускорения происходит при прохождении ее через ноль в моменты ра-

венства угла передачи углу рабочего режима $\delta=\delta_0$ или критическому углу $\delta=\delta_{кр}$.

Для учета всего множества возможных аварийных режимов выбор места деления энергосистемы необходимо выполнять исходя из анализа параметров переходного процесса [16]. Местом деления энергосистемы принимается линия с минимальным потоком активной мощности. Деление, выполненное отключением данной линии, приведет к возникновению минимального небаланса активных мощностей в образовавшихся частях энергосистемы. Схема реализации описанного алгоритма представлена на рисунке 2.10.

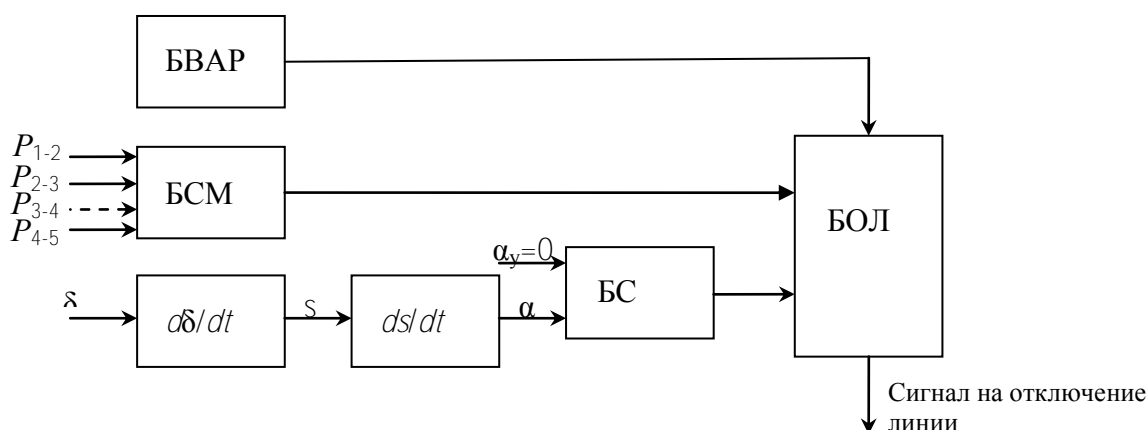


Рисунок 2.10 – Функциональная схема реализации оптимизации выбора точки деления ЭС для ликвидации асинхронного режима

После фиксации в блоке выявления асинхронного режима (БВАР) начала АХ на первый вход блока отключения линии (БЛО) подается сигнал. На входы блока сравнения величины активной мощности (БСМ) подаются сигналы, пропорциональные величине потоков активной мощности по контролируемым ЛЭП. Фиксация величины потоков мощности по линиям происходит в БСМ при достижении ускорением $\alpha = d^2\delta/dt^2$ значения, равного нулю. По результатам сравнения определяются выключатели, на которые необходимо воздействовать.

В подтверждение предложенных теоретических положений приведены графики переходных электромеханических процессов. В качестве исследуемой принята схема, представленная на рисунке 2.8.

В качестве расчетных, приводящих к началу асинхронного режима, выбраны следующие возмущения:

- трехфазное короткое замыкание вблизи ПС-5 с последующим отключением линии ПС-4 – ПС-5;
- трехфазное короткое замыкание вблизи ПС-5 и отключение части генерирующей мощности в ЭС₁ (отключение одного генератора);

– трехфазное короткое замыкание вблизи ПС-5 и отключение половины нагрузки ПС-5. Полученные графические зависимости напряжений, активной мощности и ускорения представлены на рисунках 2.11 – 2.16.

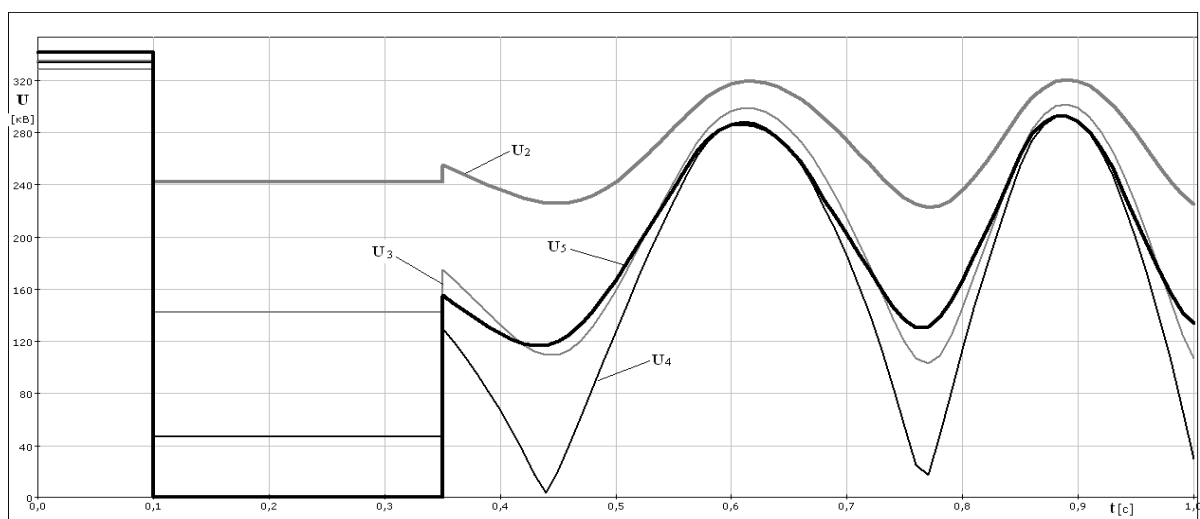


Рисунок 2.11 – Изменение напряжения в узлах схемы сети в АР при отключении линии ПС 4 – ПС 5

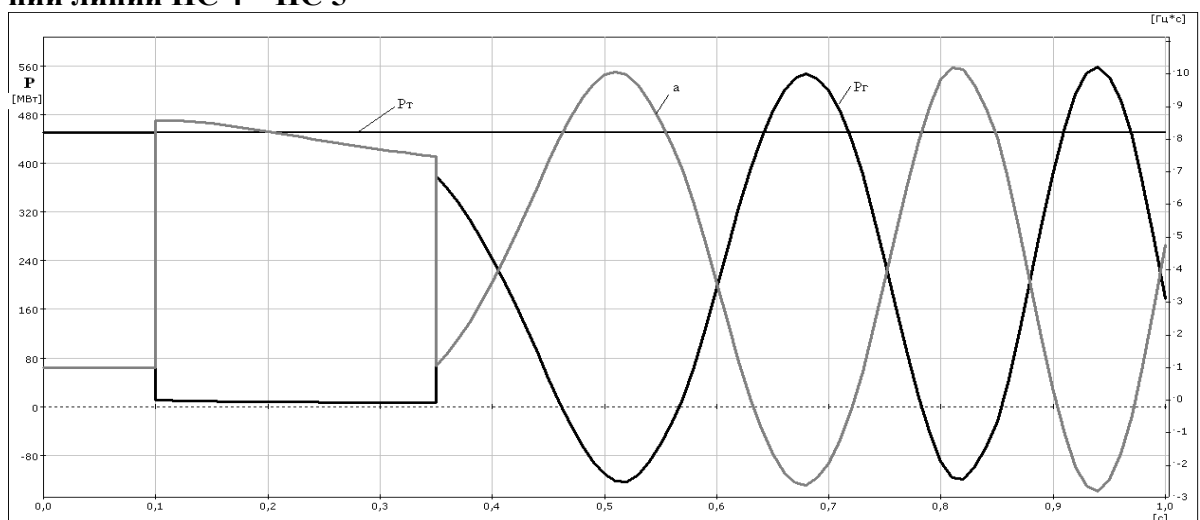


Рисунок 2.12 – Изменение мощности и ускорения ротора эквивалентного генератора в АР при отключении линии ПС 4 – ПС 5

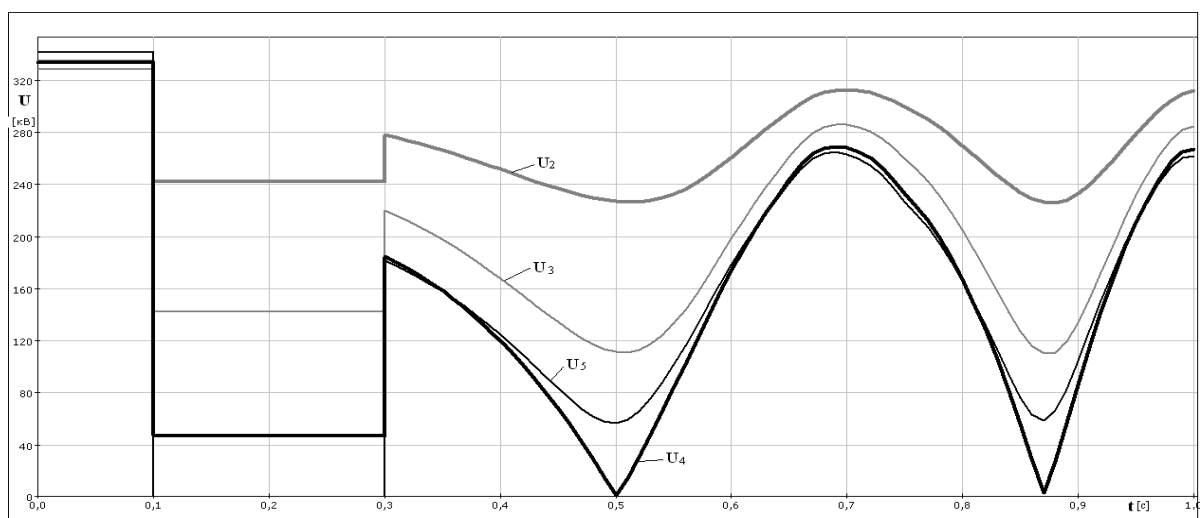


Рисунок 2.13 – Изменение напряжения в узлах схемы сети в АР при отключении части генерирующей мощности в ЭС₁

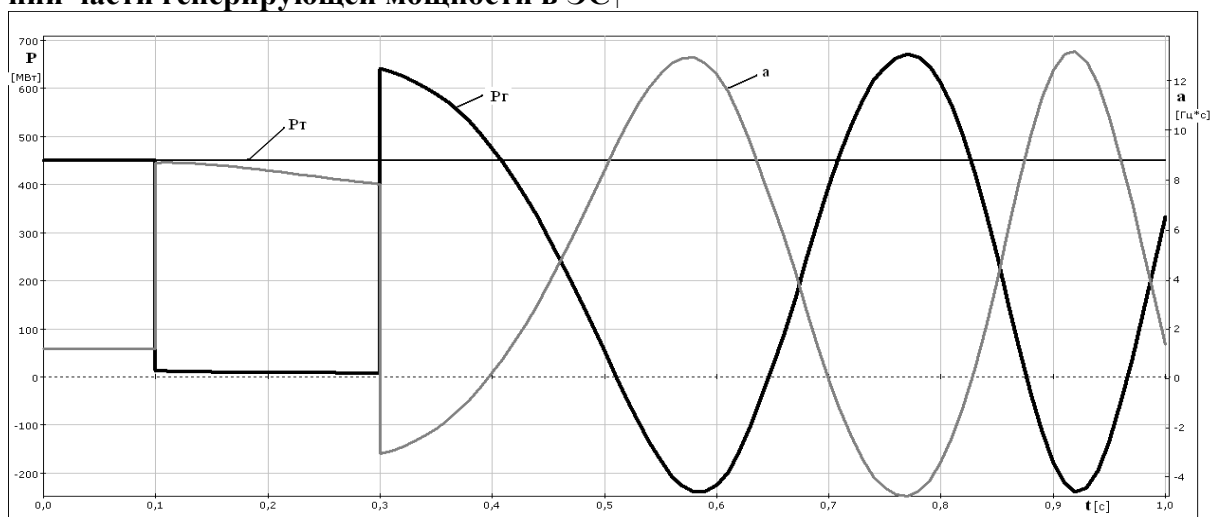


Рисунок 2.14 – Зависимости изменения мощности, ускорения и относительного угла δ в АР при отключении части генерирующей мощности в ЭС₁

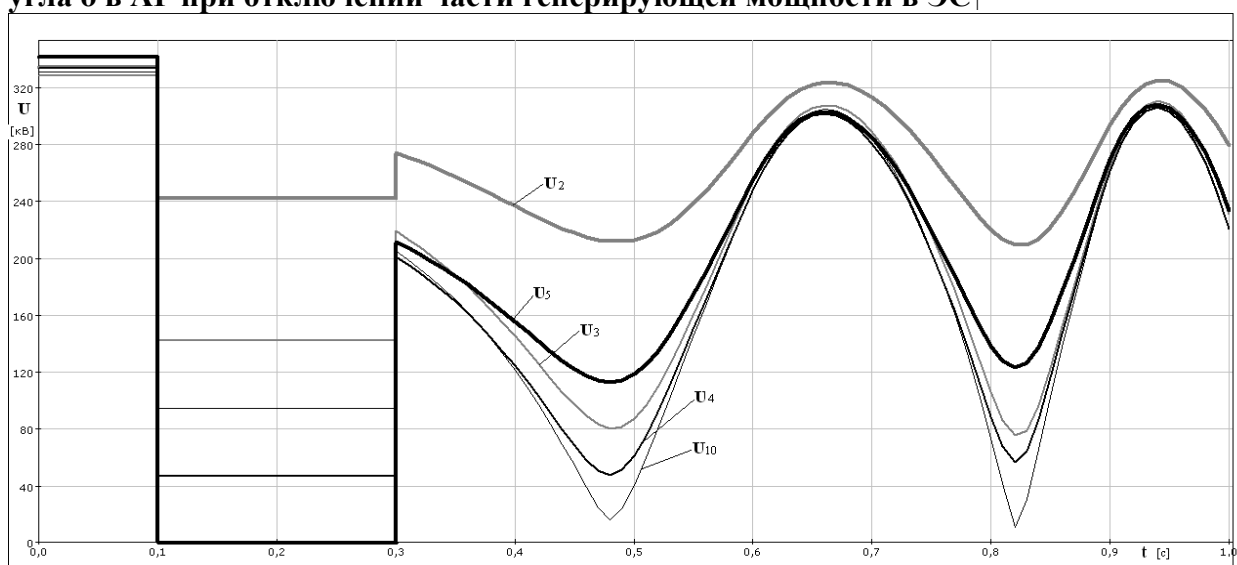


Рисунок 2.15 – Изменение напряжения в узлах схемы сети в АР при отключении части нагрузки на ПС-5

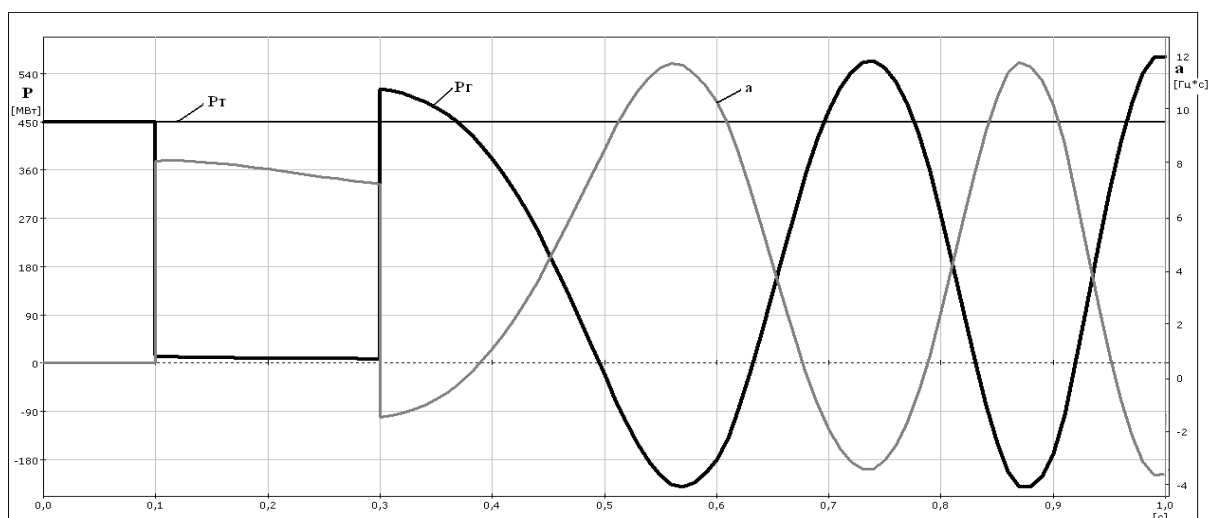


Рисунок 2.16 –Изменение мощности и ускорения ротора эквивалентного генератора в АР при отключении части нагрузки на ПС-5

Из представленных графических зависимостей определены следующие времена фиксации потоков активной мощности t_{ϕ} по линиям:

АР с отключением линии ПС 4 – ПС 5 – $t_{\phi}=0,67$ с;

АР с отключением части генерирующей мощности в ЭС₁ – $t_{\phi}=0,85$ с;

АР с отключением части нагрузки ПС-5 – $t_{\phi}=0,69$ с.

Данный подход позволяет выполнить разделение энергосистемы, оптимизированное по условию минимального небаланса активной мощности в образовавшихся частях. Такое деление не приводит к значительным изменениям частоты, а возникший дефицит или избыток мощности может быть устранен за счет вращающегося резерва электростанций.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Павлов, Г.М. Автоматика энергосистем/ Г.М. Павлов, Г.В. Меркурьев. СПб.: Издание Центра подготовки РАО “ЕЭС России”, 2001. – 388 с.
2. Окин А.А. Противоаварийная автоматика. МЭИ, 1995. - 212 с.
3. Калентионок, Е.В. Оперативное управление в энергосистемах/ Е.В. Калентионок, В.Г. Прокопенко, В.Т. Федин. – Мн.: Вышэйшая школа, 2007. – 351 с.
4. СТО 59012820.29.240.001-2011. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования
5. Павлов, Г.М. Автоматика энергосистем/ Г.М. Павлов, Г.В. Меркурьев. СПб.: Издание Центра подготовки РАО “ЕЭС России”, 2001. – 388 с.
6. Буртаков, В.С. Автоматическое выделение собственных нужд ТЭС при аварийных изменениях частоты или напряжения в сети/ В.С. Буртаков, Л.Н. Косьянов, Б.Н. Глускер, В.А. Кузмичев //Электрические станции. – 2012. –№9. –С. 23-33.
7. Нудельман Г.С., Колобродов Е.Н. Реализация функции автоматики ликвидации асинхронного хода на терминалах серии REX-670// Электротехника, 2011, №1, с. 18–24.
8. Глушкин, И.З., Наровлянский, В.Г., Якимец, И.В. Выявление асинхронного режима энергосистемы на основе измерения угла между ЭДС эквивалентных генераторов/ И.З. Глушкин, В.Г. Наровлянский, И.В. Якимец// Электричество.–1996–№9.–С. 10 – 16.
9. Калентионок, Е.В. Устойчивость электроэнергетических систем/ Е.В. Калентионок. – Мн.: Техноперспектива, 2008. – 375 с.
10. Гуревич, Ю.Е. Особенности электроснабжения ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя / Ю.Е. Гуревич, К.В. Кабиков. – М.: ЭЛЕКС-КМ. – 408 с.
11. Филипчик, Ю.Д. Применение автоматики частотного деления в системе электроснабжения промышленных предприятий с газопоршневыми установками/ Ю.Д. Филипчик, Е.В. Калентионок// Наука – образованию, производству, экономике. Материалы 8 междунар. науч. техн. конф./ Бел. нац. техн. ун-т.; редкол.: Б. М. Хрусталева [и др.]. Минск, 2010. – Т.1. – С. 84
12. Калентионок, Е.В., Устойчивость генераторов газотурбинных установок промышленных предприятий/ Е.В. Калентионок, Ю.Д. Филипчик// Энергия и менеджмент. – 2009.–№4.–С.24 –27.

13. Овчаренко Н.И. Автоматика энергосистем: учебник для вузов. – 3-е изд., перераб. и доп. / Н.И. Овчаренко; под ред. чл.-кор. РАН, докт. Техн. Наук, проф. А.Ф. Дьякова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 476 с.

14. Техническое справочное руководство. Генераторная защита IED REG 670. 1MRK 502 013 – UEN. Выпущен: Март 2007. Версия: 1.1

15. Руководство по эксплуатации КДРН.402252.002 РЭ предназначено для ознакомления с возможностями, принципами работы, конструкцией и правилами эксплуатации микропроцессорного устройства автоматики ликвидации асинхронных режимов АЛАР-М (версия ПО 04.05)

16. Способ автоматической ликвидации асинхронного режима энергосистемы делением ее по одной из контролируемых линий электропередачи, между которыми расположены узлы нагрузки, на две несинхронно работающие части: пат. 14787 Респ. Беларусь. МПК (2009) H 02 J 3/24, H 02 J 3/48/ Ю.Д. Филипчик ; заявитель БНТУ. – № а 20090864; заявл. 12.06.2009; опубл. 28.02.2011// Афицыйны бюл./ Нац. Цэнтр інтэлектуал. уласнасці. – 2011.