

П.В. Илюшин, А.Л. Куликов

**АВТОМАТИКА УПРАВЛЕНИЯ
НОРМАЛЬНЫМИ И АВАРИЙНЫМИ
РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОРАЙОНОВ
С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ**

МОНОГРАФИЯ

Нижний Новгород 2019

УДК 621.31
ББК 31.24
И 498

Рецензенты:

В.Ф. Лачугин, д-р техн. наук, старший научный сотрудник, заведующий лабораторией «Информационно-измерительные и управляющие системы в электроэнергетике» АО «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского»;

Б.В. Папков, д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры «Электрификация и автоматизация» ГБОУ ВО «Нижегородский государственный инженерно-экономический университет»;

В.А. Шуин, д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры «Автоматическое управление электроэнергетическими системами» ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина».

Илюшин П.В.

И498

Автоматика управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с распределенной генерацией: монография / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. – Н. Новгород: НИУ РАНХиГС, 2019. – 364 с.

ISBN 978-5-00036-236-5

В монографии рассмотрены особенности электрических режимов энергорайонов с объектами распределенной генерации (РГ). Показано влияние объектов РГ на изменение схемно-режимных условий в распределительных электрических сетях и сетях внутреннего электроснабжения энергорайонов, алгоритмы работы и параметры настройки устройств автоматики энергосистем, а также надежность электроснабжения потребителей.

Представлены способы повышения быстродействия измерительных органов устройств автоматики, совершенствования алгоритмов их функционирования, а также схемные решения по основным видам автоматики. Рассмотрены возможности расширения области допустимых режимов генерирующих установок объектов РГ. Приведены рекомендации по адаптации автоматических регуляторов частоты вращения и возбуждения генерирующих установок зарубежных заводов-изготовителей к особенностям функционирования в энергорайонах. Изложены методические основы проектирования энергорайонов с объектами РГ и основные принципы построения автоматики управления нормальными и аварийными режимами для обеспечения надежного электроснабжения потребителей.

Монография рассчитана на широкий круг читателей, включающий руководителей и специалистов распределительных сетевых компаний, проектных организаций, а также предприятий различных отраслей промышленности, планирующих строительство или осуществляющих эксплуатацию объектов распределенной генерации.

УДК 621.31
ББК 31.24

Утверждено к печати Ученым советом Федерального государственного автономного образовательного учреждения дополнительного профессионального образования «Петербургский энергетический институт повышения квалификации».

Протокол № 2 от «26» сентября 2018 г.

ISBN 978-5-00036-236-5

© Илюшин П.В., 2019
© Куликов А.Л., 2019

Аннотация

В монографии представлены результаты анализа существующего положения с присоединением генерирующих установок (ГУ) объектов распределенной генерации (РГ) к распределительным электрическим сетям и сетям внутреннего электроснабжения энергорайонов.

Рассмотрены особенности электрических режимов энергорайонов с объектами РГ, которые в совокупности могут без реализации соответствующих технических решений содействовать снижению надежности электроснабжения потребителей. К таким особенностям относятся: малые значения механических постоянных инерции ГУ; низкая скорость набора нагрузки ГУ с приводом от ДВС; заданные заводами-изготовителями ГУ уставки устройств релейной защиты (РЗ); недостаточное быстродействие устройств противоаварийной автоматики (ПА); соизмеримость мощностей ГУ и двигательной нагрузки.

Присоединение ГУ объектов РГ приводит к изменению схемно-режимных условий в прилегающей сети, оказывая существенное влияние на находящиеся в эксплуатации устройства автоматики энергосистем. Это относится как к корректности их работы в соответствии с заданными алгоритмами, так и к правильности срабатывания в соответствии с заданными уставками. Показано, что при интеграции ГУ объектов РГ количество устройств РЗ и ПА в прилегающей сети значительно возрастает, а стоимость их внедрения может быть сопоставима со стоимостью самого объекта РГ, что делает проект его строительства экономически нецелесообразным.

Рассмотрены предпосылки к созданию в энергорайонах с объектами РГ автоматики управления нормальными и аварийными режимами (АУНиАР) на бестерминальной основе, имеющей иерархическую архитектуру и реализующей локальный, координирующий и централизованный уровни управления.

Обоснована целесообразность применения в сетях 0,4–35 кВ в качестве датчиков АУНиАР малогабаритных устройств синхронизированных векторных измерений, позволяющих на основе синхровекторов тока и напряжения рассчитывать необходимые режимные параметры.

Показана возможность создания АУНиАР с применением новых пусковых органов, а также усовершенствованных алгоритмов и схемных решений для обеспечения эффективного функционирования в специфических схемно-режимных условиях. Предложено реализовать АУНиАР на базе отечественных промышленных компьютеров с применением специализированного программного обеспечения и использованием протокола обмена данными МЭК 61850.

Отмечено, что АУНиАР для реализации заявленных функций может использоваться на первом этапе результаты off-line расчетов режимов, с последующим возможным переходом на применение программно-аппаратного комплекса расчетов установившихся и переходных процессов в режиме on-line.

Условные обозначения

a	– нижний порог принятия решения по критерию Вальда
b	– верхний порог принятия решения по критерию Вальда
$\cos\varphi_{\text{ном}}$	– номинальный коэффициент мощности
C	– потери, возникающие в результате принятия решений АУНиАР
D	– доля активной мощности потребляемой электродвигателями
I	– действующее значение основной гармоники тока (<i>по контексту</i>)
i	– мгновенное значение тока (<i>по контексту</i>)
$I_{\text{ном}}$	– номинальный ток
$I_{УВ}$	– величина тока управляющего воздействия от НЭЭ
$I_{\text{длит.доп}}$	– длительно допустимая величина тока
$I_{\text{авар.доп}}$	– аварийно-допустимая величина тока
f	– текущее значение частоты
$f_{\text{ном}}$	– номинальная частота
f_{min}	– минимальная величина частоты
f_{max}	– максимальная величина частоты
H	– гипотеза оценки режима сети АУНиАР (<i>по контексту</i>)
\hat{H}	– нормированная характеристика (<i>по контексту</i>)
h	– коэффициент кратности
k	– коэффициент пропорциональности, количество шагов (<i>по контексту</i>)
K_{Pf}	– регулирующий эффект активной мощности нагрузки по частоте
K_{PU}	– регулирующий эффект активной мощности нагрузки по напряжению
K_U	– коэффициент запаса по напряжению
K_T	– коэффициент трансформации силового трансформатора
$k_{\text{загр}}$	– коэффициент загрузки электродвигателя
L	– функция правдоподобия
M	– вращающий момент (<i>по контексту</i>)
M_{max}	– максимальная величина вращающего момента на валу
M_{min}	– минимальная величина вращающего момента на валу
$M_{\text{сопр}}$	– статический момент сопротивления приводимого механизма
$M_{\text{ном}}$	– номинальный вращающий момент на валу
M	– математическое ожидание случайной величины (<i>по контексту</i>)
n	– искажающая случайная величина
N	– количество, число (<i>по контексту</i>)
N	– длина окна данных (<i>по контексту</i>)
P	– вероятность (<i>по контексту</i>)
p	– плотность распределения вероятности
P	– активная мощность (<i>по контексту</i>)
$P_{\text{ДВС}}$	– текущая мощность приводного двигателя внутреннего сгорания
ΔP	– изменение активной мощности
P_0	– исходная нагрузка генерирующей установки

P_{\min}	– минимально допустимая мощность нагрузки ГУ
$P_{\text{н}\Sigma}$	– суммарная активная мощность нагрузки
$P_{\text{норм}}$	– потребляемая активная мощность в нормальном режиме энергосистемы
r	– средняя стоимость (средний риск) оценки измерения
Q	– реактивная мощность (<i>по контексту</i>)
Q	– линейная функция отношения правдоподобия
$s_{\text{кр}}$	– критическое скольжение
S	– полная мощность (<i>по контексту</i>)
S	– решающая функция (<i>по контексту</i>)
$S_{\text{КЗ}}$	– мощность короткого замыкания
t, T	– абсолютное время (<i>по контексту</i>)
$t_{\text{д}}$	– интервал дискретизации
$t_{\text{ДАР}}$	– время реализации дополнительной автоматической разгрузки
T_J	– механическая постоянная инерции
$T_{\text{кр}}$	– критическое время перерыва электроснабжения
$T_{\text{дел}}$	– время выделения энергорайона в островной режим
$T_{\text{КЗ}}$	– длительность короткого замыкания
$T_{\text{ОН}}$	– время реализации отключения нагрузки
U	– действующее значение основной гармоники линейного напряжения (<i>по контексту</i>)
$U_{\text{ном}}$	– номинальное напряжение
$U_{\text{норм}}$	– напряжение в узле в нормальном режиме энергосистемы
$U_{\text{кр}}$	– критическое напряжение в узле нагрузки
$U_{\text{КЗ}}$	– напряжение в начальный момент трехфазного КЗ
$U_{\text{форс}}$	– напряжение при форсировке возбуждения ГУ
U_{max}	– максимально допустимое напряжение
U_{min}	– минимально допустимое напряжение
Z	– полное сопротивление цепи (<i>по контексту</i>)
α	– измеряемый параметр
α_{max}	– максимальная величина измеряемого параметра
α_{min}	– минимальная величина измеряемого параметра
δ	– относительная погрешность
ξ	– допустимая ошибка
σ	– дисперсия распределения
η	– порог отношения правдоподобия при принятии решения
Λ	– отношение правдоподобия
$\omega_{\text{АД}}$	– угловая скорость асинхронных двигателей
$\sum P_{\text{АД}}$	– суммарная мощность асинхронных двигателей
$\sum P_{\text{ГУ}}$	– суммарная мощность генерирующих установок
Δ	– ошибка рассогласования
$\Delta(\alpha)$	– смещение оценки

Список сокращений

АБ	– аккумуляторная батарея
АВР	– автоматическое включение резерва
АД	– асинхронный двигатель
АЛАР	– автоматика ликвидации асинхронного режима
АО «СО ЕЭС»	– Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы»
АОПО	– автоматическое ограничение перегрузки оборудования
АОСН	– автоматическое ограничение снижения напряжения
АПВ	– автоматическое повторное включение
АР	– асинхронный режим
АРВ	– автоматический регулятор возбуждения
АРЧВ	– автоматический регулятор частоты вращения
АУНиАР	– автоматика управления нормальными и аварийными режимами
АЦП	– аналого-цифровое преобразование
АЧХ	– амплитудно-частотная характеристика
АЧР	– автоматическая частотная разгрузка
БВУВ	– блок выдачи управляющих воздействий
БОП	– блок обработки параметров
БПО	– блок пусковых органов
БСК	– батарея статических конденсаторов
БХРМ	– блок хранения результатов моделирования
ВИЭ	– возобновляемые источники энергии
ВЛ	– воздушная линия электропередачи
ВЭС	– ветровая электрическая станция
ВЭУ	– ветроэнергетическая установка
ГОСТ	– межгосударственный стандарт
ГОСТ Р	– государственный стандарт Российской Федерации
ГПП	– главная понизительная подстанция
ГПУ	– газопоршневая установка
ГРАМ	– групповое регулирование активной мощности
ГРРМ	– групповое регулирование реактивной мощности
ГРЭС	– государственная районная электростанция
ГТД	– газотурбинный двигатель
ГТУ	– газотурбинная установка
ГУ	– генерирующая установка
ГЭС	– гидроэлектростанция
ДА, ДАН	– делительная автоматика, делительная автоматика по напряжению

ДАР	– дополнительная автоматическая разгрузка
ДВС	– двигатель внутреннего сгорания
ДГУ	– дизельная генераторная установка
ДКПН	– динамический компенсатор провалов/прерываний напряжения
ДКРМ	– динамический компенсатор реактивной мощности
ДПМ	– договор о предоставлении мощности
ДПФ	– дискретное преобразование Фурье
ЕЭС России	– Единая энергетическая система России
ЗСД	– звено сравнения данных
ИБП	– источник бесперебойного питания
КА	– коммутационный аппарат
КЗ	– короткое замыкание
КИУМ	– коэффициент использования установленной мощности
КЛ	– кабельная линия электропередачи
КПД	– коэффициент полезного действия
КПР	– контроль предшествующего режима
ЛЭП	– линия электропередачи
МДА	– многопараметрическая делительная автоматика
ММП	– метод максимального правдоподобия
МП	– магнитный пускатель
МЭК	– международная электротехническая комиссия
НАС	– нагрузочное активное сопротивление
ННТ	– наиболее нагретая точка
НПА	– нормативно-правовой акт
НСВ	– независимая система возбуждения
НТД	– нормативно-технический документ
НЭЭ	– накопитель электрической энергии
ОДР	– область допустимых режимов
ОН	– отключение нагрузки
ОРЭМ	– оптовый рынок электрической энергии и мощности
ПА	– противоаварийная автоматика
ПАК	– программно-аппаратный комплекс, ПК – программный комплекс
ПАР	– послеаварийный режим
ПАУ	– противоаварийное управление
ПКЭ	– показатели качества электроэнергии
ПО	– программное обеспечение
ПОН	– пусковой орган по напряжению
ПОЧ	– пусковой орган по частоте
ПС	– подстанция (ТП – трансформаторная подстанция)
РГ	– распределенная генерация

РЗ	– релейная защита
РЗА	– релейная защита, противоаварийная, режимная, сетевая автоматика, устройства регистрации аварийных событий и процессов, технологическая автоматика
РИСЭ	– резервный источник электроснабжения
РП	– распределительный пункт
РПН	– регулирование напряжения под нагрузкой
РЭН	– регулирующий эффект нагрузки
РЭР	– распределенные энергетические ресурсы
САР	– система автоматического регулирования
САУ	– система автоматического управления
СВ	– секционный выключатель (система возбуждения) (<i>по контексту</i>)
СВМ	– схема выдачи мощности
СД	– синхронный двигатель
СДС	– система добровольной сертификации
СКРМ	– средство компенсации реактивной мощности
СМиД	– система мониторинга и диагностики
СМТ	– система мониторинга температуры
СНВ	– система независимого возбуждения
СПИН	– сверхпроводящий индукционный накопитель
СПЭ	– сшитый полиэтилен
ССВ	– система самовозбуждения
СТ	– силовой трансформатор
СТАТКОМ	– статический компенсатор
СТК	– статический тиристорный компенсатор
СЭС	– солнечная электрическая станция
ТА	– технологическая автоматика
ТГ	– турбогенератор
ТЗ	– техническое задание
ТОиР	– техническое обслуживание и ремонт
ТОР	– токоограничивающий реактор
ТОУ	– токоограничивающее устройство
ТПЖ	– токопроводящая жила
ТУ	– технические условия
ТЭО	– технико-экономическое обоснование
ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль
УВ	– управляющее воздействие
УПП	– устройство плавного пуска
УР	– установившийся режим
ФЭУ	– фотоэлектрическая установка
ЧДА	– частотная делительная автоматика

ЧРП	– частотно-регулируемый привод
ШБМ	– шины бесконечной мощности
ЭЭС	– электроэнергетическая система
CIGRE	– Международный Совет по большим электрическим системам высокого напряжения
IEEE	– Институт инженеров по электротехнике и электронике
LAM	– модуль согласования нагрузки
Smart Grid	– интеллектуальная сеть
SCADA	– система контроля и сбора данных

Введение

Анализ международного опыта показывает, что развитие распределенной генерации (РГ) в мире происходит в основном за счет строительства генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), что является устойчивым трендом, оказывая существенное влияние на режимы работы электроэнергетических систем (ЭЭС) и развитие экономического потенциала регионов. Суммарная установленная мощность солнечных электростанций (СЭС) в мире с 2007 г. по 2016 г. включительно выросла более чем в 32 раза с 9,15 до 303 ГВт, а ветроэлектростанций (ВЭС) в 5 раз с 93,5 до 487 ГВт [1, 2].

Основными направлениями в обеспечении будущего мировой энергетики являются развитие новых технологий добычи/производства и транспорта энергоресурсов, формирование «новой энергетики», основанной на ВИЭ, распределенной генерации, интеллектуализации и др., а также широкое внедрение энергосберегающих и энергоэффективных технологий на транспорте, в жилищно-коммунальном хозяйстве и промышленности [3]. В связи с этим, эффективность использования энергии является одним из важнейших факторов научно-технического прогресса, развитию производства, сферы услуг и стабильной работы энергетической отрасли. Сложность, значительные финансовые средства, расходуемые на строительство и эксплуатацию оборудования объектов электроэнергетики, а также возросшие требования потребителей к качеству электроэнергии создают основу для оптимизации технических решений, реализуемых в секторах генерации, передачи и распределения электроэнергии.

По данным за 2016 год на СЭС вырабатывалось около 1 % электроэнергии, производимой человечеством во всем мире, а на ВЭС – около 3 %. По прогнозам экспертного сообщества, доля ВИЭ в производстве электроэнергии в мире возрастет до 27,1 % к 2030 г. и до 48,8 % к 2050 г. соответственно. В структуре ВИЭ в 2030 г. будет преобладать ветровая энергетика (70 %), но к 2050 г. ее доля сократится до 47 % за счет роста доли солнечной, учитывая радикальное удешевление высокоэффективных фотоэлектрических модулей [4, 5].

Имеются перспективные планы по полному переходу отдельных стран на выработку всего объема необходимой для покрытия графика нагрузки электроэнергии объектами ВИЭ, например, в Швеции к 2040 году, в Канаде к 2050 году. Среди основных причин, способствующих массовому внедрению объектов ВИЭ, следует отметить их более высокую энергетическую и экологическую эффективность, снижение зависимости от импорта газа и

нефти из газонефтедобывающих стран, а также тенденцию к снижению удельных капитальных вложений в строительство СЭС и ВЭС [6, 7].

В России интерес к РГ продолжает ежегодно расти, так как ее строительство позволяет получать более дешевые энергоресурсы для снижения себестоимости и повышения конкурентоспособности производимой продукции на внешних рынках. Необходимость обеспечения надежного электроснабжения особо ответственных потребителей, перерывы в электроснабжении которых недопустимы по условиям технологии производства, является дополнительным стимулом для ввода в эксплуатацию новых объектов РГ [8–10].

В принципе РГ – явление не новое, так как исторически практически все источники энергии располагались вблизи узлов нагрузки. Однако в XX веке, одновременно с интенсивным развитием энергоемких отраслей промышленности, велось строительство тепловых и гидроэлектростанций мощностью в сотни и тысячи МВт, располагаемых вблизи первичных источников энергии (торфа, угля, газа, водохранилищ), но далеко от крупных промышленных центров и населенных пунктов. В прошлом к объектам РГ относились теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) в населенных пунктах, блок-станции, принадлежащие или арендуемые промышленными предприятиями, а также объекты генерации малой и средней мощности (мини-ТЭЦ и дизельные электростанции) [11].

В настоящее время под объектом РГ понимается электростанция, состоящая из одной или нескольких ГУ, подключаемая к распределительным сетям или сетям внутреннего электроснабжения потребителей на напряжении до 110 кВ включительно, максимально приближенная к узлу(-ам) электропотребления, работающая параллельно с электроэнергетической системой (ЭЭС) или в островном (автономном) режимах, имеющая в точке общего присоединения суммарную установленную мощность до 25 МВт и использующая для производства всех видов энергии (электрическая; тепловая; холодовая и др.) любые первичные источники энергии, включая возобновляемые [12].

Ввод в эксплуатацию объектов РГ позволяет эффективно справляться с ростом нагрузки в промышленных энергорайонах, крупных городах и мегаполисах. Интеграция РГ в дефицитные узлы сети позволяет снижать перетоки активной (реактивной) мощности в распределительных сетях напряжением 0,4–110 кВ и сетях внутреннего электроснабжения энергорайонов, а также потери электроэнергии [13–15]. Развитие РГ не только содействует ограничению роста цен на электроэнергию, но и обеспечению энергетической безопасности, снижая возможные риски возникновения блэкаутов, быстрому восстановлению энергоснабжения потребителей после возникновения катаклизмов природного (ледяной дождь, ураган и др.)

или техногенного характера, а также возможных кибератак на объекты электроэнергетики. Под энергорайоном, в соответствии с [16], подразумевается совокупность объектов энергосистемы, расположенных на части обслуживаемой ею территории.

Применение РГ является эффективным инструментом оптимизации инвестиций в модернизацию генерирующего оборудования на традиционных электростанциях и развитие/реконструкцию распределительных сетей. Учитывая малые сроки строительства и мобильность объектов РГ, их применение может стать альтернативой строительству объектов традиционной генерации в тех районах, где дефицит мощности кратковременный от 1 до 5 лет. Учитывая, что большинство ГУ объектов РГ контейнерного исполнения и не требуют сооружения дорогостоящих фундаментов, то ввод объекта РГ и его последующий демонтаж, является экономически выгодным решением. Имеется положительный международный опыт специализированных компаний в оказании услуг по поставке мощности (десятки – сотни МВт) от объектов РГ в дефицитные узлы сети в согласованных объемах по утвержденным суточным графикам, по заранее определенной стоимости для выбранных сроков оказания услуг.

В ряде случаев экономически эффективен ввод объектов РГ взамен сооружения электросетевых объектов для технологического присоединения новых потребителей. Целесообразно строительство объектов РГ взамен технического перевооружения (реконструкции) перегруженных и закрытых центров питания (подстанций), требующих увеличения пропускной способности линий электропередачи (ЛЭП) и мощности силовых трансформаторов [17].

Альтернативой существенному усилению сетевой инфраструктуры является проведение реконструкции с элементами модернизации промышленных и муниципальных котельных за счет применения вместо газовых котлоагрегатов – когенерационных установок. Это позволяет повысить коэффициент использования теплоты топлива и практически полностью покрыть электропотребление котельной за счет выработки электроэнергии собственной генерацией [18]. Анализ существующих тенденций по разработке модельных рядов когенерационных установок модульного типа для мини-ТЭЦ, планируемых к установке на объектах РГ, показывает очевидный перевес в сторону использования установок зарубежных заводов-изготовителей.

Развитие РГ в России на протяжении последнего десятилетия происходило в основном за счет ввода объектов РГ на базе газотурбинных (ГТУ), газопоршневых (ГПУ) и дизельных (ДГУ) генерирующих установок (ГУ), как правило, зарубежных заводов-изготовителей. При этом объекты РГ сооружаются, как правило, крупными промышленными предприятиями нефтегазодобывающей, горнодобывающей, металлургической, целлюлоз-

но-бумажной и химической отраслей промышленности [19]. В ряде случаев снижение затрат на выработку электрической и тепловой энергии происходит за счет утилизации вторичных энергоресурсов – доменного, конвертерного, попутного нефтяного, шахтного (метана) газов, а также использования местных, относительно недорогих видов топлива – отходов лесопереработки, сельского хозяйства и пр. [20].

Объем капитальных вложений в объект РГ зависит от его мощности и варианта реализации, однако укрупненно стоимость 1 кВт установленной мощности экспертно оценивается в 2–5 раз меньше стоимости строительства традиционных электростанций. Поэтому сроки окупаемости объектов РГ более привлекательные и составляют от 3 до 6 лет при условии использования попутно вырабатываемой тепловой энергии в течение всего года. Сроки реализации проектов строительства составляют от начала проектирования и до ввода объекта РГ в эксплуатацию составляют от 9 до 12 месяцев, а для традиционных электростанций не менее 3–5 лет [21].

Существуют различные финансовые варианты строительства объектов РГ, первый – строительство за счет собственных средств, в том числе с привлечением кредитов или по лизинговой схеме, второй – подписание энергосервисного контракта, когда потребитель не несет финансовых затрат, но в рамках договорных отношений получает скидку на электро- и теплоэнергию от собственника объекта РГ. Если у предприятия, которое собирается строить объект РГ, финансовые показатели соответствуют требованиям факторинговых компаний, то оно может получить оборудование для объекта РГ без залога и предоплаты с отсрочкой по платежу на 1–2 года, заложить объект РГ в банке, получить кредит и осуществлять платежи по нему уже в процессе эксплуатации объекта РГ.

В последнее время акценты в научно-технической деятельности в энергетике смещаются в сторону инноваций, импортозамещения и конкурентоспособности отечественных разработок по сравнению с лучшими мировыми образцами. Поэтому, благодаря государственной политике импортозамещения, ситуация стала меняться – расширяется линейка производимых отечественных дизельных, газопоршневых, газотурбинных двигателей и синхронных генераторов, повышается качество производимой продукции, улучшаются показатели ее надежности и энергоэффективности, растут ресурсные показатели, при снижении удельной стоимости генерирующих установок.

Ежегодно в России вводятся в эксплуатацию сотни новых объектов РГ, а крупные промышленные предприятия увеличивают долю выработки электроэнергии на объектах собственной генерации. Например, Новолипецкий металлургический комбинат планирует до 2023 г. увеличить долю

собственной выработки электроэнергии с 60 до 95 % за счет ввода новой электростанции [22].

По статистическим данным в ЕЭС России объекты РГ в 2017 г. выработали на 1,2 % больше электроэнергии, чем в 2016 г. – 60,2 млрд кВт*ч ($\approx 6\%$ от общего объема), а в 2018 г. на 3,0 % больше, чем в 2017 г. – 62,0 млрд кВт*ч. Суммарная установленная мощность генерирующих установок объектов РГ в России (без учета объектов ВИЭ) по оценкам экспертов составляет около 17,5–18 ГВт ($\approx 8\%$ от общего объема). Производство электроэнергии объектами РГ в 2018 г. больше объема производства таких крупных генерирующих компаний как ПАО «Т Плюс» (55,1 млрд кВт*ч), ПАО «Юнипро» (46,7 млрд кВт*ч) и ПАО «Энел Россия» (41,3 млрд кВт*ч) [23].

В России утвержден комплекс мер для стимулирования производства электрической энергии генерирующими объектами на основе использования ВИЭ. В соответствии с [24–26] ежегодно на протяжении ряда лет проводились конкурсные отборы инвестиционных проектов по строительству объектов ВИЭ. По результатам их проведения в 2019 году до 2024 г. в России должно быть построено и введено в эксплуатацию электростанций (СЭС и ВЭС) суммарной установленной мощностью 5278,3 МВт [27]. В целом в России технический потенциал солнечной и ветровой энергетики на порядок превосходит остальные виды ВИЭ. Строительство объектов ВИЭ осуществляется в рамках механизма договоров о предоставлении мощности (ДПМ ВИЭ), предусматривающих возврат инвестиций за счёт специальной надбавки к цене на мощность для покупателей оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Перспективной областью применения ВИЭ в России являются изолированные и удаленные энергорайоны, а также резервирование систем электроснабжения особо ответственных потребителей [28, 29]. В ряде случаев на первый план могут выходить экологические преимущества строительства объектов ВИЭ, взамен строительства протяженных электрических сетей до отдельных поселков и предприятий на Крайнем Севере и Дальнем Востоке или дизельных электростанций, где стоимость топлива, с учетом его доставки в период северного завоза, является крайне высокой.

Важно отметить, что «магистральным направлением развития электроэнергетики России является развитие конкуренции и долгосрочных отношений на оптовом и розничном рынках электрической энергии, в том числе:

- стимулирование потребителей к развитию локальных и интегрируемых в ЕЭС России распределенных источников энергоснабжения для обеспечения потребления электрической энергии в части пиковой нагрузки в энергосистеме как фактора повышения конкуренции на рынке электрической энергии и мощности, формирование с их участием локальных интеллектуальных энергосистем с автоматизированными торговыми площадками;

– развитие Smart Grids, интеллектуальной распределенной энергетики, потребительских сервисов и «энергетического интернета» в рамках реализации «дорожной карты» «Энерджинет» Национальной технологической инициативы.

Немаловажную роль призвано сыграть развитие ВИЭ и распределенной генерации (включенные в ЕЭС России или работающие автономно, мощностью до 25 МВт, электростанции потребителей), осуществляемое в зависимости от структур и концентрации нагрузки в региональных энергосистемах. Это будет способствовать повышению энергетической безопасности и широкому использованию инноваций в электроэнергетике.

Для решения поставленных задач потребуются совершенствование механизмов стимулирования производства электрической энергии объектами ВИЭ и поддержки использования ВИЭ в субъектах Российской Федерации, формирование инфраструктурных условий для привлечения инвестиций в развитие сектора ВИЭ, а также координация мероприятий в области развития электроэнергетики и возобновляемой энергетики» [3].

«Перспективными задачами для развития электроэнергетики России, в том числе, являются:

– сбалансированное развитие локальных и интегрируемых в ЕЭС России распределенных источников энергоснабжения, формирование с их участием локальных интеллектуальных энергетических систем;

– обеспечение экономически эффективного сочетания использования систем централизованного электро- и теплоснабжения с развитием распределенной генерации электрической энергии и интеллектуализацией энергетических систем, а также с использованием местных ресурсов, в том числе ВИЭ;

– развитие отечественного научно-технологического потенциала, создание и освоение передовых технологий в сфере энергетики, в том числе технологий использования ВИЭ, наращивание производства на территории Российской Федерации конкурентоспособного основного и вспомогательного оборудования, создание центров компетенции».

Следует обратить особое внимание, что одним из рисков в области энергетической безопасности, связанными с трансграничным вызовом и трансграничными угрозами энергетической безопасности является недостаточное развитие нормативно-правовой базы, сдерживающее внедрение инновационных технологий, в том числе технологий использования ВИЭ, распределенной генерации электрической энергии и цифровых технологий в сфере энергетики» [30].

Планируемые к строительству объекты РГ в регионах России интегрируются в Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации, разрабатываемые органами исполнитель-

ной власти субъектов, которые являются основанием для утверждения инвестиционных программ территориальных субъектов электроэнергетики.

Учитывая особенности России объекты РГ могут работать как параллельно с энергосистемой, так и в островном (автономном) режимах. Под островным режимом подразумевается такой режим работы энергорайона с одной или несколькими электростанциями (объектами РГ), каждая из которых может иметь в своем составе одну или несколько ГУ, и нагрузкой, который допустим по всем условиям электроснабжения и электропотребления, образующийся при отключении ЛЭП, связывающих энергорайон с энергосистемой (в результате КЗ или по другой причине) и существующий до момента его синхронизации с энергосистемой. Отключение ЛЭП может быть реализовано превентивно автоматически (по параметрам электрического режима) или вручную дежурным персоналом для обеспечения надежного функционирования объектов генерации и/или электроснабжения электроприемников потребителей [31–34].

Работа энергорайона в островном режиме может быть сколь угодно длительной, что зависит от состояния ЛЭП, параметров режима в энергосистеме и/или в выделенном энергорайоне, решения дежурного персонала и др. Как правило, синхронизация выделенного энергорайона с энергосистемой осуществляется соответствующими устройствами автоматики.

Отличие автономного режима от островного заключается в том, что осуществляется отделение от энергосистемы или постоянное функционирование одной ГУ или объекта РГ с несколькими однотипными ГУ и нагрузкой. Данное отличие существенно в отношении анализа переходных процессов, а также разработки и реализации средств автоматического управления режимами.

Введение оплаты за неиспользуемый резерв мощности электросетевыми компаниями России может спровоцировать промышленные предприятия к отказу от параллельной работы с энергосистемой, за счет введения дополнительных мощностей на объектах РГ для резервирования на случай аварии или выполнения регламентных работ по техническому обслуживанию и ремонту. Однако, вероятность реализации данного сценария невелика.

Наиболее вероятным будет вариант, связанный с проведением промышленными предприятиями комплекса работ по реконструкции сетей внутреннего электроснабжения, с целью выделения на питание от распределительных сетей группы особо ответственных электроприемников I категории надежности. Остальные потребители, допускающие кратковременные перерывы электроснабжения, будут запитаны от собственной изолированной сети, питаемой от ГУ объекта(-ов) РГ. Такое решение особенно актуально для предприятий, осуществляющих выработку электрической и тепловой энергии за счет эффективной утилизации вторичных энергоресурсов.

Привлечение объектов РГ к участию в реализации алгоритмов противоварийной и режимной автоматики распределительных сетей, а также их использование в качестве резервных источников электроснабжения (РИСЭ) может позволить существенно минимизировать объемы и время отключения потребителей электроэнергии, однако это требует создания соответствующих регуляторных и экономических механизмов [35].

Помимо развития РГ, на протяжении последнего десятилетия во многих странах мира эффективно применяются технологии управления спросом, через систему финансового стимулирования промышленных и бытовых потребителей, позволяя существенно снижать пиковую нагрузку энергосистемы и осуществлять разгрузку в необходимых объемах по командам диспетчера [36–40].

Привлечение активных потребителей к выравниванию графика нагрузки позволит снизить стоимость электроэнергии на ОРЭМ для всех потребителей, а субъектам электроэнергетики минимизировать финансовые затраты на строительство и ввод в эксплуатацию высокоманевренных генерирующих мощностей, а также резервных генерирующих мощностей, коэффициент использования установленной мощности которых низкий [41–43]. Например, в США применение таких технологий позволяют сократить пиковое электропотребление на 5–6 %, что в масштабах страны составляет несколько десятков ГВт.

Под «активным потребителем понимается участник рынка электроэнергии, который имеет возможность самостоятельно оптимизировать свой график потребления электроэнергии в нормальных режимах энергосистемы как с целью минимизации затрат на покупку и производство электроэнергии, так и с целью получения дохода от продажи электроэнергии и мощности» [44].

В России механизм ценозависимого снижения потребления функционирует с 2017 г., но до последнего времени он был доступен только для участников ОРЭМ – крупных промышленных предприятий. С июля 2019 года мелкие и средние потребители могут равноправно принимать в нем участие, снижая собственное электропотребление из энергосистемы и получая экономический эффект, величина которого зависит от величины мощности и времени ее снижения. Значимый для энергосистемы эффект возможно достигнуть за счет привлечения агрегаторов управления спросом на электроэнергию, например, сбытовые компании, которые будут консолидировать потребителей.

По оценкам Энергетического центра бизнес-школы СКОЛКОВО, потенциал ценозависимого снижения потребления в России в случае его массового внедрения составляет около 6–10 ГВт для первой ценовой зоны и 2–3 ГВт для второй ценовой зоны. В совокупности это значительный объем,

для покрытия которого необходимо наличие более 30 типовых парогазовых энергоблоков единичной мощностью 400 МВт.

Одновременно в мире получают развитие различные системы накопления энергии на базе аккумуляторных батарей, сжатого воздуха, маховиков, тепловых накопителей, гидроаккумуляторов, сверхпроводниковых индуктивных накопителей, гравитационных накопителей и др. [45–49]. Выполняются разработки различных технологий накопления электрической энергии (НЭЭ) с целью повышения их энергоемкости, КПД и снижения удельной стоимости. Перспективные исследования направлены на применение НЭЭ для обеспечения динамической устойчивости генераторов при больших возмущениях, противоаварийного управления для повышения статической устойчивости электропередачи, демпфирования низкочастотных колебаний в энергосистеме, компенсации стохастического характера выработки электроэнергии объектами ВИЭ, бесперебойного электроснабжения и устойчивости нагрузки, локализации аварийных возмущений в сетях постоянного тока объектов ВИЭ и др. [50–53].

Широкое распространение в России в ближайшей перспективе получит микрогенерация. Под микрогенерацией понимается объект по производству электроэнергии мощностью до 15 кВт включительно, работающий, в том числе, на основе ВИЭ, используемый потребителем для собственного энергоснабжения (бытовые, производственные нужды), а его мощность не превышает максимальную суммарную мощность всех энергопринимающих устройств.

Поскольку значительную долю объектов микрогенерации составят кровельные солнечные панели, как правило, в комбинации с НЭЭ, а также более экологически эффективные мини-когенерационные установки, то это будет содействовать сокращению выбросов парниковых газов и достижению мировых целей по борьбе с изменением климата. Массовые их внедрения могут стать важной составляющей усилий России по глобальной экологической кооперации, в том числе в рамках реализации Парижских соглашений по климату [54].

Базовый вариант развития электроэнергетики России представлен в [55], где предполагается продолжение последовательного развития энергосистемы России в текущей парадигме – структура энергобаланса в течение следующих 20 лет остается практически неизменной, а возникающий дефицит мощности покрывается за счет модернизации оборудования действующих электростанций или его заменой новыми энергоблоками большой мощности.

Однако в последние годы в различных странах мира признание получила альтернативная – децентрализованная модель энергетики, где основной акцент сделан на развитие распределенных энергетических ресурсов

(РЭР) [56, 57]. Агрегация объектов РГ, активных потребителей и систем накопления электрической энергии, называемых вместе РЭР, объединенных общностью управления приводит к зарождению концепции Smart Grids [58, 59]. Полное игнорирование глобального тренда на децентрализацию энергетики может привести к дальнейшему технологическому отставанию, а также значительным вложениям в модернизацию находящихся в эксплуатации и строительство новых энергоблоков, что приведет к очередному замораживанию инвестиций и возложению дополнительного финансового бремени на потребителей.

При этом Россия имеет свои специфические особенности как территориального и климатического характера, так и исторические, связанные со сложившейся структурой электроэнергетики. Поэтому прямое копирование международного опыта может быть губительным для надежного функционирования ЕЭС России, создававшейся десятилетиями по другим принципам. Значительное наращивание доли объектов РГ в энергобалансе страны без четкого понимания преследуемых целей и получаемых эффектов может привести к нарушению ее нормального функционирования, переносу бремени по содержанию существующей централизованной инфраструктуры на более узкий состав потребителей и росту стоимости электрической и тепловой энергии.

Следовательно, важно найти для российской электроэнергетики новый, комбинированный сценарий развития, сочетающий сбалансированное участие традиционной централизованной энергетики и РЭР, учитывающий особенности страны, но не мешающий получению выгод из общемировых тенденций для потребителей и экономики страны в целом, создавая спрос на внедрение инноваций в электроэнергетике [60, 61].

Увеличение доли ГУ объектов РГ, включая объекты ВИЭ, в общей структуре генерирующих мощностей приводит к тому, что как выработка электроэнергии, так и ее потребление носят нестационарный характер. Управление режимами в таких условиях требует применения глобальных коммуникационных систем, которые позволяют объединить в единое целое всю совокупность программно-аппаратных средств. Необходимость непрерывного поддержания баланса между генерируемой и потребляемой электроэнергией, как в нормальных, так и в аварийных режимах существенно усложняет принципы управления множеством разнородных РЭР. Вопросы обеспечения надежности функционирования энергосистем и энергорайонов, а также электроснабжения потребителей в указанных условиях становятся особенно актуальными, что требует разработки и реализации новых подходов, как при планировании их развития, так и в обеспечении режимной надежности [62, 63].

Создание систем автоматического управления режимами энергорайонов является крайне актуальной задачей, которую необходимо решать с применением современных программно-аппаратных комплексов (ПАК). Существующие принципы и подходы к организации автоматического управления не позволяют в полной мере обеспечить управление нормальными и аварийными режимами энергорайонов с объектами РГ, с учетом их особенностей [64, 65].

Системы автоматического управления режимами должны учитывать, что, во-первых, количество объектов управления значительно больше, чем в традиционных сетях, во-вторых, скорость развития нарушений нормального режима значительно выше, в связи с малыми значениями механических постоянных инерции ГУ объектов РГ и микрогенерации, в-третьих, в многоконтурных сетях возможны реверсивные потоки мощности, в зависимости от режима генерации и потребления в конкретный момент времени.

Создание таких систем требует и развития стандартизации в области Smart Grid, которая получила широкое развитие в Международной электротехнической комиссии (МЭК), что проявляется в разработке серии стандартов по информационному взаимодействию и управлению объектами электроэнергетики, определяющих типовую архитектуру систем, классификатор ролей основных ее участников и др. Важное место в МЭК отведено вопросам сертификации оборудования ВИЭ, поэтому требуется создание аналогичной системы в России, с учетом опыта ее построения и внедрения в других странах, производящих оборудование для объектов ВИЭ [66, 67]. Кроме того, для энергорайонов (микроэнергосистем) работающих параллельно с энергосистемой или изолированно разрабатываются стандарты по их проектированию. Важно отметить отрицательный международный опыт затягивания с развитием стандартизации в отношении интеграции и функционирования объектов РГ, включая объекты ВИЭ, в составе энергосистем. Это потребовало проведение модернизации, а в ряде случаев замены генерирующего оборудования, не отработавшего нормативные сроки эксплуатации, который не должен быть повторен в России.

Учитывая изложенные перспективы развития энергорайоны с объектами РГ, включая объекты ВИЭ, должны стать лидерами во внедрении систем автоматического управления нормальными и аварийными режимами. Современное развитие техники и технологий дает широкие возможности для решения указанных задач на принципиально новом научно-технологическом уровне с применением отечественных ПАК, в рамках реализации национальной программы импортозамещения [68–70].

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ И ПРОБЛЕМ УПРАВЛЕНИЯ НОРМАЛЬНЫМИ И АВАРИЙНЫМИ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОРАЙОНОВ С ОБЪЕКТАМИ РГ

1.1. Вводная часть

Исторически потоки мощности были однонаправленными, от электростанций в магистральные (распределительные) сети, из магистральных сетей в распределительные и далее в системы электроснабжения (сети внутреннего электроснабжения) энергорайонов [71–72]. Следовательно, сетевой комплекс не был рассчитан на интеграцию разнородных источников электроэнергии и реверсивные потоки мощности, возникающие в зависимости от режимов генерации и электропотребления в узлах нагрузки. Поэтому, к глобальным вызовам и задачам обеспечения надежности его функционирования следует отнести:

- необходимость обеспечения надёжной работы ГУ объектов РГ в составе энергосистем и энергорайонов;
- нестационарный (стохастический) характер выработки электроэнергии объектами ВИЭ, с необходимостью их резервирования другими ГУ;
- изменение подходов к краткосрочному и оперативному планированию режимов, с учетом инструментов прогнозирования выработки электроэнергии;
- изменение роли потребителей электроэнергии в энергосистемах (энергорайонах), с появлением активных потребителей и потребителей-регуляторов;
- вытеснение традиционной генерации на рынок услуг по обеспечению системной надёжности;
- рост взаимовлияния магистральных и распределительных сетей в условиях реверсивных и быстроменяющихся потоков мощности;
- усиление координации дежурного персонала магистральных и распределительных сетей, совершенствование принципов взаимодей-

ствия при решении задач оперативного управления и перспективного развития [73–76].

На электростанциях России исторически применялись ГУ отечественного производства, технические характеристики которых соответствовали требованиям ГОСТ в отношении максимально допустимого времени ликвидации КЗ, перегрузочной способности, допустимости применения НАПВ и кратковременных асинхронных режимов, а также алгоритмов работы и параметров настройки систем АРЧВ и АРВ, оказывающих влияние на характер протекания переходных процессов и параметры аномальных и аварийных режимов [77–80].

На объектах РГ в России нашли широкое применение ГУ зарубежных заводов-изготовителей, которые, по сравнению с отечественными, имеют высокое качество, лучшие показатели надежности (коэффициент готовности; среднее время между вынужденными отключениями) и эффективности (КПД; коэффициент использования теплоты топлива), больший ресурс, межремонтный период (до 1-го капитального ремонта и между последующими), а также время наработки между периодическим техническим обслуживанием. Собственники объектов РГ отмечают высокую культуру производства ГУ, организации сервисного обслуживания в гарантийный и послегарантийный период, сроки поставки запасных частей, а также качество обучения персонала [81–83].

По статистическим данным из российских и международных источников, надёжность ГУ объектов РГ достаточно высокая. Крупноблочное паросиловое и газотурбинное оборудование отключается в 5–8 раз реже и простаивает на 2–7 % меньше, что обусловлено конструкцией ГУ, удалённостью от центров нагрузки, оснащённостью современными устройствами РЗА, высокой квалификацией эксплуатационного персонала, равномерным графиком нагрузки и др. При этом ГУ объектов РГ отключаются чаще, но на непродолжительное время, что связано с частыми внешними возмущениями, неправильной работой устройств РЗА, мелкими неисправностями и др. Коэффициент готовности ГУ объектов РГ, включая ВИЭ, является достаточно высоким 93,5–98,2 % [84].

Однако, к проблемным вопросам интеграции и функционирования объектов РГ в составе энергосистем (энергорайонов) в России следует отнести:

- механические повреждения ГУ при многофазных КЗ в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения;
- механические повреждения ГУ в результате НАПВ на единственной ЛЭП связи энергорайона с энергосистемой в ремонтной схеме;
- нарушения динамической устойчивости ГУ (ГПУ; ГТУ со свободными силовыми турбинами) при многофазных КЗ;

- неселективные отключения ГУ при кратковременных отклонениях напряжения (ниже 90 % и выше 110 % от $U_{ном}$) или частоты (более, чем на 1,0–1,5 Гц), вызванные переходными процессами в сети, при отсутствии угрозы их механического или термического повреждения;
- отключения ГУ при набросах нагрузки в размере 20–30 % $P_{ном}$ без возникновения их перегрузки;
- отключения ГУ при одномоментных значительных сбросах нагрузки в результате выделения объекта РГ в островной (автономный) режим;
- отключения ГУ при нормальных коммутациях в сети без понижения напряжения, но со скачком фазы напряжения на шинах ГУ $\geq 10^\circ$;
- невозможность всережимного регулирования частоты вращения ГУ: при параллельной работе с сетью и в островном (автономном) режиме;
- невозможность длительной работы в островном (автономном) режиме из-за наличия ограничений по технологическому минимуму нагрузки ГУ;
- сложности с обеспечением селективной ликвидации КЗ в островном (автономном) режиме объекта РГ с ГУ, подключаемые через тиристорные (транзисторные) преобразователи частоты (ТПЧ);
- повышенный износ регулирующих клапанов при отсутствии зоны нечувствительности в АРЧВ ГТУ;
- жесткие ограничения на $\sum P_{ад}$ в условиях прямых пусков от ГУ объектов РГ в островном (автономном) режиме [12, 85].

Кроме того, на современных промышленных предприятиях применяются технологические линии зарубежных заводов-изготовителей, которые не рассчитаны на характеристики провалов и прерываний напряжения, а также другие отклонения параметров режима, допустимые в отечественных распределительных сетях и сетях внутреннего электроснабжения энергорайонов, что приводит к их отключениям, вызывая значительные ущербы [86–92].

Нормирование показателей качества электроэнергии (ПКЭ) на границе балансовой принадлежности между электросетевой компанией и потребителем производится во всех режимах работы распределительных сетей, за исключением содержащих режимные отклонения, связанные со случайными событиями, например, провалы напряжения (< 90 % номинального (согласованного) фазного напряжения хотя бы в одной фазе), прерывания напряжения (< 5 % номинального (согласованного) фазного напряжения во всех фазах), перенапряжения и импульсные напряжения (коммутационные и атмосферные) [93].

Исходя из определений вышеуказанных понятий, циклы короткое замыкание (КЗ) – автоматическое повторное включение (АПВ), автоматиче-

ский ввод резерва (АВР) и связанные с ними самозапуски двигательной нагрузки, составляющие подавляющее большинство случаев кратковременного снижения напряжения в сетях внешнего электроснабжения потребителей электроэнергии, относятся к провалам или прерываниям напряжения [94–96].

Ввиду отсутствия регламентированных значений провалов/прерываний напряжения в НТД их характеристики не устанавливаются в договорах между потребителями и электросетевыми компаниями. Так как юридической ответственности у электросетевых компаний при этом не возникает, то организационные и технические мероприятия ими не планируются и не реализуются, поэтому потребителям получить компенсацию своих убытков не представляется возможным. При этом остаются не реализованными разработанные принципы и подходы к организации взаимоотношений субъектов электроэнергетики и потребителей в части управления надёжностью электроснабжения [97–100].

Основной причиной возникновения провалов/прерываний напряжения в сетях 110–220 кВ являются однофазные КЗ на ВЛ, составляющие 70 % от общего числа, при этом двухфазные и трехфазные КЗ составляют 20 % и 10 % соответственно. Для кабельных сетей 6–10 кВ преобладающими являются однофазные замыкания на землю. Характерными (средними) для распределительных сетей России являются провалы напряжения глубиной 35–99 %, длительностью 1,5–3 с и параметрами потока 10–30 провалов (и более) в год [101].

В сложившихся условиях обеспечить надежное функционирование ГУ объектов РГ и надежное электроснабжение потребителей, особенно промышленных, без выделения энергорайонов в островной режим работы по параметрам режима, в случае возникновения аварий в энергосистеме, в большинстве схемно-режимных ситуаций, не представляется возможным.

Важно отметить, что зарубежные заводы-изготовители для защиты ГУ от резких изменений параметров режима оснащают их устройствами РЗА с такими алгоритмами работы и параметрами настройки (уставками), которые препятствуют нормальному функционированию ГУ, вызывая их частые отключения. Причины отключений ГУ связаны с тенденциями к повышению их экономичности и эффективности, основанные на том, что времена ликвидации аварийных возмущений снижаются, за счет применения цифровых устройств РЗ, а скорости восстановления параметров режима возрастают. Уставки устройств РЗ ГУ оказываются не согласованными с уставками устройств РЗ электросетевых элементов, что приводит к отключению ГУ, однако они не подлежат изменению в течение всего гарантийного срока эксплуатации [102–108].

Неселективные отключения ГУ объектов РГ, как правило, приводят к нарушению электроснабжения потребителей, набросам нагрузки на электросетевое оборудование (ЛЭП, силовые трансформаторы) в прилегающей сети, вызывая его перегрузки [109–111]. В данных условиях предотвратить излишние отключения ГУ без применения дополнительных устройств, обеспечивающих расширение области допустимых режимов ГУ практически невозможно.

В распределительных сетях и сетях внутреннего электроснабжения энергорайонов исторически находятся в эксплуатации устройства автоматики энергосистем, предназначенные для предотвращения возникновения и развития аварий, а также ускорения процессов восстановления нормального режима. Данные устройства, как правило, не имеют технических возможностей для распознавания режимных областей и адаптации алгоритмов работы к условиям текущего режима, т. к. алгоритмы их работы и параметры настройки не учитывают наличие ГУ объектов РГ [112]. Следовательно, предотвращение их отказов, а также излишних и ложных срабатываний в новых схемно-режимных условиях является важной задачей, требующей разработки усовершенствованных алгоритмов и новых схемных решений, обладающих адаптивными свойствами.

Исторически управление нормальными режимами в распределительных сетях реализовывалось на принципах визуального распознавания параметров и ручного управления ими, а также посредством применения средств режимной автоматики. Управление аварийными режимами в указанных сетях осуществлялось за счет применения устройств РЗ, сетевой автоматики, например, АПВ, АВР, и локальных устройств противоаварийной автоматики (ПА), например, АЧР, АОСН, АОПО и др. [113–117]. Технические характеристики используемых систем и устройств (алгоритмы работы; параметры настройки) были согласованы между собой, что позволяло применять устройства РЗ, реализующие функции ближнего и дальнего резервирования и массово внедрять сравнительно простые устройства РЗ относительной селективности [118–122].

В современных условиях при интеграции сотен, а порой и тысяч, объектов РГ, в том числе объектов ВИЭ, в сети невозможно эффективно управлять режимами посредством использования существующей иерархической системы диспетчерского управления, оснащенной средствами автоматизированного управления. Объем информации, подлежащей анализу, становится для диспетчеров разных уровней избыточным, что не позволяет им оперативно принимать корректные решения для управления режимами сети в реальном масштабе времени [123–126]. Для свободной интеграции объектов микрогенерации в сети низкого напряжения, которые

могут включаться и отключаться в любой момент времени, требуется применение автоматических устройств, реализующих технологию plug-and-play [127–129].

Объединение большого количества объектов управления в одну систему имеет свои преимущества и недостатки, с точки зрения обеспечения надежности. Свободное взаимодействие участников рынка электроэнергии может привести к ограничению строительства новых и реконструкции находящихся в эксплуатации межсистемных и транзитных ЛЭП, а также генерирующих мощностей на традиционных электростанциях, обеспечивающих необходимую величину резервов мощности [130–132]. Это, в свою очередь, может содействовать снижению показателей балансовой, структурной, режимной надежности, и, в конечном счете, надежности электроснабжения потребителей [133–136].

Для обеспечения нормируемых показателей надежности необходимо, помимо непосредственной интеграции объектов РГ, решать и другие важные технические вопросы: согласования и селективности функционирования устройств РЗ, качества электроэнергии, контроля пропускной способности ЛЭП и ограничения перегрузок, балансирования энергосистемы (энергорайона в островном режиме), восстановления системы после ликвидации аварийных возмущений, синхронизации энергорайонов с энергосистемой, минимизации потерь электроэнергии и др. Так как большинство функций должно выполняться в автоматическом режиме, то система управления должна быть адаптивной, ориентированной на структуру сети, учитывать технические характеристики и ограничения ГУ объектов РГ, НЭЭ, управляемой нагрузки и др. [137–149].

В состав современных распределительных сетей входят энергорайоны, разбивающиеся на энергокластеры, включающие промышленных потребителей, городские микрорайоны, интеллектуальные здания, загородные поселки, электромобили и др., обладающие возможностями гибкой реконфигурации, введения резервов, повторного включения для обеспечения надежности электроснабжения потребителей при повреждениях отдельных элементов [150–155]. Появление большого количества участников рынка, связей между энергокластерами, объектов РГ и микрогенерации, а также средств автоматизации с элементами интеллектуального управления увеличивает объем информации, подлежащей обработке системой управления режимами, ведет к усложнению задач краткосрочного и оперативного планирования режимов и диктует необходимость перехода к полностью автоматическим процедурам [156–162].

Одной из важных особенностей энергорайонов и энергокластеров является возможность функционирования в островном (автономном) режиме,

что требует реализации дополнительных функций, обеспечивающих контроль конфигурации сети, мониторинг горячего резерва, координацию алгоритмов работы и параметров настройки устройств РЗА, надежное выделение в островной режим, автоматическую синхронизацию с энергосистемой и др., которые должны быть заложены в системе управления [163–168].

В указанных условиях обмен информацией, формирование и реализация УВ в системе управления режимами должны производиться в реальном масштабе времени (в темпе протекания физических процессов) в энергосистеме (энергорайоне). Иерархическая структура системы управления с множеством уровней и подуровней требует наличия надежной и быстродействующей системы коммуникаций, обладающей большой пропускной способностью каналов связи и высокой производительностью вычислительных средств. Развитие информационных технологий и цифровой обработки сигналов позволили использовать различные среды для передачи данных: оптоволоконные кабели, широкополосный радиодоступ, системы коммуникаций по ЛЭП и др. [169–173].

Применение модульной структуры программно-аппаратных комплексов (ПАК) для решения задач управления режимами может позволить легко расширять и масштабировать систему управления. Данный принцип построения и использование современных протоколов передачи данных (например, МЭК 61850) содействует как обеспечению надежности, ремонтпригодности и простоте модернизации, так и легкой переконфигурации системы под изменяющуюся структуру электрической сети. В ПАК помимо использования быстродействующих алгоритмов цифровой обработки сигналов токов и напряжений, а также технологических алгоритмов необходимо обеспечивать требуемый уровень программного и аппаратного резервирования. Не менее важными остаются вопросы киберзащитности информационной сети, предотвращения возможностей искажения управляющей информации и сохранности данных [174–178].

Высокая стоимость создания интеллектуальных систем управления режимами должна компенсироваться за счет повышения надёжности электроснабжения, эффективности взаимодействия между участниками рынка электроэнергии, а также расширения потенциальных возможностей [179–181].

Создание систем и сервисов интеллектуальной энергетики предусмотрено «дорожной картой» Национальной технологической инициативы «ЭнерджиНет» и национальным проектом «Интеллектуальная энергетическая система России». В документах определена последовательность шагов по поэтапному переходу ЕЭС России к структуре «энергосистемы будущего» за счет массовой интеграции объектов РГ, микрогенерации и объ-

ектов ВИЭ, систем накопления энергии, активных потребителей, управляемых устройств с элементами силовой электроники, интегрируемых в Smart Grids. Однако, действующие НТД и применяемые технологии проектирования не поддерживают указанные технические решения. Требуется разработка новых методических основ для проектирования сетей внутреннего электроснабжения энергорайонов с объектами РГ (Smart Grids) и систем автоматического управления режимами [182].

Значителен вклад экспертов CIGRE и IEEE в решение всего спектра вопросов от интеграции до обеспечения надёжного функционирования ГУ объектов РГ, однако прямое использование международного опыта в условиях ЕЭС России невозможно, учитывая её уникальность и исторические особенности:

- сохранение параллельной работы ЕЭС с минимизацией возможности выделения отдельных частей в островной (автономный) режим;
- многолетнее строительство крупных электростанций с энергоблоками единичной мощностью в сотни МВт (АЭС, ГРЭС и ГЭС);
- наличие ЛЭП высокого, сверхвысокого и ультравысокого напряжения для передачи больших мощностей на дальние расстояния;
- минимальное сетевое резервирование и высокий технический износ электросетевого оборудования, особенно распределительных сетей;
- низкий уровень автоматизации распределительных сетей при значительных протяжённостях сетей и отдельных присоединений 0,4–20 кВ;
- применение в распределительных сетях устройств ПА;
- выбор принципов построения систем РЗ (ближнее и дальнее резервирование; применение защит относительной селективности);
- необходимость обеспечения надёжного электроснабжения особо ответственных потребителей в островном (автономном) режиме;
- широкая сеть котельных (муниципальных и производственных), используемых для теплоснабжения промышленных и бытовых потребителей, пригодных к преобразованию в мини-ТЭЦ с когенерационными установками;
- достаточная механическая прочность отечественных ГУ к воздействиям многофазных КЗ и НАПВ в сетях внешнего электроснабжения;
- достаточная термическая стойкость отечественных генераторов к воздействию токов КЗ для обеспечения селективной работы устройств РЗ в сети;
- применение на электростанциях однофазных паротурбинных ГУ с большими значениями T_j , сформировавших эквивалентную постоянную инерции ЕЭС России $T_j \approx 10$ с.

Следовательно, при интеграции объектов РГ необходим учет особенностей отечественных распределительных сетей, применяемых устройств РЗ и ПА, принципов резервирования защит, современных ГУ, а также характеристик и параметров нагрузки [183–185].

Анализ проблемных технических вопросов интеграции объектов РГ, управления нормальными и аварийными режимами распределительных сетей и сетей внутреннего электроснабжения энергорайонов позволил выявить проблемные аспекты, требующие решения с учетом особенностей ЭЭС России.

1.2. Особенности электрических режимов и измерений их параметров в энергорайонах с современными ГУ объектов РГ

Особенности электрических режимов наиболее ярко проявляются в островном (автономном) режиме работы энергорайона, т. к. аварийные процессы в этом случае протекают тяжелее для потребителей, чем в сети общего назначения, особенно при возникновении аварийных дефицитов мощности.

Внезапное отключение одной ГУ, группы или целой электростанции в большой ЭЭС не может вызвать значительных дефицитов мощности и привести к нарушению электроснабжения потребителей, а в островном режиме – это реально. В зависимости от схемно-режимных условий выделения энергорайона баланс генерации и потребления в нем может изменяться от избытка генерации, что потребуются отключения ГУ, до дефицита, приближающегося к 100 %.

Выделим основные особенности режимов энергорайонов с объектами РГ:

- переходные процессы протекают значительно быстрее, особенно в островном (автономном) режиме работы, что обусловлено меньшими в 3–10 раз значениями T ГУ;
- низкая скорость набора нагрузки ГУ с приводом от ДВС приводит к значительным отклонениям параметров режима при внешних возмущениях и в результате набросов/сбросов нагрузки;
- динамическая устойчивость ГТУ со свободной силовой турбиной и ГПУ при многофазных КЗ нормативной длительности не сохраняется, что может приводить к вторичным нарушениям устойчивости других ГУ и нагрузки;

- параметры переходных процессов существенно зависят от характеристик и параметров нагрузки, вследствие сопоставимых суммарных мощностей ГУ и нагрузки, а также малых взаимных сопротивлений;
- реверсивные потоки мощности, возникающие в зависимости от режимов генерации и потребления в конкретных узлах нагрузки;
- воздействия случайных мешающих факторов, обусловленных наличием нелинейной и быстроизменяющейся нагрузки, применением оборудования с элементами силовой электроники (устройства плавного пуска; частотно-регулируемый привод; источники бесперебойного питания и др.);
- значительные отклонения ПКЭ от нормируемых значений и кратковременные колебания параметров режима в широком динамическом диапазоне, обусловленные нестационарной (стохастической) выработкой электроэнергии объектами ВИЭ [186].

Рассмотрим примеры расчетов переходных процессов, возникающих при дефицитах мощности в энергорайоне с горнодобывающим предприятием, с варьированием видами и типами ГУ. Потребление энергорайона без учета собственных нужд объекта РГ и потерь в сетях – 8,9 МВт, нормальное напряжение на 2-х секциях шин ПС – 6,6 кВ. Электроприемники на 90 % состоят из асинхронных двигателей (АД) 0,4–6 кВ, остальная нагрузка – статическая, суммарная располагаемая мощность ГУ в доаварийных режимах – 12 МВт. Энергорайон оснащен в соответствии с требованиями [187] устройствами АЧР, к АЧР-1 подключены электроприемники с суммарным потреблением 4,6 МВт, уставки АЧР-1 – от 48,8 до 46,4 Гц через 0,2 Гц, 13 ступеней, выдержки времени – 0,3 с, время реализации УВ АЧР-1 – 0,1 с. На графиках: f – частота, Гц, U – напряжение на шинах ПС, кВ, $\sum P_{\text{ГУ}}$ – суммарная нагрузка работающих ГУ, МВт.

1.2.1. Отключение части ГУ без КЗ в сети энергорайона

1. *Объект РГ с двумя турбогенераторами (ТГ) единичной мощностью 6 МВт, нагрузка распределена поровну (по 5,3 МВт).*

Отключение одного ТГ создает начальный дефицит мощности – 50 %. Основная часть переходного процесса показана на рис. 1.1а, в котором $f_{\min} = 48,0$ Гц, срабатывания АЧР-1: 4 ступени, в объеме 1,5 МВт, что равно 17 % от исходного объема электропотребления. Этот переходный процесс далее используется в качестве базового, для проведения сравнения. Если вместо ТГ применить ГПУ с ДВС, то процессы, вызываемые аварийными

дефицитами мощности, проходят со значительными отличиями, что обусловлено двумя факторами:

– ГПУ с ДВС характеризуются меньшими значениями механической постоянной инерции генераторов: $T_j \approx 1\text{--}2$ с, при этом у ТГ $T_j \approx 6\text{--}9$ с;

– у ДВС скорость снижения мощности в переходном процессе примерно такая же, как у газо- и паротурбинных ГУ, а скорость увеличения мощности существенно меньше, что обусловлено инерционностью турбонаддува – системы, управляющей подачей воздуха в ДВС.

Оценить влияние каждого из факторов возможно, если в расчетной схеме заменить значения параметров ТГ на ДВС, результаты приведены в табл. 1.1.

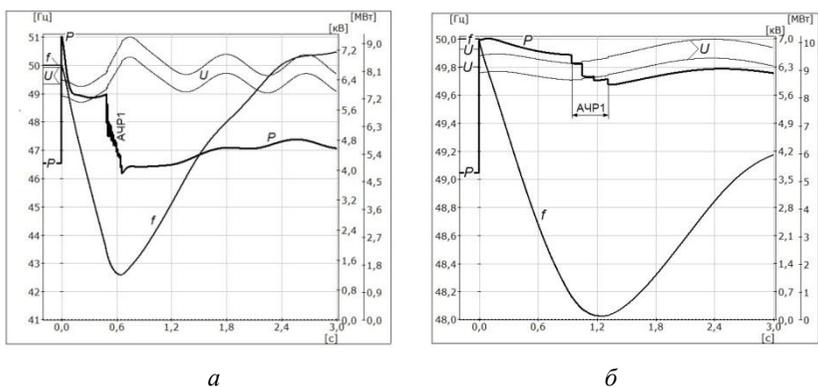


Рис. 1.1. Переходные процессы: а – с отключением одного ТГ из двух; б – с отключение трех ГПУ из шести

Таблица 1.1

Параметры переходных процессов с отключением ТГ и ДВС

Изменения в параметрах ТГ	Срабатывания АЧР-1		f_{\min} , Гц
	число ступеней	отключена нагрузка, %	
Нет	4	17	48,0
Механическая инерция как у ДВС	10	39	46,5
Реакция на наброс нагрузки как у ДВС	10	39	46,8

2. Объект РГ с шестью газопоршневыми установками (ГПУ) единичной мощностью 2 МВт, нагрузка распределена поровну (по 1,77 МВт).

Отключение одной секции объекта РГ выводит из работы три ГПУ, создавая начальный дефицит мощности – 50 %, но в этом процессе (рис. 1.1б; см. табл. 1.2) $f_{\min} = 42,6$ Гц, АЧР-1: 13 ступеней, 4,6 МВт = 52 % от исходного электропотребления. В этом случае частота снижается быстрее, чем в процессе на рис. 1.1а, что приводит к избыточному срабатыванию части ступеней АЧР-1.

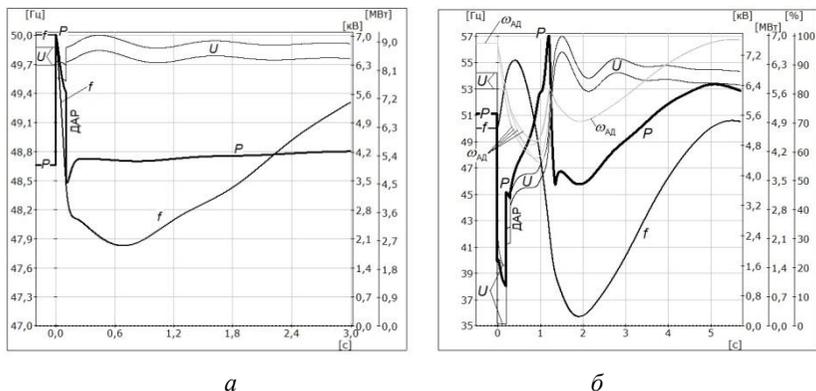


Рис. 1.2. Переходные процессы: а – с отключением трех ГПУ из шести, работает ДАР; б – с отключением трех ГПУ из шести при трехфазном КЗ, работает ДАР

В случаях, когда снижения частоты для ГПУ оказываются недопустимыми по причине срабатывания электрических или технологических защит, действующих на их отключение, целесообразно ускорять разгрузку энергорайона, посредством реализации УВ на ОН, при возникновении аварийного дефицита мощности. Необходимость в этом возникает в случаях, если при срабатывании АЧР-1 снижение частоты выходит за границу, допустимую по условиям сохранения непрерывных технологических процессов у потребителей.

Таблица 1.2

Параметры переходных процессов при действии АЧР-1 и ДАР

Рис.	Номинальные мощности ГУ, МВт		Способ разгрузки и ее величина, % к исходной		f_{\min} , Гц
	перед аварией	отключены от сети	АЧР-1	ДАР	
1.1а	ТГ 2×6 МВт	ТГ 1×6 МВт	17 %	–	48,0
1.1б	ГПУ 6×2 МВт	ГПУ 3×2 МВт	52 %	–	42,6
1.2а			–	52 %	47,8

Реализация УВ на ОН с большим быстродействием, чем АЧР-1, в энергосистеме сопряжено с техническими трудностями передачи УВ, однако в рассматриваемых энергорайонах это вполне реально. Такая дополнительная автоматическая разгрузка (ДАР) должна срабатывать по факту выдачи команды на отключение ГУ или ЛЭП связи энергорайона с энергосистемой. Принимая $t_{\text{ДАР}} = 0,1$ с получаем более благоприятный переходный процесс для ГПУ и электроприемников (рис. 1.2а).

3. Объект РГ с четырьмя ГПУ единичной мощностью 2 МВт и двумя ветроэнергетическими установками (ВЭУ) по 2 МВт, условно принято, что нагрузка распределена поровну (по 1,77 МВт).

Принципиальное отличие ВЭУ заключается в том, что они подключены к сети энергорайона через инверторные преобразователи, посредством которых осуществляется регулирование U, f, P, Q . Управление последними осуществляется настолько быстро, что в масштабе электромеханических переходных процессов режимы их работы рассматриваются как установившиеся.

Первая особенность ВЭУ, как и фотоэлектрических установок (ФЭУ) СЭС, заключается в применении на них систем управления инверторными преобразователями, реализующими частотоведомое регулирование, обеспечивая генерацию активной мощности при текущем значении частоты. При работе в составе энергосистемы, когда частота в ней практически не зависит от работы данной ВЭУ, это вполне допустимо. В островном режиме энергорайона с ВЭУ переходные процессы с дефицитом мощности проходят значительно тяжелее.

Вторая особенность ВЭУ, как и ФЭУ СЭС, заключается в невозможности выдачи ими тока значительно большего $I_{\text{ном}}$, что обусловлено малой тепловой инерцией инверторных преобразователей. Ограничение по току во всех режимах работы составляет, как правило, $\approx 1,2\text{--}1,4 I_{\text{ном}}$. При пониженных напряжениях в энергорайоне возможность форсировки выдаваемой Q у ВЭУ и СЭС сильно ограничена и возможно только за счет разгрузки по P .

На рис. 1.3а,б и в табл. 1.3 проиллюстрированы переходные процессы, вызванные отключением одной секции шин ПС с тремя ГПУ. В работе остаются ГУ суммарной мощностью 6 МВт, но из них одна ГПУ, а две – ВЭУ. В переходном процессе на рис. 1.3а производится полная разгрузка от АЧР-1 (срабатывают 13 ступеней), а на рис. 1.3б, благодаря использованию ДАР, частично.

В островном режиме работы энергорайона (рис. 1.3а,б) в числе анализируемых аварий следует рассматривать такую, в процессе которой будут

отключены все ГПУ ведущие частоту (значительный наброс нагрузки), что приведет к отключению всех ВЭУ. Не следует допускать набросов нагрузки на ГПУ, которых могут вызвать их отключения с полным погашением потребителей.

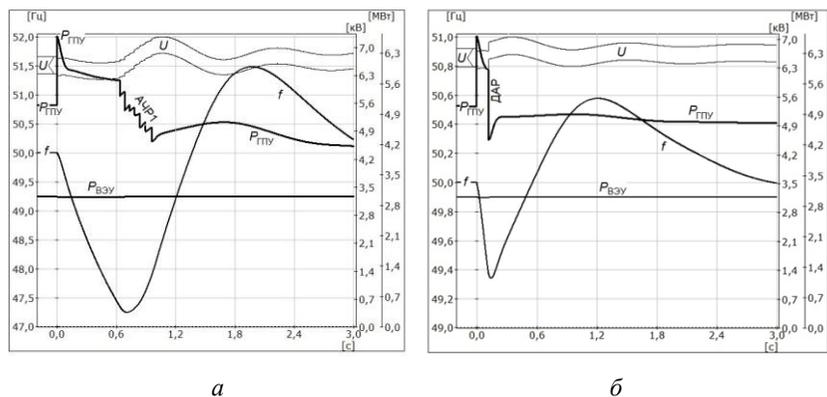


Рис. 1.3. Переходные процессы: *а* – с отключение трех ГПУ, в работе одна ГПУ и две ВЭУ, работает АЧР-1;

б – с отключение трех ГПУ, в работе одна ГПУ и две ВЭУ, работает ДАР

Таблица 1.3

Параметры переходных процессов с дефицитом мощности, в работе ВЭУ

Рис.	Номинальные мощности генераторов, МВт		Способ разгрузки и ее величина, % к исходной		f_{\min} , Гц
	перед аварией	отключены от сети	АЧР-1	ДАР	
1.1а	ТГ 2×6 МВт	ТГ 1×6 МВт	17 %	–	48,0
1.3а	ГПУ 4×2 МВт, ВЭУ 2×2 МВт	ГПУ 3×2 МВт	29 %	–	47,3
1.3б	то же	то же	–	24 %	49,4

Если в островном режиме в работе остаются ГТУ, то принципиально важно, являются ли ГТД одновальными или со свободной силовой турбиной. В первом случае ГТУ при переходных процессах, если и отличаются от ТГ, то в лучшую сторону, так как обладают большими значениями T_j . Во втором – в отношении механических постоянных инерции они близки к ГПУ ($T_j = 1,5-4$ с), однако скорости управления мощностью аналогичны

ТГ, следовательно, вопросы применения быстродействующей разгрузки стоят не так остро [188].

1.2.2. Отключение части генерации при КЗ в энергорайоне

Если отключение части ГУ происходит в результате КЗ, то провал U значительно изменит показанный выше ход переходного процесса. Проведем анализ основных факторов, в зависимости от состава нагрузки и параметров ГУ:

– если в нагрузке преобладают статические электроприемники, у которых $P \sim U^2$, то КЗ выполнит роль разгрузки, снизив на короткое время дефицит мощности, что замедлит процесс снижения f , повысив эффективность АЧР-1;

– если в нагрузке преобладают электродвигатели переменного тока, которые при провалах U отключаются, то это приведет к непреднамеренной разгрузке и существенно облегчит процесс восстановления напряжения;

– если в нагрузке преобладают электродвигатели переменного тока, которые не отключаются при провалах U (ответственные АД и СД 6–10 кВ), то их групповые самозапуски при значительном количестве достаточно проблемны. При невозможности самозапусков тормозящиеся электродвигатели спровоцируют лавину напряжения, что вызовет значительный сброс нагрузки и повышение f в энергорайоне, однако электроснабжение потребителей будет нарушено;

– если ГУ оснащены защитами от понижения U , уставки которых отстроены от КЗ длительностью 0,15 с, а время ликвидации и восстановления U будет больше, то аварийный процесс будет усугублен отключением других ГУ.

Совместное влияние указанных факторов и особенностей ГУ создает большое многообразие переходных процессов, которые требуют проведения расчетного анализа возможных сценариев при проектировании [189–191].

Переходные процессы, вызванные КЗ и дефицитом мощности, приведены на рис. 1.4а,б. При отключении одного ТГ в результате трехфазного КЗ в сети 6 кВ длительностью 0,2 с (рис. 1.4а и табл. 1.4) U понижены более чем вдвое, электродвигатели тормозятся (показаны $\omega_{\text{АД}}$ для 4-х АД), но по мере повышения U при форсировке возбуждения ГУ и срабатывания АЧР-1 начинаются их самозапуски, которые заканчиваются при $t \approx 4$ и 5 с.

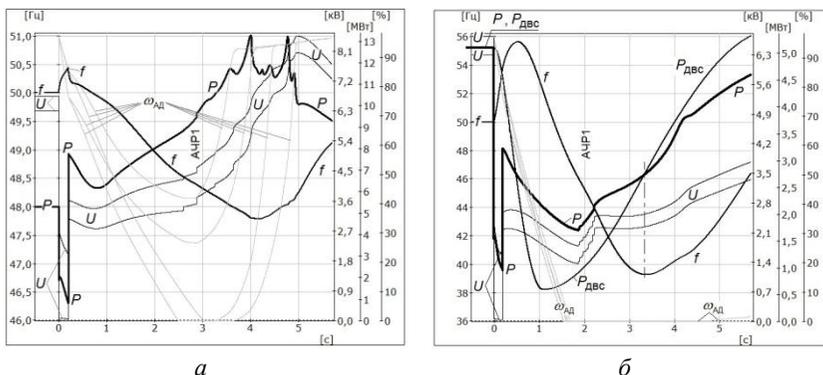


Рис. 1.4. Переходные процессы: *а* – с отключением одного ТГ из двух при трехфазном КЗ, работает АЧР-1; *б* – с отключение трех ГПУ из шести при трехфазном КЗ, работает АЧР-1

В аналогичном переходном процессе с отключением 3-х ГПУ в результате трехфазного КЗ в сети 6 кВ длительностью 0,2 с (рис. 1.4*б* и табл. 1.4) отклонения частоты гораздо большие из-за меньших моментов инерции ГПУ и меньшей скорости набора нагрузки ДВС. На рис. 1.4*б* кроме суммарной мощности ГУ – P , показана суммарная мощность ДВС ($P_{\text{двс}}$) и отмечен момент времени, когда $P = P_{\text{двс}}$. При глубоком снижении напряжения все АД останавливаются, однако после разгрузки, по мере нарастания мощности $P_{\text{двс}}$, частоты и напряжения, скорости некоторых АД начинают возрастать, но настолько медленно, что вероятность отключений ГПУ и АД велика. Переходный процесс при замене АЧР-1 на ДАР ($t_{\text{дар}} = 0,1$ с) значительно более благоприятный (рис. 1.2*б* и табл. 1.4). В нем кроме минимума скоростей вращения АД при $t \approx 1$ с имеется второй минимум при $t \approx 2$ с, общий для всех $\omega_{\text{АД}}(t)$ и обусловленный глубоким снижением частоты. ДАР ограничивает снижение U в сети и обеспечивает достаточно быстрый самозапуск всех АД, что доказывает ее эффективность. Однако амплитуда колебаний частоты при этом увеличивается, хотя и уменьшается время работы ГПУ с пониженной частотой (время работы с частотой 44 Гц в переходном процессе на рис. 1.4*б* – ≈ 3 с, а на рис. 1.2*б* – 2,4 с).

Анализируемые переходные процессы приводят к существенно более неблагоприятным послеаварийным режимам, чем больше длительность КЗ, что требует принятия мер по замене устройств РЗ и коммутационных аппаратов, с целью сокращения времени ликвидации КЗ [192, 193].

Таблица 1.4

*Параметры переходных процессов
при отключении ГУ в результате КЗ*

Рис.	Номинальные мощности ГУ, МВт		Способ разгрузки и ее величина, % к исходной		f_{\max} , Гц	f_{\min} , Гц
	перед аварией	отключены от сети	АЧР-1	ДАР		
1.4а	ТГ 2×6 МВт	ТГ 1×6 МВт	21 %	–	50,4	47,8
1.4б	ГПУ 6×2 МВт	ГПУ 3×2 МВт	52 %	–	55,6	39,3
1.2б	то же	то же	–	52 %	55,2	35,7

1.2.3. Особенности измерений параметров режимов

В большинстве существующих вариантов цифровой обработки сигналов токов и напряжений при анализе электрических режимов ЭЭС (энергорайонов) используют вычислительные соотношения, исходя из синусоидальной модели сигнала промышленной частоты. Для этого применяются дискретное преобразование Фурье (ДПФ), метод наименьших квадратов, фильтрация Калмана и ряд других алгоритмов [194–197].

Особенности электрических режимов в энергорайонах с объектами РГ следует учитывать при измерении параметров режима. Поэтому значения частоты, напряжения и тока, используемые в автоматике управления режимами, можно рассматривать как случайные величины [198]. В данных условиях целесообразен синтез алгоритмов цифровой обработки сигналов, позволяющих реализовать одновременные измерения величин сразу нескольких параметров режима в энергорайоне, что ранее в электротехнической практике не использовалось. Кроме того, эффективно применение статистических методов оценки параметров сигналов на фоне помех и шумов [199], обеспечивающих получение точных результатов за счет применения специальных стохастических процедур.

Требуется разработка быстродействующих методов измерений параметров режима при достаточной их точности для использования в измерительных органах автоматики управления режимами энергорайонов с объектами РГ.

1.3. Совершенствование принципов построения делительной автоматики энергорайонов с объектами РГ

Известным решением по делительной автоматике (ДА), предназначенной для предотвращения полного останова тепловых электростанций при недопустимом снижении частоты в энергосистеме, действующей на выделение электростанции или отдельных генераторов на питание собственных нужд и/или изолированный район, является частотная делительная автоматика (ЧДА). Это обосновано тем, что понижения частоты приводят к снижению производительности насосов в системе собственных нужд электростанции, опасному понижению генерируемой мощности и аварийному отключению паровых котлов при частоте ≈ 45 Гц. У крупных ТГ глубокое и длительное общесистемное снижение частоты может привести к резонансным явлениям в лопатках турбин, накоплению усталостных напряжений и вероятности их разрушения. Устройства ЧДА должны устанавливаться на всех тепловых электростанциях установленной мощностью 25 МВт и выше, за исключением тех, на которых применение устройств ЧДА невозможно по условиям функционирования. Такая автоматика, как правило, имеет две ступени и срабатывает при снижении частоты в энергосистеме до 46–47,5 Гц с разными выдержками времени [200]. На объекты РГ мощностью до 25 МВт данное требование не распространяется и, следовательно, ЧДА для них не проектируется и не вводится.

В АО «Институт «Энергосетьпроект» разработаны технические решения, обеспечивающие возможности пуска ДА не по частоте, значительные снижения которой в мегаполисах маловероятны, а по напряжению, вероятность чего значительно выше. Указанные режимы, как правило, связаны с перегрузками электросетевых элементов (ЛЭП; силовых трансформаторов) и их отключением устройствами РЗ, что приводит к невозможности выдачи мощности от электростанций в энергосистему и резкому утяжелению процесса аварии. В таких условиях эффективность делительной автоматики по напряжению (ДАН) значительно выше [201]. Необходимость выполнения ДАН в настоящее время не регламентирована НТД, но ее применение оправдано, если:

- результаты расчетов режимов выявят возможные аварии, сопровождающиеся возникновением лавины напряжения;
- объем отключений электроприемников при срабатывании ДАН меньше, чем при такой же аварии, но без применения ДАН;

– быстрое действие ДАН при таких авариях будет достаточным для сохранения устойчивой работы особо ответственных потребителей в выделяемом на островной режим районе.

Обеспечение необходимого быстрого действия ДАН вызывает значительные трудности, так как ДАН должна быть отстроена от кратковременных провалов напряжения при КЗ, НАПВ и др. С другой стороны, лавина напряжения в узлах нагрузки может развиваться достаточно быстро, поэтому для определения оптимальных уставок пусковых органов ДАН и области ее эффективного применения, требуется проведение детального анализа процессов в нагрузках.

С целью ускорения срабатывания ДА при провалах напряжения в случаях близких КЗ в сети внешнего электроснабжения энергорайонов, не допуская при этом срабатываний при КЗ внутри энергорайона, имеются разработки по применению пусковых органов, действующих в случае резкого увеличения суммарного потока реактивной мощности от энергорайона в направлении сети внешнего электроснабжения [202].

Известен способ, предусматривающий определение в нормальном режиме сечений сети для деления, из числа технологически возможных, при возникновении аварийного возмущения. «При этом для деления сети на части большой и малой мощности используют два постоянных сечения. Первое для нормальных режимов с выдачей мощности частью сети малой мощности, второе с потреблением. В нормальном режиме с выдачей мощности частью сети малой мощности один или несколько генераторов загружают до величины выдаваемой мощности по первому сечению. По факту внезапного глубокого снижения напряжения с опережением отключения КЗ отключают выключатели первого сечения и генераторов части сети малой мощности, загруженных до величины выдаваемой мощности по первому сечению. В нормальном режиме потребления мощности частью сети малой мощности, загружают ее генераторы до нулевого перетока активной мощности по второму сечению. По факту внезапного глубокого снижения напряжения с опережением отключения КЗ отключают выключатели второго сечения» [203–205].

В целом концепция построения ДА для применения в распределительных сетях или сетях внутреннего электроснабжения энергорайонов с объектами РГ, основывается на возможностях снижения ущербов у потребителей, в случаях возникновения аварий в энергосистеме, ведущих к недопустимому отклонению параметров электрического режима в энергорайоне и, как следствие, нарушению электроснабжения особо ответственных электроприемников [206–208].

Важным фактором, определяющим целесообразность применения ДА, является то, что в нормальном режиме энергорайон может выдавать часть генерируемой мощности в энергосистему и его выделение будет нежелательным или недопустимым по причине нарушения баланса мощности в энергосистеме. Это в свою очередь может усугубить процесс развития аварии в энергосистеме и повлечь за собой большие последствия от нарушений электроснабжения для всех потребителей. Однако, с другой стороны, чем больше вероятность возникновения таких аварий в энергосистеме, которые могут сделать работу особо ответственных или электроприемников и ГУ объектов РГ невозможной без отключения от сети, тем больше аргументов в пользу применения ДА [209–212].

Это означает, что в условиях электроэнергетики России не следует априори исключать из рассмотрения случаи возможного выделения энергорайонов с объектами РГ в островной режим работы, при этом в технико-экономические расчеты для обоснования применения ДА необходимо включать вероятные ущербы распределительных сетевых компаний, а также потребителей электрической энергии [213–217]. Вопросы идентификации островного режима энергорайона в нормальных и аварийных режимах работы сети, организации РЗА, выбора принципов построения систем управления режимами, а также примеры реализации технических решений подробно рассмотрены в [218–225].

Важно отметить, что промышленные предприятия, в основном строящие в России объекты РГ, выбирают такой режим работы ГУ, при котором во всех нормальных режимах выдачи мощности в энергосистему не происходит, а наоборот энергорайон потребляет ее в недостающих для электроснабжения электроприемников объемах. При этом суммарная мощность ГУ объектов РГ выбирается такой, чтобы ГУ работали, при максимальной и минимальной нагрузке в энергорайоне, в базовом режиме с максимальными КПД, КИУМ и минимальными удельными расходами топлива. Следовательно, суммарная мощность ГУ объектов РГ в промышленных энергорайонах составляет 30–65 % от величины максимальной потребляемой энергорайоном мощности [226].

По данным из открытых источников количество успешных выделений электростанций в мире действием ДА составляет $\leq 25\%$, поэтому для обеспечения надежности функционирования ГУ объектов РГ и повышения надежности электроснабжения потребителей необходима разработка новых алгоритмов ДА для энергорайонов, с целью обеспечения их успешных выделений.

Учитывая большое разнообразие возможных схемно-режимных ситуаций в энергорайонах с объектами РГ, необходима разработка нового спо-

соба реализации многопараметрической делительной автоматики (МДА) энергорайонов с объектами РГ для их выделения в островной режим, с целью обеспечения надежного функционирования ГУ и предотвращения нарушения электроснабжения максимально возможного количества электроприемников потребителей. Указанная МДА должна предусматривать наличие набора пусковых органов (частота; напряжение; реактивная мощность и ее направление; положение коммутационных аппаратов), действовать как превентивно по параметрам режима, так и в случае непреднамеренного выделения (в результате КЗ; без КЗ), обладать повышенным быстродействием выделения и реализации УВ на отключение нагрузки, иметь блокирующие алгоритмы, обеспечивать надежное выделение энергорайона с дефицитом активной мощности до 60 %.

1.4. Расширение области допустимых режимов ГУ объектов РГ

Широкое применение на объектах РГ в России получили ГУ зарубежных заводов-изготовителей, которые для защиты от резких изменений параметров режима оснащаются устройствами РЗ с заданными параметрами настройки, что вызывают их частые отключения при внешних возмущениях, не представляющих опасность для ГУ [227, 228]. Неселективные отключения ГУ объектов РГ при кратковременных отклонениях напряжения (частоты) часто приводят к нарушениям электроснабжения промышленных производств и набросам нагрузки на электросетевое оборудование (ЛЭП, силовые трансформаторы) прилегающей сети, вызывая его перегрузки [229, 230].

Важно отметить, что уставки устройств РЗ ГУ по снижению напряжения без контроля токов абсолютно не обоснованы, так как опасность термического повреждения обмоток ГУ наступает только в тех случаях, когда кратность и/или длительность аварийных перегрузок по току статора или ротора превышают допустимые значения [231]. Величины токов определяются заводами-изготовителями, с учетом конструктивных особенностей ГУ, и в первую очередь – класса нагревостойкости (температурный индекс) изоляции обмоток, с привязкой к соответствующим значениям температуры, а также системы охлаждения и охлаждающей среды обмоток статора и ротора. В случае превышения тока статора по величине и длительности устройства РЗ действуют на отключение ГУ от сети, а тока ро-

тора – на снижение тока возбуждения (расфорсировка) до величины, исключающей опасный перегрев обмотки ротора [232].

Рассмотрим пример газопоршневой электростанции с ГПУ с агрегатами с утилизацией тепла мощностью 2430 кВт, находящейся в эксплуатации. В Паспорте ГУ приведены уставки устройств РЗА, действующие на отключение ГУ, если в течение 200 мс во всех трех фазах:

- напряжения выше 110 % или ниже 90 % от номинального;
- частота выше 51,5 Гц или ниже 49 Гц.

Длительность провала напряжения, заданная в размере 200 мс, отвечает требованиям европейский стандартов, где допустимая длительность КЗ составляет не более 150 мс. Характер протекания переходного процесса в значительной мере зависит от состава нагрузки и результирующей устойчивости электродвигателей переменного тока в энергорайоне. Поэтому, фактическая длительность провала напряжения, особенно при трехфазных КЗ, может быть больше, так как напряжение после ликвидации КЗ восстанавливается не сразу. Затормозившиеся в процессе КЗ электродвигатели потребляют повышенные токи, пока не восстановятся нормальные скорости их вращения. Пример увеличения длительности провала напряжения, вызванного КЗ, из-за самозапусков электродвигателей в ближайших узлах нагрузки при сохранении связи с сетью показан на рис. 1.5: глубокое снижение напряжения во время КЗ – 0,18 с; самозапуск АД длится $\approx 2,5$ с. Напряжение восстановилось до 90 % от $U_{\text{ном}}$ через 0,34 с после начала КЗ, что приведет к отключению ГПУ [233].

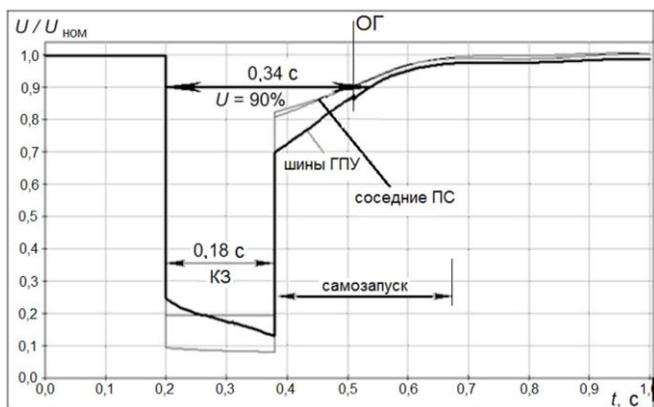


Рис. 1.5. Переходный процесс с увеличением длительности провала напряжения, вызванного КЗ, из-за самозапусков АД в ближайших узлах нагрузки

Опыт проведения расчетов показывает, что длительность самозапуска электродвигателей в ближайших узлах нагрузки после ликвидации трехфазного КЗ приблизительно равна $t_{КЗ}$, если оно короче 0,5–1 с, при большей длительности КЗ самозапуски либо затяжные, либо вообще невозможны [234].

Возмущения в виде больших скачкообразных набросов/сбросов нагрузки, происходящие без КЗ, также могут вызывать отключения ГПУ, что возможно при включении/отключении мощной нагрузки в острвом (автономном) режиме, а также при внезапном отделении энергорайона от энергосистемы. Общая картина ограничений набросов электрической мощности на генератор показана ниже для исходного режима $P_0 = 60\%$ от номинальной мощности. Ограничение величины скачкообразного наброса мощности ΔP_0 , обусловленное конструкцией ГПУ, принято в размере 10% $P_{ном}$. Поэтому мощность, максимально допустимая после наброса, составляет в данном случае не более 70% ; минимально допустимая мощность $P_{мин}$ принята в размере 30% .

Величины изменений мощности $\pm \Delta P$ в расчетах варьировались, и те значения ΔP , которым соответствует срабатывание какой-либо защиты ГПУ, рассматривались как недопустимые. На рис. 1.6. ограничение **A** соответствует условию $P_0 + \Delta P_0 \leq P_{max}$, **B** – условию $P_0 + \Delta P_0 \geq P_{min}$, где $\Delta P_0 < 0$ – сброс нагрузки. Ограничения **1–3** соответствуют срабатываниям устройств РЗ ГПУ: **1** – по U_{min} (при $U < 90\%$), срабатывание защиты по U_{max} не показано, **2** – по f_{min} (при $f < 49$ Гц), **3** – по f_{max} (при $f > 51,5$ Гц). Сохранению ГПУ в работе соответствует область режимов, находящихся между вертикальными линиями **2** и **3**.

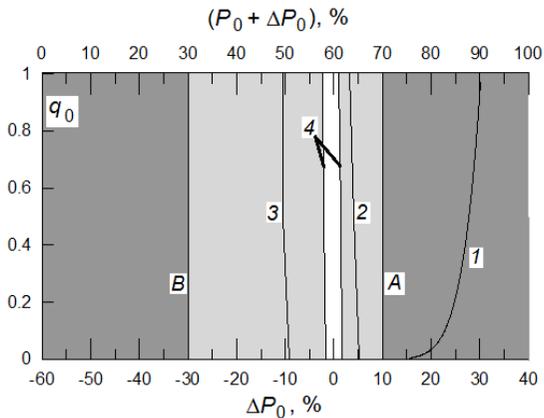


Рис. 1.6. График допустимых набросов/сбросов мощности ГПУ. По оси ординат q_0 – отношение $Q_{ГП}/Q_{сети}$ в исходном режиме

На рис. 1.6 видно, что уставки устройств РЗ ГПУ, обозначенные линиями **2** и **3**, избыточны по сравнению фактически имеющими место конструктивными ограничениями **A** и **B**. Важно отметить, что избыточность ограничений при сбросах мощности меньше, чем при набросах: интервал в значениях ΔP_0 между ограничениями **3** и **B** (в зоне сбросов мощности, когда $\Delta P_0 < 0$) больше, чем между ограничениями **2** и **A** (когда $\Delta P_0 > 0$) [235, 236].

При внезапном отделении энергорайона от энергосистемы, в случае неправильной идентификации режима работы ГПУ (отказ автоматики прекращения алгоритмов АРЧВ), ограничения допустимых режимов работы ГПУ будут соответствовать области с белым фоном, между вертикальными линиями **4**.

С учетом рассмотренных особенностей функционирования ГУ объектов РГ зарубежных заводов-изготовителей в сетях внутреннего электроснабжения энергорайонов и в целях повышения надежности электроснабжения потребителей в различных схемно-режимных условиях требуется разработка нового способа расширения области допустимых режимов ГУ. Для получения указанного результата следует рассмотреть возможность и эффективность применения НЭЭ для предотвращения излишних отключений ГУ при значительных отклонениях параметров режима (частота; напряжение), в том числе при ликвидации внешних КЗ устройствами РЗ (основными; резервными; дальнего резервирования), значительных набросах/сбросах нагрузки.

1.5. Совершенствование алгоритмов устройств сетевой и противоаварийной автоматики

1. В распределительных сетях и сетях внутреннего электроснабжения энергорайонов исторически применяются устройства сетевой (АВР линейный, АВР секционный) и противоаварийной автоматики (АЧР, АОСН, АОПО). При технологическом присоединении ГУ объектов РГ схемно-режимная ситуация в прилегающей сети кардинально меняется. Следовательно, необходимо проводить расчетный анализ корректности выбора алгоритмов работы и параметров настройки находящихся в эксплуатации устройств автоматики. Данные устройства, как правило, не имеют технических возможностей для распознавания режимных областей и адаптации алгоритмов к условиям текущего режима.

Поддержание номинального значения частоты в ЭЭС осуществляется за счет применения систем автоматического регулирования (САР), непре-

равно контролирующих баланс генерируемой и потребляемой активной мощности и реализующих необходимые УВ. В случае аварийных отключений могут возникать общесистемные или локальные дефициты активной мощности. Для предотвращения недопустимого снижения частоты по условиям обеспечения устойчивой работы ГУ и электроприемников потребителей, а также её последующего восстановления применяются устройства АЧР. Действие АЧР должно обеспечивать снижение ущерба от перерыва электроснабжения, а также непрерывность электроснабжения наиболее ответственных потребителей за счет отключения менее ответственных [237].

В соответствии с требованием п.п. 3.3.76, 3.3.79, 3.3.80 [238] автоматическое ограничение снижения частоты должно выполняться с таким расчетом, чтобы при любом возможном дефиците мощности в энергообъединении, энергосистеме, энергоузле, возможность снижения частоты ниже уровня 45 Гц была исключена полностью, время работы с частотой ниже 47 Гц не превышало 20 с, а с частотой ниже 48,5 Гц – 60 с. Общий объем ОН, реализуемый устройствами АЧР, должен быть не менее 60 % максимального прогнозного потребления мощности энергосистемы [239].

В соответствии с п.п. 5.3.4, 5.3.5 [200] уставки по частоте АЧР-1 должны находиться в диапазоне от 46,5 до 48,8 Гц, а специальной очереди АЧР – в диапазоне от 49,0 до 49,2 Гц. Уставки по времени устройств АЧР-1 и специальной очереди АЧР должны находиться в диапазоне от 0,15 до 0,3 с и должны исключать действие АЧР-1 (специальной очереди АЧР) при КЗ в электрической сети.

Устройства дополнительной автоматической разгрузки (ДАР) должны применяться в тех энергосистемах или энергорайонах, где возможны особенно большие местные дефициты мощности, при которых действие устройств АЧР-1 оказывается недостаточно эффективным по значению и скорости разгрузки. Устройства ДАР должны устанавливаться в случае вероятности возникновения аварийного дефицита активной мощности более 45 % и скорости снижения частоты более 1,8 Гц/с, реализуя УВ на ОН без выдержки времени.

По статистическим данным более 50 раз в год различные энергорайоны, находящиеся в зоне централизованного электроснабжения, выделяются в островной режим работы, что требует проверки правильности и эффективности функционирования устройств АЧР по следующим вопросам:

– объем нагрузки, заведенный под действие устройств АЧР, может быть недостаточен для предотвращения недопустимого снижения частоты и обеспечения надежного электроснабжения особо ответственных потребителей;

– скорость снижения частоты в энергорайонах, учитывая малые значения T_j ГУ объектов РГ, увеличивается, поэтому быстродействия традиционных устройств АЧР, как правило, недостаточно, необходимо применение ДАР;

– при возникновении значительного дефицита активной мощности становится вероятным возникновение лавины напряжения, но на функционирование в данных условиях традиционные устройств АЧР не рассчитаны [240–242].

Требуется разработка усовершенствованного алгоритма АЧР, обладающего повышенным быстродействием и позволяющим предотвращать возникновение лавины частоты в островном режиме энергорайона.

2. В промышленных энергорайонах с объектами РГ возможно снижение напряжения до минимально допустимого значения в отдельных узлах нагрузки. Указанные режимы возникают в периоды максимальных нагрузок, а также при выводе в плановое ТОиР ГУ или СКРМ.

Дефицит реактивной мощности в сети внутреннего электроснабжения энергорайона может усугубляться высокой нагрузкой ЛЭП, питающих энергорайон, которая приводит к возрастанию величины потерь реактивной мощности и дальнейшему снижению напряжений в узлах нагрузки. В таких схемно-режимных условиях аварийные отключения ГУ объектов РГ, СКРМ или электросетевого оборудования в сети внешнего электроснабжения могут привести к резкому снижению напряжения ниже аварийно допустимых значений с высокой вероятностью развития лавины напряжения [243–244].

Глубокое снижение напряжения в энергорайоне, как правило, приводит к перегрузке ГУ объектов РГ по току ротора с действием устройств РЗ систем возбуждения на ограничение тока ротора до номинального значения. Поэтому, ввод резерва по реактивной мощности ГУ объектов РГ при снижении напряжения в энергорайоне носит кратковременный характер и ограничен, в соответствии с п. 5.1.23 [245], допустимой 2-х кратной перегрузкой по току ротора длительностью не более 20 секунд, а для ГУ зарубежных заводов-изготовителей еще меньшей величиной кратности и длительности. Поддержание напряжения устройствами АРВ ГУ эффективно, так как последние являются быстродействующими, что позволяет стабилизировать процесс снижения напряжения на начальном этапе развития аварии, препятствуя глубокому снижению напряжения и предотвращая в течение десятков секунд или минут возникновение лавины напряжения в случае большого дефицита мощности.

В отчете по расследованию аварии [246], произошедшей 25.05.2005 г. в южной части Московской энергосистемы, в качестве одной из причин ее

развития указан возникший дефицит реактивной мощности, приведший к снижению напряжений в узлах. В качестве первоочередных мероприятий, направленных на предотвращение подобных аварий, определена необходимость установки АОСН для разгрузки сети при снижении напряжения и перегрузках ЛЭП.

Важно отметить, что с течением времени требования НТД к устройствам АОСН изменялись в сторону их упрощения [200, 238, 247, 248]. Методические рекомендации по принципам размещения, выбору алгоритмов функционирования и параметров настройки АОСН отсутствуют. Поэтому при проектировании АОСН, для исключения излишних ОН, используют следующие подходы:

- пусковым органом, осуществляющим запуск алгоритма АОСН для формирования УВ на ОН является орган напряжения, фиксирующий величину напряжения прямой последовательности в узле нагрузки;
- пуск АОСН происходит, если величина контролируемого напряжения ниже критической¹ для данной нагрузки (с соответствующим запасом);
- время срабатывания АОСН отстроено от устройств РЗ, АВР и АПВ;
- действие АОСН не происходит при прямых пусках электродвигателей и набросах нагрузки, предусмотренных технологическим процессом.

Однако, режимы со снижением напряжения, особенно в промышленных энергорайонах, имеют свои специфические особенности, которые не учтены в алгоритмах находящихся в эксплуатации традиционных устройств АОСН, что приводит к их замедленному срабатыванию, отключению больших объемов нагрузки, но не предотвращает возникновение лавины напряжения.

Требуется разработка усовершенствованного алгоритма АОСН, обладающего повышенным быстродействием, предусматривающим эффективное использование ресурсов по реактивной мощности энергорайона и энергосистемы, посредством реализации превентивных УВ с целью минимизации объемов ОН.

3. При строительстве кабельных линий (КЛ) напряжения 110 кВ в России и за рубежом широко используют трехфазные группы однофазных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ).

В соответствии с [249], для КЛ 110 кВ и выше длиной не менее 0,5 км, как правило, должны применяться кабели со встроенным оптоволоконном для мониторинга температуры нагрева токопроводящей жилы. Отсюда следует, что большинство КЛ 110 кВ должны оснащаться системой мони-

¹ Критическое напряжение – это минимальное напряжение, при котором электроприемники могут продолжать выполнение своих функций.

торинга температуры (СМТ). В [250] отмечается, что кабельные линии 110 кВ могут оснащаться СМТ, но при наличии технико-экономического обоснования.

Важно отметить, что перегрузка КЛ по температуре токопроводящей жилы (ТПЖ) с изоляцией из СПЭ весьма опасна, поскольку перегрев изоляции приводит к ее ускоренному старению. В соответствии с НТД температура ТПЖ КЛ в нормальном режиме не должна быть более 90°C, а при перегрузке – не более 105°C. Суммарная продолжительность работы КЛ в режиме перегрузки – не более 100 ч/год и 1000 ч/срок службы, из чего следует, что фактически перегрузка по температуре для КЛ с изоляцией из СПЭ недопустима.

Температура изоляция КЛ 110 кВ может выйти за предельные значения в следующих случаях, особенно, если они возникают одновременно:

- отключение одной из параллельных цепей КЛ (критерий «N-1»);
- наброс нагрузки при отключении одной или нескольких шунтирующих ЛЭП высших классов напряжения;
- достижение нагрузкой прогнозных значений;
- суточный график нагрузки не имеет резкопеременного характера, а сохраняет заявленный максимум в течение времени суток.

Для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки, КЛ с изоляцией из СПЭ оснащаются устройствами АОПО, контролирующими токи в ТПЖ и формирующими УВ на разгрузку, когда возникает риск повреждения КЛ. Поскольку внешние климатические условия и техническое состояние КЛ в процессе эксплуатации изменяются, то и уставки АОПО необходимо выбирать с учетом указанных обстоятельств, однако фактически это не производится, в связи с объективными техническими сложностями. При этом, реализуемые УВ, такие как секционирование сети, отключение генераторов, отключение нагрузки и отключение перегружающегося элемента, приводят к различным негативным последствиям и ущербам у потребителей.

Однако, перегрузка по току редко представляет опасность для КЛ, поскольку даже значительное увеличение тока в ТПЖ (на несколько часов), с учетом постоянной времени нагрева кабеля, проложенного в грунте, составляет от нескольких часов, до нескольких суток, и не приведет к перегреву изоляции сверх допустимой температуры 90°C.

Требуется разработка усовершенствованного алгоритма АОПО КЛ напряжением 110 кВ с изоляцией из СПЭ, позволяющего осуществлять выбор параметров срабатывания, с учетом фактического технического состояния и полного использования перегрузочной способности КЛ, с целью минимизации объемов ОН и сокращения ущербов у потребителей.

4. Силовые трансформаторы (СТ) являются важными технологическими элементами ПС и играют важную роль в процессе передачи и преобразования электрической энергии, а также сохранения целостности ЕЭС России. Все СТ имеют свой эксплуатационный ресурс и в случае его превышения, особенно под воздействием неблагоприятных факторов, возможны их тяжелые повреждения с частичным или полным нарушением электроснабжения потребителей.

Важно отметить, что в распределительных сетях растет число СТ, работающих в режиме систематической перегрузки, а расчетные величины аварийной перегрузки достигают 100 % и более [251]. При систематических перегрузках износ изоляции СТ за рассматриваемый период не должен превышать номинального, соответствующего температуре обмоток 98°C , а температура верхних слоев масла не должна превышать 95°C . При аварийных перегрузках температура наиболее нагретой точки (ННТ) в часы максимума нагрузки может превышать 98°C , но не должна быть выше 140°C [252].

Для обеспечения элементной надежности необходимо наличие достоверной информации о техническом состоянии, поэтому, современные СТ оснащаются системами мониторинга и диагностики (СМиД) на заводах-изготовителях, другие – при капитальных ремонтах. СМиД позволяют в режиме on-line проводить контроль основных параметров СТ, в том числе анализ допустимости систематических и аварийных перегрузок и исправности системы охлаждения.

С целью предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки СТ оснащаются устройствами АОПО, которые осуществляют пофазный контроль за токами нагрузки и формируют УВ на разгрузку, когда возникает риск повреждения СТ. Внедрение АОПО позволило снизить количество повреждений СТ, а также уменьшить загрузку оперативно-выездных бригад, на которые возложена обязанность вручную разгружать СТ на ПС 35–110 кВ без постоянного обсуживающего персонала, в условиях отсутствия средств телеуправления присоединениями 6–20 кВ.

В соответствии с «Методическими указаниями по выбору логики действия и уставок срабатывания АОПО» АО «СО ЕЭС», выбор уставок АОПО должен осуществляться на основании информации по длительно допустимой токовой нагрузке ($I_{\text{длит. доп}}$), с целью полного использования нагрузочной способности, но с учетом фактического технического состояния СТ. На рис. 1.7 приведены характеристики терминала АОПО, с помощью которых осуществляется разгрузка СТ при систематических и аварийных перегрузках.

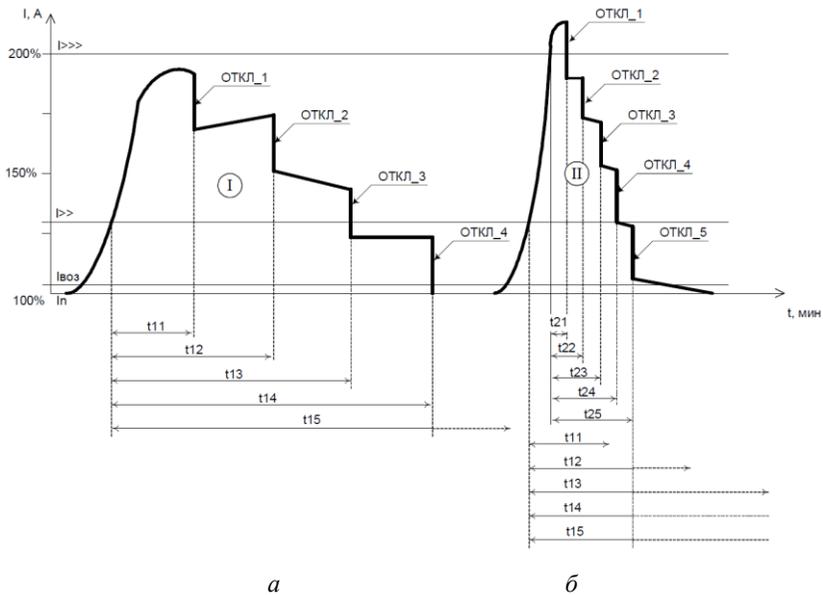


Рис. 1.7. Характеристики устройства АОПО СТ:
а – систематическая перегрузка от 30 до 100 %;
б – аварийная перегрузка свыше 100 %

Как правило, устройства АОПО реализуют УВ на ОН (до пяти ступеней) в зависимости от величины тока нагрузки СТ, с возможностью выбора 2-х групп уставок по току и времени, каждая из которых задается ступенчатыми характеристиками, в соответствии с п. 5.3.15 [245]. Допустимые значения перегрузки СТ приводятся для всех систем охлаждения независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки, фактического технического состояния конкретного СТ, температуры охлаждающей среды, что может привести к его повреждению [253]. Кроме того, перечисленные факторы оказывают существенное влияние на выбор объемов УВ АОПО, что может приводить к реализации излишних ОН с соответствующими ущербами у потребителей.

Первая характеристика, как правило, настраивается на разгрузку СТ при систематических перегрузках от 30 до 100 %, а вторая – аварийных перегрузках выше 100 % с существенно меньшими выдержками времени ступеней. Разгрузка производится до тех пор, пока ток нагрузки не снизится ниже уставки возврата равной 105 % от $I_{ном}$ СТ. При

снижении тока ниже пускового с помощью математической модели имитируется остывание трансформатора. Имеется возможность превентивно охлаждать СТ перед возникновением систематической перегрузки, что создает условия для минимизации объемов и времени ОН. Алгоритм АОПО предусматривает возврат после срабатывания заданных ступеней, следовательно, реализуемых объемов УВ должно быть достаточно для разгрузки СТ до безопасной величины в любых схемно-режимных условиях.

Для выполнения разгрузки СТ без реализации УВ на ОН целесообразно использование ГУ объектов РГ в алгоритмах устройств АОПО, посредством их автоматического включения и загрузки до необходимых значений.

Учитывая, что техническое состояние СТ в процессе эксплуатации меняется, то и уставки АОПО необходимо выбирать с учетом данного обстоятельства. В указанных условиях требуется разработка усовершенствованного адаптивного алгоритма АОПО СТ, анализ целесообразности интеграции СМиД СТ в АОПО для полного использования перегрузочной способности СТ, а также выбора параметров срабатывания с учетом фактического технического состояния.

1.6. Адаптация алгоритмов АВР, АРЧВ и АРВ ГУ к особенностям сетей внутреннего электроснабжения энергорайонов

1. Устройства АВР применяются в сетях внутреннего электроснабжения энергорайонов для восстановления питания энергопринимающих установок путем автоматического присоединения резервного ввода (источника питания) при обесточении электроустановок потребителя. Устройства АВР могут устанавливаться на СТ, ЛЭП, секционных и шиносоединительных выключателях [238].

Присоединение ГУ объектов РГ приводит к существенному изменению схемно-режимных ситуаций в энергорайоне, оказывая влияние на находящиеся в эксплуатации устройства АВР. В связи с этим необходимо определить, какие изменения в устройствах АВР (алгоритмы работы; параметры настройки) могут потребоваться в связи с интеграцией ГУ в тех узлах энергорайона, где до этого нагрузка была пассивной, т. е. при переходе от схемы на рис. 1.8а к рис. 1.8б.



Рис. 1.8. Принципиальные однолинейные схемы сети:
а – без ГУ объекта РГ; *б* – с ГУ

Решая вопросы совместимости находящихся в эксплуатации устройств АВР и вновь вводимых ГУ объектов РГ необходимо принимать во внимание требования к безотказной работе ГУ/объекта РГ при изменениях параметров режима электрической сети, а также значимости конкретной ГУ/объекта РГ в обеспечении надежности электроснабжения потребителей [254].

Если допустимо временное отключение ГУ/объекта РГ в аварийных режимах работы сети, на время существования таких режимов, до момента их повторного включения, то следует проанализировать два возможных решения:

- не изменяя алгоритм АВР допускать отключения ГУ/объекта РГ при снижении напряжения на выводах или в случае недопустимости применения НАПВ на единственной ЛЭП связи объекта РГ с энергосистемой, одновременно предусматривая средства автоматизации повторного включения ГУ;

- изменить алгоритмы работы и параметры настройки устройств АВР таким образом, чтобы безотказная работа ГУ/объекта РГ обеспечивалась в различных схемно-режимных ситуациях.

Для энергорайонов с особо ответственной нагрузкой временное отключение ГУ/объекта РГ недопустимо, так как приводит к ущербу при нарушении электроснабжения. В указанных условиях требуется разработка усовершенствованных схемных решений по устройствам линейного и секционного АВР, обладающих повышенным быстродействием для снижения длительности перерывов электроснабжения потребителей и предотвращения повреждений ГУ от несинхронных включений.

2. На объектах РГ применяются ГУ зарубежных заводов-изготовителей, которые оснащены системами АРЧВ, соответствующими требованиям зарубежных стандартов, которые и определяют характер протекания

ния переходных процессов в аномальных и аварийных режимах, а также их параметры.

В последние годы неоднократно возникали случаи с отключением ГУ объектов РГ и погашением особо ответственных потребителей непрерывных технологических процессов на промышленных предприятиях, которые были связаны с некорректной работой устройств АРЧВ ГУ объектов РГ. Важно отметить, что указанные аварии инициировались возмущением в сети внешнего электроснабжения энергорайонов, что приводило к некорректной работе АРЧВ, отклонению частоты вращения ГУ за пределы области допустимых значений с последующим их отключением устройствами РЗ или технологической защитой.

В 2005 году была создана Система добровольной сертификации объектов электроэнергетики ЕЭС России (СДС–2005) приказом ОАО «СО ЕЭС» от 07.09.2005 № 178, которая зарегистрирована Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии в едином реестре СДС 16.12.2005 за рег. № РОСС RU.3279.04ЕЭ00. Объектом сертификации СДС-2005 являются энергоблоки ТЭС на соответствие требованиям стандарта организации ОАО «СО ЕЭС» [255]. Учитывая, что ГУ объектов РГ в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты не участвуют, то сертификация их АРЧВ не проводилась.

В 2012 году была создана Система добровольной сертификации ОАО «СО ЕЭС» (СДС «СО ЕЭС») приказом ОАО «СО ЕЭС» от 05.12.2012 № 475, которая зарегистрирована Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии в едином реестре СДС 21.03.2013 за рег. № РОСС RU.31034.04ЕЭ01. Объектами сертификации СДС «СО ЕЭС» является оборудование объектов электроэнергетики, совокупность оборудования объектов электроэнергетики, в т. ч. энергоблок, устройства РЗА, алгоритмы функционирования устройств РЗА. В рамках СДС «СО ЕЭС» принципиально возможно проведение добровольной сертификации АРЧВ ГУ объектов РГ, однако она не проводится по причине отсутствия НТД, на основании которых должны выполняться сертификационные испытания, с учетом особенностей ГУ объектов РГ.

В данных условиях требуется разработка методов адаптации систем АРЧВ ГУ к особенностям отечественных распределительных сетей и сетей внутреннего электроснабжения энергорайонов с объектами РГ.

3. На объектах РГ применяются ГУ зарубежных заводов-изготовителей, которые оснащены системами АРВ, соответствующими требованиям зарубежных стандартов.

В соответствии с п. 3.3.52 [245] в России синхронные машины должны быть оборудованы устройствами АРВ, требования к которым регламентированы в соответствующих стандартах на системы возбуждения [256, 257]. Для генераторов мощностью менее 2,5 МВт, за исключением генераторов электростанций, работающих изолированно или в энергосистеме небольшой мощности, допускается применять только устройства релейной форсировки возбуждения.

Интеграция ГУ объектов РГ, в том числе объектов ВИЭ, в сети приводит к существенному росту количества генераторов, работающих на общую электрическую сеть, что усложняет задачу управления напряжением и потоками реактивной мощности, а также увеличивает ее размерность. При этом, слабо скоординированное управление режимом по напряжению путем «ручной» коррекции уставок АРВ ГУ, коммутаций СКРМ и РПН СТ на основе визуальной оценки ограниченного количества локальных параметров электрического режима крайне неэффективно [258].

Европейский опыт показывает, что требования по предоставлению диапазона реактивной мощности и участию в регулировании напряжения входят в перечень обязательных требований к ГУ объектов РГ при их интеграции в сети, приняты в качестве Регламента Еврокомиссии и могут детализовываться на национальном уровне уполномоченными организациями [259, 260].

В России известны случаи неправильного выбора алгоритмов регулирования и параметров настройки АРВ ГУ объектов РГ, которые приводили к возникновению незатухающих колебаний режимных параметров, инициируемых внешним возмущением (КЗ; наброс нагрузки), которые приводили к отключению электроустановок потребителей, чувствительных к ПКЭ, и самих ГУ [261].

В рамках СДС «СО ЕЭС» закреплено обязательное требование к прохождению сертификации на соответствие требованиям стандарта организации [262] для устройств АРВ вновь вводимых, реконструируемых и модернизируемых ГУ, работающих параллельно с ЕЭС России. Однако, область его действия распространяется на системы возбуждения (СВ) синхронных генераторов мощностью 60 МВт и более, а также СВ синхронных генераторов меньшей мощности, если в их составе имеется АРВ сильного действия с введенным в работу каналами стабилизации или системным стабилизатором. Последнее означает, что данный стандарт организации не распространяется на ГУ объектов РГ, установленная мощность которых не превышает 25 МВт, а применение системного стабилизатора в АРВ ГУ зарубежных заводов-изготовителей, как правило, не предусматривается. Фактически это означает, что для объектов РГ сохраняется негативная си-

туация, при которой возможна эксплуатация АРВ и СВ не соответствующих требованиям национальных стандартов.

Проведенный ОАО «НИИПТ» сравнительный анализ технических требований национальных и зарубежных стандартов на системы возбуждения показал значительные отличия и несоответствие жестким требованиям национальных стандартов, как в части возбудителя, так и в части АРВ, что предопределяет недостаточную эффективность работы СВ [263]. Важно отметить, что ряд зарубежных заводов-изготовителей ГУ использует специальный алгоритм управления работой АРВ ГУ, ориентированный на смягчение воздействия внезапных набросов электрической нагрузки на ГУ, что является нетиповым для России техническим решением и требуется проведение анализа допустимости его применения в энергорайонах с объектами РГ [264].

Отсутствие требований к сертификации АРВ ГУ мощностью менее 60 МВт может привести к существенным негативным последствиям для потребителей, так как массовое развитие РГ происходит именно в промышленных энергорайонах, связанных слабыми внешними связями с энергосистемой, либо работающих изолировано от ЕЭС России.

В указанных условиях требуется разработка методов адаптации систем АРВ ГУ к особенностям отечественных распределительных сетей и сетей внутреннего электроснабжения энергорайонов с объектами РГ.

1.7. Разработка схем выдачи мощности ГУ объектов РГ и построение автоматики управления режимами энергорайонов

В настоящее время отсутствуют утвержденные НТД, регламентирующие требования к разработке схем выдачи мощности (СВМ) ГУ объектов РГ, с учетом их особенностей, влияния на режимы работы прилегающей сети и целей их строительства. Поэтому, технологическое присоединение ГУ объектов РГ осуществляется в соответствии с [265] и юридические не отличается от процедуры присоединения обычного потребителя электроэнергии.

В рамках действующего нормативно-правового регулирования электростанции мощностью 25 МВт и более находятся в оперативном управлении АО «СО ЕЭС» и, как правило, функционируют на ОРЭМ. Объекты РГ мощностью от 5 до 25 МВт находятся в оперативном ведении АО «СО ЕЭС» и по выбору их собственников могут осуществлять поставки элек-

троэнергии как на оптовый, так и на розничный рынок. Технологическое присоединение этих электростанций осуществляется на основании исполнения технических условий (ТУ), выдаваемых электросетевой компанией, согласованных с АО «СО ЕЭС», и содержащих, в том числе, требования к техническим характеристикам оборудования объекта РГ. Объекты РГ мощностью < 5 МВт находятся в оперативном ведении электросетевых компаний, присоединяются к сетям без согласования с АО «СО ЕЭС» и поставляют электроэнергию на розничный рынок.

Важно отметить, что предъявляемые к оборудованию объектов РГ требования оказываются либо завышены, что делает проект строительства объекта РГ экономически неэффективным, либо, наоборот, не учитывают особенности их функционирования, что впоследствии приводит к некорректной работе ГУ в составе энергосистемы и/или возникновению аварий на объекте РГ.

В соответствии с действующими НТД к ГУ объектов РГ предъявляются следующие основные технические требования для осуществления параллельной работы с ЕЭС России:

- ГУ должны участвовать в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ) [266];

- должна быть обеспечена работа ГУ без отключений в следующих диапазонах частот: $46,0\text{--}47,0$ Гц ≥ 1 с, $47\text{--}48$ Гц ≥ 1 мин., $48\text{--}49$ Гц ≥ 5 мин.;

- системы возбуждения ГУ должны соответствовать требованиям [245];

- необходимо обеспечить наблюдаемость за режимом работы объекта РГ мощностью ≥ 5 МВт [267].

Для разработки СВМ объекта РГ необходимо наличие полной информации о технических характеристиках ГУ, которые должны быть получены от заводов-изготовителей. Однако, в настоящее время перечень исходных данных НТД не определен, а предоставляемых данных о ГУ часто недостаточно для проведения всего комплекса расчетов электрических режимов и принятия обоснованных технических решений по интеграции объекта РГ [268].

Кроме того, возникают существенные трудности с получением достоверной информации о параметрах и составе нагрузки в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения, а методики проведения натурных испытаний и измерений, для восполнения недостающей информации, необходимой для разработки СВМ, в настоящее время не существует.

В случаях, когда необходимо обеспечить надежное электроснабжение особо ответственных потребителей в островном (автономном) режиме от объектов РГ, необходимо проведение дополнительных расчетов электри-

ческих режимов (не типовых для проекта СВМ), с целью формирования дополнительных технических требований к ГУ объектов РГ. Однако, методики проведения расчетов режимов в различных схемно-режимных условиях функционирования объектов РГ до настоящего времени не разработано [269, 270].

В условиях массовой интеграции объектов РГ, включая объекты ВИЭ, и микрогенерации, осуществлять управление нормальными и аварийными режимами в сетях низкого и среднего напряжения в ручном режиме, на основе визуальной оценки параметров, не представляется возможным. Кроме того, разработка автоматики управления нормальными и аварийными режимами (АУНиАР) должна осуществляться на новых принципах, с учетом особенностей современных ГУ, нагрузки, а также требований к быстрдействию реализации отдельных функций [271–274].

При создании АУНиАР необходимо осуществить не простое переложение существующих алгоритмов функционирования устройств автоматизации энергосистем на новую элементную базу, а разработать новые алгоритмы управления, учитывающие все особенности энергорайонов с объектами РГ [275].

В сложившихся условиях требуется разработка сводного перечня технических характеристик ГУ, подлежащих получению от заводоизготовителей, методики проведения натурных испытаний и измерений, методики выполнения расчетов электрических режимов в энергорайонах с объектами РГ. Кроме того, требуется разработка АУНиАР энергорайонов с объектами РГ, с усовершенствованными алгоритмами, адаптируемыми к текущим схемно-режимным условиям и особенностям энергорайонов с объектами РГ.

1.8. Выводы по Главе 1

1. Анализ проблемных вопросов интеграции объектов РГ, включая ВИЭ, в распределительные сети и сети внутреннего электроснабжения энергорайонов выявил необходимость принятия мер по поэтапному переходу ЕЭС России к структуре «энергосистемы будущего» посредством реализации пилотных проектов Smart Grids, развития ценозависимого снижения потребления, внедрения систем НЭЭ, создания систем автоматического управления режимами и др.

2. Серьезным вызовом для распределительных сетей низкого напряжения в России в ближайшие годы станет массовое подключение объектов

микрoгенерации мощностью до 15 кВт включительно, работающих, в том числе, на основе ВИЭ и используемых потребителем для собственного энергоснабжения.

3. Международнoй опыт в решении всего спектра вопросов от интеграции распределенных энергоресурсов до обеспечения надёжного электроснабжения потребителей от объектов РГ является крайне полезным, однако прямое его использование в условиях ЕЭС России невозможно, учитывая исторические особенности ее построения и применяемые принципы управления режимами.

4. Аварийные процессы в энергорайонах с современными ГУ объектов РГ, особенно при функционировании в островном (автономном) режиме, имеют свои специфические особенности, ярко проявляющиеся при возникновении аварийных дефицитов мощности, которые необходимо учитывать при проектировании противоаварийного управления для обеспечения надежного электроснабжения потребителей в различных схемно-режимных условиях.

5. Обеспечение правильного функционирования устройств автоматики управления режимами энергорайонов, в условиях увеличения скорости снижения частоты, учитывая малые значения T_j ГУ объектов РГ, возможно за счет разработки и применения измерительных органов с повышенным быстродействием при достаточной их точности.

6. В связи с массовым использованием на объектах РГ ГУ, а на промышленных предприятиях технологических линий зарубежных заводов-изготовителей, соответствующих требованиям зарубежных стандартов, в отношении допустимых отклонений параметров режима, то обеспечить их надежное функционирование в составе ЕЭС России в ряде схемно-режимных ситуаций без выделения в островной (автономный) режим не представляется возможным.

7. Реализация превентивного выделения энергорайона, вплоть до момента ликвидации аварии и введения параметров режима в область допустимых значений, позволит обеспечить надежное функционирование ГУ объектов РГ и электроснабжения особо ответственных потребителей, что требует совершенствования принципов построения делительной автоматики.

8. Неселективные отключения ГУ объектов РГ часто приводят к остану промышленных производств, с высокими требованиями к надежности электроснабжения и значительными ущербами от кратковременных нарушений электроснабжения, а также набросам нагрузки на электросетевое оборудование, вызывая его перегрузки. Необходима разработка способа расширения области допустимых режимов ГУ объектов РГ для предот-

вращения их отключений при внешних возмещениях (КЗ; набросах/сбросах нагрузки).

9. Интеграция ГУ объектов РГ в сети внутреннего электроснабжения энергорайонов приводит к существенному изменению схемно-режимных условий, что может привести к отказам, а также излишним и ложным срабатываниям устройств противоаварийной автоматики. Требуется совершенствование алгоритмов функционирования устройств АЧР и АОСН за счет обеспечения адаптивности к текущим схемно-режимным условиям.

10. Учитывая, что вводимые в эксплуатацию КЛ 110 кВ с изоляцией из СПЭ, как правило, оснащаются системами мониторинга температуры (СМТ), а силовые трансформаторы – системами мониторинга и диагностики (СМиД), следует оценить эффективность интеграции СМТ в АОПО КЛ (СМиД в АОПО СТ) и использования ГУ объектов РГ в реализации алгоритмов АОПО для минимизации объемов ОН за счет полного использования их нагрузочной способности, с учетом фактического технического состояния.

11. Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей в энергорайонах с объектами РГ при исчезновении напряжения на рабочем вводе, без его отключения, в результате повреждения на смежной(-ых) ЛЭП, необходимо совершенствование алгоритмов линейного и секционного АВР для обеспечения правильной идентификации режима, быстрого действующего срабатывания, предотвращающего повреждение ГУ.

12. Применяемые на ГУ объектов РГ зарубежных заводоизготовителей системы АРЧВ и АРВ созданы в соответствии с требованиями зарубежных стандартов и не адаптированы к особенностям распределительных сетей и сетей внутреннего электроснабжения энергорайонов, что требует разработки технических решений по их адаптации.

13. Для совершенствования методических основ проектирования сетей внутреннего электроснабжения энергорайонов с объектами РГ, с учетом их особенностей, необходима разработка Методики проведения натурных испытаний и измерений и Методики выполнения расчетов электрических режимов.

14. Целесообразно создание АУНиАР для решения задач управления режимами энергорайонов с объектами РГ в сетях низкого и среднего напряжения на принципиально новом научно-технологическом уровне, с использованием отечественных ПАК, реализующих усовершенствованные алгоритмы управления, с протоколом обмена данных по требованиям МЭК 61850.

ПРИМЕНЕНИЕ СТАТИСТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА И ИДЕНТИФИКАЦИИ РЕЖИМНЫХ ОБЛАСТЕЙ В ЭНЕРГОРАЙОНАХ С ОБЪЕКТАМИ РГ

2.1. Вводная часть

Особенности электрических режимов в энергорайонах с объектами РГ обусловлены малыми значениями механических постоянных инерции ГУ, а также низкой скоростью набора нагрузки ГУ на базе двигателей внутреннего сгорания с турбонаддувом. Указанные обстоятельства приводят к значительным отклонениям параметров режима при внешних возмущениях, включая набросы/сбросы нагрузки в островном (автономном) режиме работы по причинам, связанным с включением/отключением электроустановок потребителей [276]. Динамическая устойчивость ГТУ со свободной силовой турбиной и ГПУ при многофазных КЗ нормативной длительности не сохраняется, что требует проведения дополнительного анализа возможности и допустимости ресинхронизации ГУ, последствий вторичных нарушений устойчивости ГУ и нагрузки, а также оценки эффективности принятых мер по предотвращению и ликвидации асинхронных режимов (АР) [277, 278]. Параметры переходных процессов в энергорайонах с объектами РГ существенно зависят от параметров нагрузки, становясь общими, вследствие сопоставимых суммарных мощностей генерации и нагрузки и малых взаимных сопротивлений [12, 279, 280].

Следует отметить, что в островном (автономном) режиме работы энергорайонов с объектами РГ наблюдаются значительные отклонения показателей качества электрической энергии в условиях кратковременных колебаний параметров режима в широком динамическом диапазоне. Это обусловлено нелинейной и изменяющейся нагрузкой, применением электротехнического оборудования с элементами силовой электроники, а также стохастической выработкой электроэнергии ГУ на базе возобновляемых источников энергии [281, 282].

В указанных условиях для обеспечения корректной работы цифровых устройств релейной защиты, автоматики энергосистем, телемеханики, синхронизированных векторных измерений и других требуется повышение быстродействия оценки параметров режима при достаточной их точности. Следовательно, значения частоты, напряжения и тока, которые используются в цифровых устройствах, можно рассматривать как случайные величины.

Кроме того, в задаче распознавания режимных областей всё большее применение находят так называемые «трёхпозиционные реле», которые используются в различных задачах автоматического управления [283–285]. В частности, известны варианты применения таких реле в системах НЭЭ, электропривода, управления электрическим нагревом воды и других устройствах [286]. Автоматическое управление при этом реализуется на основе дискретных контроллеров, а регуляторы указанного типа называются позиционными. Особенность применения трёхпозиционных реле состоит в наличии зоны нечувствительности («мёртвой зоны»), в пределах которой дискретное переключение управляющих функций не производится. Применение трёхпозиционных реле в задачах АУНиАР энергорайонов с объектами РГ ранее не рассматривалось.

В главе приведены результаты исследования возможностей и преимуществ применения статистических методов в задачах оценивания параметров аварийного режима, распознавания нормальных и аварийных режимов, а также идентификации режимных областей, в энергорайонах с объектами РГ. Приведены разработанные схемные решения с анализом характеристик оценки параметров режима для их последующего использования в АУНиАР энергорайонов с объектами РГ.

2.2. Статистические подходы к оцениванию параметров режима

Определение режимов работы энергорайонов осуществляется посредством измерения (оценивания) величин токов в ветвях и напряжений в узлах сети внешнего и внутреннего электроснабжения. Причем выбранный метод измерения токов и напряжений определяет какой из параметров подлежит оцениванию: амплитуда, частота, фаза и др. Без предварительной оценки параметров сигналов промышленной частоты нельзя задать адекватный алгоритм управления энергорайоном, определить устойчивость системы управления, адаптировать алгоритмы функционирования и

параметры настройки устройств РЗ и АУНиАР, а также решить ряд других важных задач.

Для выбора оптимальных УВ и их объемов в аварийном режиме необходимо обеспечить наивысшую технически реализуемую точность оценивания параметров режима (тока; напряжения). Задача оценки параметров сигналов является в общем случае статистической, т.к. оцениванию подлежат неизвестные параметры в условиях значительных отклонений показателей качества электроэнергии от нормируемых значений при воздействии шумов и помех. Отметим, что отношение сигнал/шум часто используется для определения эффективности функционирования устройств РЗ в условиях искажающих факторов [287].

При статистическом подходе к оцениванию параметров сигналов токов и напряжений задача формулируется следующим образом. Пусть в течении некоторого интервала времени наблюдается случайный процесс $y(t) = x(t) + n(t)$, представляющий собой смесь оцениваемого сигнала $x(t)$ и шума $n(t)$. Сигнал промышленной частоты (тока или напряжения) зависит от неизвестных параметров, значения которых не изменяются на интервале наблюдения.

Оптимальное правило оценивания определяется наилучшей решающей функцией θ , которая определяется методами теории статистических решений. Измеряемый параметр α может принимать непрерывное значение или дискретное множество значений. В результате наблюдения на отрезке $[0; T]$ реализации $y = \{y(t); 0 \leq t \leq T\}$ случайного процесса $y(t)$ принимается решение $\hat{\alpha} = \theta(\alpha)$, которое используется в качестве значения параметра α . При реализации процесса измерения в дискретном времени ($y(t_i) = y_i; i=1, \dots, N; N = \frac{T}{t_d}$, где t_d – интервал дискретизации) совокупность отсчетов y_i описывается N – мерной плотностью распределения вероятностей $p(\vec{y}/\alpha)$ ($\vec{y} = y_1, \dots, y_N$).

Для байесовской постановки задачи искажающий помеховый вектор случайных величин ($\vec{n} = n_1, \dots, n_N$) определяется отсчетами n_i , плотность распределения вероятностей которых известна. Таким образом, в общей постановке задача оценивания параметров токов и напряжений сводится к оцениванию параметров распределений.

Байесовские оценки. При байесовской постановке задачи принимается, что α случайная величина с известным законом распределения. Введем функцию потерь (риска) $r(\hat{\alpha}, \alpha)$, характеризующую плату за принятие оценки $\hat{\alpha}$ при условии, что истинное значение параметра – α . Критерием качества оценки $\hat{\alpha}$ является средняя стоимость (средний риск) оценки измерения

$$r = \int_{(\hat{\alpha}, \alpha)} r(\hat{\alpha}, \alpha) p(\hat{\alpha}, \alpha) d\hat{\alpha} d\alpha. \quad (1)$$

Оптимизация оценки сводится при этом к обеспечению минимума среднего риска. Для отыскания байесовской оценки необходимо конкретизировать функцию потерь. Как правило, применяют квадратичную функцию потерь

$$r(\hat{\alpha}, \alpha) = (\hat{\alpha} - \alpha)^2, \quad (2)$$

при которой апостериорный риск [288] соответствует значению

$$r_a(\vec{y}, \theta) = M[(\alpha - \theta(\vec{y}))^2 / \vec{y}]. \quad (3)$$

Принимая, что условное математическое ожидание суммы равно сумме условных математических ожиданий и в силу свойств

$$M[f(\vec{y})\alpha / \vec{y}] = f(\vec{y})M(\alpha / \vec{y}), \quad (4)$$

$$M[f(\vec{y}) / \vec{y}] = f(\vec{y}), \quad (5)$$

где $f(\cdot)$ – любая функция, имеем

$$r_a(\vec{y}, \theta) = M(\alpha^2 / \vec{y}) - 2\theta(\vec{y})M(\alpha / \vec{y}) + \theta^2(\vec{y}). \quad (6)$$

Дополняя выражение до полного квадрата, получим

$$r_a(\vec{y}, \theta) = [\theta(\vec{y}) - M(\alpha / \vec{y})]^2 + \{M(\alpha^2 / \vec{y}) - [M(\alpha / \vec{y})]^2\}. \quad (7)$$

Отметим, что выражение в фигурных скобках не зависит от оценки $\hat{\alpha}$. При оптимизации воспользуемся лишь первым членом, приравняв его к нулю

$$\hat{\alpha}_{\text{опт}} = \theta_{\text{опт}}(\vec{y}) = M(\alpha / \vec{y}). \quad (8)$$

Таким образом, байесовская оценка $\hat{\alpha}_{\text{опт}}$ при квадратичной функции потерь является апостериорным математическим ожиданием оцениваемого параметра α .

При простой функции потерь

$$r(\hat{\alpha}, \alpha) = r_1 - \delta(\hat{\alpha} - \alpha), \quad (9)$$

где r_1 – константа (плата за риск) $r_1 > 0$, а δ – дельта функция.

Апостериорный риск определяется соотношением

$$M\{[r_1 - \delta(\hat{\alpha} - \alpha)] / \vec{y}\} \\ = \int_{\hat{\alpha}} [r_1 - \delta(\hat{\alpha} - \alpha)] p(\alpha / \vec{y}) d\hat{\alpha} = r_1 - p(\alpha / \vec{y}). \quad (10)$$

В силу постоянства r_1 из выражения (10) видно, что $\hat{\alpha}_{\text{опт}}$ является оценкой, минимизирующей апостериорный риск, и, следовательно, максимизирующей апостериорную плотность вероятности $p(\alpha/\vec{y})$. Т. е. байесовская оценка при простой функции потерь оптимальна по критерию максимума апостериорной плотности вероятности. Если максимум достигается во внутренней точке области изменения параметра α и апостериорная плотность $p(\alpha/\vec{y})$ дифференцируема по α , то максимальная апостериорная оценка находится решением уравнения

$$\frac{dp(\alpha/\vec{y})}{d\alpha} = 0. \quad (11)$$

Как правило, решают уравнение

$$\frac{d \ln p(\alpha/\vec{y})}{d\alpha} = 0, \quad (12)$$

т. к. $\ln p(\alpha/\vec{y})$ достигает максимума при том же значении α , что и $p(\alpha/\vec{y})$.

Оценки максимального правдоподобия. Если оцениваемый параметр α является неслучайной величиной, то для отыскания $\hat{\alpha}$ используют небайесовские методы оценивания. Широкое распространение среди них получил метод максимального правдоподобия (ММП).

В этом случае плотность распределения вероятностей $p(\vec{y}/\alpha)$ рассматривается как функция неслучайного параметра α и называется функцией правдоподобия

$$L(\alpha) = p(\vec{y}/\alpha). \quad (13)$$

Функция правдоподобия зависит как от параметра α , так и от реализации \vec{y} наблюдаемого процесса. Оценкой максимального правдоподобия является точечная оценка $\alpha = \theta(\vec{y}) \equiv \hat{\alpha}_m$, для которой

$$L(\hat{\alpha}_m) = \max_{\alpha} L(\alpha). \quad (14)$$

При максимуме, достигаемом во внутренней точке множества значений α и дифференцируемости по α функции правдоподобия, оценка $\hat{\alpha}_m$ является корнем уравнения $dL(\alpha)/d\alpha = 0$ или $d \ln L(\alpha)/d\alpha = 0$, называемого уравнением максимального правдоподобия.

В отличие от байесовской оценки, полученной минимизацией среднего квадрата ошибки, оценка максимального правдоподобия введена эвристически. О качестве такой оценки для анализа параметров режимов энергорайонов нельзя судить, не рассмотрев ряд важных свойств точечных оценок.

Для оценки $\hat{\alpha} = \theta(\vec{y})$ неслучайного параметра α , математическое ожидание может быть смещено

$$M\theta(\vec{y}) = \int_Y \theta(\vec{y})p(\vec{y}/\alpha)d\vec{y} = \alpha + \Delta(\alpha), \quad (15)$$

где $\Delta(\alpha)$ – смещение оценки.

Если $\Delta(\alpha) = 0$, т. е. $M\theta(\vec{y}) = \alpha$, оценка $\theta(\vec{y})$ называется несмещенной.

Из последнего равенства можно получить

$$\int_Y [\theta(\vec{y}) - \alpha - \Delta(\alpha)]p(\vec{y}/\alpha)d\vec{y} = 0. \quad (16)$$

Произведя дифференцирование по α , имеем

$$\begin{aligned} \int_Y [\theta(\vec{y}) - \alpha - \Delta(\alpha)] \frac{dp(\vec{y}/\alpha)}{d\alpha} d\vec{y} \\ = \int_Y (1 + \Delta'(\alpha))p(\vec{y}/\alpha)d\vec{y} = 1 + \Delta'(\alpha), \end{aligned} \quad (17)$$

где $\Delta'(\alpha) = d\Delta(\alpha)/d\alpha$ и предполагается, что функция $p(\vec{y}/\alpha)$ регулярна.

Преобразуем последнее равенство с учетом выражения

$$dp(\vec{y}/\alpha)/d\alpha = p(\vec{y}/\alpha)d \ln(p/\alpha)/d\alpha \quad (18)$$

к виду [289]

$$\begin{aligned} \int_Y [\theta(\vec{y}) - \alpha - \Delta(\alpha)]^2 p(\vec{y}/\alpha) d\vec{y} \int_Y \left[\frac{d \ln p(\vec{y}/\alpha)}{d\alpha} \right]^2 p(\vec{y}/\alpha) d\vec{y} \\ \geq [1 + \Delta'(\alpha)]^2. \end{aligned} \quad (19)$$

В этом выражении первый интеграл равен дисперсии оценки $\theta(\vec{y})$

$$M[\theta(\vec{y}) - \alpha - \Delta(\alpha)]^2 = M[\theta(\vec{y}) - M\theta(\vec{y})]^2 = D\theta(\vec{y}). \quad (20)$$

Таким образом, справедливо неравенство

$$D\theta(\vec{y}) \geq \frac{[1 + \Delta'(\alpha)]^2}{M[d \ln p(\vec{y}/\alpha) / d\alpha]^2}, \quad (21)$$

соответствующее неравенству Рао-Крамера [288]. Для несмещенной оценки неравенство Рао-Крамера выглядит следующим образом

$$D\theta(\vec{y}) \geq \frac{1}{M[d \ln p(\vec{y}/\alpha) / d\alpha]^2}. \quad (22)$$

Последние неравенства (21, 22) определяют минимально возможные (нижние границы) дисперсий как смещенных, так и несмещенных оценок. Их значения зависят от объема выборки \vec{y} и плотности вероятности $p(\vec{y}/\alpha)$.

Поскольку дисперсия оценки есть мера рассеяния относительно среднего значения, то при измерениях желательно реализовать оценки с минимальными дисперсией и смещением. Очевидно, что наилучшей будет оценка, дисперсия которой равна границе неравенства Рао-Крамера, которую называют наиболее эффективной.

2.3. Потенциальная точность измерения (оценки) параметров

Если принято считать $\hat{\alpha} = \theta(\vec{y})$ оценкой искомого параметра α , то ошибка измерения определяется разностью

$$\Delta\alpha = \theta(\vec{y}) - \alpha. \quad (23)$$

Как ранее упоминалось, наиболее удобной и часто используемой мерой оценивания является среднее значение квадрата ошибки

$$M(\Delta\alpha)^2 = M[\theta(\vec{y}) - \alpha]^2. \quad (24)$$

Однако математическое ожидание в этом выражении для байесовских и небайесовских оценок вычисляется по-разному.

Байесовский подход предполагает, что α – случайная величина, поэтому усреднение реализуется по \vec{y} и α

$$M[\theta(\vec{y}) - \alpha]^2 = \iint_{Y\alpha} [[\theta(\vec{y}) - \alpha]^2 p(\vec{y}/\alpha) p(\alpha) d\vec{y} d\alpha], \quad (25)$$

где $p(\alpha)$ – априорная вероятность параметра α .

Можно перейти от ранее рассмотренной меры к величине

$$\sqrt{M\Delta(\alpha)^2} = \sqrt{M[\theta(\vec{y}) - \alpha]^2}, \quad (26)$$

имеющей размерность оцениваемого параметра. При несмещенности $\theta(\vec{y})$ не случайного параметра α эта мера имеет смысл среднеквадратической ошибки оценивания. При $\Delta(\alpha) \neq 0$ оценка является смещенной, а если смещение известно, то переход к несмещенной оценке реализуется вычитанием $\theta(\vec{y}) - \Delta$.

Для оптимальной оценки $\theta(\vec{y})$ величина $\sqrt{M\Delta(\alpha)^2}$ определяет потенциальную точность измерения параметра, то есть наилучший достижимый результат. Так как оптимальность оценки может быть получена по разным критериям, то и потенциальная точность будет разной. Наибольшей потенциальной точностью при байесовском подходе обладает байесовская

среднеквадратическая оценка. Среди небайесовских оценок наивысшей потенциальной точностью будет обладать оценка максимального правдоподобия, если существует наиболее эффективная оценка [288, 290].

При выборе метода оценивания параметров режима энергорайонов целесообразно применять следующую стратегию. Если неизвестный параметр аварийного режима можно представить в виде случайной величины с известным распределением вероятностей, то целесообразно использовать байесовские оценки, в частности байесовскую среднеквадратическую оценку, обладающую наибольшей точностью. Если неизвестный параметр режима представляется действительной неслучайной величиной, то целесообразно использовать небайесовские оценки, в частности оценку максимального правдоподобия.

В асимптотике (т. е. при увеличении объема выборки $N \rightarrow \infty$) несущественно какую из рассмотренных оценок применять, так как байесовская и оценка максимального правдоподобия асимптотически эквивалентны. Их совпадение соблюдается условием, когда количество априорной информации об оцениваемом параметре равно нулю.

Будем понимать под потенциальной точностью измерения неслучайного параметра наименьшее значение среднеквадратической ошибки δ_α , которое определяется границей неравенства Рао-Крамера

$$\delta_\alpha^2 = \frac{1}{M[d \ln p(\vec{y}/\alpha) / d\alpha]^2}, \quad (27)$$

$$\delta_\alpha = \frac{1}{\sqrt{M[d \ln p(\vec{y}/\alpha) / d\alpha]^2}}. \quad (28)$$

Следует отметить, что практическая оценка точности измерения реализуется путем перехода к выражениям [288]

$$\delta_\alpha^2 = - \frac{1}{M \frac{d^2}{d\alpha^2} \ln \Lambda(\vec{y}/\alpha) | \alpha = \alpha_0}, \quad (29)$$

$$\delta_\alpha = \frac{1}{\sqrt{-M \frac{d^2}{d\alpha^2} \ln \Lambda(\vec{y}/\alpha) | \alpha = \alpha_0}}, \quad (30)$$

где α_0 – истинное значение условного параметра; $\Lambda(\vec{y}/\alpha)$ – условное отношение правдоподобия, характеризующее, в том числе, отношение сигнал/шум.

2.4. Структурные схемы измерителей параметров аварийного режима на основе метода максимального правдоподобия

Принципы построения структурных схем оптимальных измерителей, вычисляющих оценку максимального правдоподобия $\hat{\alpha}_m$, можно реализовать на основе выражения

$$L(\hat{\alpha}_m) = \max_{\alpha} L(\alpha). \quad (31)$$

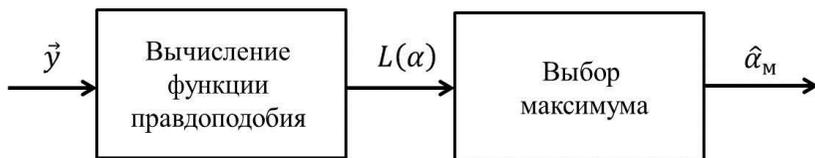


Рис. 2.1. Структурная схема измерителя

Сигналы тока или напряжения \vec{y} (рис. 2.1), характеризующие аварийный режим и содержащий помеховые составляющие, поступают на блок формирования функции правдоподобия $L(\alpha)$. Второй блок обеспечивает отыскание максимума $L(\alpha)$ по всей области измерения параметра $\alpha_{min} \dots \alpha_{max}$. При этом на входе схемы обработки имеем значение параметра, при котором функция правдоподобия максимальна.

Для упрощения процесса обработки в технических решениях измерителей [288] применяют переход от функции правдоподобия к логарифму условного отношения правдоподобия, поскольку уравнение

$$\frac{d \ln \Lambda(\vec{y}/\alpha)}{d\alpha} = 0 \quad (32)$$

эквивалентно уравнению максимального правдоподобия. Соответствующий измеритель принимает измененный вид, представленный на рис. 2.2.

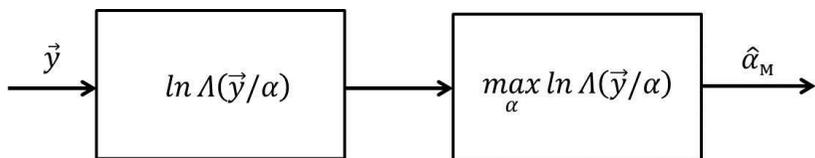


Рис. 2.2. Измененная структурная схема измерителя

Технические решения для измерителей, как правило, реализуются в следующей логике. Пусть область значений параметра α представляет собой отрезок прямой с граничными точками α_{min} и α_{max} . Производится разбиение исходного отрезка на несколько меньших отрезков с точками α_i

$$\alpha_{min} = \alpha_1 < \dots < \alpha_m = \alpha_{max}. \quad (33)$$

Аппроксимируем условное отношение правдоподобия $L(\vec{y}/\alpha)$ функции непрерывного параметра α совокупностью условных отношений правдоподобия $\{L(\vec{y}/\alpha_i), i = 1, \dots, m\}$. Таким образом, переходим к многоканальному измерителю, показанному на рис. 2.3.

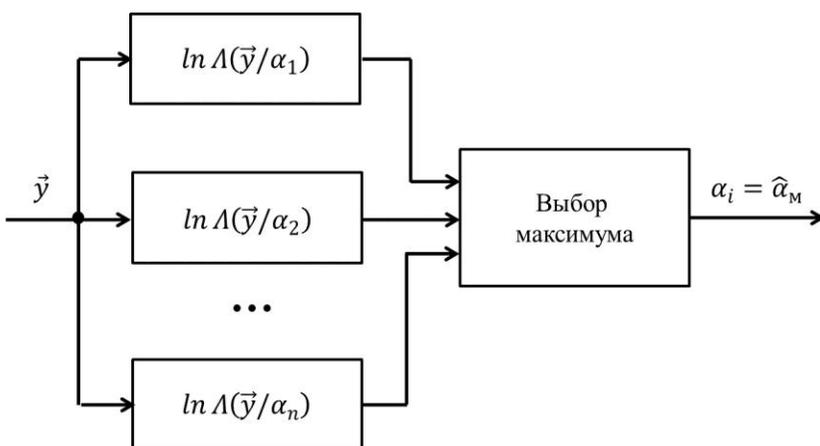


Рис. 2.3. Структурная схема многоканального измерителя

В каналах измерения, как показано на рис. 2.3, производится расчет условного отношения правдоподобия для фиксированного значения параметра (α_i). Выбор максимума соответствует номеру канала с максимальным выходным эффектом, который и формирует оценку максимального правдоподобия. Вместо условного отношения правдоподобия можно вычислять в каналах измерений логарифм отношения правдоподобия.

При непрерывном значении параметра α схема, представленная на рис. 2.3 является квазиоптимальной и приближается к оптимальной при аппроксимации условного отношения правдоподобия $L(\vec{y}/\alpha)$ совокупностью $\{L(\vec{y}/\alpha_i), i = 1, \dots, m\}$. При увеличении m точность возрастает и стремится к точности оценки непрерывного параметра.

В многоканальном измерителе число каналов задают, исходя из соотношения с потенциальной точностью и требованиям к ошибкам при последующей обработке информации. Например, при заданной ошибке $\Delta\alpha$ число каналов может быть определено, как

$$m = \frac{\alpha_{max} - \alpha_{min}}{\Delta\alpha}. \quad (34)$$

В практических задачах число каналов измерителя целесообразно выбирать относительно большим для обеспечения высокой точности за счет взаимного перекрытия их характеристик.

2.5. Примеры оценки параметров аварийного режима на основе метода максимального правдоподобия

Отметим, что точные оценки составляющих комплексного напряжения, частоты и скорости их изменения являются основой для определения видов и объемов УВ устройств ПА (отключение генераторов; отключение нагрузки; управление установками продольной и поперечной компенсации; деление системы на несинхронно работающие части; ввод резерва и др.), реализации устройств РЗ и устройств контроля показателей качества электроэнергии, а также оценки параметров аварийного режима в энерго районах с объектами РГ. Поэтому формирование алгоритмов, позволяющих выполнять одновременное измерение амплитуды напряжения и частоты напряжения в условиях быстро изменяющегося аварийного режима, является актуальной задачей.

В указанных условиях и в соответствии с принципом максимального правдоподобия потребуется организация многоканального по частоте измерителя, в котором наибольшее значение оцениваемой амплитуды напряжения будет соответствовать текущей частоте обрабатываемого сигнала.

Структурная схема устройства оценки параметров может быть выполнена по варианту, представленному на рис. 2.4. На вход устройства (рис. 2.4) поступают дискретные значения напряжения, а выходной эффект заключается в одновременном формировании оценок амплитуды напряжения и его частоты. В схеме (рис. 2.4) представлена параллельная реализация 9 фильтров, настроенных на частоты в диапазоне от 40 до 60 Гц с шагом 2,5 Гц.

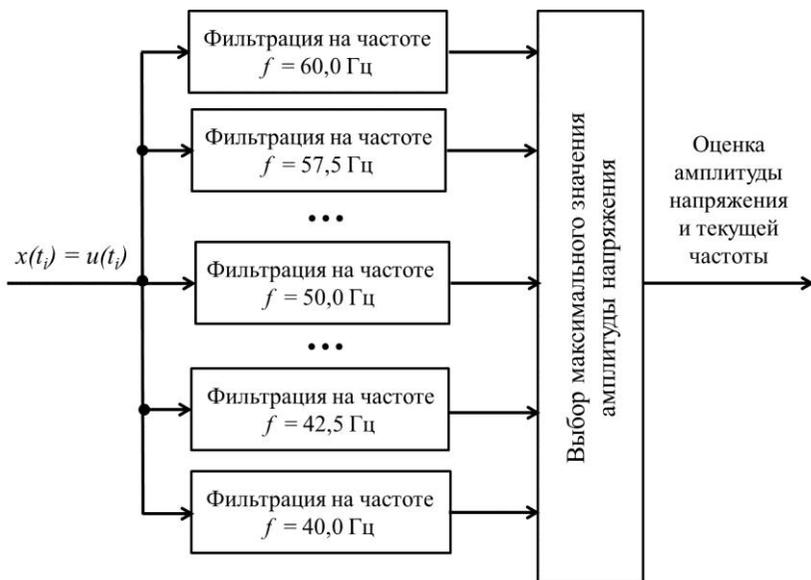


Рис. 2.4. Структурная схема устройства оценки параметров режима по методу максимального правдоподобия

Малое число фильтров выбрано исключительно для иллюстративного примера, очевидно, что для более точного определения частоты требуется большее число каналов цифровой обработки сигнала напряжения. Максимальное значение результатов фильтрации (амплитуда напряжения) будет указывать на фильтр, частота которого наиболее близка к ее текущему значению (максимально правдоподобна). Фильтрация в каждом из каналов измерения может быть реализована по любому известному алгоритму, например, ДПФ.

Для исследования применимости статистических методов оценки параметров аварийного режима имитировался изменяющийся синусоидальный сигнал напряжения с амплитудой 100 единиц. Частота варьировалась в пределах от 40 до 60 Гц с шагом один Гц. Производились оценки амплитуды напряжения в условиях изменения частоты. Результаты расчетов сведены в таблицу 2.1.

Анализ результатов из таблицы 2.1 показывает, что погрешность оценки амплитуды напряжения по методу максимального правдоподобия составляет $< 1\%$ при любом отклонении частоты. Такая высокая точность свойственна даже при малом числе каналов фильтрации.

Важно отметить, что параллельная структура измерителя, обеспечивает высокую точность оценки амплитуды напряжения даже в условиях быстропротекающих переходных процессов, что актуально для энергорайонов с объектами РГ. Это существенно отличает предлагаемый подход от известных методов адаптации к изменениям частоты [291], в которых требуются дополнительные затраты времени на реализацию специальных алгоритмов адаптации.

Таблица 2.1

Результаты оценки амплитуды и частоты напряжения по методу максимального правдоподобия

Частота измеряемого сигнала напряжения, Гц	Частота настройки фильтра в схеме измерителя, Гц								
	40	42,5	45	47,5	50	52,5	55	57,5	60
40	100	99,68	98,3	95,42	90,79	84,35	76,25	66,82	56,57
41	99,8	100,11	99,46	97,3	93,3	87,33	79,5	70,12	59,68
42	99,25	100,14	100,2	98,79	95,48	90,07	82,62	73,4	62,89
43	98,39	99,77	100,52	99,88	97,31	92,54	85,57	76,63	66,18
44	97,26	99,06	100,45	100,57	98,77	94,72	88,32	79,77	69,51
45	95,94	98,03	100	100,86	99,87	96,58	90,85	82,8	72,83
46	94,47	96,75	99,21	100,78	100,6	98,12	93,11	85,66	76,1
47	92,93	95,26	98,12	100,34	100,96	99,32	95,11	88,33	79,29
48	91,39	93,62	96,77	99,58	100,97	100,17	96,81	90,79	82,36
49	89,92	91,91	95,22	98,53	100,64	100,7	98,2	93	85,27
50	88,58	90,18	93,52	97,22	100	100,89	99,28	94,95	87,99
51	87,42	88,49	91,72	95,71	99,08	100,75	100,04	96,61	90,49
52	86,48	86,92	89,89	94,03	97,91	100,32	100,49	97,98	92,75
53	85,79	85,5	88,08	92,25	96,52	99,61	100,62	99,04	94,73
54	85,34	84,28	86,35	90,41	94,97	98,64	100,45	99,79	96,42
55	85,14	83,27	84,74	88,57	93,28	97,46	100	100,23	97,81
56	85,13	82,49	83,29	86,76	91,52	96,08	99,28	100,36	98,88
57	85,28	81,93	82,02	85,05	89,71	94,55	98,33	100,19	99,64
58	85,52	81,56	80,96	83,45	87,92	92,91	97,17	99,74	100,07
59	85,8	81,34	80,08	82,01	86,17	91,21	95,83	99,03	100,19
60	86,03	81,22	79,39	80,73	84,51	89,47	94,34	98,09	100

Дополнительно в каждом из каналов измерения для оцениваемых частот (табл. 2.1) целесообразно учесть небольшую смещенность оценок амплитуды напряжения для повышения точности реализации метода мак-

симального правдоподобия, а также полностью исключить систематическую погрешность.

Возможны альтернативные варианты реализаций фильтрации дискретных значений напряжения. Одна из них основана на применении быстрого преобразования Фурье [292] и позволяет существенно сократить вычислительную сложность алгоритма оценки параметров аварийного режима.

Кроме того, ММП исследовался для определения параметров синусоидального сигнала напряжения, искаженного высшими гармониками, при отклонении от номинального значения основной частоты. Такой сигнал напряжения характерен для энергорайонов с объектами РГ в переходных процессах и в условиях значительных отклонений показателей качества электроэнергии от нормируемых значений. Параметры имитируемого сигнала напряжения приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2

Параметры имитируемого сигнала напряжения

Амплитуда дискретного сигнала напряжения	100
Частота основной гармоники	56
Амплитуда 2-й гармоники	10,66
Амплитуда 3-й гармоники	3,07
Амплитуда 4-й гармоники	1,57
Амплитуда 5-й гармоники	0,88

Расчеты амплитуды напряжения выполнялись с использованием ДПФ размерностью $N = 80$ и $N = 8$ отсчетов на период промышленной частоты. При реализации ММП применялась схема (рис. 2.4) с фильтрацией на основе ДПФ в каждом канале. Результаты оценки амплитуды имитируемого сигнала напряжения (табл. 2.2) представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3

Результаты оценки амплитуды имитируемого сигнала напряжения

	ДПФ $N=80$	ДПФ $N=8$	ММП $N=80$
Амплитуда	93,36	91,51	98,52
Погрешность	6,64 %	8,49 %	1,48 %

Анализ данных из таблицы 2.3 показывает, что применение ММП позволяет обеспечить высокую точность оценки амплитуды напряжения и

частоты в условиях быстро изменяющегося аварийного режима при существенных отклонениях показателей качества электроэнергии от нормируемых значений.

2.6. Принципы формирования дискриминаторных методов оценки параметров аварийного режима

Из теории вероятностей известно [293], что совокупность случайных величин характеризуется совместной плотностью распределения. Можно ввести доопытную (или априорную плотность распределения $p(\alpha)$, α – конечное число оцениваемых параметров), которая несет информацию относительно α до того, как принята дискретная реализация тока или напряжения \vec{y} . После получения реализации \vec{y} сведения об α безусловно изменятся. Формально они содержатся в послеопытной (апостериорной) плотности распределения $p(\alpha|\vec{y})$. Таким образом, в статистическом смысле в $p(\alpha|\vec{y})$ заключена вся информация об α , которую можно получить в ходе наблюдения реализации \vec{y} .

Для определения послеопытной плотности распределения $p(\alpha|\vec{y})$ в статистике часто используют метод обратной вероятности, базирующийся на формуле Байеса

$$p(\alpha|\vec{y}) \cdot p(\vec{y}) = p(\alpha) \cdot p(\vec{y}|\alpha). \quad (35)$$

Все входящие в это выражение функции – соответствующие условные и безусловные плотности распределения. Для заданного \vec{y} плотность $p(\vec{y})$, входящая в выражение (35), является числом и может рассматриваться как некоторый коэффициент пропорциональности. Тогда выражение (35) приведем к следующему виду

$$p(\alpha|\vec{y}) = k \cdot p(\alpha) \cdot p(\vec{y}|\alpha), \quad (36)$$

где k – коэффициент пропорциональности (константа); $p(\alpha)$ – доопытная плотность распределения параметров α ; $p(\vec{y}|\alpha)$ – плотность распределения дискретных значений \vec{y} при фиксированном значении α .

Относительно α зависимость $p(\vec{y}|\alpha)$ не может интерпретироваться как плотность вероятности, так как является обычной функцией. Чтобы подчеркнуть это, ее называют функцией правдоподобия.

Для выражения (36) целесообразно дать следующие пояснения. В доопытной плотности распределения $p(\alpha)$ содержатся сведения об α , которыми располагают до получения реализации \vec{y} . Функция правдоподобия

$p(\vec{y}|\alpha)$ несет информацию, содержащуюся в текущем колебании \vec{y} . Послеопытная плотность распределения $p(\alpha|\vec{y})$ включает в себя все, что известно об α в статистическом смысле. В практических задачах [например, 288, 289] при отыскании алгоритмов обработки удобнее использовать не функцию правдоподобия $p(\vec{y}|\alpha)$, а отношение правдоподобия

$$l(\alpha) = p(\vec{y}|\alpha)/p_n(\vec{y}), \quad (37)$$

где $p_n(\vec{y})$ – условная плотность распределения дискретных значений искажающего (помехового) сигнала.

Поскольку обработке подлежит конкретная реализация \vec{y} , то $p_n(\vec{y})$ будет числом (константой), а выражение (36) представим в виде

$$p(\alpha|\vec{y}) = k \cdot p(\alpha) \cdot l(\alpha), \quad (38)$$

где k – новый коэффициент пропорциональности.

Из выражения (38) следует, что обработка принятого колебания тока (напряжения) должна быть связана с вычислением отношения правдоподобия $l(\alpha)$. При условии, что априорное распределение $p(\alpha)$ достаточно «широкое», то отношение правдоподобия $l(\alpha)$ практически совпадает с послеопытной плотностью вероятности $p(\alpha|\vec{y})$. Вычисление отношения правдоподобия часто связывают с текущим измерением, позволяющим получить оценки параметров $\hat{\alpha}$ и определить ошибки измерения по одной конкретной реализации \vec{y} без учета априорных данных.

Текущие оценки параметров режима (тока, напряжения) находятся по максимуму отношения правдоподобия. В окрестности этого максимума отношение правдоподобия аппроксимируем гауссовым многомерным законом распределения

$$l(\alpha) = m \cdot \exp \left[-\frac{1}{2} \cdot (\alpha - \hat{\alpha})^T \cdot C_y \cdot (\alpha - \hat{\alpha}) \right], \quad (39)$$

где m – постоянный коэффициент, C – матрица точности текущего измерения параметров, элементы которой определяются соотношением [293]

$$C_{y,ij} = (\partial^2 / \partial \alpha_i \partial \alpha_j) \ln l(\alpha). \quad (40)$$

Получим послеопытную плотность вероятности, если $p(\alpha)$ и $l(\alpha)$ допускают аппроксимацию гауссовыми кривыми. При этом обозначим вектор средних значений априорного распределения $\hat{\alpha}_0$, а матрицу точности – C_0 . Для отношения правдоподобия введем соответствующие обозначения – $\hat{\alpha}_y$ и C_y . Тогда $p(\alpha|\vec{y})$ будет характеризоваться нормальным распределением, для которого вектор α назовем результирующей оценкой, а C – результирующей матрицей точности.

Логарифмируя (38) и учитывая нормальные распределения получим

$$\begin{aligned}
& -\frac{1}{2} \cdot (\alpha - \hat{\alpha})^T \cdot C \cdot (\alpha - \hat{\alpha}) = -\frac{1}{2} \cdot (\alpha - \hat{\alpha}_0)^T \cdot C_0 \cdot (\alpha - \hat{\alpha}_0) - \\
& - \frac{1}{2} \cdot (\alpha - \hat{\alpha}_y)^T \cdot C_y \cdot (\alpha - \hat{\alpha}_y) + const.
\end{aligned} \tag{41}$$

Сократим обе части равенства (41) на $-1/2$ и раскроем скобки слева и справа с группировкой членов, содержащих α во второй и первой степени

$$\begin{aligned}
& \alpha^T \cdot C \cdot \alpha - 2 \cdot \alpha^T \cdot C \cdot \hat{\alpha} + \hat{\alpha}^T \cdot C \cdot \hat{\alpha} = \alpha^T \cdot (C_0 + C_y) \cdot \alpha - 2 \cdot \alpha^T \cdot (C_0 \cdot \hat{\alpha}_0 + C_y \cdot \hat{\alpha}_y) + \\
& + \hat{\alpha}_0^T \cdot C_0 \cdot \hat{\alpha}_0 + \hat{\alpha}_y^T \cdot C_y \cdot \hat{\alpha}_y + const.
\end{aligned} \tag{42}$$

Отметим, что в выражении (42) учтено, что матрицы точности симметричные, поэтому для билинейных форм справедливо равенство $\alpha^T \cdot C \cdot \hat{\alpha} = \hat{\alpha}^T \cdot C \cdot \alpha$.

Сопоставим квадратичные и линейные формы относительно α и найдем, что

$$C = C_0 + C_y \quad \text{и} \tag{43}$$

$$C \cdot \hat{\alpha} = C_0 \cdot \hat{\alpha}_0 + C_y \cdot \hat{\alpha}_y. \tag{44}$$

Умножим слева обе части последнего равенства на C^{-1}

$$\hat{\alpha} = C^{-1} \cdot C_0 \cdot \hat{\alpha}_0 + C^{-1} \cdot C_y \cdot \hat{\alpha}_y. \tag{45}$$

Подставляя $C_0 = C - C_y$ из выражения (43), окончательно получим [288, 294, 295]

$$\hat{\alpha} = \hat{\alpha}_0 + C^{-1} \cdot C_y \cdot (\hat{\alpha}_y - \hat{\alpha}_0). \tag{46}$$

Таким образом, выражения (43) и (46) позволяют находить характеристики результирующего распределения по известным $p(a)$ и $l(a)$.

Для скалярного параметра эти выражения приобретают вид

$$\begin{aligned}
1/\sigma^2 &= 1/\sigma_0^2 + 1/\sigma_y^2, \\
\hat{\alpha} &= \hat{\alpha}_0 + (\hat{\alpha}_y - \hat{\alpha}_0) \cdot \sigma^2/\sigma_y^2,
\end{aligned}$$

где σ^2 , σ_0^2 , σ_y^2 – дисперсии соответствующих одномерных гауссовых распределений в (38).

Устройства дискриминаторов, приведенных на рис. 2.5, вычисляющих невязку

$$\Delta_2 = \hat{\alpha}_y - \hat{\alpha}_0, \tag{47}$$

либо пропорциональную ей величину

$$\Delta_1 = C_y \cdot (\hat{\alpha}_y - \hat{\alpha}_0) \tag{48}$$

называют соответственно дискриминаторами второго и первого рода [288, 289]. Разность $\Delta_2 = \hat{\alpha}_y - \hat{\alpha}_0$ (выражение (47)) называют также величиной рассогласования или сигналом ошибки.

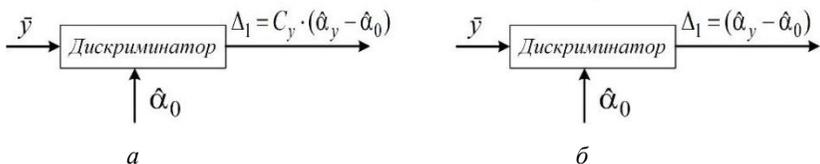


Рис. 2.5. Структурные схемы дискриминаторов первого (а) и второго (б) рода

Для функционирования дискриминаторной схемы необходимо иметь априорное значение параметра α , близкое к истинному значению. Это значение α можно получить, реализуя предварительные оценки параметра ($\hat{\alpha}_0$) с применением последовательных или параллельных измерителей. Причем оценка параметра должна осуществляться в пределах области возможных значений параметра $\alpha_{min} \dots \alpha_{max}$ и предполагать при последовательном поиске перестраиваемую схему в пределах заданного диапазона. Отметим, что последовательный поиск требует большее время для оценки параметра, однако он проще с точки зрения технической реализации. Он не может быть рекомендован для измерения параметров токов и напряжений в условиях быстрых переходных процессов в энергорайонах с объектами РГ.

При реализации схемного решения дискриминатора с выходным эффектом, например $\Delta = \hat{\alpha}_y - \hat{\alpha}_0$, а также цепями сглаживания и обратной связи, как показано на рис. 2.6, приходим к схеме следящего измерителя [288, 294], предполагающего подачу управляющего воздействия в виде опорного параметра $\hat{\alpha}_0$.

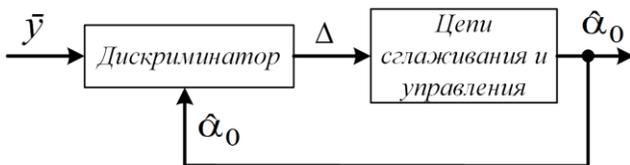


Рис. 2.6. Структурная схема следящего измерителя

Важно отметить, что при отыскании оценки $\hat{\alpha}$ предполагается неизменность параметра на интервале наблюдения (временном «окне» анализа). При несоблюдении этого условия и соответствующем изменении параметра во времени, измеритель (рис. 2.6) будет следить за изменением параметра и уменьшать ошибку рассогласования Δ . В этом случае изменя-

ется опорное значение \hat{a}_0 , из которого можно получить требуемую оценку параметра в текущий момент времени. Реализация цепей сглаживания в схемном решении (рис. 2.6) может быть выполнена на основе различных подходов, описанных в [288]. Целесообразно использование сглаживания с применением процедуры минимизации среднего квадрата ошибки.

Следящие системы измерения реализуются и более строгим методом с учетом полного процесса оптимизации измерения [например, 288]. При этом задается модель случайного изменения параметра, а затем выполняется оптимизационная процедура, в соответствии с теорией оценивания случайных процессов [296]. Однако модельные подходы к оценке параметров режима в энергорайонах с объектами РГ затруднительны по причине множественности и высокой скорости их изменения в условиях быстрых переходных процессов.

2.7. Вариант схемного решения измерителя параметров аварийного режима с применением дискриминаторных методов

Рассмотрим вариант реализации цифрового частотного дискриминатора с амплитудным детектированием для оценки частоты и амплитуды напряжения переходного процесса. Одновременное измерение амплитуды и частоты напряжения в условиях быстрых переходных процессов является актуальной задачей для энергорайонов с объектами РГ. Пример структурной схемы дискриминаторного измерителя частоты и напряжения приведен на рис. 2.7.

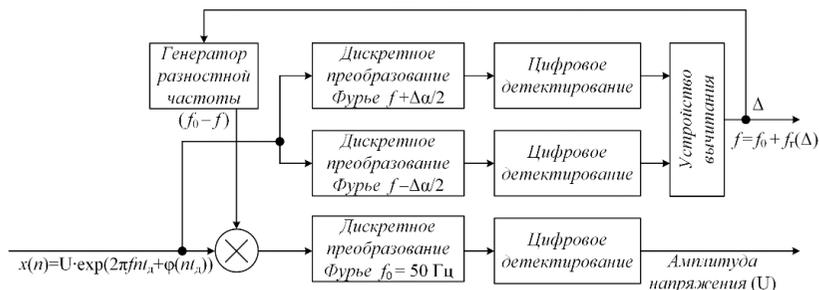


Рис. 2.7. Структурная схема дискриминаторного измерителя частоты и напряжения

Такой измеритель предполагает непрерывное оценивание и подстройку частоты напряжения. Постройка частоты реализуется с помощью цифрового генератора разностной частоты, на вход которого поступает разностный сигнал с выхода устройства вычитания дискриминатора. Функционирование генератора разностной частоты осуществляется в соответствии с дискриминаторной характеристикой, приведенной на рис. 2.8, отражающей зависимость рассогласования Δ от частоты сигнала напряжения на входе дискриминатора, осуществляя перенос входного дискретного сигнала напряжения $U \cdot \exp [2\pi f n t_d + \varphi(n t_d)]$ на частоту $f_0 = 50$ Гц.

Дополнительно в состав дискриминаторного измерителя (рис. 2.7) входят: два фильтра, выполненные с использованием ДПФ и отстроенные по частоте от гармоники $f_0 = 50$ Гц на величину соответственно $+\Delta\alpha/2$ и $-\Delta\alpha/2$, где $\Delta\alpha$ – диапазон однозначного измерения частоты (рис. 2.8); цифровые амплитудные детекторы, выполненные, например, по схеме [294, 297, 298]; устройство вычитания. Совокупность цифровых фильтров с применением ДПФ и цифровых детекторов обеспечивает реализацию амплитудно-частотных характеристик (рис. 2.8а) каналов обработки сигналов, а за счет применения устройства вычитания формируется дискриминаторная характеристика (рис. 2.8б). Отметим, что текущее значение частоты определяется сигналом рассогласования дискриминаторной характеристики (рис. 2.8) относительно частоты $f_0 = 50$ Гц.

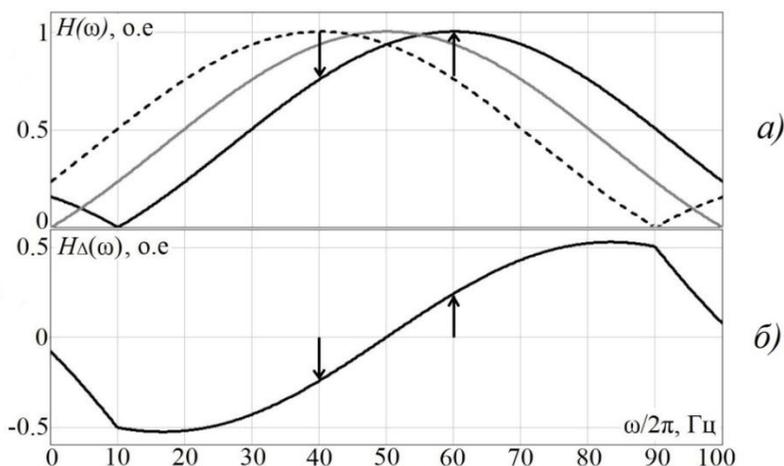


Рис. 2.8. Пояснения к принципу формирования дискриминаторной характеристики

Отдельный канал обработки сигнала на частоте $f_0 = 50$ Гц предназначен для оценки амплитуды напряжения. Важно отметить, что в принципе можно обойтись без такого специально выделенного канала, обеспечивая суммирование сигналов на выходах цифровых фильтров дискриминатора, однако оценка амплитуды напряжения с использованием такого суммирования потребует непрерывной калибровки измерителя при изменениях частоты входного сигнала напряжения.

Вместо устройства вычитания, как показано на рис. 2.7, возможны технические решения дискриминатора на основе отношения амплитуд напряжения на выходе каналов обработки, которые рассматриваются далее.

2.8. Оценка параметров аварийного режима с применением дискриминаторных методов

Пусть окно данных ДПФ на основной частоте содержит $N_0 = 80$ отсчетов сигнала, тогда время дискретизации составит $t_d = T_0/N_0 = 0,02$ с / 80 = 250 мкс. Выбранное время дискретизации считаем постоянной величиной, определяющей параметры аналого-цифрового преобразования (АЦП). Все остальные параметры цифровых фильтров ДПФ определяются относительно выбранного t_d .

При формировании дискриминаторной характеристики важно, чтобы она была линейной в заданном диапазоне частот и симметричной относительно точки, соответствующей основной частоте 50 Гц. В этом случае имеет место линейная зависимость выходного сигнала дискриминатора (Δ) от измеряемой величины (рис. 2.8).

В общем случае для построения ДПФ фильтра на определенной частоте (f'') при заданном t_d необходимо в качестве длины окна данных (N) выбрать ближайшее целое число к расчетному значению $N' = (f_0 / f'') \cdot N_0$ [297, 299, 300]. Так, при $f'' = 60$ Гц, $N' = (50 / 60) \cdot 80 \approx 67$, при $f'' = 40$ Гц, $N' = (50 / 40) \cdot 80 = 100$. Следует отметить, что при заданных параметрах АЦП для ДПФ фильтров разных частот изменяется число коэффициентов в импульсной характеристике, их значение и величина ошибок фильтрации [297–304]. Дополнительно изменяется ширина основного «лепестка» АЧХ ДПФ фильтра (рис. 2.9), а дискриминаторная характеристика становится как нелинейной, так и несимметричной.

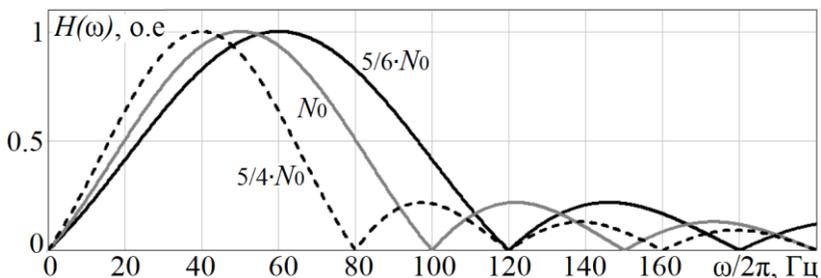


Рис. 2.9. АЧХ фильтров Фурье при изменении длины окна данных (N)

Отметим, что фильтрацию на требуемой частоте можно осуществить, взяв за основу ДПФ на $f_0 = 50$ Гц. При этом выполняется предварительное преобразование входного сигнала частоты (f') со «сдвигом» его спектра в частотной области на величину $\Delta f = (f' - f_0)$.

Пусть сигналу $x(t)$ соответствует изображение в частотной области $X(j\omega) \leftrightarrow x(t)$, введем новую переменную $\omega'' = \omega - \Delta\omega$. Используя свойство смещения частотного представления [298, 301], можно записать

$$X''(j\omega'') = X(j\omega - j\Delta\omega) \leftrightarrow \exp(j\Delta\omega \cdot t) \cdot x(t). \quad (49)$$

Запишем функцию свертки сигнала $\exp(j\Delta\omega \cdot t) \cdot x(t)$ с коэффициентами фильтра Фурье на основной частоте в дискретном виде. Также учтем, что $\Delta\omega = 2\pi \cdot \Delta f$, $t = n \cdot t_n = n \cdot (N_0 \cdot f_0)^{-1}$, тогда

$$X_1(n) = \sum_{k=0}^{N-1} \left(e^{j \frac{2\pi}{N \cdot f_0} (f' - f_0)(n-k)} \cdot x(n-k) \cdot \frac{2}{N} \cdot e^{-j \frac{2\pi}{N} k} \right). \quad (50)$$

Раскрывая скобки в выражении (50), имеем

$$X_1(n) = \sum_{k=0}^{N-1} \left(e^{j \frac{2\pi}{N} (\frac{f'}{f_0} - 1)n} \cdot x(n-k) \cdot \frac{2}{N} \cdot e^{-j \frac{2\pi}{N} (\frac{f'}{f_0} - 1)k} \cdot e^{-j \frac{2\pi}{N} k} \right). \quad (51)$$

Группируя множители под знаком суммы, приходим к соотношению

$$X_1(n) = e^{j \frac{2\pi}{N} (\frac{f'}{f_0} - 1)n} \cdot \sum_{k=0}^{N-1} \left(x(n-k) \cdot \frac{2}{N} \cdot e^{-j \frac{2\pi}{N} \frac{f'}{f_0} k} \right). \quad (52)$$

Таким образом выходной эффект фильтра, соответствующего (52) и частоте f' , будет определяться новыми коэффициентами импульсной ха-

рактеристики ($\frac{2}{N} \cdot e^{-j \cdot \frac{2\pi}{N} \cdot \frac{f'}{f_0} \cdot k}$; $k=0,1, \dots, N-1$), а также экспоненциальным «поворотным» множителем $e^{j \cdot \frac{2\pi}{N} \cdot (\frac{f'}{f_0} - 1) \cdot n}$.

Важно отметить, что экспоненциальный «поворотный» множитель $e^{j \cdot \frac{2\pi}{N} \cdot (\frac{f'}{f_0} - 1) \cdot n}$ приводит к трансформации временного масштаба окна данных для ДПФ на частоте f' . В тоже время, поскольку модуль $X_1(n)$ в равенстве (52) численно равен модулю выражения под знаком групповой суммы и не зависит от «поворотного» множителя, то при определении АЧХ фильтра последний может быть исключен.

Соответственно при ДПФ на разных частотах f' для дискриминаторной схемы «поворотные» множители также могут быть исключены. Такое упрощение приводит к общему выражению ДПФ на частоте $f' = f_0 \cdot h'$ в виде

$$X_{h'}(n) = \frac{2}{N} \cdot \sum_{k=0}^{N-1} (x(n-k) \cdot e^{-j \cdot \frac{2\pi}{N} \cdot k \cdot h'}), \quad (53)$$

где h' – коэффициент кратности частоты f' по отношению к основной частоте.

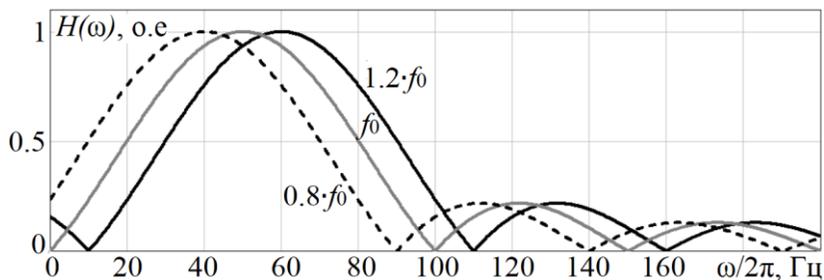


Рис. 2.10. АЧХ фильтров Фурье при различных значениях коэффициента h' в (53)

Таким образом (53) имеет вид, соответствующий общему выражению ДПФ, однако коэффициент h' не ограничен целочисленными значениями, в отличие от стандартного ДПФ.

Для частот $f' = 60$ Гц и $f' = 40$ Гц значения коэффициентов h' в выражении (53) составят соответственно 1,2 и 0,8. Амплитудно-частотные характеристики ДПФ фильтров указанных частот приведены на рис. 2.10.

Анализ рис. 2.10 свидетельствует об идентичности частотных характеристик на частотах 40, 50 и 60 Гц.

Можно предложить несколько вариантов формирования дискриминаторной характеристики. Например, разностную характеристику можно получить путем разности протектированных сигналов на выходах фильтров для разных частот (например, 60 и 40 Гц)

$$H_{\Delta}(\omega) = H_{60}(\omega) - H_{40}(\omega). \quad (54)$$

Дискриминаторная характеристика, соответствующая выражению (54), приведена на рис. 2.11. Непосредственно характеристику (рис. 2.11) использовать в качестве дискриминаторной затруднительно, поскольку при изменении амплитуды входного сигнала напряжения (рис. 2.7) пропорционально изменяется разность выходных сигналов цифровых фильтров. Таким образом, необходимо нормировать разностную характеристику (рис. 2.11) в соответствии с амплитудой напряжения. В качестве вариантов возможно нормирование по амплитуде выходного сигнала ДПФ на частоте 50 Гц, или по амплитуде выходного сигнала ДПФ одного из фильтров, используемых для вычисления разности (54). В первом случае выражение для определения дискриминаторной характеристики принимает вид (55), а сама нормированная характеристика $H_{\Delta,н.50}(\omega)$ показана на рис. 2.11,

$$H_{\Delta,н.50}(\omega) = (H_{60}(\omega) - H_{40}(\omega)) / H_{50}(\omega). \quad (55)$$

Заметим, что в рассмотренном варианте (выражение (55)) к общей погрешности дискриминаторной схемы добавляется погрешность ДПФ на частоте 50 Гц.

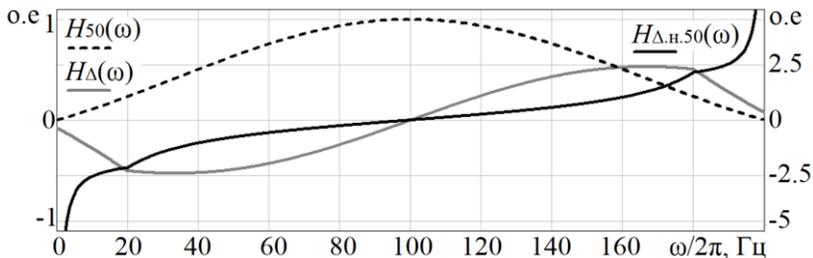


Рис. 2.11. Разностная дискриминаторная характеристика

При альтернативном подходе нормирование осуществляется по амплитуде результатов ДПФ одного из фильтров с АЧХ $H_{60}(\omega)$ или $H_{40}(\omega)$. В этом случае дискриминаторная характеристика соответствует отношению частотных характеристик фильтров и определяется равенствами (56) и (57)

$$H_{\delta,1}(\omega) = (H_{60}(\omega) - H_{40}(\omega)) / H_{40}(\omega) = \frac{H_{60}(\omega)}{H_{40}(\omega)} - 1, \quad (56)$$

$$H_{\delta,2}(\omega) = (H_{40}(\omega) - H_{60}(\omega)) / H_{60}(\omega) = \frac{H_{40}(\omega)}{H_{60}(\omega)} - 1. \quad (57)$$

Дискриминаторные характеристики, соответствующие выражениям (56) и (57), показаны на рис. 2.12. Как видно из рис. 2.12 характеристики $H_{\delta,1}(\omega)$ и $H_{\delta,2}(\omega)$ несимметричны относительно основной частоты. Устранить этот недостаток и добиться симметричности позволяет вычисление разности $H_{\delta,1}(\omega)$ и $H_{\delta,2}(\omega)$ согласно выражению (58)

$$H_{\delta}(\omega) = H_{\delta,1}(\omega) - H_{\delta,2}(\omega) = \frac{H_{60}(\omega)}{H_{40}(\omega)} - \frac{H_{40}(\omega)}{H_{60}(\omega)}. \quad (58)$$

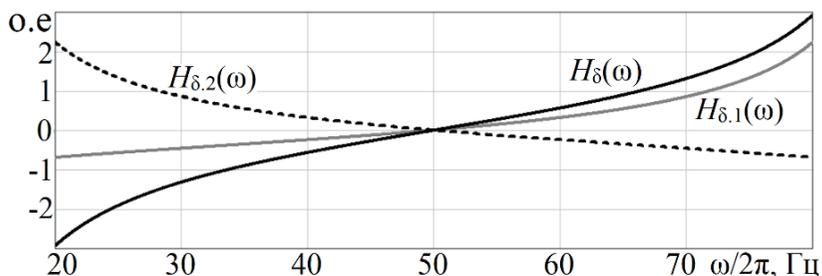


Рис. 2.12. Улучшенная дискриминаторная характеристика

Для улучшенной дискриминаторной характеристики (рис. 2.12) свойственны симметричность относительно основной частоты, а также линейность в широком диапазоне частот, что особенно важно для решаемой задачи.

В практическом примере конкретизируем техническое исполнение схемного решения (рис. 2.7). С целью минимизации вычислительных затрат при реализации ДПФ воспользуемся алгоритмом Герцеля [302, 303].

Дискретное N -точечное преобразование Фурье сигнала $x(n)$ запишем в виде функции свертки

$$X_h(n) = \frac{2}{N} \cdot \sum_{k=0}^{N-1} (x(n-k) \cdot e^{-j \frac{2\pi}{N} \cdot k \cdot h}). \quad (59)$$

Раскроем сумму применительно к выражению (59)

$$X_h(n) = \frac{2}{N} \cdot (x(n) \cdot e^0 + x(n-1) \cdot e^{-j \frac{2\pi}{N} \cdot h} + \dots + x(n-N+1) \cdot e^{-j \frac{2\pi}{N} \cdot (N-1) \cdot h}). \quad (60)$$

Вынесем множитель $e^{-j \frac{2\pi}{N} \cdot h}$ за скобки, а также преобразуем сумму (60) к виду

$$X_h(n) = \frac{2}{N} \cdot e^{-j \frac{2\pi}{N} \cdot h} \cdot (x(n) \cdot e^{j \frac{2\pi}{N} \cdot h} + x(n-1) \cdot e^0 + \dots + x(n-N+1) \cdot e^{-j \frac{2\pi}{N} \cdot (N-2) \cdot h} + x(n-N) \cdot e^{-j \frac{2\pi}{N} \cdot (N-1) \cdot h} - x(n-N) \cdot e^{-j \frac{2\pi}{N} \cdot (N-1) \cdot h}) \quad (61)$$

Или

$$X_h(n) = \frac{2}{N} \cdot e^{-j \frac{2\pi}{N} \cdot h} \cdot (x(n) \cdot e^{j \frac{2\pi}{N} \cdot h} - x(n-N) \cdot e^{-j \frac{2\pi}{N} \cdot (N-1) \cdot h} + \frac{N}{2} \cdot X_h(n-1)) = \frac{2}{N} \cdot (x(n) - x(n-N) \cdot e^{-j 2\pi \cdot h}) + X_h(n-1) \cdot e^{-j \frac{2\pi}{N} \cdot h}. \quad (62)$$

Выражение (62) соответствует ДПФ, настроенному на частоту $h \cdot f_0$. При целочисленных h коэффициент $\exp(-j \cdot 2 \cdot \pi \cdot h)$ равен единице, тогда для дискретного фильтра частоты $f_0 = 50$ Гц выражение (62) принимает упрощенную форму

$$X_1(n) = \frac{2}{N} \cdot (x(n) - x(n-N)) + X_h(n-1) \cdot e^{-j \frac{2\pi}{N}}. \quad (63)$$

При значении коэффициента $h = 1,2$ дискретный фильтр Фурье соответствует частоте $f = 60$ Гц, а выражение (62) принимает вид

$$X_{1,2}(n) = \frac{2}{N} \cdot (x(n) - x(n-N) \cdot e^{-j 2 \cdot \pi \cdot 1,2}) + X_{1,2}(n-1) \cdot e^{-j \frac{2\pi}{N} \cdot 1,2}. \quad (64)$$

Указанная выше последовательность рассуждений приводит к общей схеме рекурсивной реализации ДПФ, приведенной на рис. 2.13, где обозначение z^{-1} , z^{-N} соответствует задержке на один и N дискретных отсчетов входного сигнала напряжения.

Отметим, что применение алгоритма Герцеля при реализации ДПФ (рис. 2.13) существенно сокращает вычислительные затраты, которые практически не зависят от длины «окна данных» сигнала N [302, 303].

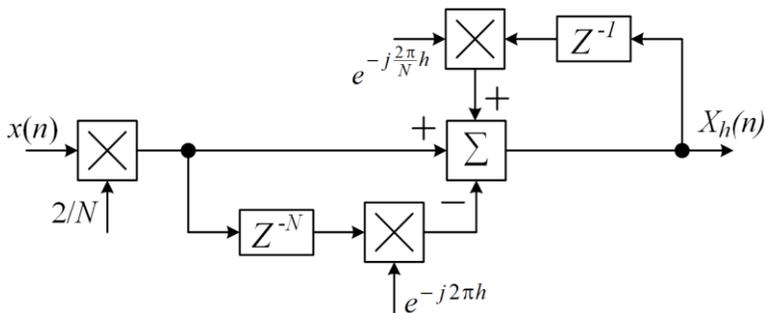


Рис. 2.13. Реализация ДПФ с применением алгоритма Герцеля

Для нормального функционирования дискриминаторной схемы недостаточно только применения требуемых фильтров ДПФ. Поскольку окно данных фильтра рассчитывается, исходя из допущения равенства частоты сигнала частоте $f_0 = 50$ Гц, то при отклонениях частоты сигнала в установившемся режиме от величины $(2 \cdot (N \cdot t_d)^{-1} - f')$ на выходе ДПФ фильтров возникают осцилляции амплитуды выходных сигналов [304].

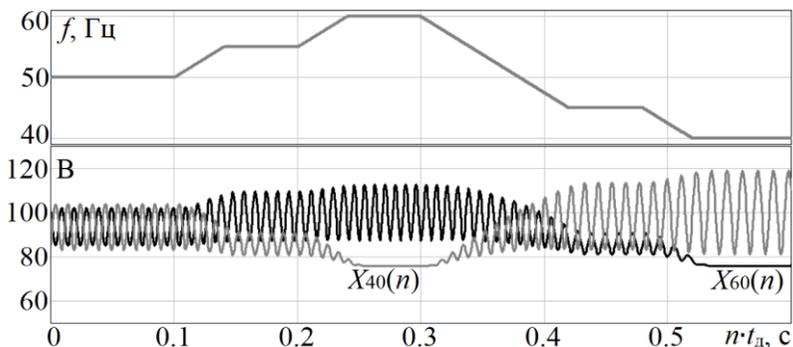


Рис. 2.14. Влияние частоты сигнала напряжения на искажения амплитуды на выходе ДПФ фильтра

На рис. 2.14 показаны изменения частоты тестового сигнала напряжения во времени, при этом амплитуда сигнала была неизменной и составляла 100 В.

Анализ рис. 2.14 показывает, что частота колебаний амплитуды сигнала напряжения на выходе ДПФ фильтров пропорциональна частоте входного сигнала. Целесообразно сглаживать значения амплитуды напряжения после реализации ДПФ, выделив постоянную составляющую на выходе фильтра.

Сглаживание выполним путем интегрирования мгновенных значений амплитуды напряжения

$$X_{0,h'}(n) = \frac{1}{N''} \cdot \sum_{k=0}^{N''-1} X_h(n-k), \quad (65)$$

где N'' – длина окна данных фильтра сглаживания, которую целесообразно изменять в зависимости от текущей частоты f'' входного сигнала напряжения в соответствии с равенством

$$N'' = N_0 \cdot \frac{f_0}{f''}. \quad (66)$$

Для точной оценки амплитуды напряжения $X''_{0,h'}$ следует ввести коррекцию сглаженного сигнала на выходе ДПФ фильтра ($X_{0,h'}$). Коррекция осуществляется на основе значений АЧХ фильтра ($H_{h'}(f'')$) и в соответствии с его h' коэффициентом (выражение (53))

$$X''_{0,h'}(n) = X_{0,h'}(n) \cdot (H_{h'}(f''))^{-1}. \quad (67)$$

С учетом вышеизложенных особенностей цифровой обработки сигналов структурная схема устройства, реализующего дискриминаторный метод оценки частоты и амплитуды напряжения, принимает вид, представленный на рис. 2.15. Выражения (55) и (58) используются для формирования дискриминаторной характеристики устройства. На рис. 2.15 штриховыми линиями выделены отдельные блоки схемы, пунктирными – альтернативные цепи схемы.

Исследования динамических характеристик методов оценки параметров режима энергорайонов с объектами РГ проводились применительно к задаче противоаварийного управления. Анализировались переходные процессы при отключении части генераторов в изолированном энергорайоне без КЗ (рис. 1.1а, см. главу 1) и с КЗ в основной сети (рис. 1.4б, см. главу 1).

При этом провал напряжения в течение КЗ приводил к значительным изменениям характера переходного процесса, в зависимости от состава нагрузки и параметров ГУ (использовались разные типы ГУ) [305].

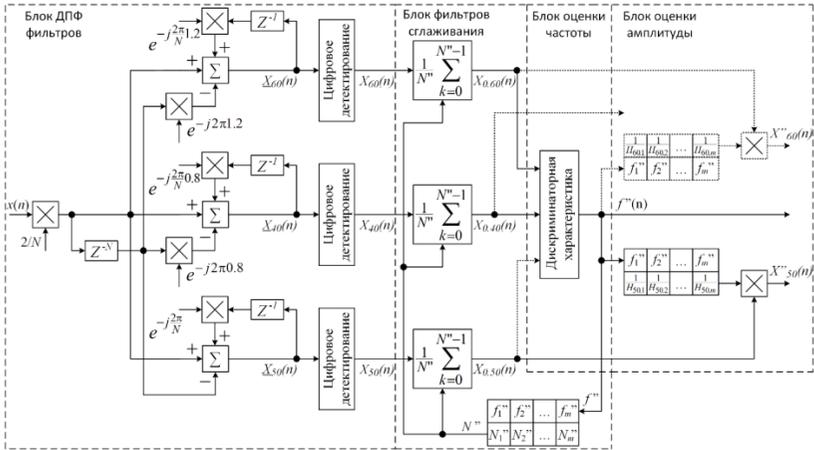


Рис. 2.15. Структурная схема измерителя частоты и амплитуды сигнала напряжения на основе дискриминаторных методов

Примеры переходных процессов, характеризующих указанные выше режимы и полученные по результатам имитационного моделирования, приведены на рис. 1.1а и 1.4б (см. главу 1).

Проводилось имитационное моделирование, целью которого являлось определение погрешностей оценки параметров напряжения в соответствии со схемой устройства (рис. 2.15). Моделирование реализовалось в ПК «Mathcad». Для исследований использовался тестовый сигнал напряжения с постоянной амплитудой 100 В, а частота изменялась во времени в соответствии с рис. 2.14.

На рис. 2.16–2.20 изображены измеряемые дискриминаторным методом (рис. 2.15) амплитуда и частота сигнала напряжения, а также ошибки оценки частоты. На рис. 2.16–2.20 приняты следующие обозначения: $\Delta f''_1(n)$ и $\Delta f''_2(n)$ – погрешности оценки частоты, характерные различным вариантам дискриминаторной характеристики (выражения (55) и (58) соответственно); $f''_2(n)$ – расчетная частота при дискриминаторной характеристике (58); $f(n)$ – текущее (модельное) значение частоты сигнала напряжения; X''_{50} , X''_{60} , – откорректированные значения амплитуды напряжения на выходах ДПФ фильтров соответствующих частот. Поскольку применение ДПФ фильтров приводит к некоторой задержке требуемого значения амплитуды напряжения, то для оценки погрешности на рисунках совмещены во времени кривые расчетной и текущей частоты.

Анализ рисунков 2.16–2.18 позволяет сделать следующие выводы:

- погрешность оценки частоты при использовании дискриминаторной характеристики (55) в целом больше, чем применение ее варианта (58). Поэтому для построения измерительных органов устройств ПАУ целесообразно использовать вариант дискриминаторной характеристики по выражению (58);

- дискриминаторные методы оценки параметров режима обладают высокими динамическими характеристиками. Так, в установившемся режиме для диапазона 40–60 Гц погрешность измерения частоты сигнала напряжения не превышает 0,1 Гц. При значительных изменениях частоты сигнала напряжения во времени погрешность ее оценки возрастает. В этом случае высокие динамические характеристики дискриминаторных методов сохраняются. При скорости изменения частоты 2,5 Гц (5 %) за 20 мс погрешность не превысила 0,5 Гц;

- погрешность оценки амплитуды напряжения на выходах ДПФ фильтров не превышает 1 %. При измерениях амплитуды напряжения в схеме (рис. 2.15) целесообразно применение ДПФ фильтрации на частоте 50 Гц в качестве основного канала цифровой обработки сигналов с ошибками не более 0,5 %;

- модельные эксперименты показали, что погрешность оценки параметров режима в целом снижается при увеличении частоты дискретизации.

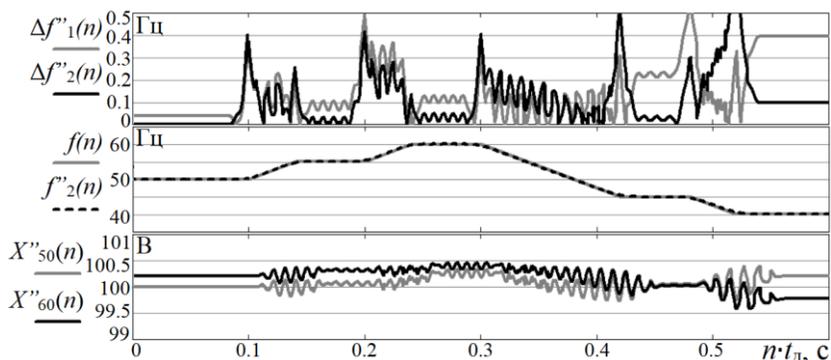


Рис. 2.16. Иллюстрации к оценке точности измерения частоты и амплитуды напряжения дискриминаторным методом при $t_d = 0,25$ мс

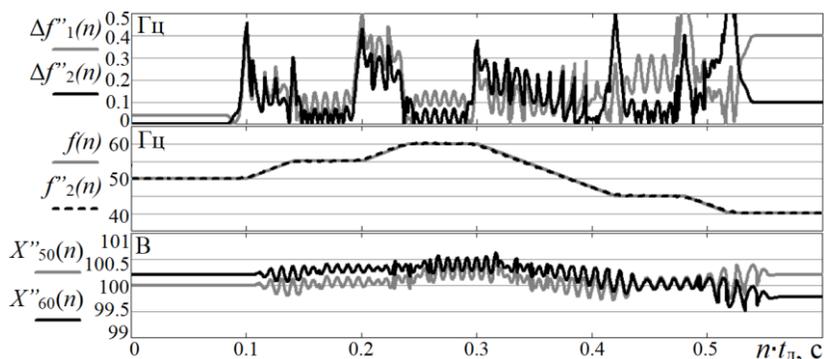


Рис. 2.17. Иллюстрации к оценке точности измерения частоты и амплитуды напряжения дискриминаторным методом при $t_d = 0,5$ мс

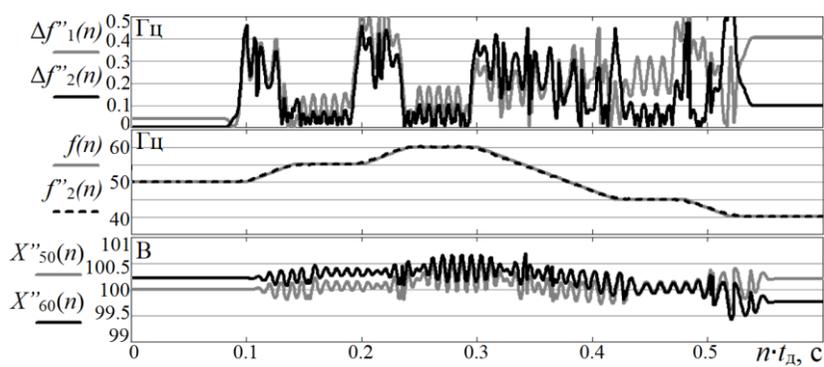


Рис. 2.18. Иллюстрации к оценке точности измерения частоты и амплитуды напряжения дискриминаторным методом при $t_d = 1$ мс

Были проведены исследования по определению устойчивости дискриминаторных методов к изменениям параметров качества электроэнергии. В имитируемый входной сигнал напряжения добавлялась вторая гармоника и компонента на некратной частоте 170 Гц. Выбирались достаточно жесткие условия для цифровой обработки сигналов при изменениях параметров режима, когда уровень помеховых составляющих достигал 15 % от амплитуды напряжения.

Рис. 2.19 и 2.20 иллюстрируют результаты указанных имитационных экспериментов. Следует отметить, что даже в таких условиях погрешности оценки частоты и амплитуды сигнала напряжения не превысили 2,5 %.

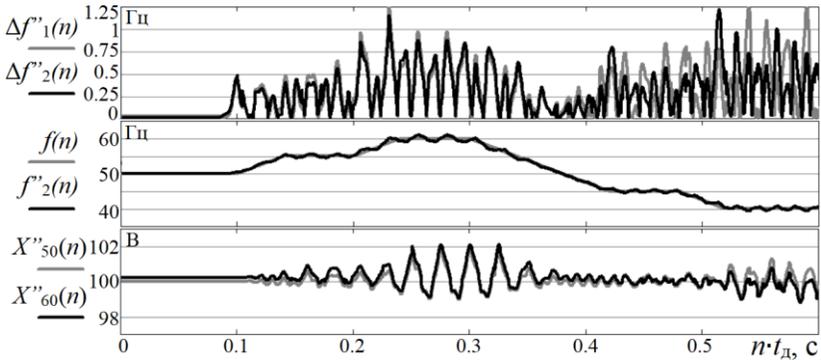


Рис. 2.19. Иллюстрации к оценке точности измерения частоты и амплитуды напряжения дискриминаторным методом при добавлении 2-ой гармоники ($t_d = 0,5$ мс)

На рис. 2.21 и 2.22 приведены зависимости (с разной частотой дискретизации), характеризующие точность измерения частоты напряжения, соответствующие переходному процессу (рис. 1.1а, см. главу 1) при отключении одного ТГ из двух в энергорайоне с объектами РГ.

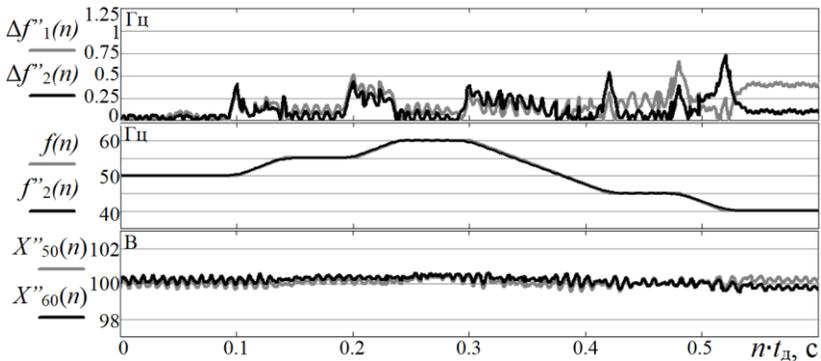


Рис. 2.20. Иллюстрации к оценке точности измерения частоты и амплитуды напряжения дискриминаторным методом при добавлении некротной гармоники 170 Гц ($t_d = 0,5$ мс)

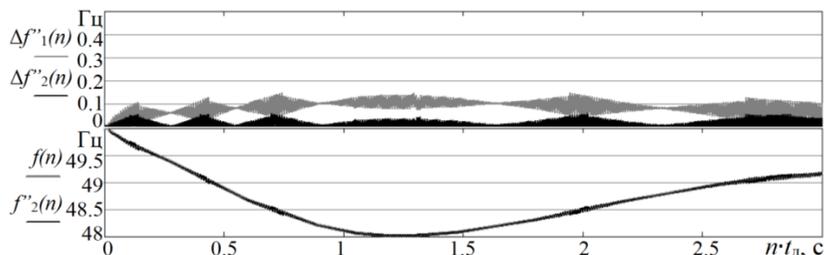


Рис. 2.21. Оценки погрешности и зависимости изменений расчетного и текущего значений частоты напряжения при реализации дискриминаторного метода, $t_d = 0,25$ мс

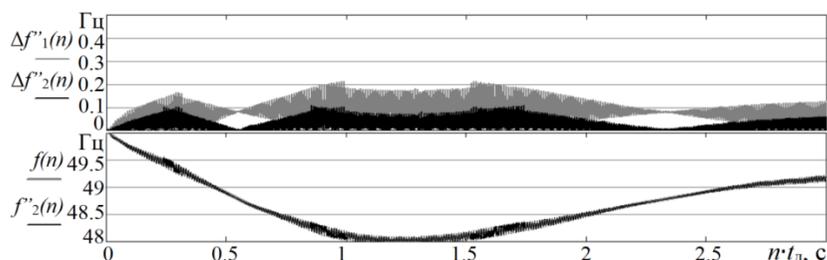


Рис. 2.22. Оценки погрешности и зависимости изменений расчетного и текущего значений частоты напряжения при реализации дискриминаторного метода, $t_d = 0,5$ мс

На рис. 2.23 и 2.24 приведены зависимости (с разной частотой дискретизации), характеризующие точность измерения частоты напряжения и соответствующие переходному процессу при отключении трех ГПУ из шести при трехфазном КЗ и работе АЧР-1 в энергорайоне (рис. 1.4б, см. главу 1).

Сопоставительный анализ, результаты которого приведены на рис. 2.21–2.24, свидетельствует о высоких динамических характеристиках дискриминаторных методов при оценке параметров режима.

Проведенный анализ осциллограмм напряжения, представленных на рис. 2.16–2.20 показывают, что колебания амплитуды выходных сигналов ДПФ фильтров (рис. 2.15) не удается полностью компенсировать. Это объясняется тем, что число выборок, используемых в фильтре сглаживания, конечно и изменяется ступенчато в зависимости от частоты.

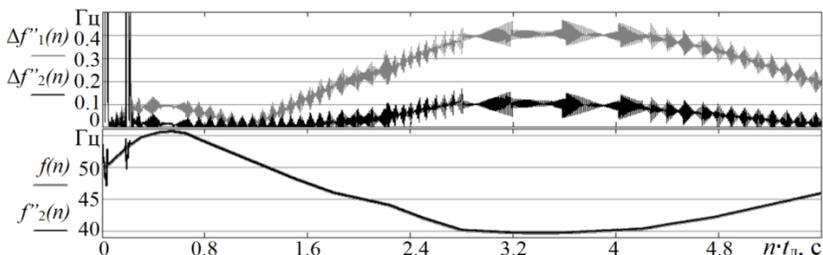


Рис. 2.23. Оценка погрешности схемы при значительном изменении частоты с $t_d = 0,25$ мс

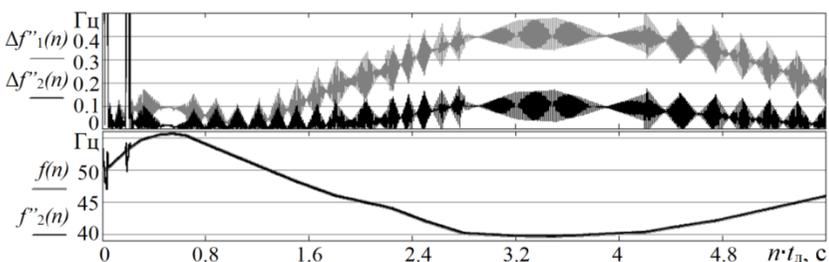


Рис. 2.24. Оценка погрешности схемы при значительном изменении частоты с $t_d = 0,5$ мс

Аналогичными причинами обусловлено наличие участков «нулевой» погрешности (например, рис. 2.21–2.22). Причем, при более высокой частоте дискретизации (большем количестве N отсчетов на период промышленной частоты) число участков «нулевой» погрешности становится больше, а ошибка в среднем имеет меньшую амплитуду, как показано на рис. 2.21.

2.9. Статистическая задача последовательного принятия решений при идентификации нормального и аварийного режимов энергорайонов

Пусть существует режим, принадлежащий одному из двух классов $\{H_0, H_1\}$ (0 – нормальный режим, 1 – аварийный режим), характеризующийся

соответствующими гипотезами H_0 и H_1 . Также пусть имеется ряд последовательных измерений параметров, характеризующих одновременно и нормальный и аварийный режим $\{x_1, \dots, x_m\}$, обозначенный обобщенной переменной x . Стратегия последовательного принятия решения соответствует ряду решающей функции $S = \{S_1, \dots, S_m\}$, где S_i определяется измерениями $\{x_1, \dots, x_m\}$, соответствующими классам $\{H_0, H_1, H_n\}$. Стратегия S оценивает каждое измерение x_i в соответствующий дискретный момент времени i , и вырабатывает решение S_i . Гипотеза H_n означает «не знаю» и предполагает «продолжение решения» за счёт выполнения еще одного дискретного шага. Если принимается решение \hat{H}_n , то выполняется измерение x_{i+1} и оценивается решающая функция S_{i+1} . В противном случае стратегия S предполагает однозначную классификацию режима на шаге S_i .

При этом принципиально возможны следующие шесть ситуаций совмещения случайных событий «решения» $\hat{H} = \{H_0, H_1, H_n\}$ и «условия» $H = \{H_0, H_1\}$ для текущего измерения x_i :

1. $\hat{H}_1 H_1$ – правильное распознавание аварийного режима;
2. $\hat{H}_0 H_1$ – пропуск аварийного режима;
3. $\hat{H}_n H_1$ – принятие решения «не знаю» в условиях аварийного режима;
4. $\hat{H}_n H_0$ – принятие решения «не знаю» в условиях нормального режима;
5. $\hat{H}_1 H_0$ – ложное принятие решения об аварийном режиме;
6. $\hat{H}_0 H_0$ – правильное распознавание нормального режима.

Возможными показателями эффективности распознавания режимов можно было бы считать вероятности совмещения указанных выше шести событий. При этом любая из вероятностей совмещения событий сводится к произведению условной вероятности решения $P(\hat{H}_l | H_k)$ на вероятность условия $P(H_k)$, $l \in \{0, 1, n\}$; $k \in \{0, 1\}$. То есть

$$P(\hat{H}_l H_k) = P(\hat{H}_l | H_k) \cdot P(H_k). \quad (68)$$

Вероятности наличия $P(H_1)$ или отсутствия $P(H_0)$ аварийного режима являются априорными и обычно неизвестны. Условные вероятности решений $P(\hat{H}_l | H_k)$ могут быть оценены на основе имитационного моделирования, экспериментально или расчётными методами [288, 306, 307]. Соответственно, именно они (условные вероятности), а не вероятности совмещения событий, используются в качестве показателей эффективности распознавания режимов.

В ряде задач распознавания режимов вводят более общий показатель, которым является средний риск (математическое ожидание) ошибок распознавания [288, 306–312], представляющий собой усреднённую плату за

ошибки принятия решений. Для трёхальтернативного распознавания режимов необходимо учитывать нежелательность принятия решения «не знаю». Таким образом, средний риск определяется

$$\bar{C} = C_{01} P(\hat{H}_0 | H_1) + C_{10} P(\hat{H}_1 | H_0) + C_{н1} P(\hat{H}_н | H_1) + C_{н0} P(\hat{H}_н | H_0), \quad (69)$$

где C_{01} и C_{10} – стоимости пропуска аварийного режима и ложное принятие решения об аварийном режиме, а $C_{н1}$ и $C_{н0}$ – стоимости незнания при наличии и отсутствии аварийного режима.

Дополнительно отметим, что многоэтапное трёхальтернативное распознавание режимов относится к последовательным процедурам. В таком случае важным показателем последовательного распознавания является среднее число циклов, необходимое для обеспечения заданных показателей качества распознавания режима.

Оптимизация процедуры распознавания режимов при статистической постановке задачи достигается снижением условных вероятностей ошибочных решений, согласно выбранным критериям. Как правило, возможности понизить условные вероятности ошибочных решений отсутствуют, а такие требования являются противоречивыми. Например, всегда можно добиться значения условной вероятности пропуска аварийного режима $P(\hat{H}_0 | H_1) = 0$, считая, что аварийный режим соответствует каждой реализации токов и напряжений. Но, тогда и условная вероятность $P(\hat{H}_1 | H_0)$ ложного принятия решения об аварийном режиме практически равна единице. И наоборот, можно добиться, что условная вероятность ложного принятия решения об аварийном режиме $P(\hat{H}_1 | H_0) = 0$, например, существенно увеличив уставку устройства защиты (автоматики). При этом условная вероятность пропуска аварийного режима $P(\hat{H}_0 | H_1)$ возрастает до единицы.

В статистической теории распознавания [288, 306–310] вводят взвешенные критерии, наиболее часто используемым из которых является критерий минимума среднего риска. Применительно к задаче оптимизации трёхальтернативного распознавания режимов выражение для минимизации среднего риска (69) приобретает вид

$$P(\hat{H}_0 | H_1) + \eta_0 P(\hat{H}_1 | H_0) + \eta_1 P(\hat{H}_н | H_1) + \eta_2 P(\hat{H}_н | H_0) \rightarrow \mathbf{min}. \quad (70)$$

В выражении (70) слагаемые $P(\hat{H}_н | H_1)$ и $P(\hat{H}_н | H_0)$ представляют собой условные вероятности принятия решения «не знаю» при наличии или отсутствии аварийного режима. Причем до последнего шага последовательной процедуры должны сохраняться условия нормировки

$$\begin{aligned} P(\hat{H}_1 | H_1) + P(\hat{H}_0 | H_1) + P(\hat{H}_н | H_1) &= 1, \\ P(\hat{H}_1 | H_0) + P(\hat{H}_0 | H_0) + P(\hat{H}_н | H_0) &= 1. \end{aligned} \quad (71)$$

Весовые коэффициенты, входящие в выражение для минимума среднего риска (70), определяются следующими равенствами

$$\eta_0 = C_{10} P(H_0) / C_{01} P(H_1), \quad \eta_1 = C_{n1} / C_{01}, \quad \eta_2 = C_{n0} P(H_0) / C_{01} P(H_1). \quad (72)$$

Считается, что стоимости незнания меньше стоимостей ошибок $C_{n0} < C_{10}$, $C_{n1} < C_{01}$, именно это условие определяет целесообразность перехода к последовательной процедуре принятия решения. Отметим $\eta_2 < \eta_0$, $\eta_1 < 1$, что важно для дальнейших рассуждений.

Полагаем, что плотности вероятности реализаций параметров при условии нормального $p_0(x)$ и аварийного $p_1(x)$ режимов, известны (получены, например, по результатам имитационного моделирования). Определим вначале, неоптимальные в общем случае, решающие функции $\hat{A}(x)$ и $\hat{A}_n(x)$. Тогда оптимизация трёхальтернативного распознавания режимов состоит в выборе наиболее целесообразного правила принятия решений «да», «нет» или «не знаю», согласно весовому критерию (70), вытекающему из выражения среднего риска (69). При принятых обозначениях условные вероятности, входящие в состав весового критерия соответствуют равенствам

$$P(\hat{H}_0 | H_1) = \int_{(x)} [1 - \hat{A}_n(x)] \cdot [1 - \hat{A}(x)] \cdot p_1(x) dx,$$

$$P(\hat{H}_1 | H_0) = \int_{(x)} [1 - \hat{A}_n(x)] \cdot \hat{A}(x) \cdot p_0(x) dx,$$

$$P(\hat{H}_n | H_1) = \int_{(x)} \hat{A}_n(x) \cdot p_1(x) dx,$$

$$P(\hat{H}_n | H_0) = \int_{(x)} \hat{A}_n(x) \cdot p_0(x) dx.$$

Отметим, что численное значение каждого равенства определяется интегралом от условной плотности вероятности $p_0(x)$ или $p_1(x)$ по определённой области многомерного пространства параметров x . Области интегрирования определяются дискретными функционалами $\hat{A}_n(x)$, $\hat{A}(x)$, принимающими значения $\{0, 1\}$. Областью интегрирования величин $P(\hat{H}_n | H_1)$ и $P(\hat{H}_n | H_0)$ является область $\hat{A}_n(x) = 1$ принятия решения «не знаю». Области интегрирования величин $P(\hat{H}_0 | H_1)$ и $P(\hat{H}_1 | H_0)$ определяются как пересечение областей:

– «знаю» $[1 - \hat{A}_n(x)] = 1$, то есть $\hat{A}_n(x) = 0$ (и для $P(\hat{H}_0 | H_1)$, и для $P(\hat{H}_1 | H_0)$);

– «да» $\hat{A}(x) = 1$ при вычислении $P(\hat{H}_1 | H_0)$ и «нет» $[1 - \hat{A}(x)] = 1$, то есть $\hat{A}(x) = 0$ при вычислении $P(\hat{H}_0 | H_1)$.

Подставим входящие в выражение (70) величины и добьёмся минимизации равенства

$$\int_{(x)} Q[\eta(x), \hat{A}(x), \hat{A}_n(x)] \cdot p_0(x) dx \rightarrow \mathbf{min}, \quad (73)$$

где

$$Q[\eta, \hat{A}, \hat{A}_n] = (1 - \hat{A}_n) \cdot [(1 - \hat{A})\eta + \hat{A}\eta_0] + \hat{A}_n(\eta_1\eta_0 + \eta_2) \quad (74)$$

– линейная функция отношения правдоподобия

$$\eta = \eta(x) = p_1(x) / p_0(x). \quad (75)$$

Оптимизация решающего правила путём минимизации (73) достигается за счёт минимизации (74) при каждом фиксированном $\eta(x)$. Для этого достаточно сравнивать значения (74) при различных множителях \hat{A}_n и \hat{A} для каждого η .

При $\hat{A}_n=0$ принятие решения соответствует случаю двухальтернативного распознавания (обнаружения) [288, 306–309]. Тогда

$$Q = (1 - \hat{A})\eta + \hat{A}\eta_0, \quad (76)$$

а графики возможных значений функции Q [выражение (76)] при значениях $\hat{A} = 1$ и $\hat{A} = 0$ представлены на рис. 2.25 в зависимости от $\eta = \eta(x)$. Оптимальные (наименьшие) значения функций достигаются: при $\eta(x) < \eta_0$ на прямой $\hat{A} = 0$; при $\eta(x) > \eta_0$ на прямой $\hat{A} = 1$.

Принятие такого правила оптимизации (принятия решения на основе выбора \hat{A}) полностью согласуется с теорией обнаружения [288].

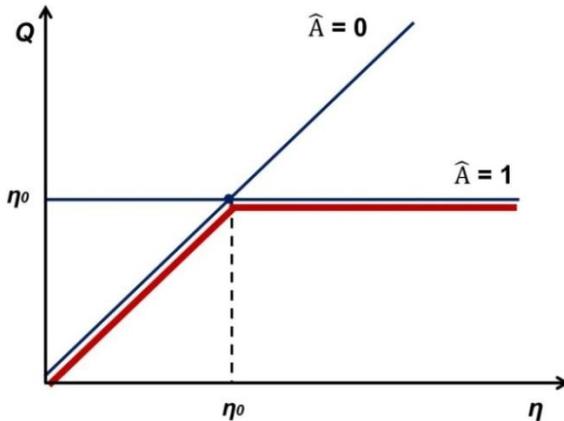


Рис. 2.25. Выбор наименьших значений линейной функции отношения правдоподобия в случае двухальтернативного распознавания

Аналогичные графические зависимости, представленные на рис. 2.26, можно построить для функции $Q[\eta, \hat{A}, \hat{A}_n]$ от η , соответствующей трёхаль-

тернативному процессу распознавания с решениями «да», «нет» и «не знаю».

Важно отметить, что стоимости незнания не должны превышать соответствующих стоимостей пропуска аварийного режима и ложного принятия решения об аварийном режиме, то есть $\eta_2 < \eta_0$, $\eta_1 < 1$. В противном случае введение последовательной процедуры было бы бессмысленным.

Оптимальное решающее правило соответствует минимальным значениям Q и двухуставочному (пороговому) сравнению:

при $\eta(x) \geq b$ принимается $\hat{A}(x) = 1$;

при $\eta(x) < a$ принимается $\hat{A}(x) = 0$;

при $a \leq \eta(x) < b$ принимается $\hat{A}_H(x) = 1$,

где $a = \eta_2 / (1 - \eta_1)$, $b = (\eta_0 - \eta_2) / \eta_1$. Таким образом,

если $\eta(x) \geq b$, то принимается решение «да»;

если $\eta(x) < a$, то принимается решение «нет»;

если $a \leq \eta(x) < b$, то принимается решение «не знаю» и цикл распознавания повторяется.

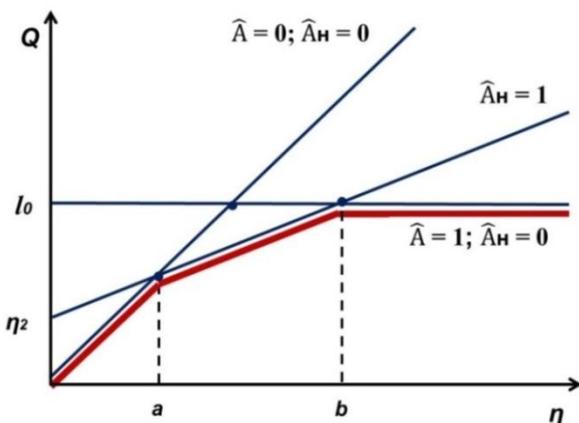


Рис. 2.26. Выбор наименьших значений линейной функции отношения правдоподобия в случае трехальтернативного распознавания

Структурная схема устройства распознавания режимов с применением двух уставок представлена на рис. 2.27. Процесс достижения уставочных значений (a и b) поясняет рис. 2.28 ($k = 1, 2, \dots$). При формировании уставок a и b не обязательно знать стоимостные показатели ошибочных решений и априорные вероятности, входящие в выражения для η_0 , η_1 , η_2 .



Рис. 2.27. Структурная схема устройства распознавания режимов

Уставки при многошаговой последовательной процедуре распознавания режимов можно определить по конечным вероятностям ошибочных решений $P(\hat{H}_0 | H_1)$ и $P(\hat{H}_1 | H_0)$, когда $\hat{A}_n = 0$.

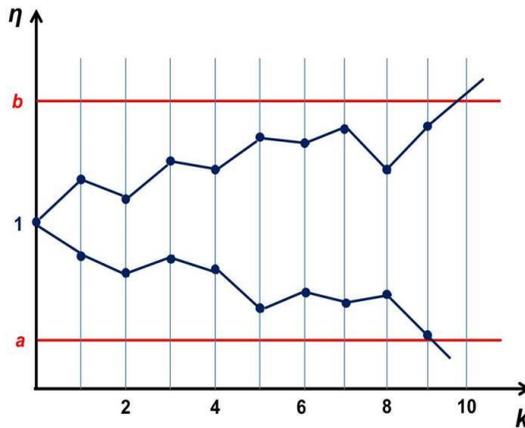


Рис. 2.28. Последовательные значения отношения правдоподобия при многошаговой процедуре принятия решения

В силу взаимосвязи $\eta(x)$ и x от интегрирования по многомерной величине x можно перейти к интегрированию по одномерной величине η , полагая $p(x) dx = p(\eta) d\eta$ и, заменяя выбор значений 0 или 1 функции $A(x)$ пределами интегрирования по η . Тогда, с учетом выражения (75), можно получить:

$$P(\hat{H}_1 | H_1) = \int_{(x)} \hat{A}(x) \eta(x) \cdot p_0(x) dx = \int_b^{\infty} \eta p_0(\eta) d\eta, \quad (77)$$

$$P(\hat{H}_1 | H_0) = \int_{(x)} \hat{A}(x) p_0(x) dx = \int_b^{\infty} p_0(\eta) d\eta, \quad (78)$$

$$P(\hat{H}_n | H_1) = \int_{(x)} [1 - \hat{A}(x)] \cdot \eta(x) \cdot p_0(x) dx = \int_{-\infty}^b \eta p_0(\eta) d\eta, \quad (79)$$

$$P(\hat{H}_n | H_0) = \int_{(x)} [1 - \hat{A}(x)] p_0(x) dx = \int_{-\infty}^a p_0(\eta) d\eta. \quad (80)$$

В некоторых случаях вводят модель распознавания с асимптотически бóльшим числом последовательных шагов. Для этой модели справедливо приближение при достижении верхнего порога $\eta \approx b$, а при достижении нижнего порога $\eta \approx a$, но также справедливы выражения, характерные для последовательной процедуры, введённой Вальдом [306]

$$P(\hat{H}_1 | H_1) \approx b P(\hat{H}_1 | H_0) \text{ и } P(\hat{H}_n | H_1) \approx a P(\hat{H}_n | H_0)$$

или $b \approx P(\hat{H}_1 | H_1) / P(\hat{H}_1 | H_0)$ и $a \approx P(\hat{H}_n | H_1) / P(\hat{H}_n | H_0)$.

Важно отметить, что как и при двухальтернативном распознавании режимов сравнение можно проводить для произвольной монотонно возрастающей (убывающей) функции $\mu(\eta)$ отношения правдоподобия. Величина $\mu(\eta)$ сравнивается в этом случае с уставками

$$\mu(a) = \mu(P(\hat{H}_n | H_1) / P(\hat{H}_n | H_0)) \text{ и } \mu(b) = \mu(P(\hat{H}_1 | H_1) / P(\hat{H}_1 | H_0)).$$

Последовательная теория принятия решений была разработана Вальдом [306], который доказал, что решение задачи оптимизации достигается методом последовательной проверки по отношению вероятностей (SPRT).

2.10. Реализация алгоритма АЧР на основе процедуры последовательного анализа

Проводится распознавание режима функционирования энергорайона с объектами РГ в островном режиме работы. В указанных условиях при снижении частоты в переходных процессах вследствие несинусоидальности токов и напряжений возникают большие ошибки оценки их параметров. Погрешности при оценке частоты в измерительных органах могут привести к некорректному срабатыванию устройств АЧР и последующему излишнему отключению электроприёмников потребителей.

В этих условиях актуальна разработка быстродействующего алгоритма АЧР, способного с минимальными ошибками принимать решения о необходимости аварийного ОН в условиях значительных погрешностей оценки частоты. Алгоритм принятия решения АЧР реализуем на основе трёхпозиционного реле с применением процедуры последовательного анализа Вальда.

Рассмотрим упрощённый вариант решения задачи распознавания. Последовательную проверку гипотез относительно режима энергорайона выполним следующим образом. Для каждого измеренного значения частоты принимается одна из трёх гипотез:

1. H_0 – частота энергорайона соответствует нормальному режиму;
2. H_1 – частота энергорайона соответствует аварийному режиму;
3. H_n – не удаётся однозначно определить принадлежность частоты к аварийному или нормальному режиму, измерения частоты продолжают и проводится дополнительное распознавание на основе этих измерений.

Проверка гипотез производится последовательно. По результатам первого наблюдения принимается одно из трёх решений, указанных выше. Если принимается первое или второе решение – проверка завершается. Эксперимент продолжается в случае, если принимается третье решение. Далее, на основании двух полученных наблюдений, аналогичным образом принимается одно из трёх решений. Если снова принимается третье решение – проверка продолжается.

Для функционирования алгоритма реализуется предварительное имитационное моделирование с измерениями частоты в нормальном и аварийном режимах. По результатам моделирования на основе модельных экспериментов формируются соответствующие статистические распределения частоты (рис. 2.29). Рассмотрим пример (рис. 2.29), где красная кривая на графике характеризует распределение частоты для нормального режима (гипотеза H_0), синяя – для аварийного (гипотеза H_1).

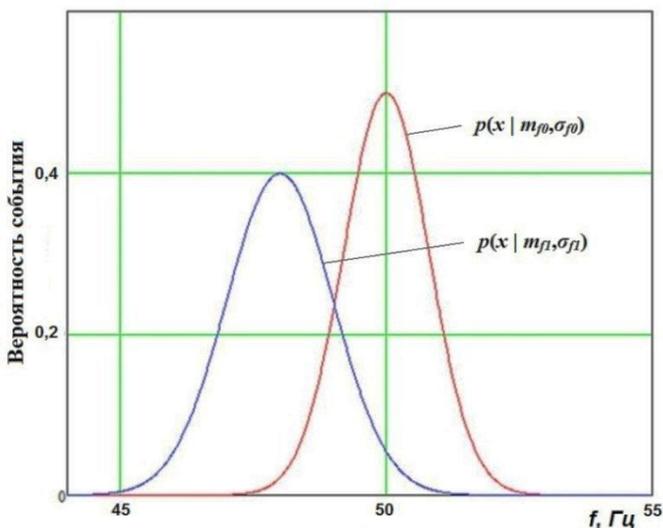


Рис. 2.29. Статистические распределения частоты для нормального и аварийного режимов

Для примера, приведённого на рис. 2.29, выберем, что математическое ожидание частоты в нормальном режиме составляет $m_{j0} = 50$ Гц, а в аварийном режиме соответственно $m_{j1} = 48,5$ Гц. Принято, что распределения частоты на рис. 2.29 подчиняются закону Гаусса со среднеквадратическими отклонениями σ_{j0} и σ_{j1} . Численные значения σ_{j0} и σ_{j1} определяются по данным имитационного моделирования.

При получении первого значения частоты вычисляется отношение правдоподобия

$$\begin{aligned} \eta(x_1) &= p(x_1|m_{j1},\sigma_{j1}) / p(x_1|m_{j0},\sigma_{j0}) = \exp [-(x_1 - m_{j1})^2/2\sigma_{j1}^2] / \exp [-(x_1 - m_{j0})^2/2\sigma_{j0}^2] \\ &= \exp \{1/2 [-(x_1 - m_{j1})^2/\sigma_{j1}^2 + (x_1 - m_{j0})^2/\sigma_{j0}^2]\}. \end{aligned} \quad (81)$$

При k измерениях частоты отношение правдоподобия принимает вид

$$\begin{aligned} \prod_{i=1}^k \eta(x_i) &= [p(x_1|m_{j1},\sigma_{j1}) \dots p(x_k|m_{j1},\sigma_{j1})] / [p(x_1|m_{j0},\sigma_{j0}) \dots p(x_k|m_{j0},\sigma_{j0})] = \\ \prod_{i=1}^k \exp \{1/2 [-(x_i - m_{j1})^2/\sigma_{j1}^2 + (x_i - m_{j0})^2/\sigma_{j0}^2]\}. \end{aligned} \quad (82)$$

Поскольку требуемое количество измерений частоты зависит от характера протекания переходного процесса и соответствующих погрешностей оценок параметров, то это количество в общем случае является случайной величиной. Распознавание режима осуществляется по отношению правдоподобия с принятием следующих гипотез:

$$H_1, \text{ если } \prod_{i=1}^k \eta(x_i) > b;$$

$$H_0, \text{ если } \prod_{i=1}^k \eta(x_i) \leq a;$$

$$H_{\text{н}}, \text{ если } a \leq \prod_{i=1}^k \eta(x_i) < b.$$

Для задания уставочных значений a и b при проведении последовательного анализа определим ошибки первого α и второго β рода. Здесь α – вероятность ошибочного выбора гипотезы H_0 , а β – вероятность ошибочного выбора гипотезы H_1 . Уставочные значения a и b для выбора гипотез вычисляются следующим образом

$$a = \alpha / (1 - \beta); \quad b = (1 - \alpha) / \beta. \quad (83)$$

Примем значения ошибок первого и второго рода равными $\alpha = 0,01$; $\beta = 0,03$.

Тогда уставки a и b имеют следующие значения

$$a = 0,01 / (1 - 0,03) = 0,01;$$

$$b = (1 - 0,01) / 0,03 = 33.$$

Пусть имеется ряд последовательных измерений частоты, соответствующих моделируемой схемно-режимной ситуации: $x_1 = 48,9$ Гц; $x_2 = 48,8$ Гц; $x_3 = 48,5$ Гц; $x_4 = 48,5$ Гц.

По указанным последовательным отсчётам принимается решение о существовании нормального или аварийного режима.

Рассчитаем отношение правдоподобия для первого значения $x_1 = 48,9$ Гц частоты согласно (81, 82)

$$\eta(x_1) = 1,374; \prod_{i=1}^1 \eta(x_i) = 1,374.$$

Поскольку отношение правдоподобия находится в зоне неопределённости

$$a = 0,01 < \eta(x_1) = 1,374 < b = 33,$$

принимается гипотеза H_n и продолжают наблюдения.

Для второго значения частоты $x_2 = 48,8$ Гц имеем

$$\eta(x_2) = 1,789; \prod_{i=1}^2 \eta(x_i) = 2,458.$$

Однако и для второго последовательного измерения отношение правдоподобия находится в зоне неопределённости

$$a = 0,01 < \prod_{i=1}^2 \eta(x_i) = 2,458 < b = 33,$$

поэтому для реализации последовательной процедуры Вальда требуются дальнейшие наблюдения.

Расчёты для третьего значения частоты $x_3 = 48,5$ Гц приводят к равенствам

$$\eta(x_3) = 4,098; \prod_{i=1}^3 \eta(x_i) = 10,074.$$

Полученные результаты также приводят к необходимости дальнейших вычислений, так как

$$a = 0,01 < \prod_{i=1}^3 \eta(x_i) = 10,074 < b = 33.$$

Окончательное решение формируется на четвёртом шаге, соответствующем измерению частоты $x_4 = 48,5$ Гц

$$\eta(x_4) = 4,098; \prod_{i=1}^4 \eta(x_i) = 41,267;$$

$$a = 0,01 < \prod_{i=1}^4 \eta(x_i) = 41,267 > b = 33.$$

Поскольку результат произведения отношений правдоподобия превышает уставку срабатывания $\prod_{i=1}^4 \eta(x_i) = 41,267 > b = 33$ принимается решение об аварийном режиме в энергорайоне.

Процесс последовательного принятия решения методом последовательной проверки по отношению вероятностей Вальда иллюстрирует рис. 2.30.

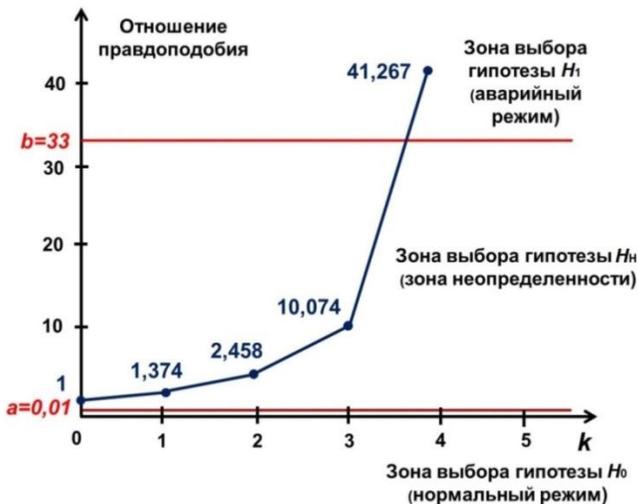


Рис. 2.30. График этапов процедуры последовательного принятия решения Вальда применительно к алгоритму АЧР

Анализ рис. 2.30 показывает, что для принятия решения потребовалось четыре измерения частоты сигнала напряжения и соответственно четыре расчётных отношения правдоподобия.

Следует отметить, что для реализации алгоритма АЧР по предложенному варианту требуются лишь данные имитационного моделирования, выраженные в статистических распределениях частоты для нормальных и аварийных режимов, а также ее текущие последовательные измерения.

В практике управления режимами энергорайонов с объектами РГ целесообразно введение нескольких очередей АЧР с заданными уставочными значениями по частоте. Причём, каждой очереди соответствует своё нормальное распределение с математическим ожиданием равным уставке очереди по частоте и дисперсией, рассчитанной при имитационном моделировании. Для нормального режима тоже характерно Гауссово распределение значений частоты с математическим ожиданием 50 Гц. Предполагается, что устройство распознавания режимов имеет многоканальную структуру, соответствующую очередям АЧР и параметрам нормального режима. В каждом из каналов реализуется независимая процедура последовательного принятия решения по методу Вальда.

Для обеспечения высокого быстродействия (0,02–0,035 с) при реализации многоканальной схемы принятия решения целесообразно оценку

частоты производить на основе многоканальной фильтрации, например, по методу максимального правдоподобия или дискриминаторному методу [288]. Таким образом, при поступлении каждого отсчёта напряжения на вход многоканальной схемы устройства АЧР запускается несколько параллельных вычислений, причём каждый новый отсчёт уточняет предыдущее значение.

Некоторая задержка в принятии решения (2 мс), согласно процедуры последовательного анализа Вальда, практически не влияет на быстроту устройств ПАУ при высокой частоте дискретизации сигналов токов и напряжений и в общем случае определяется заданными ошибками первого α и второго β рода. Например, при частотах дискретизации, соответствующих стандарту МЭК 61850, эта задержка, как правило, не превышает 1 мс. Дополнительно сократить время принятия решения позволяет введение алгоритмов усечения.

2.11. Усечение процедуры последовательного анализа

Известно [288, 311], что процедура последовательного анализа с вероятностью единица заканчивается на конечном промежутке времени. Для устройств РЗ и ПА этот временной интервал имеет жёсткие ограничения и, с учётом частоты дискретизации, не должен превышать некоторое определённое число шагов k_0 . Для этого вводится специальная процедура усечения, согласно которой при достижении $k = k_0$ вводятся новые правила принятия решения.

Предложенный Вальдом [306] простой и разумный вариант, когда при $k = k_0$ принимается:

- гипотеза H_0 , если $b < \prod_{i=1}^{k_0} \eta(x_i) \leq 1$;
- гипотеза H_1 , если $1 < \prod_{i=1}^{k_0} \eta(x_i) \leq a$.

Такое усечение будет изменять ошибки первого и второго рода на последнем k_0 шаге наблюдения. Очевидно, что чем больше значение k_0 , тем меньше влияния усечения на величину ошибок первого (пропуска аварийного режима) α и второго (ложное принятие решения об аварийном режиме) β рода. Обозначим $\alpha(k_0)$ и $\beta(k_0)$ результирующие ошибки на шаге $k = k_0$ усечения. Получим верхние границы значений для $\alpha(k_0)$ и $\beta(k_0)$.

Для формирования верхней границы $\alpha(k_0)$ исследуем случай, когда усечение приводит к отклонению H_0 , в то время как для неусеченного процесса H_0 принимается. Пусть $p_0(k_0)$ – вероятность получения выборки при

H_0 такой, которая при усечённом процессе приводит к отклонению H_0 , в то время как неусечённый анализ обеспечивает принятие H_0 . При этом имеет место неравенство

$$\alpha(k_0) \leq \alpha + p_0(k_0).$$

Символ неравенства справедлив, поскольку вероятны выборки, для которых усечённый процесс приводит к принятию H_0 , а неусечённый процесс к отклонению H_0 . Таким образом, для формирования верхней границы оценки $\alpha(k_0)$ необходимо получить верхнюю границу для $p_0(k_0)$. Исходя из определения $p_0(k_0)$, при последовательных наблюдениях соблюдаются условия:

$$1) b \leq \prod_{i=1}^{k_0} \eta(x_i) < a \text{ для } k = 1, 2, \dots, k_0 - 1;$$

$$2) 1 < \prod_{i=1}^{k_0} \eta(x_i) \leq a;$$

3) Если процесс продолжается после k_0 испытаний, то он заканчивается принятием H_0 .

Обозначим через $\hat{p}_0(k_0)$ вероятность того, что при H_0 будет выполняться условие 2

$$\hat{p}_0(k_0) = P_0 \left(1 < \prod_{i=1}^{k_0} \eta(x_i) \leq a \right).$$

Так как вероятность выполнения условия 2 не может быть меньше вероятности одновременного выполнения всех трёх условий, то

$$\hat{p}_0(k_0) \geq p_0(k_0),$$

следовательно

$$\alpha(k_0) \leq \alpha + \hat{p}_0(k_0). \quad (84)$$

То есть $\alpha + \hat{p}_0(k_0)$ является верхней границей для ошибки $\alpha(k_0)$.

Проводя аналогичные рассуждения можно получить верхнюю границу для $\beta(k_0)$, которая будет определяться выражением

$$\beta(k_0) \leq \beta + \hat{p}_1(k_0), \quad (85)$$

где $\hat{p}_1(k_0) = P_1 \left(b \leq \prod_{i=1}^{k_0} \eta(x_i) < 1 \right)$.

Таким образом, выражения (84), (85) позволяют оценить верхние вероятностные границы для реализации процедуры усечения. Следует отметить, что рассмотренный вариант усечения не является единственным. Возможно введение адаптивных уставочных значений на каждом шаге последовательного анализа [например, 313], а также алгоритмов усечения (например, Г. Лордена [314], С. Айвазяна [315] и др.), основанных на использовании иных мотивационных принципов.

Более подробно принципы построения измерительных органов АУНиАР энергорайонов с объектами РГ рассмотрены в [316–318].

2.12. Выводы по Главе 2

1. Особенности электрических режимов в энергорайонах с объектами РГ проявляются в виде значительных отклонений режимных параметров (частота; напряжение; ток) при внешних возмущениях, включая набросы и сбросы нагрузки в островном (автономном) режиме работы по причинам, связанным с включением/отключением электроустановок потребителей.

2. Обосновано, что в условиях быстрых электромеханических переходных процессов следует переходить от измерений режимных параметров к их оценке, с сохранением точности и более высоким быстродействием, что необходимо для выбора и реализации оптимального состава и объемов УВ, позволяющих предотвратить отключения ГУ на объектах РГ и электроустановок потребителей устройствами РЗ, технологической защиты и автоматики.

3. Использование разработанного метода максимального правдоподобия для оценки параметров аварийного режима энергорайонов с объектами РГ не требует точной информации относительно измеряемых величин и предполагает применения многоканальных устройств измерения с целью повышения быстродействия по сравнению с методами адаптации.

4. Предложен алгоритм функционирования многоканального устройства измерения с цифровой обработкой сигнала, обеспечивающий одновременную оценку нескольких параметров напряжения и обладающий высокой точностью в условиях изменения частоты и отклонения показателей качества электроэнергии от нормируемых значений. Результаты расчетов и имитационного моделирования свидетельствуют о существенном (до 4 раз) снижении погрешности измерений по сравнению с применяемыми алгоритмами на основе ДПФ.

5. Обоснована целесообразность применения для оценки параметров аварийного режима энергорайонов с объектами РГ дискриминаторных методов, обладающих высокими динамическими характеристиками. Цифровая обработка сигналов при реализации дискриминаторных методов оценки параметров напряжения имеет существенные особенности, которые необходимо учитывать при построении измерительных органов устройств автоматики управления нормальными и аварийными режимами.

6. Дискриминаторные методы оценки параметров режима и предложенные алгоритмы цифровой обработки сигналов, реализованные в разработанной структурной схеме измерителя частоты и амплитуды сигнала напряжения, могут использоваться и устройствах, где требуется обеспечение динамической устойчивости измерительных органов, в частности, в

РЗ, автоматики энергосистем, телемеханики, синхронизированных векторных измерений и др.

7. В каждой конкретной схемно-режимной ситуации в энергорайоне АУНиАР должна осуществляться адаптивный выбор оптимального состава, объемов и мест реализации УВ, который в значительной степени зависит от правильной идентификации режимной области. Обоснована целесообразность применения последовательного критерия отношения вероятностей Вальда для целей распознавания режимов и идентификации режимной области в энергорайонах с объектами РГ.

8. Показаны преимущества применения последовательного анализа в островном (автономном) режиме работы энергорайона с объектами РГ в условиях снижения частоты, переходных процессов, несинусоидальности токов и напряжений, способствующих большим ошибкам оценки их параметров.

9. Наличие зоны неопределённости трёхпозиционных реле, реализованных на основе последовательной процедуры Вальда, может приводить к затягиванию процесса принятия решения. Для обеспечения высокого гарантированного быстродействия устройств АУНиАР целесообразно введение алгоритмов усечения последовательного анализа при распознавании режимов. Однако при частотах дискретизации сигналов токов и напряжений, например, соответствующих стандарту МЭК 61850, эта задержка не превышает 1 мс.

10. Результаты моделирования алгоритма АЧР на основе применения последовательной процедуры Вальда доказывают правильное принятие решения в условиях неоднозначных измерений частоты и наличия искажающих факторов, что позволяет сделать вывод об устойчивом функционировании алгоритма в условиях сложных переходных процессов.

11. Разработанные новые методы оценки параметров режима пусковыми органами АУНиАР позволяют обеспечить быстродействие (0,02–0,035 с) и надежность срабатывания в условиях быстрых переходных процессов с флуктуациями на основе методов максимального правдоподобия и дискриминаторного, при снижении погрешности измерений по сравнению с алгоритмами на основе ДПФ (до 4 раз) и обеспечении точности результатов оценки не превышающей 1 %.

12. Предложен новый метод последовательного принятия решений логическим блоком АУНиАР, основанный на применении последовательного метода с процедурой Вальда, позволяющий повысить быстродействие (0,02–0,035 с) при задержке 2 мс и точность идентификации режимной области для оптимального выбора видов, объемов и мест реализации УВ.

РЕЖИМНЫЕ ОСОБЕННОСТИ И СПОСОБ РЕАЛИЗАЦИИ МНОГОПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ ДЕЛИТЕЛЬНОЙ АВТОМАТИКИ ЭНЕРГОРАЙОНОВ С ОБЪЕКТАМИ РГ

3.1. Вводная часть

Повышение надежности электроснабжения электроприемников потребителей в энергорайонах, имеющих в своем составе объект(-ы) РГ, возможно за счет выделения энергорайона многопараметрической делительной автоматикой (МДА) в островной режим работы в случаях возникновения аварий в энергосистеме. Аварии приводят к недопустимому отклонению режимных параметров, которые могут вызвать отключение ГУ на объектах РГ и/или привести к нарушению электроснабжения особо ответственных электроприемников [319, 320].

Первым фактором, обосновывающим целесообразность применения МДА в указанных энергорайонах, является то, что предприятия, вводящие в эксплуатацию собственные объекты РГ, выбирают, в подавляющем большинстве случаев, такой режим их работы, в котором во всех нормальных (максимальном; минимальном) режимах электропотребления выдачи электроэнергии в энергосистему не происходит. Энергорайон в этом случае потребляет из энергосистемы электроэнергию в недостающем объеме, с учетом суточного графика нагрузки, а ГУ объекта(-ов) РГ, как правило, работают с базовой нагрузкой, соответствующей наилучшим технико-экономическим показателям.

Вторым фактором является то, что колебания режимных параметров, которые возникают в процессе развития или даже ликвидации аварий оперативным персоналом диспетчерских центров, вызывает отключение ГУ объектов РГ устройствами РЗ. Это, в свою очередь, приводит к кратковременному нарушению локального баланса реактивной мощности, снижению напряжения в узлах нагрузки энергорайона и отключению электроприемников потребителей.

Выделение дефицитного энергорайона с объектами РГ в островной режим работы, таким образом, содействует восстановлению баланса активной и реактивной мощности в энергосистеме, облегчая процесс ликвидации аварии.

Учитывая, что баланс генерируемой и потребляемой мощности в энергорайоне может быть любым: от случая минимальной генерации в объеме только аварийной брони во время максимума нагрузки до генерации избыточной мощности при минимальной нагрузке, с ее выдачей в энергосистему, то выделение энергорайона может быть целесообразно в одних случаях и нецелесообразно в других, т. к. вызовет отключение лучшего количества электроприемников.

Для реализации указанных функций в структуре МДА предусмотрены:

- блок пусковых органов, фиксирующий в аварийных ситуациях отклонения режимных параметров (частота; напряжение; величина и направление перетока активной и реактивной мощностей и т. п.) от заданных уставок;

- блоки контроля предшествующего режима (КПР) для хранения и использования периодически обновляемой информации о находящихся в работе ГУ на объектах РГ и выдаваемой ими активной и реактивной мощности;

- блоки КПР для хранения и использования периодически обновляемой информации о величине электропотребления энергорайона, о которой, в зависимости от конкретных условий, можно судить по суммарному перетоку активной и реактивной мощности по перечню ЛЭП и/или трансформаторов;

- решающий блок, в котором определяется целесообразность выделения энергорайона в конкретных схемно-режимных условиях, а также реализуются адаптивные алгоритмы работы МДА в зависимости от параметров аварийного и доаварийного режимов;

- блок расчета дозировки управляющих воздействий (УВ), где определяются необходимые и достаточные объемы, а также места реализации УВ при выделении энергорайона (целесообразно совмещение с решающим блоком);

- блок выдачи УВ (исполнительные органы), позволяющий реализовать в энергорайоне все виды УВ, в том числе, на отключение нагрузки (ОН) из сформированного перечня наименее ответственных электроприемников.

Проектирование МДА для конкретного района должно основываться на анализе результатов комплексных расчетов электрических режимов в сети внешнего электроснабжения, энергорайоне и в нагрузке, включая рас-

четы электромеханических переходных процессов [321]. Правильный учет параметров нагрузки при моделировании возможен только в случае получения полной исходной информации по ее составу, параметрам и характеристикам, режимам и графикам работы, сведений о возможности одновременных пусков наиболее мощных и особо ответственных механизмов и т. п.

В главе рассмотрены особенности реализации МДА энергорайонов с объектом(-ами) РГ в различных схемно-режимных ситуациях, с учетом факторов, оказывающих существенное влияние на успешность выделения энергорайона в островной режим работы, а именно:

- сформулированы возможные ограничения на применение МДА, связанные с особенностями систем автоматического регулирования частоты вращения (АРЧВ) и параметрами настройки устройств РЗ ГУ объектов РГ;

- представлены особенности схемно-режимных ситуаций, сопровождающихся понижением частоты и напряжения, как перед выделением, так и после выделения энергорайона в островной режим;

- показано, что повышение быстродействия МДА позволяет снизить объемы отключения нагрузки, требуемые для обеспечения успешного выделения энергорайона в островной режим;

- обосновано, что параметры нагрузки оказывают существенное влияние на результаты расчетов режимов и правильность принятия технических решений по алгоритмам работы и параметрам настройки МДА;

- представлены результаты анализа эффективности быстродействия МДА в зависимости от суммарной мощности ГУ объектов РГ, тяжести возмущений и состава нагрузки [322].

3.2. Ограничения на применение МДА

В настоящее время на объектах РГ широко применяются современные газотурбинные и газопоршневые ГУ, которые имеют целый ряд отличительных особенностей, которые не характерны для паротурбинных ГУ. При проектировании МДА эти особенности необходимо учитывать, поэтому рассмотрим основные из них, которые подлежат детальному анализу.

3.2.1. Допустимость перехода ГУ в островной режим работы

Данный вопрос относится не только к выделению энергорайона с объектом(-ами) РГ действием МДА, но и к различным случаям самопроиз-

вольного (аварийного) разделения энергосистемы на несинхронно работающие части.

Такая задача обусловлена особенностями алгоритмов работы систем АРЧВ ГУ различных, как правило зарубежных заводов-изготовителей, которые при работе в мощной энергосистеме осуществляют регулирование на постоянство мощности привода ГУ P_n безотносительно к текущей частоте. В этом случае, при отделении от энергосистемы и в зависимости от используемых законов регулирования P_n могут иметь место следующие пути развития событий [323]:

1. Известны системы АРЧВ, например, у ГПУ отдельных зарубежных заводов-изготовителей, в которых реализован только алгоритм, позволяющий функционировать в режиме параллельной работы с мощной энергосистемой, при котором $P_n = \text{const}$. Тогда, при переходе ГУ объектов РГ в островной режим значения P_n останутся прежними, а суммарная отдаваемая генераторами мощность P_r , будет равна суммарному электропотреблению в энергорайоне плюс потери мощности в его сети. Отсутствие баланса между суммарными значениями P_n и P_r приведет к значительным отклонениям частоты в энергорайоне, и с большой вероятностью – к отключению ГУ с нарушением электроснабжения всех электроприемников. Иначе говоря, наличие ГУ с указанной системой АРЧВ не допускает выделения энергорайона в островной режим [324].

2. Находятся в эксплуатации системы АРЧВ, например, у ГТУ отдельных зарубежных заводов-изготовителей, реализующие двойное регулирование: в режиме параллельной работы с энергосистемой $P_n = \text{const}$, в островном (автономном) $P_n = f(f)$, имеющие в своем составе устройство автоматического переключения закона регулирования с первого на второй, которое реагирует на быстрый и значительный по величине сброс P_r [325]. Если переход в островной режим не сопровождается указанным сбросом мощности ГУ, то система регулирования останется в положении сетевой работы с теми последствиями, которые подробно рассмотрены в главе 6.

3. Применяются на объектах РГ ГПУ зарубежных заводов-изготовителей, отличающиеся от предыдущих тем, что устройство переключения алгоритмов регулирования в АРЧВ получает информацию о текущем положении одного или нескольких ближайших коммутационных аппаратов (высоковольтных выключателей), отключение которых может привести к отделению энергорайона от энергосистемы с переходом в островной режим работы. При этом, если возможен разрыв связи с энергосистемой посредством отключения других коммутационных аппаратов, которые не контролируются устройством переключения алгоритмов регулирования АРЧВ, то последствия выделения будут аналогичными указанным в п. 2.

Таким образом, от алгоритмов регулирования, используемых в АРЧВ ГУ, решающим образом зависит допустимость применения МДА. Поскольку на разных ГУ могут применяться различные модификации систем АРЧВ, то в каждом конкретном случае необходимо проводить анализ особенностей указанных алгоритмов всех ГУ объектов РГ энергорайона. Очевидно, что не следует принимать решение о возможности применения конкретных ГУ на объектах РГ без предварительного изучения указанных особенностей, которые могут оказаться принципиально важными в процессе эксплуатации ГУ [326].

В контексте решения задач МДА следует иметь в виду, что указанные трудности перехода из сетевого режима к островному не возникают, если ГУ снабжены, в соответствии с требованиями пп. 4.4.3 и 4.6.2 [245] всережимной системой АРЧВ с алгоритмом регулирования в виде функции отклонения частоты со статизмом 4–5 %. Недостатки такой системы по сравнению с упомянутыми выше: меньшая точность отработки заданной мощности в режиме параллельной работы с энергосистемой и меньшая точность отработки заданной частоты в островном (автономном) режиме работы. Это заведомо менее существенно, однако дает возможность эксплуатировать ГУ во всех указанных режимах работы, без значительного усложнения алгоритмов регулирования.

3.2.2. Возможность сохранения ГУ в работе при кратковременных отклонениях напряжения на выводах

Вопрос относится как к процессу выделения энергорайона с объектами РГ действием МДА в островной режим работы, так и к различным случаям колебаний режимных параметров при значительных возмущениях в режиме параллельной работы с энергосистемой, островном (автономном) режиме.

Важность анализа заключается в том, что многие зарубежные заводы-изготовители ГУ выбирают параметры настройки устройств РЗ таким образом, что они действуют на отключение ГУ при кратковременных изменениях напряжения по модулю, а иногда и по фазе. Так, очень жесткие ограничения по отклонениям модуля напряжения на выводах генератора встречаются у ГПУ одного из зарубежных заводов-изготовителей: уставка по напряжению – 90 % от $U_{ном}$, выдержка времени – 0,2 с.

Рассмотрим особенности функционирования алгоритма МДА, который позволяет выделить энергорайон в островной режим работы с объек-

тами РГ, предотвратив тем самым отключение ГУ по параметрам режима (снижение напряжения и/или частоты) в энергосистеме.

3.3. Особенности выделения энергорайонов в случаях понижения частоты при допустимых уровнях напряжения

Влияние частоты в электрической сети на производительность технологических линий, приводимых от электродвигателей переменного тока, тривиально. Известен и регулирующий эффект активной мощности нагрузки по частоте, который по статистическим данным $K_{pf} \approx 1,1+0,7$ отн. ед. [327]. Но количественные оценки зависимости объемов производства и других производственных показателей, характеризующие большие комплексы электроприемников, от частоты затруднительны по двум причинам:

- в любом технологическом процессе имеются средства управления производительностью (например, в гидравлической сети – задвижки, регулирующие потоки жидкости, посылаемые насосами);

- на любом производстве существуют технологические паузы (сдача-приемка смены; перенастройка алгоритмов работы оборудования и др.), которые являются своего рода демпферами, позволяющими полностью или частично скомпенсировать удлинение производственных циклов из-за незначительного снижения скоростей вращения механизмов.

При незначительных или кратковременных отклонениях частоты, таким образом, изменяются не столько полезные потребляемые мощности, сколько возрастают потери мощности из-за ухода от оптимальных сочетаний технологических параметров, на которые рассчитано оборудования технологических линий. По статистическим данным в диапазоне 45–50 Гц в общем случае не происходит резких и закономерных нарушений режимов электропотребления, как при лавине напряжения в узле нагрузки.

Однако, при проектировании МДА необходимо убедиться, что в конкретных условиях электропотребления со стороны электроприемников потребителей нет специальных ограничений на работу с пониженной частотой в указанном диапазоне – или, в противном случае, учесть эти ограничения.

Нарушения режимов работы энергорайонов с объектами РГ в настоящее время определяются особенностями современных ГУ. Факторы, обуславливающие невозможность при некоторой частоте f_{\min} обеспечить заданный режим генерации активной мощности, формирует завод-

изготовитель, посредством задания параметров настройки устройств РЗ ГУ или технологических защит. В число факторов, ограничивающих возможности работы ГУ при пониженной частоте, входит наличие зон повышенной вибрации ротора генератора и приводного двигателя, ограничение производительности системы топливоподдачи, невозможность самовоспламенения горючей смеси в цилиндрах поршневых двигателей и др. Технологические защиты, действующие на отключение ГУ при снижении частоты, ограничивают возможность обеспечения электроснабжения особо ответственных электроприемников потребителей в режимах с кратковременным понижением частоты.

В свою очередь, величины динамических снижений частоты (в переходном процессе) зависят не только от текущего баланса, но и от максимально возможной скорости повышения механической мощности приводного двигателя ГУ. Сравнительно малые скорости набора мощности встречаются у ГПУ с турбонаддувом. Поэтому расчеты электромеханических переходных процессов, которые позволяют убедиться в несрабатывании устройств РЗ ГУ по снижению частоты при выделении энергорайона с объектами РГ действием МДА, следует проводить с учетом динамических характеристик приводного двигателя ГУ.

Таким образом, при понижении частоты в сети внешнего электроснабжения основная опасность для электроприемников потребителей энергорайона состоит в том, что ГУ объектов РГ могут быть отключены устройствами РЗ по снижению частоты. Соответственно, действие МДА при снижении частоты в энергосистеме должно быть опережающим по отношению к срабатыванию устройств РЗ данных ГУ, иначе его наличие бесполезно.

3.4. Ограничения допустимых режимов работы при понижениях напряжения

3.4.1. Особенности электроприемников потребителей

Количественные ограничения параметров режимов электроснабжения, определяющие параметры настройки МДА, зависят от конкретных условий электропотребления и должны определяться на основе анализа технических характеристик энергоемких и особо ответственных электроприемников.

Критическое напряжение электродвигателя $U_{кр}$ определяется как такое минимальное напряжение (при номинальной частоте), при котором максимум вращающего момента M_{max} на валу не меньше момента сопротивления приводимого во вращение механизма при той скорости вращения вала, которая соответствует максимальному вращающему моменту.

Поскольку у асинхронных двигателей (АД) максимальный момент пропорционален квадрату напряжения и при номинальном напряжении относительный момент $M_{max}/M_{ном} \approx 2,2$, то при номинальном моменте сопротивления $M_{сопр}/M_{ном} = 1$ критическое напряжение, измеряемое на выводах АД, соответствует $U_{кр}/U_{ном} \approx \sqrt{M_{сопр}/M_{max}} \approx 0,68$. Однако, в реальных условиях напряжение на выводах АД зависит от режима работы сети: если схемно-режимная ситуация будет такой, что напряжение U приблизится к критическому значению (оставаясь больше него), то увеличение тока АД повлечет за собой рост потери напряжения в питающей сети, понижение напряжения продолжится и АД опрокинется.

Критическое напряжение вычисляется в точке, в которой источник питания поддерживает напряжение, независимое от режима работы группы АД, т. е. в точке $U_{ВН}$, отделенной от шин АД сопротивлением Z , как показано на рис. 3.1а). Чем больше сопротивление Z , тем большие напряжения нужно поддерживать в установившихся режимах, чтобы не допустить опрокидываний АД, как показано на рис. 3.1б).

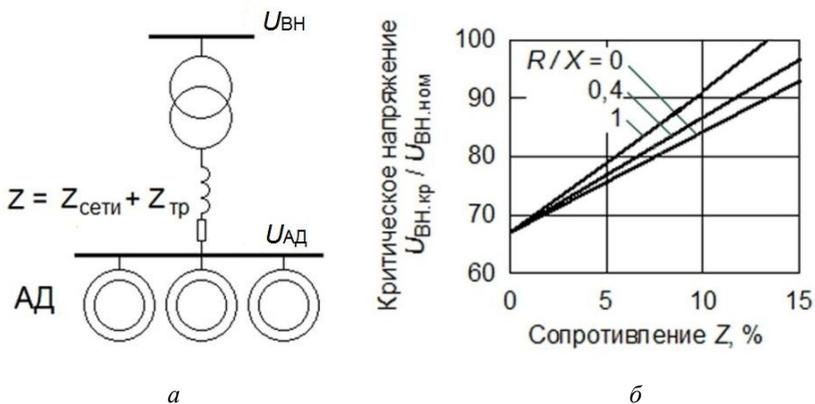


Рис. 3.1. Критические напряжения АД с 100 % нагрузкой:
 а – упрощенная однолинейная схема фрагмента сети;
 б – график зависимости критического напряжения от величины внешнего сопротивления

Здесь момент сопротивления в режимах, близких к номинальным, принят пропорциональным частоте. Сопротивление Z рассматривается в процентах к базисному, равному $U_{ВН,ном}^2 \cdot \cos\varphi_{АД,ном,\Sigma} / P_{АД,ном,\Sigma}$. Расчет – по программе установившихся и переходных режимов энергосистем. Сопротивлению $Z = 10\%$ приблизительно соответствует питанию группы АД с номинальной нагрузкой по схеме, представленной на рис. 3.1а через трансформатор 110/6 кВ, загруженный до номинального тока. Таким образом, ограничения режимов электроснабжения по статической устойчивости АД определяются в основном параметрами сети, причем как внешнего, так и внутреннего электроснабжения.

Критические сопротивления сети для синхронных двигателей (СД) в большинстве случаев ниже, чем у АД, благодаря наличию системы АРВ, ее регулированию и наличию форсировки в случаях глубоких снижений напряжения. Это относится к системам независимого возбуждения (СНВ) и к системам самовозбуждения (ССВ), если последняя имеет регулирование возбуждения на постоянство напряжения, как это показано на рис. 3.2, кривая 1. Кривая 2 относится к ССВ и указывает на крайне неблагоприятные значения $U_{кр}$, когда СД работает без непрерывного регулирования возбуждения по напряжению. В таких случаях критическое напряжение может повыситься до таких значений, когда релейная форсировка возбуждения еще не срабатывает ($U > U_{форс}$), а статическая устойчивость СД уже нарушается [328].

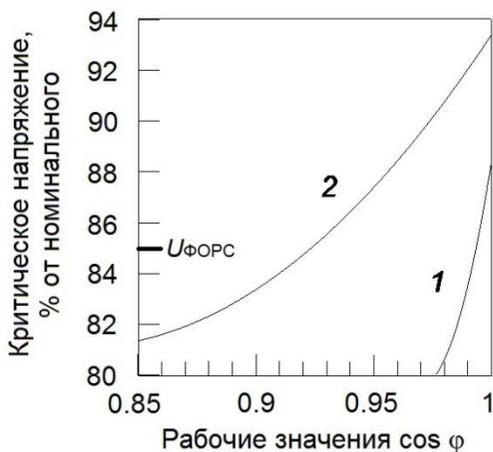


Рис. 3.2. Критические напряжения СД с активной мощностью, близкой к номинальной

Таким образом, область допустимых для СД питающих напряжений может быть сильно ограничена, если:

- в нормальных режимах СД работают без выдачи реактивной мощности;
- применяется система самовозбуждения без устройства АРВ.

Понятие критического напряжения, как условия, ограничивающего режимы электропотребления по напряжению, целесообразно относить не только к потере статической устойчивости АД и СД, но и распространять на все другие факторы, ограничивающие возможность работы электроприемников при низких напряжениях по любым причинам. Проводя анализ благоприятных факторов, их следует ранжировать: от общих, которые могут и должны учитываться для всего энергорайона при определении оптимального алгоритма МДА, до локальных факторов, когда целесообразно вводить специальное местное управление. В таком условном порядке все эти факторы рассмотрены ниже, с учетом дополнительных обстоятельств, которые могут потребовать проведение дополнительного анализа и особых технических решений.

1. *Наличие в энергорайоне АД с высокими критическими напряжениями.* Указанная особенность, если она относится не к одному, а к целой группе АД, не позволяет надежно отстроить уставки пусковых органов МДА от параметров нормальных режимов работы. Преодоление этой трудности возможно, если удастся так выбрать уставки пусковых органов МДА, чтобы ни в момент выделения, ни в установившемся режиме после выделения энергорайона не происходило массовых опрокидываний АД. Альтернативой может быть снижение величин $U_{кр}$ за счет уменьшения сопротивления сети (в основном внутреннего электроснабжения), посредством увеличения мощности понижающих трансформаторов, а также допустимым повышением нормальных уровней напряжения. Однако, указанные меры приводят к росту величины токов КЗ, из-за чего может потребоваться замена коммутационных аппаратов в сети внутреннего электроснабжения.

2. *Надежность работы устройств РЗ.* При проектировании МДА должна быть выполнена проверка правильности выбора алгоритмов работы и параметров настройки устройств РЗ в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона во всех расчетных возмущениях, как при срабатываниях, так и при не срабатываниях МДА, а также корректность их настройки. В случае необходимости должна быть выполнена корректировка параметров настройки устройств РЗ, с целью предотвращения их ложных и излишних срабатываний.

3. *Самостоятельные отключения магнитных пускателей (МП) 0,4 кВ.* Типовой новый и чистый магнитный пускатель (без устройств, обеспечивающих повторное включение после восстановления питания или удержание во включенном положении заданное время при понижении напряжения), остается включенным при понижении напряжения до $U \approx 60-70\%$. Сильное загрязнение МП препятствует смыканию губок его магнитопровода, магнитный поток при этом ослабляется и МП может отключаться при $U > 90\%$. Очевидная мера – замена коммутационной аппаратуры 0,4 кВ у особо ответственных электроприемников при проведении реконструкции сети внутреннего электроснабжения.

4. *Высокие критические напряжения СД.* Включение в работу АРВ на СД с использованием канала по отклонению напряжения и недопущение их режимов работы без выдачи реактивной мощности. При необходимости может потребоваться соответствующая перестройка других СКРМ, расположенных в энергорайоне.

5. *Невозможность прямых пусков электродвигателей с тяжелыми условиями пуска.* Радикальная мера, которую целесообразно рассматривать в данных обстоятельствах – использование устройств плавного пуска (УПП) или частотно-регулируемых приводов (ЧРП), индивидуальных или групповых (с переключением на несколько электродвигателей).

6. *Невозможность обеспечения самозапусков электродвигателей после кратковременных нарушений электроснабжения.* Основная мера, которая может быть действенной, заключается в ограничении суммарной мощности одновременно запускаемых электродвигателей: отключение неответственных двигателей с их последующим запуском от автоматики повторного пуска.

Эффективность мер по пп. 5 и 6 требуется проверять как в режиме параллельной работы с энергосистемой, так и в островном режиме.

7. *Самостоятельное отключение статических электроприемников при снижении напряжения* (например, люминесцентных ламп) – применение устройств стабилизации напряжения, например, источников бесперебойного питания (ИБП).

8. *Отключение устройств от токовой перегрузки, вызванной снижением напряжения.* Это относится к устройствам с малыми запасами по допустимому току, например, инверторам в преобразователях частоты, в таких случаях повышение уставок их токовых защит или введение выдержки времени на отключение, как правило, недопустимы. Возможная мера в данных условиях – применение в узле нагрузки СКРМ с быстродействующим регулированием по напряжению.

В энергорайонах с энергоемкими электроприемниками, в сильной степени зависимыми от качества электроснабжения и, особенно, от кратковременных провалов напряжения, могут иметь место и другие обстоятельства, значительно ограничивающие область допустимых режимов (ОДР), которые необходимо учитывать при выборе алгоритмов работы и параметров настройки МДА.

Количественные характеристики ОДР, необходимые для принятия основных технических решений по МДА, могут быть получены из анализа результатов комплексных расчетов режимов. Расчетная схема должна включать рассматриваемый энергорайон с основными электроприемниками (с допустимым эквивалентированием их однородных групп), все ГУ объектов РГ с системами автоматического регулирования и устройствами РЗ, устройства РЗ элементов сети внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона, а также устройств ПА, которые оказывают влияние на результаты расчетов. В обязательном порядке расчету подлежат режимы перед выделением, с разными возможными параметрами в сети внешнего электроснабжения (ремонтные схемы), а также режимы, которые устанавливаются в энергорайоне после его отделения от энергосистемы [329].

3.4.2. Особенности расчетов параметров режима, устанавливающегося после выделения энергорайона

Критерием, определяющим целесообразность применения МДА, является существование установившегося режима в островном режиме работы энергорайона с параметрами, допустимыми для всех особо ответственных электроприемников, для которых контролируются величины отклонения частоты и напряжения, а также их длительности.

Для ГУ объектов РГ, которые продолжают функционировать в выделенном в островной режим работы энергорайоне, требуется проведение дополнительного анализа. Это обосновано тем, что до момента выделения ухудшение схемно-режимной ситуации в сети внешнего электроснабжения, особенно если оно сопровождалось КЗ, вызывает повышение напряжения возбуждения ГУ. Форсировка возбуждения может требоваться и в установившемся режиме после выделения, при этом величина и длительность перегрузки ГУ по току ротора и статора контролируются устройствами РЗ ГУ. Следовательно, установившийся режим после выделения в общем случае нельзя рассматривать без учета предшествующих процессов, поэтому в расчеты динамической устойчивости нужно вводить алгоритмы работы и параметры настройки устройств РЗ ГУ, которые могут срабаты-

Рассматриваемый энергорайон включает в себя главную понизительную подстанцию ГПП 110/6,6/6,3 кВ, объект РГ с шестью ГПУ по 2 МВт, нагрузку самого объекта и ряда подключенных к его сети потребителей. Суммарная нагрузка – 8,2 МВт, на 75 % состоящая из электродвигателей (сумма номинальных мощностей включенных АД – 6 МВт, СД – 2,5 МВт). Секционные выключатели 6 кВ нормально разомкнуты, что благоприятно при внутренних КЗ и не имеет значения при внешних, так как нагрузка распределена по четырем секциям почти равномерно. Сопротивление Z , измеренное от шин 6 кВ электроприемников в направлении внешней сети до шин, на которых напряжение не зависит от режима данного энергорайона, составляет $2+j40$ Ом (приведено к напряжению внешней сети 110 кВ) или по модулю $|Z| \approx 3,5$ %.

Проанализируем подробнее оба варианта иницирующих возмущений в сети внешнего электроснабжения для пуска МДА на этом примере.

3.5. Особенности выделения при плавном снижении напряжения

Если узел с наименьшим уровнем напряжением находится в сети внешнего электроснабжения (иначе действие МДА нецелесообразно), то напряжения, близкие к нормальным, будут на шинах ГУ. При этом напряжения понижаются по мере удаления от ГУ к границе энергорайона с сетью внешнего электроснабжения и далее к узлу с наименьшим уровнем напряжения.

Графики изменения напряжения в критической точке сети внутреннего электроснабжения 6 кВ (т. е. на тех шинах электроприемников с наименьшим уровнем в рассматриваемом режиме) в функции напряжения на шинах ПС 110 кВ (рис. 3.3.) показаны на рис. 3.4. Диапазон изменения напряжения на шинах ПС 110 кВ ограничен условием $U \geq 80$ %, так как при меньших уровнях могут начинаться нарушения нормальной работы электроприемников потребителей на других участках сети.

Возбуждение генераторов ГПУ в рассматриваемом энергорайоне регулируется по отклонению напряжения, поэтому снижение питающего напряжения вызывает рост $Q_{ГПУ}$. В медленно изменяющихся режимах рост возбуждения ограничивается длительно допустимыми величинами тока возбуждения, поэтому режимы форсировки возбуждения до максимального значения недоступны и дальнейшее снижение напряжения в сети внешнего электроснабжения вызывает большие снижения напряжения на шинах

электроприемников. На графиках, представленных на рис. 3.4, существенно следующее:

– благодаря наличию ГУ, напряжения в энергорайоне снижаются меньше, чем в прилегающих узлах сети внешнего электроснабжения;

– изменения относительного внешнего сопротивления в практически возможных пределах не влияют на качественную сторону изменения условий электроснабжения электроприемников;

– двукратное увеличение Z (ремонтная схема сети 110 кВ) повышает уровни напряжений в узлах рассматриваемого энергорайона, а, следовательно, уменьшает влияние пониженного напряжения сети внешнего электроснабжения на уровни напряжения на шинах электроприемников.

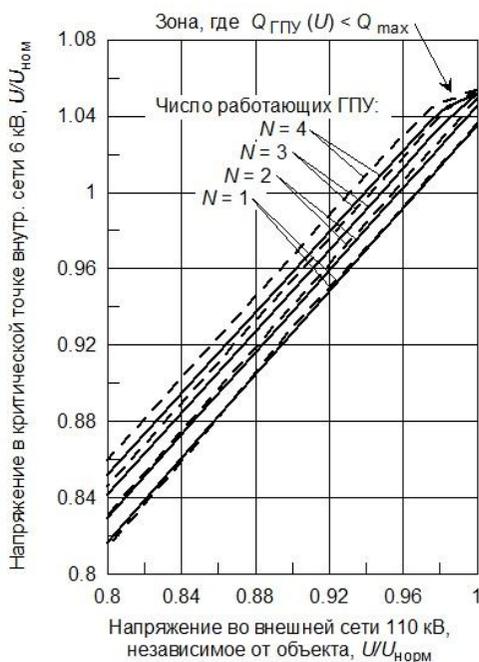


Рис. 3.4. Графики напряжения в энергорайоне при его снижении в сети внешнего электроснабжения (сплошные линии – в нормальной схеме сети 110 кВ, штриховые – в ремонтной схеме, когда $|Z|$ удвоено)

Учитывая изложенное, целесообразность отделения возникает тогда, когда критические напряжения в энергорайоне больше средних (примерно

85 % и более) и когда деление имеет технико-экономические преимущества по сравнению с другими противоаварийными мерами. Данный вывод распространяется на случаи, когда понижение напряжений в энергорайоне вызвано внешними факторами (перегрузкой элементов в сети внешнего электроснабжения и т. п.) и происходит не скачкообразно, а плавно. Последнее обстоятельство позволяет пусковым органам МДА по напряжению работать в соответствии с заданным алгоритмом, обеспечивая надежную отстройку от кратковременных понижений напряжений, когда пуск МДА не нужен или недопустим.

3.6. Особенности выделения при провалах напряжения с угрозой развития лавины напряжения

Если в сети внешнего электроснабжения рассматриваемого энергорайона возникает КЗ, неполнофазное и удаленное от энергорайона, то условия, определяющие целесообразность и необходимость выделения в островной режим, мало отличаются от рассмотренных выше. Но при близком и, особенно, трехфазном КЗ, отключаемом с выдержкой времени, провалы напряжения на шинах электроприемников энергорайона будут настолько значительными, что становится возможным быстрое развитие лавины напряжения с отключением всех или практически всех электроприемников. Отключения могут быть как самопроизвольными, так и обусловленными действием устройств РЗ и технологической автоматики (ТА).

В больших энергорайонах глубокий провал напряжения в сети внешнего электроснабжения может приводить к возникновению нескольких областей, в которых будут либо развиваться лавина напряжения, либо происходить самопроизвольные отключения электроприемников. Последствия для потребителей при этом близки, но второй случай менее катастрофичен, так как предотвращать самопроизвольные отключения электроприемников проще, чем предотвращать возникновение или развитие лавины напряжения. В обоих случаях характер протекания переходного процесса может быть резко утяжелен, если ГУ будут отключены устройствами РЗ.

Особенность лавины напряжения заключается в том, что она развивается быстро (соответственно малым постоянным времени большинства АД) – за время не более нескольких десятых долей секунды. Это легко доказать в общем виде. Если начальный провал напряжения значителен, то

вращающие моменты АД и СД, пропорциональные U^2 , падают почти до нуля и их скорости вращения снижаются с постоянными времени $T_J / k_{\text{загр}}$ (где $k_{\text{загр}}$ – коэффициенты загрузки в доаварийном режиме). Известно, что самозапуски больших групп двигателей не осуществимы, если скольжения достигают величин, примерно вдвое превышающих критические скольжения $s_{\text{кр}}$. Это состояние достигается через время Δt от начала повала напряжения; $\Delta t \approx 2 s_{\text{кр}} \cdot T_J / k_{\text{загр}}$. В обычных случаях $s_{\text{кр}} < 0,1$, $k_{\text{загр}} \approx 0,6-0,8$, T_J – около 1 с, поэтому обычно Δt – не более 0,2–0,3 с.

В качестве обобщающего параметра удобно использовать критическое время перерыва электроснабжения $T_{\text{кр}}$ для разных групп электроприемников, цехов, энергообъектов и энергорайона в целом. «Значения $T_{\text{кр}}$ могут лежать в широком диапазоне значений. Они могут быть и меньше 0,15–0,2 с, когда решающим фактором оказывается опрокидывание электродвигателей (лавина напряжения) или самоотключения их МП, и минуты, когда основными становятся технологические факторы (например, образование «козла» в доменной печи из-за перерыва электроснабжения)» [328]. Соответственно, противоаварийные меры в сетях внутреннего электроснабжения должны быть различными, что в полной мере относится и к быстройдействию МДА.

Очевидно, что МДА, как элемент системы противоаварийного управления (ПАУ), в пределах технических возможностей, должна содействовать предотвращению возможности возникновения в энергорайоне лавины напряжения, что требует от нее высокого быстрогодействия [330].

С целью ускорения срабатывания пусковых органов МДА при провалах напряжения в случаях близких КЗ в сети внешнего электроснабжения, не допуская при этом срабатываний при КЗ в рассматриваемом энергорайоне, ниже приводятся результаты анализа возможности пуска МДА по факту резкого увеличения суммарного потока реактивной мощности от энергорайона в направлении сети внешнего электроснабжения [331], как показано на рис. 3.5.

Доаварийный суммарный переток реактивной мощности по связям с сетью внешнего электроснабжения может быть любым по величине и знаку, однако увеличенный переток к месту КЗ будет сохраняться в течение времени существования КЗ. Этого достаточно для срабатывания пусковых органов МДА по факту резкого увеличения суммарного перетока реактивной мощности.

В большинстве случаев энергорайоны с объектами РГ потребляют активную и реактивную мощность, так как суммарная мощность ГУ не покрывает в полном объеме электропотребление всех электроприемников даже в режимах минимальных нагрузок.

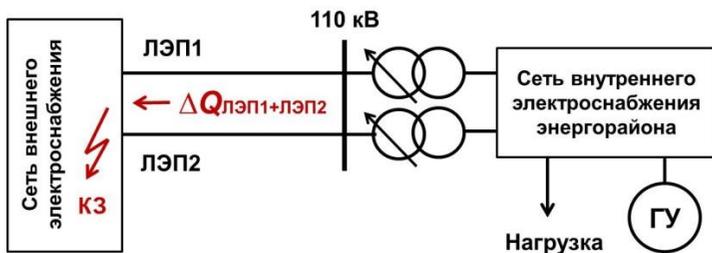


Рис. 3.5. Упрощенная схема участка сети при внешнем КЗ

Следовательно, пуск МДА может в этом случае осуществляться не только по факту резкого увеличения суммарного перетока реактивной мощности из энергорайона в сеть внешнего электроснабжения в момент КЗ, но и по факту изменения его направления, что должно уточняться расчетами при проектировании МДА. Предлагаемый алгоритм распознавания внешнего КЗ будет правильно работать в случаях односторонней связи рассматриваемого энергорайона с сетью внешнего электроснабжения (рис. 3.5).

При наличии двухсторонней или многосторонних связей из удаленных частей энергосистемы, как это показано на рис. 3.6, переток реактивной мощности ΔQ явно возрастет по той линии(-ям) электропередачи, которая(-ые) имеет(-ют) связь с местом КЗ, но на другой(-их) линии(-ях) электропередачи изменения ΔQ могут быть различными, т. е. будет иметь место неопределенность величины и направления суммарного перетока реактивной мощности.

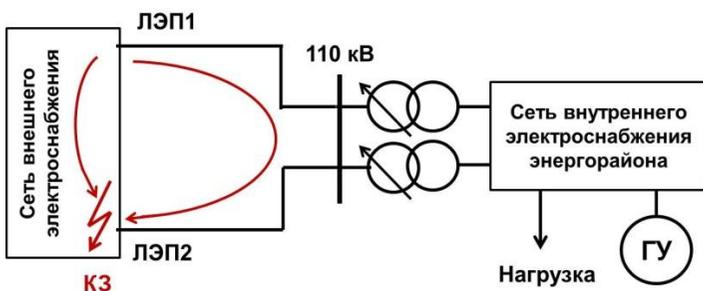


Рис. 3.6. Упрощенная схема участка сети с двухсторонней связью при внешнем КЗ

В такой схемно-режимной ситуации вероятность успешной работы МДА с пусковым органом, действующим по факту резкого увеличения суммарного перетока реактивной мощности, уменьшается, но и необходимость выделения энергорайона с многосторонними внешними связями то же меньше. Следовательно, выбор алгоритма работы пусковых органов МДА необходимо проводить на основании результатов многочисленных расчетов режимов в различных схемно-режимных ситуациях при проектировании МДА.

Далее рассмотрим переходные процессы в энергорайоне, соответствующем рис. 3.3, при возмущении в сети внешнего электроснабжения:

- с учетом действия установленных устройств РЗ и ПА, обеспечивающих, в частности, отключение части АД при снижениях напряжения и/или частоты в энергорайоне;

- то же, но с пуском МДА по факту резкого увеличения суммарного перетока реактивной мощности от энергорайона во внешнюю сеть.

Принятое расчетное возмущение в сети 110 кВ – двухфазное КЗ на землю. При этом срабатыванием III ступени защиты от замыканий на землю с выдержкой времени 5 с производится отключение одной из двух линий электропередачи между ПС 110 кВ и ТЭЦ.

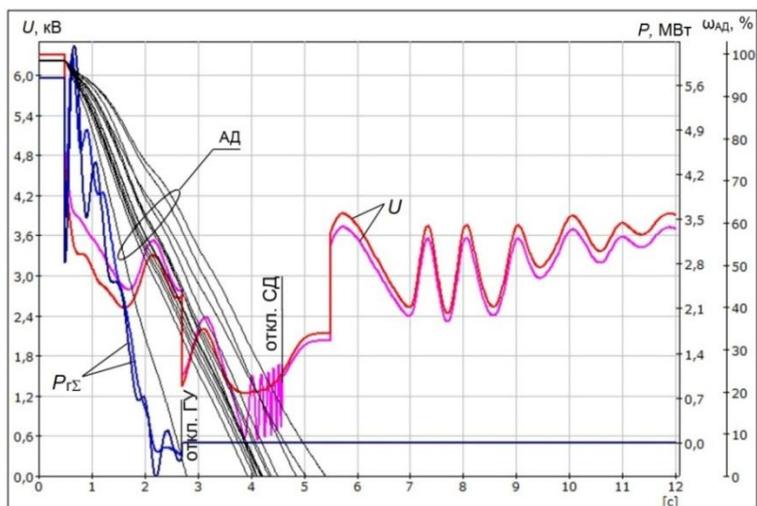


Рис. 3.7. Переходный процесс с лавиной напряжения, обусловленной опрокидыванием большинства АД, отключением всех 6 ППУ устройствами РЗ от понижения напряжения

- На графиках, представленных на рис. 3.7 и рис. 3.8, показаны:
- напряжения U , кВ, на двух секциях шин ГПУ (флуктуации напряжения на одной из секций обусловлены асинхронным режимом СД, которые прекращаются при отключении СД);
 - суммарные активные мощности ГПУ $P_{Г\Sigma}$ на каждой секции шин, МВт;
 - скорости вращения $\omega_{АД}$, % к своим синхронным скоростям, для наиболее мощных АД (в т. ч. АД, эквивалентирующих группы АД 0,4 кВ).

На рис. 3.8 дополнительно показан суммарный переток реактивной мощности по линиям электропередачи 110 кВ от энергорайона в сеть внешнего электроснабжения $Q_{вп\Sigma}$ (положительное направление – к энергорайону), Мвар. В случае применения МДА, действующей через 0,5 с после начала КЗ, отключений ГПУ и электроприемников не наблюдается, таким образом целесообразность использования МДА в данной схемно-режимной ситуации очевидна.

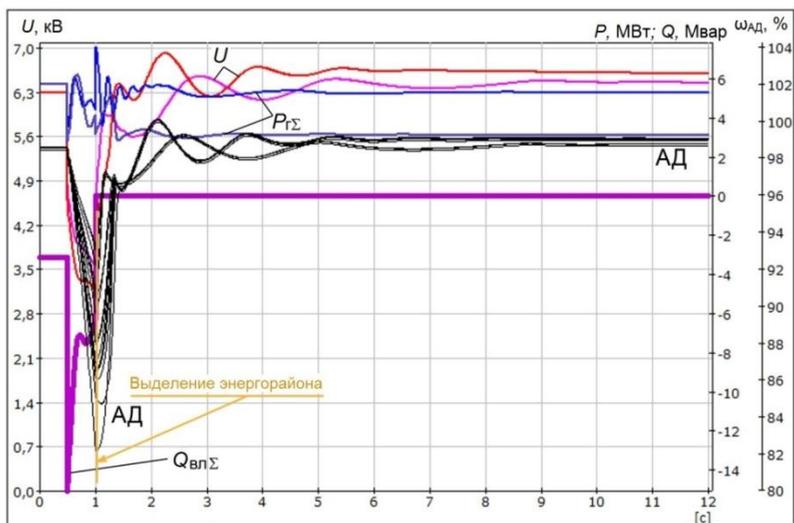


Рис. 3.8. Переходный процесс с возмущением, аналогичным рис. 3.7, но с учетом действия МДА через 0,5 с после начала КЗ

Следует отметить, что эффективность МДА в значительной мере зависит от ее быстродействия. Для рассматриваемого энергорайона ограничение максимально допустимого времени срабатывания МДА показано на рис. 3.9.

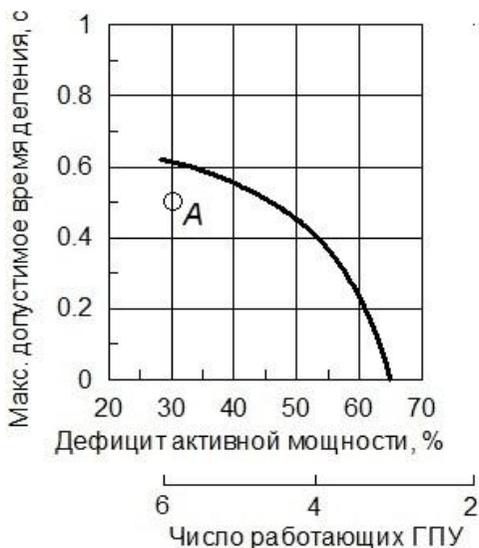


Рис. 3.9. Допустимое время срабатывания МДА (точка А соответствует переходному процессу на рис. 3.8)

Время выделения от начала возмущения в сети внешнего электропитания рассматривается как допустимое, если в энергорайоне в результате действия МДА не возникает ни лавины напряжения, ни отключений ГУ. Как видно из графика, представленного на рис. 3.9, время действия МДА должно быть тем меньше, чем больше дефицит в энергорайоне активной мощности, который в свою очередь зависит от количества и мощности работающих ГУ [332].

Следовательно, приемлемое время срабатывания МДА можно получить в том случае, если начальный дефицит активной мощности в энергорайоне не превышает 60 %. В случаях, если дефицит окажется больше указанного, эффективность действия МДА будет минимальна, так как с большой долей вероятности не позволит предотвратить возникновение в энергорайоне лавины напряжения и отключения работающих ГУ на объектах РГ.

Применение быстродействующей МДА предполагает решение задач:

1. Предварительный расчетный анализ возможных последствий для ГУ и особо ответственных электроприемников потребителей рассматриваемого энергорайона от вероятных провалов напряжения при различных возмущениях в сети внешнего электроснабжения для первоначального выбора пусковых органов и алгоритмов работы МДА.

2. Определение максимально допустимого времени срабатывания МДА по отношению к началу возмущений при максимальном электропотреблении и разном количестве включенных в энергорайоне ГУ на объектах РГ. Обязательно использование периодически обновляемой информации, фиксируемой устройством КПП, о балансе генерации/потребления активной и реактивной мощности в энергорайоне, а также количестве работающих ГУ для адаптации алгоритма МДА. Выбор дополнительных параметров, фиксируемых устройством КПП, зависит от конкретных условий и возможных схемно-режимных ситуаций, поэтому должен производиться при проектировании МДА для конкретного энергорайона.

3. Определение того минимума располагаемой генерации в энергорайоне, ниже которого действие МДА должно блокироваться. Этот минимум в общем случае определяется величиной аварийной или технологической брони (в зависимости от постановки задачи) с некоторым запасом не менее 10–15 %. При проектировании МДА для конкретного энергорайона может возникнуть потребность в более сложном определении минимума располагаемой генерации на основании информации, фиксируемой устройством КПП.

4. Определение необходимого объема ОН в энергорайоне с составлением ранжированного списка электроприемников, которые могут быть при необходимости отключены для сохранения электроснабжения особо ответственных электроприемников технологических линий [333]. Желательным условием являются упрощение необходимых коммутаций, с целью ускорения реализации ОН при действии МДА.

5. Определение перечня параметров, которые должны использоваться в алгоритме МДА для выбора объемов ОН и мест реализации ОН в сети внутреннего электроснабжения энергорайона для каждой рассматриваемой схемно-режимной ситуации, с целью их оптимизации и включения в число параметров фиксируемых устройством КПП. Количество параметров может быть различным для конкретного энергорайона и помимо положений коммутационных аппаратов и режимных параметров может включать в себя отдельные технологические величины, связанные с особенностями промышленного производства.

6. Проведение комплексных расчетов режимов для определения времени, в течение которого возможна нормальная работа энергорайона в островном режиме, после действия МДА с реализацией ОН, с учетом алгоритмов работы и параметров настройки систем автоматического регулирования ГУ, устройств РЗ ГУ, а также автоматизированных систем управления технологическими процессами промышленного производства.

При этом следует учитывать, что баланс активной и реактивной мощностей может быть далек от нормального и что возможны значительные отклонения частоты и напряжения в энергорайоне [334]. Очевидно, что чем больше запас располагаемой мощности ГУ, т. е. чем больший объем наименее ответственной нагрузки в энергорайоне отключен, тем проще нормализовать параметры режима и работу ГУ, но с одним существенным ограничением. Ограничения параметров режима ГУ в общем случае – это не только $P_n \leq P_{\max}$, но и $P_n \geq P_{\min}$, последнее – по условию технологического минимума нагрузки приводного двигателя и параметрам срабатывания технологических защит ГУ, но и по выдаваемой реактивной мощности. Возможности повысить напряжение в энергорайоне ограничены величиной потолочного возбуждения ГУ и тепловым состоянием роторов, понизить – статической устойчивостью выдачи заданной активной мощности и локальными нагревами отдельных частей генераторов.

Важно отметить, что поскольку по ЛЭП связи энергорайона с энергосистемой в нормальных режимах могут иметь место перетоки реактивной мощности в энергорайон (+ Q), то уставка МДА должна выбираться не по Q , а ΔQ , причем значение имеем правильный выбор интервала времени между замерами – Δt устройством КПП, что должно решаться при проектировании МДА.

С целью предотвращения излишних срабатываний МДА с выделением энергорайона в островной режим работы, когда это нецелесообразно, дополнительно необходимо предусмотреть блокировку МДА при $U > 90\%$.

3.7. Оценка эффективности быстрого действия МДА

Проведем анализ ряда принципиальных вопросов применения МДА с пуском по факту резкого увеличения перетока реактивной мощности по линиям связи с энергосистемой в направлении последней. Рассмотрим обобщенную схему, в которой энергорайон с сетью внутреннего электроснабжения является тупиковым по отношению к сети внешнего электроснабжения, представленной эквивалентным двухполюсником. Упрощенная расчетная схема энергорайона представлена на рис. 3.10, где ШБМ – шины бесконечной мощности – точка расчетной схемы, в которой напряжение не зависит от процессов в энергорайоне; трансформаторы и ЛЭП: $Z = 6,5 + j8,7$ Ом (110 кВ), $K_T = 10,175$.

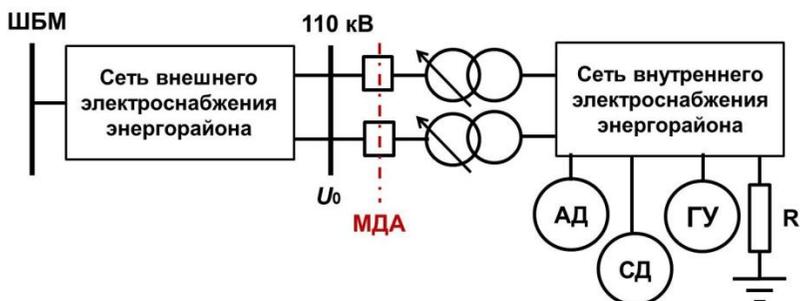


Рис. 3.10. Упрощенная расчетная схема энергорайона с внешними связями

Время срабатывания МДА от момента провала напряжения в сети внешнего электроснабжения принято равным $T_{\text{дел}} = 0,1$ и $0,2$ с, время реализации УВ на ОН от МДА принято равным $T_{\text{ОН}} = 0,2$ и $0,5$ с, в зависимости от сети передачи УВ и применяемых КА. Загрузка ГУ по активной мощности принята равной 100 %, очевидно, что при меньшей разгрузке области успешного действия МДА расширяются. Кратковременный резерв мощности равен 10 %, регулирование возбуждения ГУ – по отклонению напряжения, уставка АРВ – 10,2 кВ (в пределах ограничений: $Q_{\text{min}} = 0$, $Q_{\text{max}} = Q_{\text{ном}}$). Принято, что устройства РЗ ГУ по снижению частоты и напряжения не препятствуют функционированию МДА.

В отношении загрузки ГУ реактивной мощностью необходимо учитывать, что если в предаварийном режиме большую часть реактивной нагрузки энергорайона покрывают ГУ, то при переходе в островной напряжения в узлах энергорайона будут выше нормальных уровней, чем в случае, когда в предаварийном режиме реактивная нагрузка покрывалась из сети внешнего электроснабжения, так как реализация форсировки возбуждения на ГУ и подъем напряжения занимают некоторое время ($T'_{\text{до}}$ имеет порядок десятых долей секунды, что для рассматриваемых процессов – достаточно много).

В расчетах доля электропотребления, покрываемая в предаварийном режиме ГУ объекта РГ ($P_{\text{ГУ}} / P_{\text{н\c{c}}}$), – основной варьируемый параметр¹, при этом осуществлялось варьирование составом нагрузки. Наиболее существенные параметры нагрузки: доля АД в суммарной двигательной нагрузке

¹ В данной задаче, где возможно возникновение лавины напряжения, применение эквивалентных электрических машин со средневзвешенными параметрами и суммарными мощностями допустимо, так как при понижениях питающего напряжения в начале лавинного процесса различия в скольжениях АД и СД не велики.

ке: средняя – 50 %, *min* – 20 %, *max* – 80 %; средние параметры АД: коэффициент загрузки – 0,7, $T_j = 0,8$ с, максимальная кратность вращающего момента при номинальном напряжении – 2,2; доля СД в полной нагрузке: средняя – 15 %, *min* – 0, *max* – 50 %; средние параметры СД: $k_{загр} = 0,85$, $\cos\varphi = 0,9$. Синхронные двигатели в расчетах заданы явнополюсными, т.к. они обычно имеют асинхронные характеристики, не обеспечивающие ресинхронизацию СД после нарушения устойчивости и перехода в асинхронный режим со значительным сопротивлением. В расчетах в ОН входят: все СД и часть остальной нагрузки (АД и статические электроприемники, соотношения их мощностей для исходной и для отключаемой нагрузок одинаковые). Суммарный объем ОН определяется величиной $\Delta P_{ОН}$ в процентах от всей исходной нагрузки. Из всех возможных вариантов возмущений в сети внешнего электроснабжения рассматривался самый тяжелый, когда $U_0 = 0$ (близкое трехфазное КЗ).

Основным показателем эффективности МДА служит минимально необходимый объем ОН, требуемый для обеспечения успешного функционирования МДА с выделением энергорайона на островной режим работы, т. е. чем меньше объем ОН, тем выше эффективность МДА. Необходимые объемы ОН при различных суммарных мощностях ГУ для $T_{деп} = 0,1$ и $0,2$ с, с соответствующими $T_{ОН} = 0,2$ и $0,5$ с показаны на рис. 3.11.

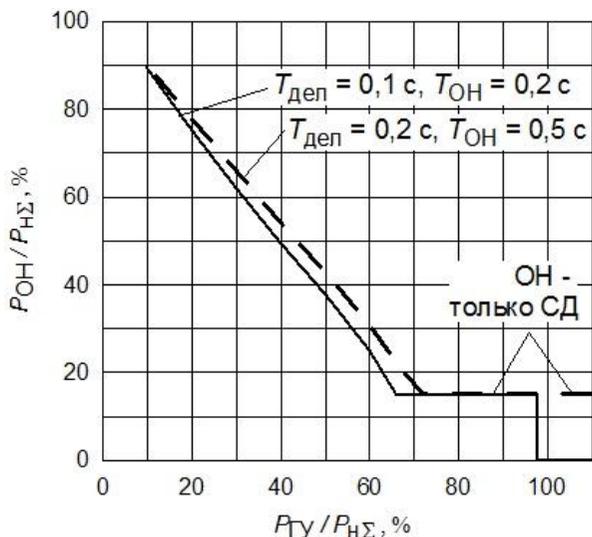


Рис. 3.11. График необходимых объемов ОН при различных суммарных мощностях ГУ

Следует отметить, что баланс активной и реактивной мощностей генерации и потребления в выделенном энергорайоне достигается за счет использования допустимой перегрузки ГУ по активной мощности (10 %), форсировки возбуждения ГУ (потолочное возбуждение – 1,6) и саморазгрузки АД и СД благодаря кратковременному понижению частоты.

Запас времени на реализацию ОН действием МДА необходим для нормализации частоты и напряжения в островном режиме работы энергорайона и определяется в основном допустимыми длительностями перегрузки ГУ по активной мощности и токам, законами регулирования ГУ по частоте и активной мощности, а также уставками устройств РЗ ГУ по понижению напряжения и частоты, как было рассмотрено выше.

Влияние быстродействия МДА на успешность выделения энергорайона без применения дополнительного ОН различно для разных рассматриваемых возмущений (состав нагрузки – средний) показано на рис. 3.12.

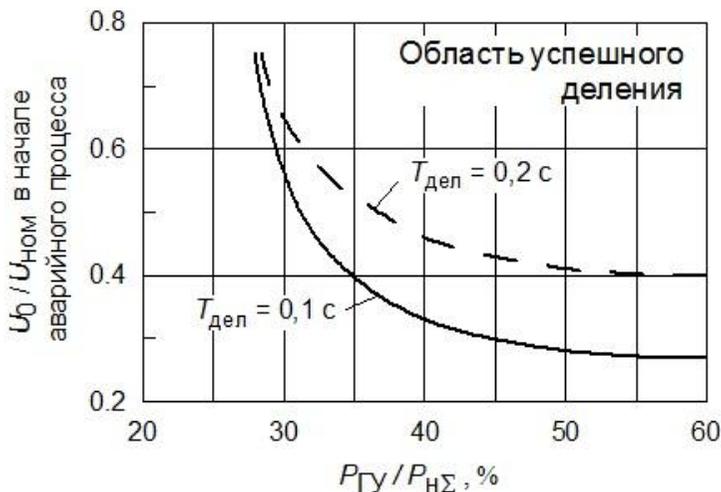


Рис. 3.12. График влияния быстродействия МДА на успешность выделения без дополнительного ОН (сверх начального дефицита активной мощности)

Если провал напряжения в сети внешнего электроснабжения достаточно глубокий, то лавина напряжения в энергорайоне будет развиваться быстро, что потребует максимального быстродействия МДА.

На рис. 3.12 явно видны значительные различия между кривыми предельных значений $U_0 / U_{\text{ном}} = f(P_{\text{Гy}} / P_{\text{н}\Sigma})$, полученными для $T_{\text{дел}} = 0,1 \text{ с}$ и

0,2 с. Справедливо и обратное, что при неглубоких провалах напряжения в сети внешнего электроснабжения (при $U_0 / U_{ном} \approx 0,7-0,8$) представленные кривые практически сливаются.

Для промышленных энергорайонов, в которых преобладает нагрузка в виде АД, положение границ области успешного деления в координатах $P_{ГУ} / P_{н\Sigma}$ и $U_0 / U_{ном}$, при выделении энергорайона на островной режим работы действием МДА, решающим образом зависит от параметров электроприемников в рассматриваемом энергорайоне, как это показано на рис. 3.13.

Расчеты были выполнены для $T_{дел} = 0,1$ с без УВ на ОН (сверх начального дефицита активной мощности), при этом область успешного деления характеризуется такими схемно-режимными условиями, когда все параметры находятся в области допустимых режимов.

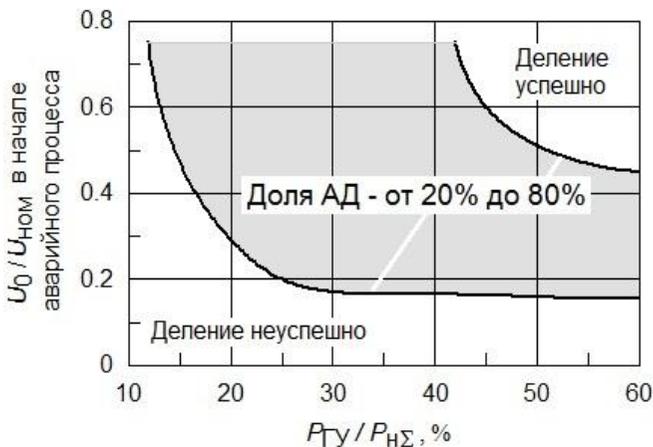


Рис. 3.13. График зависимости положения границы области успешного деления от изменения состава нагрузки

Как видно из представленного на рис. 3.13 графика, граница области успешного деления действием МДА должна определяться на стадии проектирования МДА на основании проведения многочисленных расчетов режимов для рассматриваемого энергорайона с конкретным составом нагрузки. В противном случае, обеспечить принятие корректных технических решений по алгоритмам работы и параметрам настройки МДА, вклю-

чая выбор объемов и мест реализации ОН, не представляется возможным, а, следовательно, успешность выделения действием МДА будет иметь случайный характер.

3.8. Влияние выбора уставки АРВ ГУ на результат выделения энергорайона

Для рассматриваемых процессов выделения энергорайона на островной режим работы действием МДА выявлено значительное влияние уставки генераторного напряжения на характер переходного процесса. При низких значениях генераторного напряжения ($U_{г0}$) реактивная мощность в предаварийном режиме поступает в нагрузку большей частью из энергосистемы, как это показано на рис. 3.14а, а при высоких значениях $U_{г0}$ – от объектов РГ (рис. 3.14б).

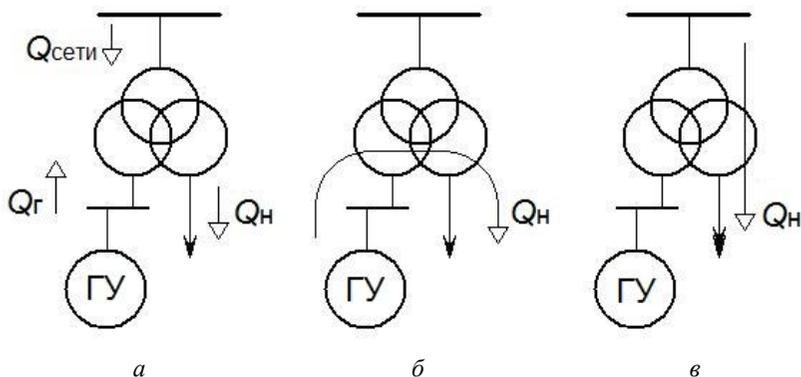


Рис. 3.14. Предаварийные режимы с перетоками реактивной мощности в нагрузку:

а – схема; б – высокий уровень возбуждения ГУ;
в – низкий уровень возбуждения ГУ

При выделении энергорайона в случае (рис. 3.14в) снижение напряжения (ΔU) на нагрузке более значительно, чем в другом варианте (рис. 3.14б), так как кратковременно нарушается баланс реактивной мощности по причине прекращения перетока реактивной мощности из сети внешнего электроснабжения. При этом, чем ниже будет напряжение на

шинах электроприемников, тем больший сброс нагрузки произойдет (при низких напряжениях – в виде лавины напряжения). Сброс нагрузки в свою очередь вызывает снижение дефицита мощности, тем самым приводя к повышению частоты вместо ее снижения.

На рис. 3.15 показано, как зависит переходный процесс (первоначальное снижение напряжения ΔU и установившееся, без учета действия АЧР, значение частоты в энергорайоне) от величины выдаваемой генераторами объекта РГ реактивной мощности в исходном режиме, т. е. от уровня возбуждения ГУ.

В случае, когда вся реактивная мощность нагрузки покрывается генератором ($Q_{\text{сети}} \approx 0$), то снижение напряжения после выделения будет минимальным (здесь $\Delta U / U_{\text{ном}} < 4\%$), двигательная нагрузка остается устойчивой, и дефицит активной мощности приведет к снижению частоты в энергорайоне и нормальной работе устройств АЧР.

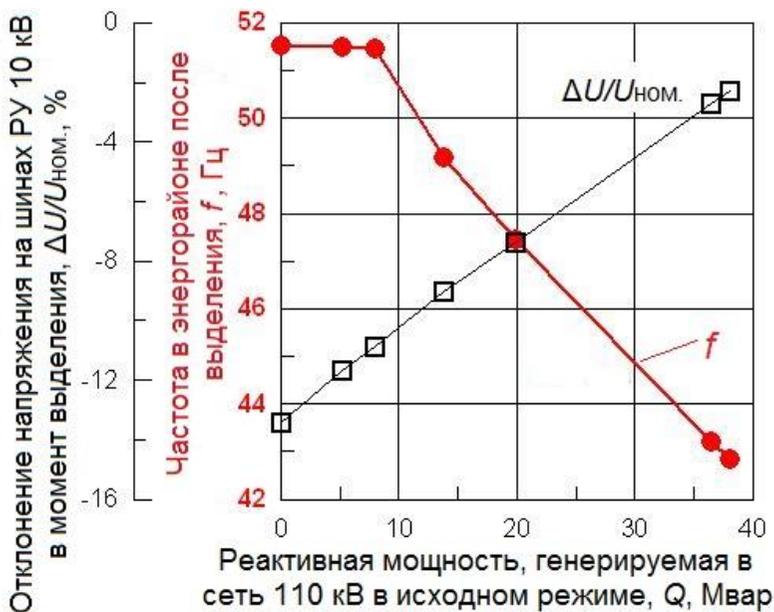


Рис. 3.15. График влияния уровня возбуждения ГУ на параметры режима после выделения энергорайона

Соответствующий переходный процесс представлен на рис. 3.16.

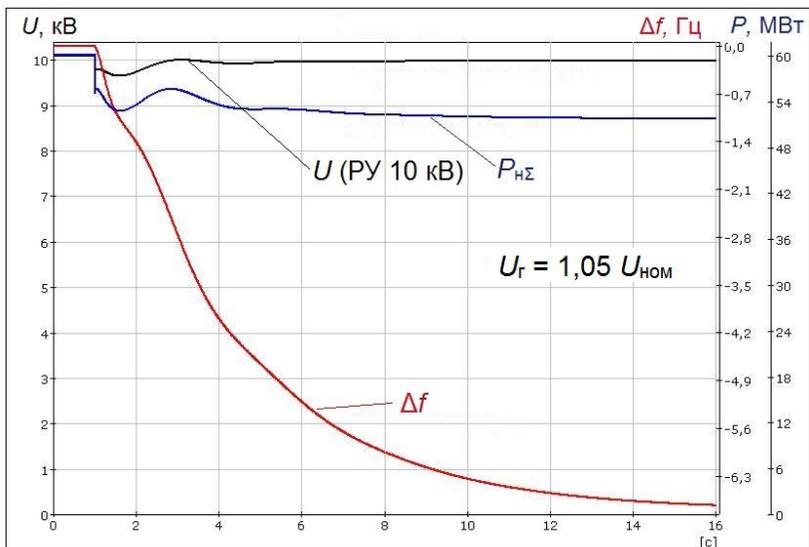


Рис. 3.16. Переходный процесс при выделении энергорайона с $U_T = 1,05 U_{ном}$ (без учета работы устройств АЧР)

В схемно-режимных условиях, когда реактивная мощность нагрузки покрывается за счет перетока из сети внешнего электроснабжения ($Q_r \approx 0$), что возможно, если возбуждение генераторов относительно низкое, то при выделении в островной режим произойдет снижение напряжения в энергорайоне тем более значительное, чем будет ниже U_{r0} . При этом скольжения электродвигателей увеличатся, напряжение еще снизится, что в свою очередь может привести к развитию в энергорайоне лавины напряжения, как это показано на рис. 3.17.

В переходном процессе (рис. 3.17), сброс нагрузки (сначала при снижении напряжения, далее – в процессе развития лавины напряжения, всего на интервале времени меньше¹ 0,1 с) приводит к возрастанию частоты до 54 Гц, с установившимся значением – 51,5 Гц. При этом все электроприемники в нагрузке неработоспособны, так как напряжение на их шинах $\approx 0,4U_{ном}$.

¹ В узлах промышленной нагрузки с крупными электродвигателями развитие лавины напряжения и, соответственно, сброс нагрузки происходят медленнее, обратно пропорционально значениям $T_{J \text{ двиг}}$.

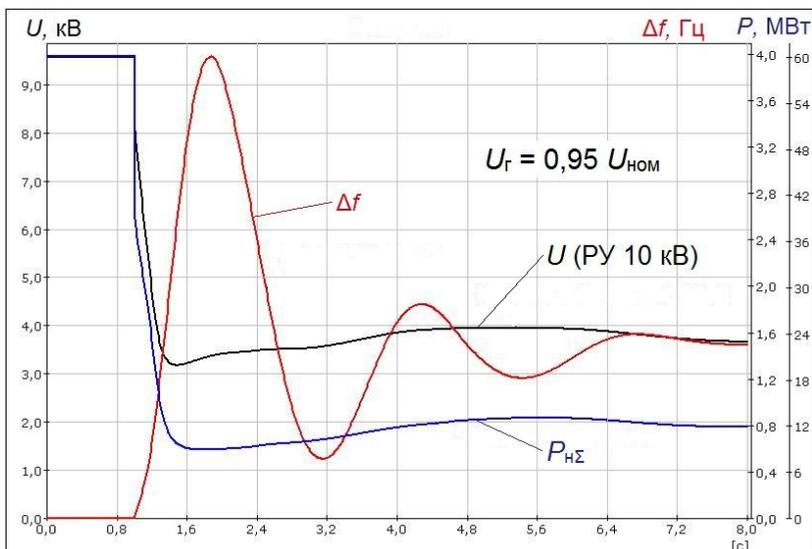


Рис. 3.17. Переходный процесс при выделении энергорайона с $U_{\Gamma} = 0,95 U_{\text{ном}}$, с развитием лавины напряжения

Важно отметить, что в рассматриваемой схеме энергорайона динамическая устойчивость электродвигателей в нагрузке достаточно низкая, по сравнению со случаями, когда нагрузка подключается непосредственно к шинам генераторного напряжения объекта РГ. В анализируемом случае питание нагрузки осуществляется от ГУ объекта РГ через обмотки низкого напряжения трехобмоточного трансформатора [335].

3.9. Особенности моделирования нагрузки при проектировании МДА

Для получения корректных результатов расчетов переходных процессов применительно к задачам МДА требуется повышенное внимание к моделированию основных электроприемников посредством специальной подготовки расчетных схем, включающих параметры электроприемников. Это – общее и принципиальное отличие от расчетов режимов и устойчивости системообразующих сетей и крупных электростанций, которые отда-

лены от нагрузки сетями высокого и среднего напряжения с целым рядом ступеней трансформации.

Получить корректные исходные данные относительно свойств электроприемников (верифицированные модели нагрузки) возможно только у собственников технологических линий промышленных предприятий, что бывает затруднительным. Однако, для решения задачи повышения надежности электроснабжения промышленных потребителей за счет интеграции объектов РГ и реализации МДА это является необходимым условием.

Опыт проведения расчетов показывает, что переходные процессы в двигательной нагрузке оказывают решающее влияние на изменение режимов работы ГУ, их устойчивость, а также возможность или невозможность сохранения в работе в различных схемно-режимных условиях, особенно применительно к вопросу выделения энергорайона в островной режим работы действием МДА.

Применение математических моделей СД и АД не вызывает затруднений. Требуется значительно больше времени и внимания на получение и обработку исходной информации о составе и параметрах промышленной нагрузки, т. е. технологических особенностях приводимых во вращение механизмов.

При анализе переходных процессов в сетях напряжением 220–750 кВ нагрузка в расчетах, если нет возможности моделировать сети напряжением 0,4–110 кВ, может быть представлена статическими характеристиками $P_n(U, f)$, $Q_n(U, f)$, т. е. так же, как в расчетах установившихся режимов. Это допустимо, так как рассматриваемые возмущения происходят в сетях напряжением 220–750 кВ, следовательно, они электрически удалены от распределительных сетей, доходя до них ослабленными и сглаженными из-за влияния объектов РГ, СКРМ, а также параметров электросетевого оборудования [336].

Однако, замена динамических характеристик нагрузки основных электроприемников статическими при выполнении расчетов электромеханических переходных процессов в сетях промышленных энергорайонах с ГУ объектов РГ в общем случае недопустима [279].

Если расчеты выполняются для распределительных сетей, к которым подключены объекты РГ, то возмущения [337] приложены в полной мере и к ГУ, и к электроприемникам. Причем электроприемники на разных секциях, разделенные трансформаторами, токоограничивающими реакторами и пр. испытывают воздействия с разной степенью интенсивности. Поэтому процессы нарушения динамической устойчивости, выбеги и самозапуски электродвигателей у разных групп электроприемников протекают по-разному и оказывают на ГУ объектов РГ неодинаковое влияние.

Поэтому для проведения расчетов электромеханических переходных процессов в сетях, в которых работают ГУ объектов РГ, требуется, чтобы расчетная схема и число элементов, моделирующих узел нагрузки, а также используемые уравнения и входящие в них параметры были адекватны особенностям схемы и решаемой расчетной задаче.

Статические приемники активной мощности: освещение, нагревательные установки, кондиционеры, печи и пр. – могут быть объединены в небольшое число устройств и для всех расчетов (установившихся и переходных режимов) могут быть представлены своими статическими характеристиками активной мощности нагрузки по напряжению $P_{ст}(U)$. В большинстве случаев эти характеристики очевидны, но в нестандартных случаях (печи, различные по своим принципам действия и пр.) целесообразно натурное проведение измерений $P_{ст}(U)$. У статических приемников активной мощности обычно коэффициенты мощности близки к единице, потому зависимости $Q_{ст}(U)$ не существенны. Статические характеристики активной и реактивной мощности нагрузки по частоте $P_{ст}(f)$, $Q_{ст}(f)$ для статических электроприемников, исходя из практического опыта, могут не учитываться при проведении рассматриваемых видов расчетов.

Статические приемники/генераторы реактивной мощности (шунтирующие реакторы, батареи статических конденсаторов) не нерегулируемые на протяжении расчетных интервалов времени, могут быть представлены известными зависимостями по напряжению и частоте. Статические приемники/генераторы реактивной мощности с быстродействующим регулированием (СТАТКОМ, СТК, ДКРМ, ДКПН) могут быть описаны статическими характеристиками по напряжению и частоте, вытекающими из их алгоритмов регулирования, при допущении безынерционности управления, а также с учетом ограничений по выдаче/потреблению реактивной мощности.

Синхронные двигатели (СД) и синхронные компенсаторы должны моделироваться индивидуально, но очевидна возможность замены группы однотипных машин одной эквивалентной машиной суммарной мощности.

В общем случае эквивалентирование любых электроприемников возможно при близости их параметров, если они подключены к одним и тем же или к электрически близким шинам, не разделяющимся в рассматриваемых переходных процессах (например, при отключении секционного выключателя).

Если СД в расчетах переходных процессов могут переходить в асинхронный режим (АР), то основным становится корректный учет алгоритмов работы и параметров настройки имеющихся устройств автоматики СД и прилегающей сети: например, автоматики ликвидации асинхронного

режима (АЛАР) или других устройств, действующих на отключение СД или его развозбуждение.

Асинхронные двигатели (АД) являются самым широко распространенным приводом переменного тока, однако имеются значительные трудности с их отражением в расчетных моделях, с учетом всего их разнообразия, по причинам не столько вычислительным, сколько организационным, связанным с трудностями получения их корректных параметров. Выбор, какие АД необходимо учитывать индивидуально, а какие нет, зависит от их влияния на рассматриваемые переходные процессы. Индивидуальное моделирование (первая ступень) позволяет достигнуть наивысшей точности в расчетах, при этом, эквивалентирование групп АД (вторая ступень), при отсутствии значительных различий в их параметрах – допустимо, но с потерей точности.

У АД, принадлежащих к этим двум ступеням точности расчетов, наиболее важными параметрами являются те, которые характеризуют условия прямого пуска и статической устойчивости:

- механическая постоянная инерция, вместе с приводимым механизмом;
- зависимость момента сопротивления (в долях номинального момента АД) от скорости вращения (в долях номинальной);
- пусковой вращающий момент и пусковой ток (в долях номинальных);
- максимальный момент (в долях номинального) и критическое скольжение.

Электрические параметры схемы замещения АД могут быть вычислены по указанным выше и паспортным данным [327].

Третья ступень точности – упрощенное эквивалентирование АД, когда определяется только их суммарная активная мощность, а параметры эквивалентного АД принимаются усредненными, в виде обобщенной модели нагрузки. Это допустимо, применительно к АД 0,4 кВ, при проведении расчетов переходных процессов с анализом возмущений в сетях напряжением 6–35 кВ.

Важно отметить, что в действительности напряжение на шинах группы АД сохраняется и после их отключения от сети (если нет КЗ), плавно снижаясь в течение десятых долей секунды или даже нескольких секунд. Это обстоятельство может быть существенно при рассмотрении условий работы пусковых органов устройств автоматики, включая МДА, поэтому его следует учитывать при выполнении расчетов и анализе действий устройств автоматики.

В большинстве ПК расчетов режимов для АД используются уравнения, не учитывающие электромагнитные переходные процессы, а только электромеханические. Это обусловлено тем, что основные задачи, для которых эти программные комплексы создавались – устойчивость и переходные процессы генераторов, которые не требуют учета остаточных напряжений АД. Но поскольку обычные модели синхронных машин учитывают электромагнитные переходные процессы, ПК позволяют, применяя стандартную модель синхронной машины, задать параметры СД так, чтобы получить эффект моделирования АД, с учетом электромагнитных переходных процессов, и правильно воспроизводить остаточные напряжения на шинах [327].

В энергорайонах со значительной долей в составе нагрузки промышленных электроприемников нередко главные роли в переходных процессах принадлежат факторам, которые характеризуют сети внутреннего электроснабжения и технологическую автоматику промышленного производства, а именно:

- устройства частотно-регулируемого привода или устройства плавного пуска на электродвигателях вместо применения прямого пуска;
- автоматика управления пуском/остановом электродвигателей по электрическим и технологическим параметрам (в том числе АВР двигателей);
- автоматика повторного пуска двигателей после кратковременного перерыва электроснабжения, вырабатывающая команды на последовательные пуски двигателей по жесткой временной программе или по факту восстановления напряжения после предыдущего пуска;
- технологическая блокировка, отключающая одни электроприемники при прекращении работы других;
- защита минимального напряжения, имеющая, как правило, 2 группы уставок по времени для неотчетственных и ответственных электроприемников;
- магнитные пускатели 0,4 кВ, не защищенные от кратковременных провалов напряжения, что при внешних КЗ приводит к самоотключению пускателей и, соответственно, к отключению электроприемников.

При анализе результатов расчетов режимов возможно ориентироваться на задаваемые потребителями (для каждого из особо ответственных электроприемников) величины критического времени перерыва электроснабжения, т. е. максимального времени полного перерыва электроснабжения, при котором не возникает опасности для людей, риска повреждения оборудования и значительного брака производимой продукции.

Под сетями внешнего электроснабжения энергорайона подразумеваются, во-первых, узлы прилегающей сети, питающиеся от тех же ПС, что и рассматриваемые энергорайоны с объектами РГ (параллельные нагрузки), и, во-вторых, сети более высоких классов напряжения.

Общие требования к моделированию «параллельных нагрузок», например, сторонних потребителей, не зависят от вида собственника электроприемников и поэтому не отличаются от требований к моделированию нагрузки рассматриваемого энергорайона. Однако, при подготовке к расчетам именно моделирование «параллельных нагрузок» дается с еще большим трудом, так как требуется больше времени на получение и обработку исходной информации о составе и параметрах нагрузки, включая ее технологические особенности.

Если в «параллельных нагрузках» отсутствуют СД и если преодоление трудностей моделирования требует существенных затрат времени и средств, то эффективно проверить контрольными расчетами, влияют ли процессы в «параллельной нагрузке» на результаты расчетов или нет. Контрольные расчеты выполняются для наиболее существенных возмущений, с целью сравнения полученных результатов, различающихся составом «параллельной нагрузки», представленной обобщенной моделью, где доля АД в суммарной нагрузке задается в двух вариантах: 20 % и 80 %. Если основные результаты существенно не меняются (характер протекания переходных процессов и параметры режима), то можно полагать, что для моделирования «параллельной нагрузки» можно применять обобщенные параметры со средней долей АД – 40 %.

Для энергорайона те части энергосистемы, которые относятся к сетям более высоких классов напряжения и являются источником внешнего электроснабжения, напряжение и частота которых не зависят от процессов в энергорайоне, моделируются как ШБМ. Эти шины легко вводить в расчеты, но определить правильное положение ШБМ в расчетной схеме бывает сложно.

При подготовке расчетной схемы распределительной сети с энергорайоном, как объектом моделирования, целесообразно поступать следующим образом. В расчетную схему необходимо ввести узлы всех близких электростанций (суммарная мощность учитываемых электростанций должна многократно превышать нагрузку энергорайона) и, по крайней мере, те ЛЭП и силовые трансформаторы, которые связывают эти электростанции с рассматриваемой распределительной сетью. Эти связи можно показывать упрощенно, разнося промежуточные нагрузки по соседним узлам, и описывая эти нагрузки обобщенными статическими характеристиками [327].

систем, а также систем телемеханики, предназначенных для управления режимом сети внешнего и внутреннего электроснабжения.

В БПО производится анализ режимных параметров и состояния сети внешнего и внутреннего электроснабжения, которые необходимы для точной идентификации режима работы энергорайона. С выхода БПО на вход блока хранения результатов моделирования и выбора варианта противоаварийного управления (БХРМиПАУ) выдается информация о текущем режиме работы энергорайона. В соответствии с результатами идентификации режима в БХРМиПАУ осуществляется выбор варианта противоаварийного управления (на первом этапе используется алгоритм ПАУ П-ДО, с последующим возможным переходом на I-ДО и I-ПОСЛЕ). Использование алгоритма I-ПОСЛЕ, который имеет в своем составе I-ДО, и производит дополнительный расчет и выдачу корректирующих УВ, после реализации первичных УВ, позволяет обеспечить оптимальное ПАУ, что особенно актуально для энергорайонов с объектами РГ. При этом, с выхода БХРМиПАУ в БПО поступает информация об использовании необходимого состава пусковых органов (ПО) для реализации функций МДА и уставки для выбранных ПО, а также допустимое время срабатывания МДА и реализации УВ. Дополнительно, с выхода БХРМиПАУ в решающий блок (РБ) поступает информация о составе, объемах и местах реализации УВ. В РБ, кроме того, поступает информация от устройств КИПР, что позволяет оценить предаварийный режим работы энергорайона по генерации и электропотреблению, что необходимо, в том числе, для реализации алгоритма блокировки выделения энергорайона (контроль располагаемой мощности; величина аварийной и технологической брони и т. п.). При срабатывании ПО через РБ соответствующие управляющие сигналы передаются на вход блока выдачи управляющий воздействий (БВУВ), который реализует:

- УВ на выделение энергорайона, в соответствии выбранным вариантом противоаварийного управления;

- УВ на изменение конфигурации сети внутреннего электроснабжения, а, при необходимости, и внешнего (подготовка к синхронизации энергорайона);

- УВ на загрузку и пуск неработающих ГУ на объектах РГ энергорайона (выбирается оптимальный вариант пуска ГУ, с учетом располагаемой мощности, технологического минимума нагрузки, маневренных характеристик и т. п.);

- УВ на изменение алгоритмов или уставок АРВ ГУ;

- УВ на изменение состояния регулируемых СКРМ в сети внутреннего электроснабжения энергорайона;

- УВ на разгрузку и отключение ГУ объектов РГ;

– УВ на отключение нагрузки в сети внутреннего электроснабжения с учетом особенностей технологического цикла промышленного предприятия и значимости конкретных электроприемников;

– другие УВ, в том числе реализующие процесс восстановления параллельной работы энергорайона с энергосистемой после ликвидации аварии.

В соответствии со структурной схемой БВУВ реализует заданный вариант ПАУ, обеспечивая при этом надежное функционирование электроприемников потребителей (особенно, двигательной нагрузки) в сети внутреннего электроснабжения энергорайона [339, 340].

3.11. Выводы по Главе 3

1. Делительную автоматику, позволяющую реализовывать успешное выделение энергорайона с объектами РГ в островной режим работы, в случаях возникновения в энергосистеме аварийных условий (с КЗ; без КЗ), для обеспечения надежного электроснабжения особо ответственных электроприемников следует рассматривать как многопараметрическую, т.к. она содержит различные пусковые органы, выбор которых осуществляется на этапе проектирования.

2. Выявлены возможные ограничения на применение МДА, связанные с особенностями систем АРЧВ и параметрами настройки устройств РЗ ГУ объектов РГ, а также показаны особенности схемно-режимных ситуаций, сопровождающихся понижением частоты и напряжения (плавное снижение; провал), как перед выделением, так и после выделения энергорайона в островной режим.

3. Обосновано, что проектирование МДА должно осуществляться для конкретного энергорайона, с учетом состава генерирующих мощностей на объектах РГ и нагрузки, основываясь на анализе результатов комплексных расчетов режимов в различных схемно-режимных условиях. Это позволяет произвести обоснованный выбор пусковых органов, алгоритмов работы МДА, УВ, их объемов и мест реализации для каждой возможной схемно-режимной ситуации.

4. В процессе проектирования МДА необходимо производить оценку возможности как успешного выделения энергорайона, так и обеспечения надежного электроснабжения потребителей в островном режиме работы, с учетом рассмотренных особенностей.

5. Основным показателем эффективности МДА служит минимально необходимый объем реализации УВ на ОН, требуемый для обеспечения успешного выделения энергорайона в островной режим работы, что в значительной степени зависит от ее быстродействия, особенно при глубоких провалах напряжения перед выделением. Время работы МДА от начала возмущения в сети внешнего электроснабжения рассматривается как допустимое, если в энергорайоне не отключаются ГУ и не возникает лавины напряжения.

6. На основании результатов расчетов доказано, что приемлемое быстродействие МДА с учетом ОН можно получить в случае, если начальный дефицит активной мощности в энергорайоне не превышает 60 %. В энергорайонах с меньшими суммарными мощностями ГУ на объектах РГ целесообразно рассматривать вопрос выделения в островной режим лишь некоторой совокупности особо ответственных электроприемников.

7. Обосновано, что чем меньше покрытие реактивной нагрузки выработкой от ГУ объектов РГ в режиме перед выделением, тем больше вероятность того, что дефицит мощности окажется выше критического и в результате срабатывания МДА в энергорайоне возникнет лавина напряжения, сопровождающаяся массовым отключением нагрузки, а частота при этом повысится.

8. Корректное выполнение комплексных расчетов режимов (включая варианты расчеты электромеханических переходных процессов) в сети внешнего электроснабжения, энергорайоне и в нагрузке невозможно без правильного учета состава и параметров нагрузки (соотношения между двигательной и статической), оказывающих существенное влияние на принимаемые технические решения по алгоритмам работы и параметрам настройки МДА.

9. Предложена структурная схема МДА энергорайона с объектами РГ, позволяющая обеспечить реализацию успешного выделения энергорайона с объектами РГ и надежное электроснабжение потребителей энергорайона в островном режиме, отказавшись от дополнительного ОН, сверх начального дефицита активной мощности, с целью минимизации ущербов у потребителей.

10. Целесообразно на первом этапе реализации МДА использовать алгоритм ПАУ II-ДО, с последующим возможным переходом на I-ДО и I-ПОСЛЕ. Применение алгоритма I-ПОСЛЕ, имеющего в своем составе I-ДО, позволяет производить дополнительный расчет и выдачу корректирующих УВ после реализации первичных УВ, обеспечивая оптимальное ПАУ.

11. Разработанный способ реализации МДА энергорайонов с объектами РГ, отличается тем, что предусматривает наличие необходимого набора пусковых органов (частота; напряжение; реактивная мощность и ее направление; положение коммутационных аппаратов), действует как превентивно по параметрам режима, так и в случае непреднамеренного выделения (с КЗ; без КЗ), обладает повышенным быстродействием выделения (0,1–0,2 с) и реализации УВ на отключение нагрузки (0,2–0,5 с), имеет блокирующие алгоритмы, обеспечивает надежное выделение энергорайона с дефицитом активной мощности до 60 %.

МЕТОД РАСШИРЕНИЯ ОБЛАСТИ ДОПУСТИМЫХ РЕЖИМОВ ГЕНЕРИРУЮЩИХ УСТАНОВОК ОБЪЕКТОВ РГ В РАЗЛИЧНЫХ СХЕМНО-РЕЖИМНЫХ УСЛОВИЯХ

4.1. Вводная часть

Строительство объектов РГ в России производится в основном предприятиями различных отраслей промышленности, с применением на них ГПУ, ГТУ и ДГУ зарубежных заводов-изготовителей. Это связано с тем, что данные ГУ имеют, как правило, более высокие показатели надежности (коэффициент готовности; среднее время между вынужденными отключениями), больший общий ресурс и межремонтный период, а также лучшие технико-экономические показатели по сравнению с ГУ отечественного производства [84].

Однако, данные ГУ оснащены устройствами РЗ, АРЧВ и АРВ, которые соответствуют требованиям национальных стандартов тех зарубежных стран, где они произведены, и имеют свои особенности, которые определяют характер протекания переходных процессов и параметры аномальных режимов. К таким особенностям можно отнести, например, максимально допустимое время ликвидации КЗ ($T_{КЗ} \leq 0,15$ с), допустимость выделения энергорайона с ГУ объекта РГ в островной режим работы, принципы резервирования основных защит сети, допустимый состав нагрузки в энергорайоне и другие [193].

В технической документации на ГУ отдельные зарубежные заводы-изготовители указывают следующие параметры настройки устройств РЗ ГУ, действующие на отключение генераторного выключателя, если в течение 200 мс во всех трех фазах напряжение 110 % или ниже 90 % от номинального. У других заводов-изготовителей уставки по времени срабатывания устройств РЗ при снижении напряжения несколько выше (до 5 с), однако, с учетом времени срабатывания резервных защит элементов прилегающей сети, особенно уставок срабатывания защит дальнего резервиро-

вания, избежать отключений ГУ на объектах РГ не представляется возможным [235, 341–343].

Зарубежные заводы-изготовители ГПУ выбирают следующие параметры настройки устройств РЗ ГУ, действующие на отключение генераторного выключателя, если в течение 200 мс частота выше 51,5 Гц или ниже 49 Гц. Другие заводы-изготовители ГПУ предусматривают отключение ГУ при повышении частоты выше 55 Гц в течение 4 с, а при снижении частоты ниже 47,5 Гц в течение 2 с [344]. Важно отметить, что при переходе ГУ или объекта РГ от режима параллельной работы с энергосистемой к островному (с избытком или дефицитом активной мощности), в случае возникновения нормативных возмущений [337], а также в процессе работы в островном режиме, кратковременные отклонения частоты могут быть более значительными, чем вышеуказанные уставки устройств РЗ [345–347].

Кроме того, циклы КЗ – автоматическое повторное включение, АВР и связанные с ними самозапуски двигательной нагрузки, составляющие подавляющее большинство случаев кратковременного снижения напряжения, относятся к провалам или прерываниям напряжения. В целом ряде случаев уставки устройств РЗ ГУ не отстроены от их параметров срабатывания и приводят к отключениям ГУ.

Кратковременные отклонения параметров режима (частота; напряжение), которых бывает достаточно для отключения ГУ устройствами РЗ, могут возникать, помимо режима КЗ, и в других схемно-режимных ситуациях – выделение в островной режим с дефицитом мощности; пуск группы электродвигателей; отключение крупных электроприемников или их групп [348].

Стремление зарубежных заводов-изготовителей ГУ максимально защитить свою продукцию от длительного влияния всевозможных аномальных режимов, которые могут возникать в процессе эксплуатации, тем самым избегая претензий покупателей по качеству ГУ, понятно. Однако, указанные подходы сужают для ГУ область допустимых режимов (ОДР), вызывая их излишние отключения при правильных действиях устройств РЗ в прилегающей сети [254], тем самым создавая для технологических процессов промышленных предприятий аварийные условия и приводя к существенным финансовым ущербам [44].

Важно отметить, что уставки устройств РЗ конкретной ГУ задаются заводами-изготовителями и не подлежат изменению без согласования в течение всего гарантийного срока эксплуатации. При самовольном изме-

нении уставок собственником ГУ гарантийные обязательства заводом-изготовителем снимаются в одностороннем порядке.

В рассматриваемых условиях требуется провести выбор одного или нескольких экономически обоснованных технических решений, реализация которых позволила бы существенно снизить количество излишних отключений ГУ при возмущениях с кратковременными отклонениями частоты и напряжения для снижения величины ущерба у потребителей [86, 349].

В данной главе рассмотрены вопросы эффективности применения таких решений с целью расширения ОДР работы ГУ объектов РГ в различных схемно-режимных условиях.

4.2. Анализ особенностей технических решений

Альтернативой изменению уставок устройств РЗ ГУ может быть реализация организационных и технических мероприятий в прилегающих распределительных сетях для снижения глубины и длительности провалов напряжения. Примерами таких мероприятий могут быть: поддержание в нормативном техническом состоянии оборудования электросетевых объектов, изменение топологии электрической сети (размыкание секционных и шиносоединительных выключателей на подстанциях и т. п.), модернизация первичного оборудования (переход с ВЛ на КЛ; применение высоковольтных выключателей с меньшим собственным временем отключения; совершенствование системы грозозащиты; установка токоограничивающих устройств или разделительных трансформаторов и т. п.), техническое перевооружение устройств РЗ и сетевой автоматики (применение быстродействующих основных и резервных защит, быстродействующих АВР и АПВ или АПВ с контролем синхронизма и т. п.) [350–352].

Однако, учитывая то, что характеристики провалов и прерываний напряжения не устанавливаются в договорах с сетевыми компаниями, ввиду отсутствия их регламентированных значений в нормативно-технических документах, то у сетевых компаний юридической ответственности не возникает, а, следовательно, соответствующие мероприятия ими не планируются и не реализуются.

Поэтому, наиболее реальной альтернативой, которую может реализовать собственник объекта РГ на самом объекте РГ – это применить накопитель электрической энергии (НЭЭ), чтобы своевременно выводить параметры режима работы ГУ из зоны, в которой возможны излишние их

отключения при кратковременных отклонениях параметров режима (частоты; напряжения).

Выбор технических характеристик НЭЭ необходимо производить с учетом следующих условий и факторов:

– НЭЭ должен не только содействовать нормализации параметров режима ГУ сразу после возмущения, предотвращая излишние отключения ГУ, но и способствовать восстановлению нормальной работы электродвигателей после КЗ и других нарушений в сетях внутреннего электроснабжения энергорайона;

– поскольку НЭЭ будет влиять на режимы работы всего энергорайона, а это потребует значительной его мощности, то технически и экономически целесообразно реализовывать дополнительно и локальные мероприятия: автоматическое ограничение суммарной мощности электродвигателей, одновременно участвующих в самозапусках, применение автоматики повторных пусков электродвигателей, замена прямых пусков на частотные пуски и др.;

– проверки возможности излишних отключений ГУ устройствами РЗ должны выполняться для всех возмущений, имеющих в данных конкретных условиях значимую вероятность, причем не только для самых худших случаев (трехфазные КЗ, близкие к ГУ), но и для удаленных КЗ и других возмущений (в частности, НАПВ на связях, удаленных от ГУ; набросы/сбросы нагрузки);

– целесообразно проведение проверок срабатывания устройств РЗ ГУ при несимметричных возмущениях и, соответственно, в условиях аварийной и послеаварийной несимметрии напряжений.

Объемы расчетов при проектировании интеграции НЭЭ в сети внутреннего электроснабжения энергорайона полностью зависят от конкретных условий. Предложенные в главе примеры анализа различных схемно-режимных ситуаций, требующих применения НЭЭ, и выводы, сделанные на основании этих расчетов, могут служить основой для принятия проектных решений в рассматриваемых энергорайонах, но не заменяют последние.

Требования к формированию и реализации УВ на НЭЭ, направленные на нормализацию режима работы ГУ, должны учитывать следующее:

– необходим быстрый ввод УВ, с временем исполнения до 30 мс, по схемно-режимным условиям, свидетельствующим о возникновении режима, в котором возможно отключение ГУ устройствами РЗ;

– ввод УВ, пока не ликвидировано многофазное КЗ мало эффективен, особенно при близких КЗ;

– при необходимости, с учетом параметров и характера переходного процесса, может потребоваться повторная реализация УВ с пуском по отклонению контролируемого параметра, например, снижению напряжения;

– мощность, выдаваемая НЭЭ в переходном процессе, задается и реализуется при текущей частоте, т. е. управление частотой выдаваемого тока – ведомое, а не ведущее, для исключения усложнения системы управления инверторами НЭЭ [276].

4.3. Применение НЭЭ в энергорайонах с объектами РГ

Рассмотрим применение мощных НЭЭ с быстродействующей системой автоматического управления (САУ), предназначенных для выдачи активной и реактивной мощности в аварийных и послеаварийных режимах, когда переход к независимому управлению выдачей активной и/или реактивной мощности может в первом приближении рассматриваться как мгновенный.

Целесообразность применения НЭЭ определяется экономическими факторами: они дороги, но высокоэффективны для электроснабжения производств с жесткими требованиями к надежности электроснабжения особо ответственных электроприемников и значительными ущербами от кратковременных нарушений электроснабжения производственных процессов¹.

В островном (автономном) режиме работы энергорайонов применение НЭЭ целесообразно в следующих случаях:

– при аварийном отключении объекта РГ – на время, необходимое для восстановления нормальной схемы электроснабжения или безаварийного останова производственного процесса;

– для снятия локальных перегрузок элементов сети внутреннего электроснабжения при экстраординарных максимумах нагрузки (при резком изменении метеоусловий, аварийных отключениях элементов сети и т. п.);

¹ Поскольку наиболее частыми являются именно кратковременные нарушения электроснабжения электроприемников потребителей, рентабельность применения НЭЭ и других противоаварийных мер часто определяются статистикой таких нарушений и ущербами от них.

– в качестве источника электроснабжения, позволяющего осуществлять пуск электростанции «с нуля» после ее внезапного останова из-за аварии в сети внешнего электроснабжения;

– для питания особо ответственных электроприемников во время паузы сетевых АПВ и АВР (в составе динамических компенсаторов прерываний напряжения);

– в качестве средства предотвращения лавины напряжения при возникновении большого дефицита мощности в энергорайонах с большим сосредоточением двигательной нагрузки.

При выработке стратегии реализации УВ от устройств ПА с применением НЭЭ целесообразно проанализировать следующие факторы:

– при принятии проектных решений по ПАУ в островном (автономно) режиме работы энергорайона с объектом(-ами) РГ и НЭЭ, решающее значение может иметь оптимальное распределение УВ между разными объектами управления;

– использовать УВ на выдачу активной мощности НЭЭ при незначительных кратковременных отклонениях или малых снижениях частоты нецелесообразно;

– в режиме КЗ, близкого к шинам электроприемников, НЭЭ не может нормализовать напряжение, так как для этого требуется значительно большая его мощность, при этом улучшить электроснабжение возможно, существенно уменьшив время ликвидации КЗ (отключение поврежденного элемента сети);

– при нормализации работы электродвигателей после кратковременного возмущения нужно обращать внимание на переходные процессы у синхронных двигателей (СД). Их устойчивость может быть нарушена даже при небольших кратковременных провалах напряжения (особенно, если СД работают с отключенными устройствами АВР и с коэффициентами мощности близкими к единице). Их асинхронный режим может быть затяжным и вызывающим значительные пульсации напряжения. Все противоаварийные меры, улучшающие параметры асинхронного режима СД, могут быть полезными: гашение поля СД для облегчения его ресинхронизации, отключение от сети, если вероятность ресинхронизации мала. Однако, все УВ должны быть обоснованы предварительными расчетами режимов и давать реальные эффекты от их реализации [353, 354].

В задаче расширения ОДР ГУ объектов РГ рассмотрен вопрос применения комбинированного НЭЭ, состоящего из суперконденсатора и литий-ионной аккумуляторной батареи (Li-ion). Данное техническое решение, учитывая международный опыт, позволяет, оптимизируя стоимость ком-

бинированного НЭЭ, обеспечить необходимые характеристики по скорости и длительности (до 10–30 с) выдачи/потребления мощности.

Суперконденсаторы – это усовершенствованные конденсаторы, работающие на постоянном напряжении и имеющие высокую плотность заряда благодаря выбору конструкции и специальной обработке материала электродов, срок службы которых значительно выше, чем у традиционных. Большая емкость суперконденсаторов (около нескольких фарад) позволяет накапливать значительную энергию, которая может быть выдана в нужный момент времени в виде больших токов. При этом, суперконденсаторы относятся к группе накопителей короткого времени, вместе с маховиками и СПИН, однако являются более компактными и простыми в обслуживании [355].

Аккумуляторные батареи (АБ) большой мощности находят свое применение в электроэнергетике в качестве НЭЭ для сглаживания колебаний мощности генерации на основе ВИЭ, управления перетоками мощности, а также снижения амплитуды колебаний мощности. Наиболее широкое применение получили свинцово-кислотные, никель-кадмиевые и литий-ионные АБ [356].

Подключение НЭЭ к шинам генераторного напряжения объекта РГ предусматривается через двухмостовой обратимый преобразователь (выпрямитель – инвертор). Широкое распространение получили обратимые трехфазные преобразователи на основе силовых полупроводниковых вентилей с буферными вентилями в нулевом проводе, которые, в зависимости от углов управления, позволяют работать преобразователю в режиме выпрямителя или инвертора.

Для решения поставленной задачи необходимо использование двухпараметрического управления мощностью НЭЭ, которое подразумевает наличие двух параметров (активная/реактивная мощность) с возможностью их независимого изменения. В этом случае преобразователь обеспечивает независимое управление отдельными полупроводниковыми вентилями (группами вентилей) для реализации раздельного регулирования [357].

Для реализации двухпараметрического управления выдаваемой и потребляемой НЭЭ мощностью существует несколько схем преобразователей, например: шестифазная схема с нулевым выводом и уравнительным реактором, мостовая схема и др., в которых используются двухоперационные (полностью управляемые или запираемые) вентили, способные коммутировать высокие значения токов на напряжении 6–20 кВ (например, современные биполярные транзисторы с изолированным затвором – IGBT и МОП–транзисторы) [358].

Коммутации вентилях в преобразователе приводят к появлению высших гармоник в сети внутреннего электроснабжения энергорайона, при этом уровень помех зависит от величины коммутируемого тока. Как известно, высшие гармонические составляющие оказывают негативное воздействие практически на все виды применяемого первичного и вторичного электрооборудования. В связи с этим при проектировании интеграции НЭЭ в сети внутреннего электроснабжения энергорайона необходимо определить влияние режима работы полупроводникового преобразователя при обмене мощностью между НЭЭ и сетью на уровень искажения синусоидальности напряжения, и, соответственно, определить необходимость установки фильтров высших гармоник.

4.4. Предотвращение отключений ГУ при провалах напряжения в режиме параллельной работы с энергосистемой

Подключение НЭЭ к шинам генераторного напряжения 6–10кВ объектов РГ, позволяет решать задачу введения напряжения на шинах ГУ в допустимую область, предотвращая их отключения устройствами РЗ при снижении напряжения на выводах

$$U_{\min} < U < U_{\max},$$

где U_{\min} и U_{\max} – уставки устройств РЗ ГУ.

Поставленная задача должна решаться за время, которое меньше выдержки времени указанной защиты. Для выполнения имитационного моделирования приняты в качестве основных расчетных вариантов – трехфазные КЗ в разных точках сети внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона, в том числе вблизи шин объекта РГ.

4.4.1. Оценка целесообразности повышения напряжения в процессе ликвидации КЗ

Проведем анализ целесообразности повышения напряжения на выводах ГУ объекта РГ в процессе ликвидации КЗ. Возможность реализовать УВ на НЭЭ, чтобы повысить напряжение несмотря на продолжающееся КЗ, принципиально имеется, но практически неэффективна по двум основным причинам:

– требуется выдача кратно большей реактивной мощности – больше, чем мощность КЗ в рассматриваемом узле;

– выдача реактивной мощности в процессе ликвидации КЗ может существенно повысить величину отключаемого КА тока КЗ, что, либо недопустимо, по причине недостаточной отключающей способности, либо приведет к ускоренному нежелательному исчерпанию коммутационного ресурса.

На упрощенной однолинейной схеме (рис. 4.1а) показан узел сети, обозначенный напряжением U , через который проходит ток трехфазного КЗ; левая ветвь – эквивалент всех генераторов, включая ГУ сети внешнего электроснабжения и объекта РГ. Но второй схеме (рис. 4.1,б) на режим КЗ накладывается реактивный ток I_{YB} от НЭЭ, представленного как источник тока.

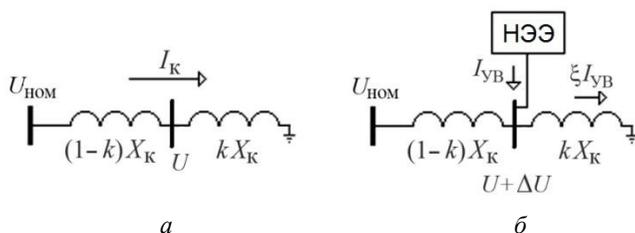


Рис. 4.1. Упрощенная однолинейная схема:

а – ток трехфазного КЗ;

б – на режим КЗ накладывается реактивный ток I_{YB} от НЭЭ

Часть этого тока (ξI_{YB}) проходит через сопротивление kX_K , повышая напряжение U на ΔU , что и требуется, но также повышая отключаемый ток, что нежелательно или недопустимо. Активные сопротивления при этом можно не учитывать, рассматривая только реактивную составляющую тока.

В рассматриваемой схеме (рис. 4.1б) $U = \sqrt{3} \cdot I_K \cdot kX_K$, $U + \Delta U = \sqrt{3} \cdot (I_K + \xi I_{YB}) \cdot kX_K$. Переходя к относительным значениям напряжения $u = U/U_{НОМ}$ и к значениям мощностей вместо токов (реактивной мощности НЭЭ Q_{YB} и мощности короткого замыкания $S_{KЗ}$), получаем:

$$Q_{YB} = \frac{\Delta u}{u \cdot \xi} S_{KЗ}.$$

Это означает, что при трехфазном КЗ низкое остаточное напряжение можно существенно повысить, только располагая мощностью Q_{YB} , значительно превышающей мощность КЗ, что в общем случае не реализуемо для

решения практических задач. Увеличение фактической мощности КЗ для того, чтобы повысить напряжение на Δu , составит:

$$S_{\text{КЗ}}^{\text{факт}} = S_{\text{КЗ}} \left(1 + \frac{\Delta u}{u \cdot \xi} \right),$$

где $S_{\text{КЗ}}$ – расчетная величина по которой были выбраны КА.

Например, в схеме энергорайона с нагрузкой 20 МВт, приведенной ниже (рис. 4.2), где $S_{\text{КЗ}} = 440 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, для того, чтобы повысить напряжение в процессе ликвидации КЗ со значения $u = 0,22$ на $\Delta u = 0,68$ при $\xi \approx 0,2$, нужно было бы располагать реактивной мощностью $Q_{\text{УВ}} \approx 7920 \text{ Мвар}$.

На основании изложенного можно сделать вывод, что управление напряжением за счет реализация УВ на НЭЭ эффективно только после ликвидации КЗ. Если длительности КЗ таковы, что устройства РЗ ГУ по снижению напряжения могут сработать во время КЗ, то выдача реактивной мощности от НЭЭ неэффективна и сокращение времени ликвидации КЗ посредством замены устройств РЗ и КА становится безальтернативным техническим решением.

4.4.2. Выдача реактивной мощности для управления напряжением

Управление напряжением в энергосистемах реализуется в основном в двух вариантах: регулирование, пропорциональное отклонениям текущего значения напряжения от заданного (с возможным применением других сигналов, в том числе пропорциональных производным некоторых параметров текущего режима по времени, что в рассматриваемой здесь задаче не принципиально); в виде дискретной форсировки с двумя уровнями выдачи реактивной мощности: нормальной и форсированной.

Точность управления напряжением в первом варианте гораздо выше, однако это в рассматриваемой задаче не существенно. Появление еще одного контура регулирования (САУ НЭЭ) может потребовать их общей перенастройки, чтобы ни в каких схемно-режимных условиях не возникла колебательная неустойчивость и обеспечивалось хорошее демпфирование колебаний при кратковременных возмущениях. Методы решения такой задачи давно известны и в теории, и на практике, но необходимости использования такого принципа регулирования в данной задаче не выявлено.

Простейшее управление реактивной мощностью НЭЭ по типу форсировки – это нулевая мощность в нормальном режиме и выдача максимальной мощности, если напряжение меньше заданной величины.

Форсированный режим может быть задан – при текущем напряжении НЭЭ и текущей частоте – либо величиной реактивного тока $I_{УВ}$, либо мощностью $Q_{УВ}$. Когда режим приближается к нормальному, полезно снижать задание $I_{УВ}$, иначе вероятен заброс напряжения выше U_{\max} (в конце самозапуска двигателей из-за значительного снижения их суммарно потребляемого тока) со срабатыванием устройств РЗ ГУ по повышению напряжения. Если же задается не $I_{УВ}$, а $Q_{УВ}$, то при повышении текущего напряжения ток $I_{УВ}$ снижается без дополнительного управления. В приведенных ниже расчетах электромеханических переходных процессов используется именно этот вариант реализации УВ. Для отображения работы НЭЭ в ПК «Мустанг» использован алгоритм статических характеристик нагрузки.

Снимать УВ на НЭЭ не следует, пока существует вероятность повторного торможения электродвигателей с соответствующим понижением напряжения. С другой стороны, когда большинство электродвигателей достигло нормальной скорости вращения, избыточная выдача реактивной мощности ведет к повышению напряжения, что нежелательно для электроустановок. На основании анализа результатов многочисленных расчетов, оптимальное напряжение снятия УВ приблизительно равно номинальному напряжению сети, в которой работают ГУ объекта РГ. В выполненных расчетах напряжение на шинах ГУ, соответствующее снятию УВ, равно 6 кВ.

Для оценки величины необходимого управления напряжением на рис. 4.2 представлена упрощенная однолинейная расчетная схема энергорайона, в котором расположено промышленное предприятие с объектом РГ. В расчетной схеме однотипные ГУ объекта РГ заменены эквивалентом суммарной мощности.

Шины бесконечной мощности (ШБМ) отображают все внешние источники эквивалентной неизменной ЭДС за сопротивлением, соответствующим мощности КЗ. Электропотребление энергорайона – 20 МВт, суммарная мощность ГУ – 10 МВт. Состав нагрузки по суммарным потребляемым мощностям: доля СД в суммарной нагрузке – 10 %, доля АД – 62 %, статическая нагрузка (освещение, печи, сварка) – 28 %. Параметры эквивалентных АД различаются значениями отношений статического момента сопротивления к номинальному моменту: $M_{\text{сопр}}/M_{\text{ном}} = 0,2$ (у АД, составляющих 20 % их суммарного потребления), 0,4 (70 %) и 0,8 (10 %)

соответственно. Суммарная номинальная мощность работающих ГУ в расчетах варьировалась. Реализация УВ осуществляется на НЭЭ, присоединенный к шинам ГУ в точке **В** (рис. 4.2).

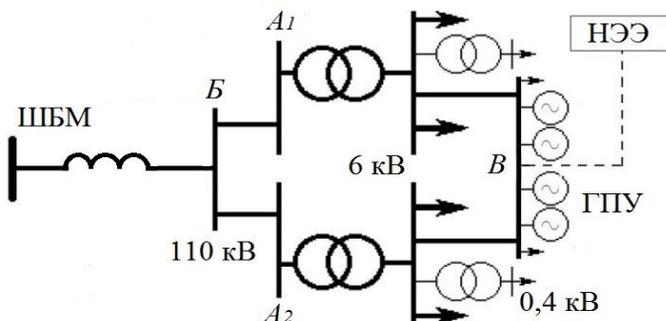


Рис. 4.2. Упрощенная однолинейная расчетная схема энергорайона

В основном варианте по составу нагрузки и при суммарной номинальной мощности ГУ 10 МВт (генераторы в предаварийном режиме загружены на 100 %) начальные значения периодических составляющих тока трехфазного КЗ: на шинах A_1 и A_2 – 2,22 кА, **Б** – 2,31 кА, в точке **В** – 12,73 кА, мощность КЗ в A_1 и A_2 – 423 МВА.

Основные расчетные возмущения – трехфазные КЗ: в сети 6 кВ – в точке **В** наиболее сильные и для нагрузки, и для ГУ, и в сети внешнего электроснабжения на напряжении 110 кВ в точке **Б**; рассматриваются КЗ без отключения питающих линий электропередачи, длительность КЗ – 0,18 с; УВ вводится через 30 мс после ликвидации КЗ.

Во всех расчетах самопроизвольные или от действия защит минимального напряжения отключения электроприемников не рассматриваются. Если в реальных расчетных условиях это иначе, то объемы УВ на отключение части нагрузки необходимо соответственно уменьшать.

Примеры переходных процессов при КЗ в точке **В** представлены на рис. 4.3а,б,в,г: первый процесс – без УВ на НЭЭ, три следующих – с использованием одной и той же генерации $Q_{УВ} = 10$ Мвар, но с различной продолжительностью УВ после того, как напряжение достигнет 6 кВ.

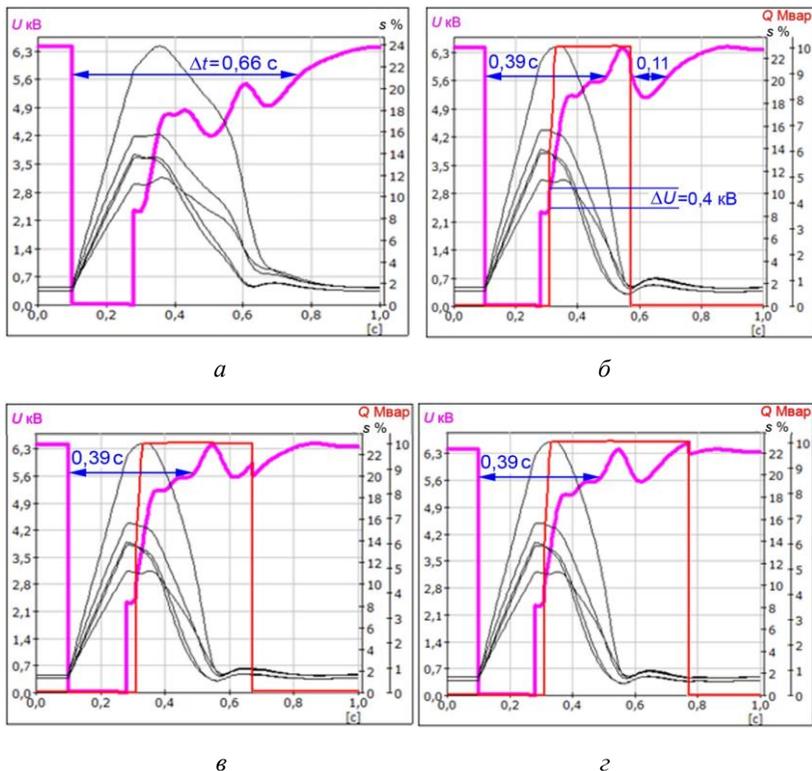


Рис. 4.3. Переходный процесс при трехфазном КЗ и после его ликвидации со снятием УВ на НЭЭ: а – без УВ на НЭЭ; б – снятие УВ без выдержки времени; в – снятие УВ с выдержкой времени 0,1 с; г – снятие УВ с выдержкой времени 0,2 с (ΔU – повышение напряжения на шинах ГУ в момент реализации УВ на НЭЭ с выдачей заданной реактивной мощности $Q_{УВ}$; Δt – время, в течение которого напряжение на шинах ГУ ниже $U_{\min} = 5,67$ кВ (90 % от $U_{\text{ном}} \text{ ГУ}$)); лиловая линия – напряжение на выводах $U_{\text{ГУ}}$, кВ; черные линии – скольжения некоторых АД s , %; красная линия – мощность, поступающая от НЭЭ, $Q_{УВ}$, Мвар; синими стрелками показано время Δt , в течение которого напряжение ниже U_{\min}

Анализ результатов расчетов позволяет сделать вывод, что длительность УВ на НЭЭ (рис. 4.3б,в,г) не оказывает существенного влияния на

время Δt , если она не меньше продолжительности самозапуска основных электродвигателей в промышленной нагрузке.

Зависимость ΔU (величина мгновенного повышения U в момент реализации УВ на НЭЭ) от объема УВ ($Q_{УВ}$), как показано рис. 4.4, близка к линейной и почти одинакова для разных составов нагрузки. Данная зависимость получена при $P_{ГУ} = 10 \text{ МВт} = 50 \% P_{н\Sigma}$ для случая КЗ в точке **B** продолжительностью 0,18 с (в расчетах уменьшена $\sum P_{АД}$ – ремонтный режим нагрузки).

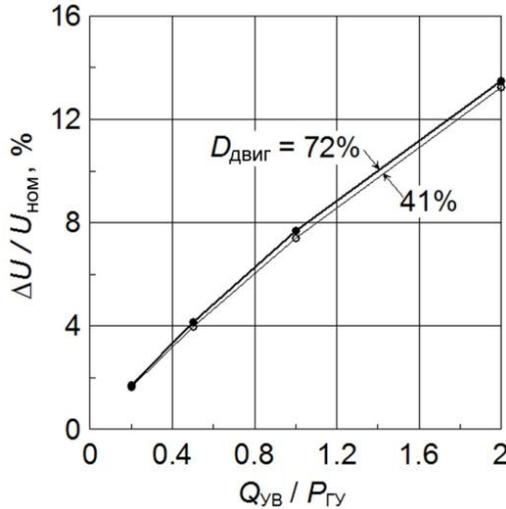


Рис. 4.4. Зависимость скачка напряжения ΔU от относительного объема УВ

Уменьшение времени Δt , благодаря рассматриваемому объему УВ на НЭЭ, в течение которого напряжение на шинах ГУ ниже $U_{мин}$, показано на рис. 4.5 (D – суммарная мощность электродвигателей в составе нагрузки, %).

Данное уменьшение тем более заметно, чем больше располагаемая мощность $Q_{УВ}$. Здесь наибольший эффект в отношении Δt получается, когда $Q_{УВ} / P_{ГУ} \approx 0,4-0,5$; основными параметрами, влияющими на величину Δt , являются относительная мощность $P_{ГУ} / P_{н\Sigma}$ и мощность КЗ на шинах ГУ.

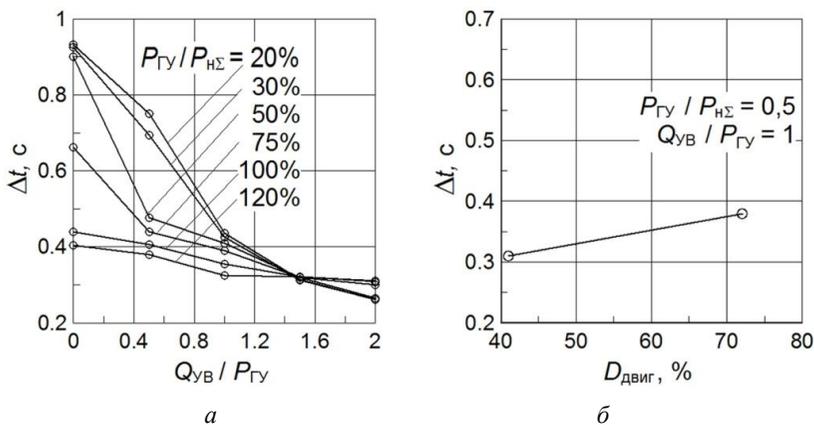


Рис. 4.5. Зависимость длительности срабатывания пускового органа устройства РЗ ГУ при снижении напряжения: а – от относительного объема УВ; б – от относительной суммарной мощности электродвигателей в составе нагрузки, %

Выполняя расчетную проверку эффективности УВ, нужно иметь в виду, что величина Δt , измеренная по графику переходного процесса, зависит от того, как в каждом процессе накладываются изменения напряжения в ходе самозапуска электродвигателей на синхронные качания генераторов. Незначительные изменения в этих компонентах переходного процесса могут создавать заметные изменения Δt . Нелинейности функций $\Delta t = f(Q_{УВ})$, обусловленные указанным обстоятельством, видны на графике – рис. 4.5а.

4.4.3. Учет самозапуска АД после ликвидации КЗ

Аналогичные переходные процессы получаются в том случае, когда без реализации УВ на НЭЭ обеспечить самозапуск части электродвигателей невозможно. Пример такого переходного процесса при $P_{ГУ} / P_{НΣ} = 50\%$ показан на рис. 4.6. При отсутствии УВ на НЭЭ группа АД с суммарной мощностью 4 МВт тормозится и останавливается, у второй группы той же мощности процесс самозапуска составляет более 10 с (рис. 4.6а).

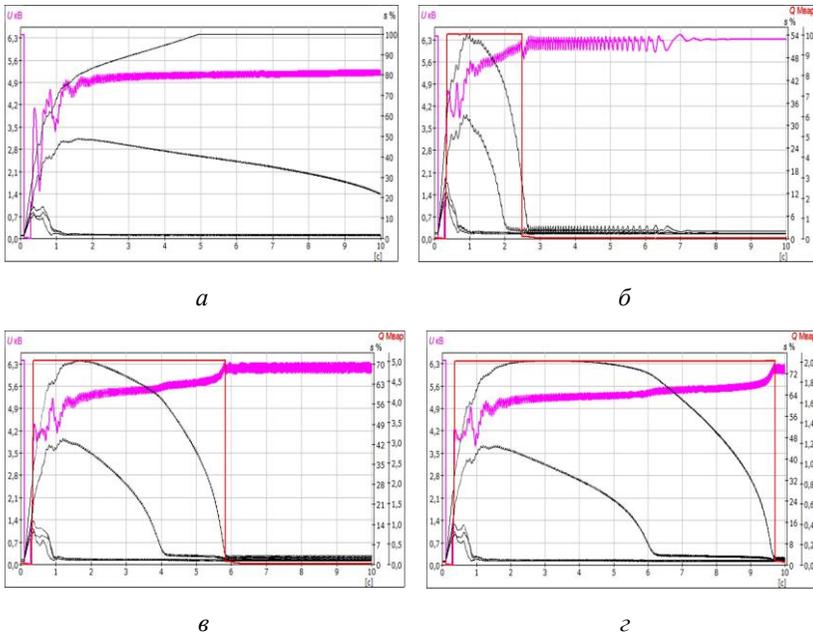


Рис. 4.6. Переходный процесс при трёхфазном КЗ
и после его ликвидации:
а – без УВ на НЭЭ; б-г – с УВ на НЭЭ;
с разной величиной $Q_{УВ} / P_{ГУ}$:
б – 100 %;
в – 50 %; г – 20 %

Ведение УВ на НЭЭ позволяет выбрать величину $Q_{УВ}$, достаточную, чтобы восстановление нормальной работы электродвигателей произошло за допустимое время. Последствия трехфазного КЗ длительностью 0,18 с на напряжении 6 кВ с отключением одного из двух трансформаторов 110/6 кВ показаны на рис. 4.6б–г, с разной величиной $Q_{УВ} / P_{ГУ}$.

Зависимость длительности УВ ($T_{УВ}$) на НЭЭ и израсходованного количества электричества ($I_{УВ} \cdot T_{УВ}$, Ампер-секунды) от величины УВ для схемно-режимных условий, представленных на рис. 4.6б–г, приведена на рис. 4.7.

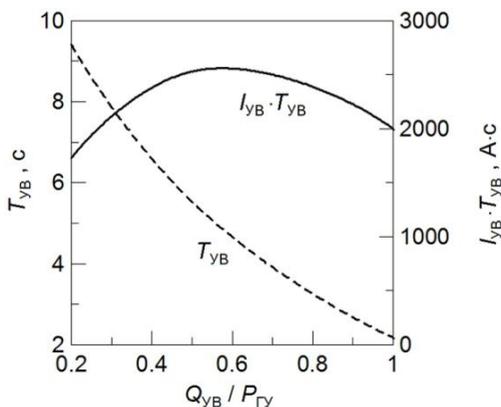


Рис. 4.7. Зависимость длительности УВ на НЭЭ ($T_{УВ}$) и израсходованного количества электричества ($I_{УВ} \cdot T_{УВ}$) от объема УВ

В рассмотренных выше переходных процессах УВ на выдачу реактивной мощности от НЭЭ вводилось после ликвидации КЗ через 30 мс, при этом время отклика НЭЭ для современных устройств составляет ≈ 5 мс. Однако приходится учитывать, что в случаях, когда КЗ происходит вне зоны, контролируемой системой автоматического управления (САУ) НЭЭ, быстрое получение достоверной информации о его ликвидации вызывает значительные трудности.

В данном случае для фиксации момента возникновения КЗ остается использовать момент начала провала напряжения ниже заданной уставки. Для получения максимального эффекта от реализации УВ на НЭЭ, нужно вводить его исходя из минимальной продолжительности КЗ для установленных устройств РЗ и КА, но с предварительной расчетной проверкой допустимости коммутации тока КЗ, с учетом тока подпитки от НЭЭ.

4.4.4. Определение необходимых объемов УВ на НЭЭ

На рис. 4.8 представлены результаты расчетов необходимых объемов УВ при различных трехфазных КЗ в сети 6 кВ (провалы напряжения – почти до нуля, $T_{КЗ}$ – до 2 с) в разных точках сети (принято, что КЗ происходят на варьируемых удалениях от шин ГУ и с варьируемой длительностью), при $P_{ГУ} / P_{н\Sigma} = 25\%$. Принято, что НЭЭ реализует УВ в заданном объеме $Q_{УВ}$ через 0,15 с после возникновения КЗ. Возмущения моделировались в схеме

на рис. 4.2, но в ремонтном ее состоянии, когда отключен один из двух трансформатор 110/6 кВ и включен секционный выключатель 6 кВ.

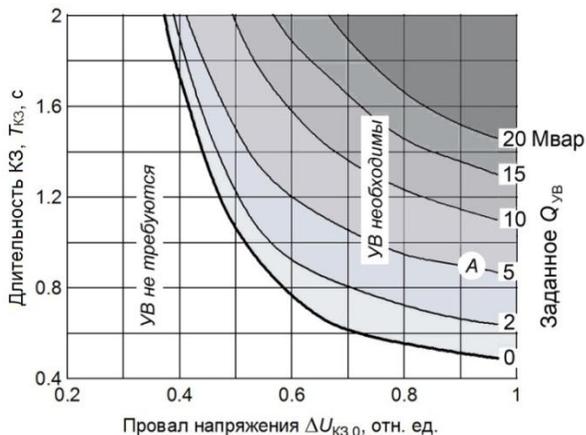


Рис. 4.8. График максимально допустимых длительностей трёхфазных КЗ в сети 6 кВ, при отсутствии УВ на НЭЭ при разных величинах $Q_{ув}$

Интенсивность КЗ оценивается провалом напряжения на шинах ГУ в начале трехфазного КЗ:

$$\Delta U_{кз.0} = 1 - U_{кз} / U_{ном},$$

где $U_{ном} = 6,0$ кВ, длительность КЗ ($T_{кз}$).

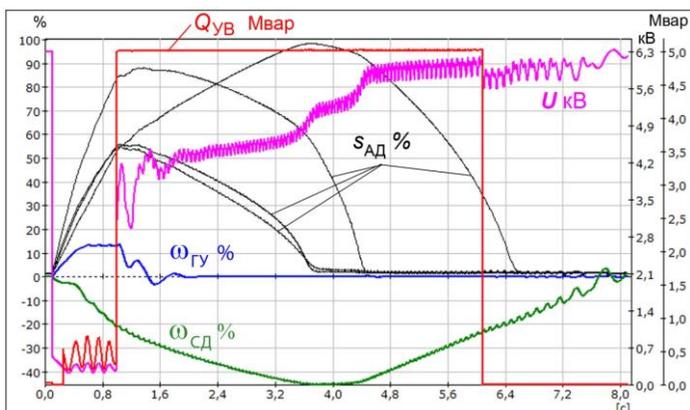


Рис. 4.9. Переходный процесс при трехфазном КЗ и после его ликвидации при $Q_{ув} = 5$ Мвар, $\Delta U_{кз.0} = 0,91$, $T_{кз} = 0,92$ с

Процесс считается удовлетворительным, если:

- устройства РЗ ГУ по снижению напряжения не срабатывают ни в процессе ликвидации КЗ, ни в переходном процессе после его ликвидации (в расчетах принято $U_{\min} = 90\%$ от 6,3 кВ; выдержка времени 5 с);

- все электроприемники не отключаются, оставаясь в работе;

- перерыв в нормальной работе электроприемников не превышает 8 с.

На рис. 4.9 представлен переходный процесс для варианта А на рис. 4.8, предельно допустимый по управлению напряжением.

Во всех вариантах расчетов плавная регулировка выдачи реактивной мощности НЭЭ не использовалась, хотя в некоторых случаях она может быть необходима, но исходя из полученных результатов имитационного моделирования, для рассматриваемой задачи она не является обязательной.

В конкретных условиях функционирования энергорайонов с объектами РГ постановка расчетных задач может изменяться. В основном это относится к алгоритмам работы и параметрам настройки устройств РЗ ГУ, алгоритмам управления отключениями/включениями электродвигателей, а также к конкретизации критериев, по которым определяется допустимость переходных процессов для ГУ объектов РГ и различных групп электроприемников, включая особо ответственных, относящиеся к основному технологическому процессу промышленного предприятия.

4.4.5. Оценка необходимых объемов УВ на НЭЭ

Основными факторами, от которых зависит необходимость УВ на НЭЭ и их объемы, – являются, прежде всего, состав нагрузки энергорайона и результирующая устойчивость электродвигателей переменного тока. Здесь подразумеваются как их собственные параметры, так и сопротивления связей с мощными внешними источниками, эквивалентная величина которых определяется величиной $S_{КЗ}$.

Последнее характеризует рис. 4.10, где показано, как зависят предельно допустимые длительности трехфазных КЗ в ремонтной схеме энергорайона от предаварийного значения $S_{КЗ}$.

Предельно допустимые длительности трехфазных КЗ определяются из условия сохранения в работе всех ГУ, а также всех электроприемников, с ограничением продолжительности перерыва их нормальной работы величиной 8 с. В выполненных расчетах $P_{н\Sigma} = 20$ МВт ($S_n = 21,4$ МВА), суммарная величина генерации ГУ объектом РГ – 10 МВт.



Рис. 4.10. Графики предельно допустимых длительностей трехфазного КЗ при разных величинах $S_{КЗ}$. ИС – исходная схема внешнего электроснабжения энергорайона

Анализ представленных на рис. 4.10 графиков показывает, что при выборе объемов УВ на НЭЭ необходимо учитывать, прежде всего, такие схемно-режимные условия, которые соответствуют ремонтной схеме в сети внешнего электроснабжения энергорайона.

4.5. Предотвращение отключений ГУ при отклонениях частоты в случае выделения энергорайона с объектом РГ в островной режим

4.5.1. Реализация УВ по активной мощности при параллельной работе с энергосистемой

Использование дополнительных источников или потребителей активной мощности для управления частотой, как известно, не аналогично использованию дополнительных источников (потребителей) реактивной мощности для управления напряжением, которое рассматривалось выше.

В схеме рис. 4.2 дополнительная реактивная мощность переходит на ближайшие генераторы (на рассматриваемые ГУ объекта РГ) в темпе работы их устройств АВВ, что иллюстрирует рис. 4.11а. При этом на внешнюю сеть ложится часть этой реактивной мощности, еще не принятая генераторами.

При набросе активной нагрузки резисторов (рис. 4.11б) первоначальное ее распределение между источниками пропорционально эквивалентным проводимостям между резисторами и ГУ и между резисторами и точкой приложения ШБМ; большая часть дополнительной нагрузки ложится на внешнюю мощную систему.

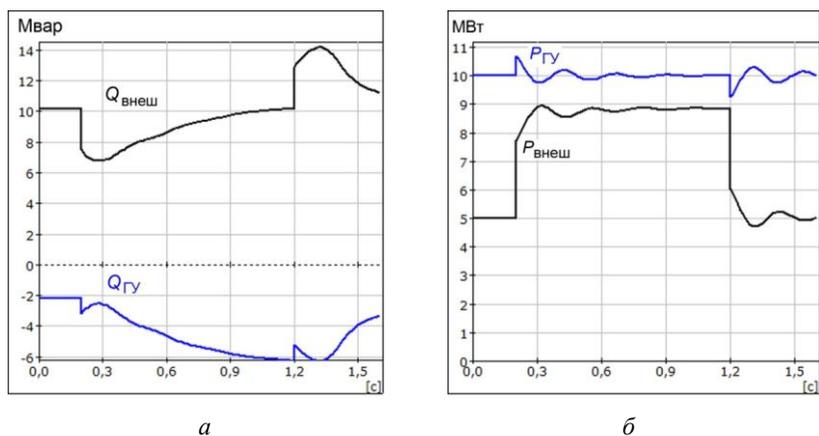


Рис. 4.11. Подключение дополнительной мощности в режиме параллельной работы с энергосистемой (режим ГУ – $10-j2,2$ Мвар, переток из внешней сети $5+j10,1$ Мвар) и отключение дополнительной мощности через 1 с:
 а – дополнительная генерация реактивной мощности 4 Мвар;
 б – дополнительная активная нагрузка 4 МВт

Конечное распределение после затухания переходных процессов, если источники имеют одинаковые законы регулирования частоты, – пропорциональное их номинальным мощностям. Таким образом, почти вся добавленная активная мощность уходит во внешнюю энергосистему. При выборе закона регулирования ГУ на поддержание мощности (в режиме параллельной работы с энергосистемой) дополнительная активная нагрузка целиком покрывается энергосистемой.

Таким образом, в режиме параллельной работы дополнительная нагрузка в виде резисторов и дополнительная генерация активной мощности НЭЭ для управления изменением частоты ГУ объекта РГ будут неэффективны.

Отклонения частоты, обусловленные причинами в сети внешнего электроснабжения, относятся к области функционирования устройств ПА соответствующей части энергосистемы.

4.5.2. Процесс выделения энергорайона с объектом РГ в островной режим работы

При внезапном переходе энергорайона с объектом(-ами) РГ и нагрузкой в островной режим работы, если ГУ не покрывают всю нагрузку, очевидно, что необходимым условием для обеспечения нормального функционирования энергорайона является частичное ОН. В суммарный объем ОН войдут отключения, выполняемые по командам устройств ПА, учитывающей сложившиеся схемно-режимные условия; отключения, выполняемые устройствами электрической и технологической защиты и автоматики, а также самопроизвольные отключения электроустановок, происходящие по причине снижения напряжения [359].

При выделении на островной режим ОН должно вводиться настолько быстро, насколько это возможно, чтобы минимизировать необходимый объем ОН. Как правило, необходим запас, так как одновременный самозапуск большой группы асинхронных двигателей (АД) возможен только тогда, когда они питаются от источника, мощность которого существенно превосходит суммарную мощность АД. Необходимая величина запаса определяется на основании предварительных расчетов, исходя из параметров электроприемников и параметров настройки устройств ПА, электрической и технологической защиты и автоматики [360, 361].

Местные особенности, в том числе особенности технологической защиты и автоматики, воздействующей на включение и отключение электроприемников, могут оказать значительное влияние на объем ОН. Если синхронные двигатели (СД) не имеют значительных асинхронных моментов, как двухполюсные СД, или специального управления, облегчающего ресинхронизацию, то целесообразно максимально быстрое их отключение.

Решающую роль, как положительную, так и отрицательную, могут играть динамические характеристики приводных двигателей ГУ. Из них наиболее важны величины максимальных скоростей увеличения и снижения вращающего момента приводного двигателя при изменении нагрузки в островном режиме работы энергорайона [9].

У газопоршневых двигателей с турбонаддувом максимальные (технически возможные) скорости снижения и повышения мощности значитель-

но различаются: привод набирает мощность медленнее, чем ее снижает. Такой принцип регулирования в главе назван «несимметричным», в отличие от «симметричного» с приблизительно равными максимальными скоростями снижения и повышения мощности. При несимметричном регулировании частоты вращения ГПУ величины отклонения частоты при сбросах и набросах одной и той же нагрузки ΔP_H существенно различны, как это показано на рис. 4.12. При этом начальные значения производных $(df/dt)_0$ одинаковы¹, что позволяет использовать измеренные значения $(df/dt)_0$ для оценки величин ΔP_H .

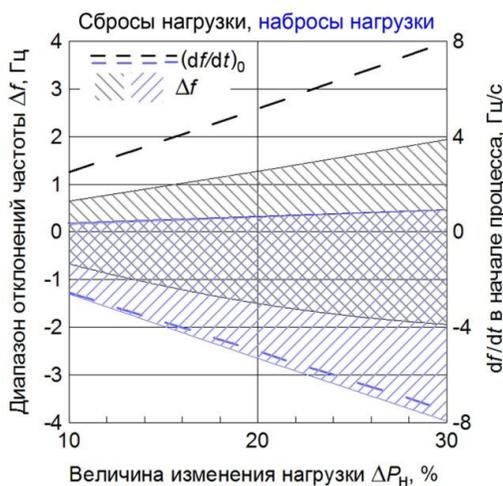


Рис. 4.12. График отклонений частоты при набросах/сбросах нагрузки (несимметричное регулирование частоты вращения ГПУ)

Расчеты переходных процессов для каждой из групп возмущений, которые могут быть существенны для электроприемников потребителей, а также идентифицированы устройствами ПА, необходимо выполнять в два или три этапа, а именно:

- определение минимально необходимого объема ОН ($\Delta P_{ОН}$), требуемого для восстановления напряжения и нормальной работы электроприемников, оставшихся включенными, для случая, когда ГУ кратковременно

¹ Из определения механической постоянной инерции генератора T_J (вместе с приводом) следует, что его ускорение $d\omega/dt$ (где ω отнесена к номинальной скорости) в начале процесса сброса нагрузки на величину ΔP до того, как проявится действие системы регулирования скорости, выражается как $\Delta P/(T_J \cdot P_{ном})$.

могут работать с любыми (технологически допустимыми) кратковременными отклонениями частоты;

- учет реальных уставок устройств РЗ ГУ для найденного объема ΔP_{OH} и последовательное его увеличение до той величины, при которой ГУ не будут отключаться;

- если приемлемые условия перехода энергорайона с объектом(-ами) РГ в островной режим не будут получены (напряжение не восстанавливается; ГУ отключаются устройствами РЗ; полученный объем ОН не допустим по условиям технологических процессов потребителей), то выполняется дальнейший поиск эффективных УВ.

Проведем анализ эффективности реализации УВ на НЭЭ и нагрузочное активное сопротивление (НАС), присоединенные к шинам ГУ. Реализация УВ на НЭЭ позволяет получить дополнительную активную мощность в точке присоединения, предотвратив отключение ГУ при кратковременном снижении частоты. Реализация УВ на НАС позволяет увеличить выдаваемую ГУ активную мощность и, следовательно, предотвратить отключения ГУ при кратковременном повышении частоты.

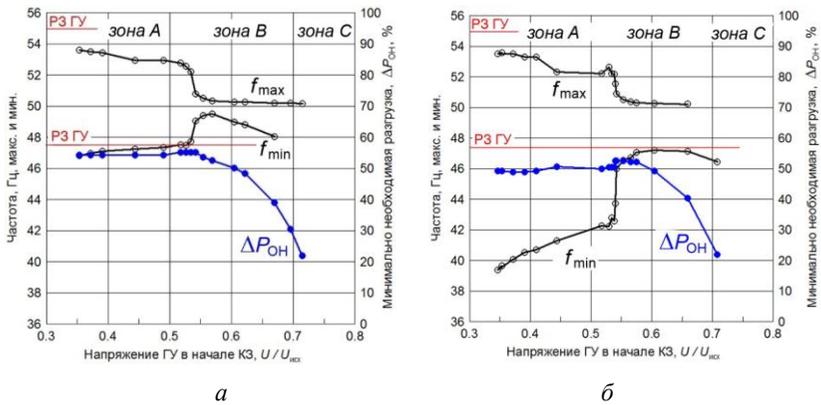


Рис. 4.13. Графики параметров переходных процессов при выделении энергорайона в островной режим работы с разными значениями напряжений на шинах ГУ, регулирование частоты:

а – симметричное; *б* – несимметричное (увеличенное запаздывание при наборе *P*)

Результаты расчетов режимов при выделении энергорайона в островной режим работы представлены графически в двух вариантах: с симметричным регулированием частоты вращения (рис. 4.13*а*) и с несимметричным, когда скорость набора дополнительной мощности ГУ значительно

меньше скорости ее сброса (рис. 4.13б). Соответствующие постоянные времени в модели регулирования скорости: при расчетах симметричного регулирования – 2 с; несимметричного – 20 с при наборе мощности и 2 с при снижении. На графиках напряжение во время несимметричного КЗ – это напряжение прямой последовательности. Остальные параметры ГУ и прочие условия в двух вариантах одинаковы. Длительности КЗ – 0,18 с. Разгрузка выполнялась следующим образом: АД – группами через 0,2–0,3 с от начала КЗ, СД – через 0,5 с после ликвидации КЗ.

На графиках, представленных на рис. 4.13, показана величина разгрузки $\Delta P_{\text{ОН}}$, в процентах от суммарной нагрузки, минимально необходимая при выделении энергорайона в островной режим работы в результате различных КЗ, различающихся начальным напряжением, и диапазоны изменений частоты $f_{\text{min}} - f_{\text{max}}$ в первые две секунды переходного процесса. Уставки устройств РЗ по повышению (55 Гц) и снижению (47,5 Гц) частоты, принятые в расчетах, показаны красными горизонтальными линиями – РЗ ГУ.

Необходимые объемы ОН определяются на основании результатов предварительных расчетов режимов и должны быть соотнесены с параметрами режима, фиксируемыми устройствами ПА: величина напряжения в начале КЗ и предаварийная суммарная мощность включенных ГУ (устройства КПП), характеризующие состояние схемы и ее нагрузку. На обоих графиках, представленных на рис. 4.13, целесообразно выделить три области, соответствующие различным значениям $U/U_{\text{исх}}$.

В области А, при наиболее низких напряжениях в процессе ликвидации КЗ, активная мощность, потребляемая от ГУ, значительно меньше нормальной, частота при этом повышается и системы автоматического регулирования приводных двигателей ГУ соответственно снижают вращающие моменты. Вслед за этим, когда начинается второй полупериод колебаний частоты ($f < f_{\text{ном}}$), нагрузка при успешном самозапуске возрастает, что еще в большей мере снижает частоту (особенно критично для ГПУ, т. к. набор мощности происходит медленнее, чем ее снижение).

В расчетном примере, результаты которого показаны на рис. 4.14а,б: при симметричном регулировании частоты вращения наименьшее значение частоты – 48,3 Гц, при несимметричном – 41,5 Гц. Проведенные расчеты, как видно на рис. 4.14б,в,г доказывают, что вид КЗ на внешней связи энергорайона с энергосистемой решающего значения не имеет, однако минимально необходимые объемы ОН могут быть различными.

При несимметричном регулировании частоты вращения вторая (нижняя) полуволна $f(t)$ часто опаснее, чем первая, так как уставки устройств РЗ ГУ по снижению частоты в большинстве случаев ближе к номинальной частоте, чем уставки по ее повышению, что может привести к отключению ГУ.

В области **B**, при менее глубоких провалах напряжения, первоначальный сброс нагрузки меньше, меньше и производные df/dt , поэтому различия в системе регулирования частоты вращения ГПУ проявляются менее значительно.

В области **C**, при небольших провалах напряжения в случае своевременной реализации УВ на ОН процессы развиваются без значительных снижений напряжения и с умеренным плавным снижением частоты. Для таких схемно-режимных условий эффективно применение АЧР-1 с уставками по частоте, согласованными с уставками устройств РЗ ГУ по снижению частоты.

Если продолжительность КЗ на внешней связи энергорайона с энергосистемой может быть уменьшена за счет применения быстродействующих устройств РЗ и КА с меньшим собственным временем отключения, то торможение двигателей во время КЗ уменьшится.

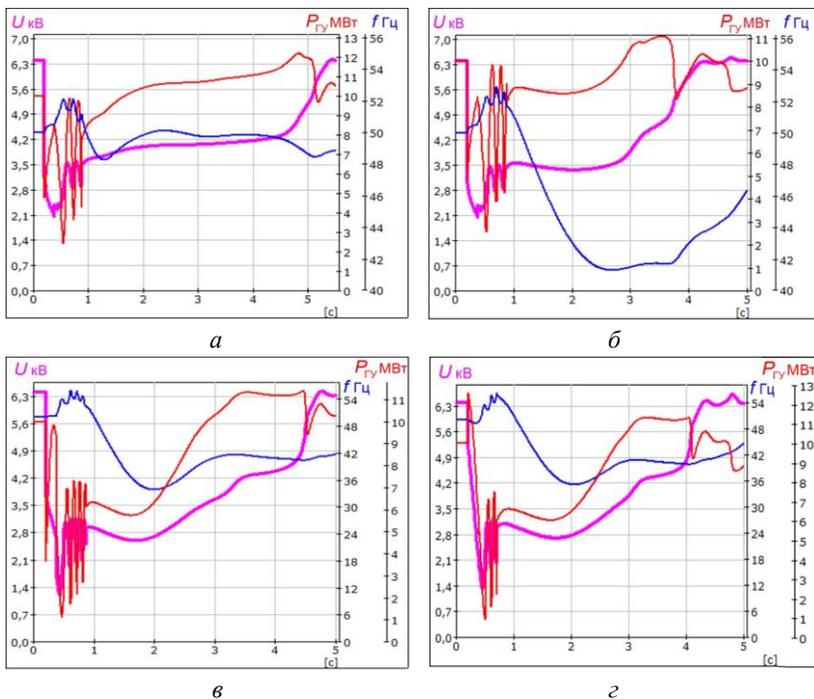


Рис. 4.14. Переходные процессы при разрыве связи с энергосистемой с минимально необходимыми объемами ОН:

a – регулирование привода симметричное, двухфазное КЗ на землю;

б-з – несимметричное регулирование привода при: двухфазном КЗ на землю (*б*), однофазном КЗ (*в*), разрыве связи без КЗ (*з*)

Переходные процессы становятся более благоприятными, если продолжительность КЗ настолько мала, что за время КЗ скольжения АД не успевают покинуть зону, близкую к их критическим значениям, которая тем шире, чем больше T_J электродвигателей¹. В таких случаях уменьшаются необходимые объемы ОН, а вероятность срабатывания устройств РЗ ГУ снижается, как показано на рис. 4.15, где в начале КЗ напряжение на шинах ГУ снижается до 39 % от $U_{ном}$. При этом граница зоны благоприятных скольжений соответствует $T_{КЗ,кр} \approx 0,07$ с, что возможно добиться в реальных условиях.

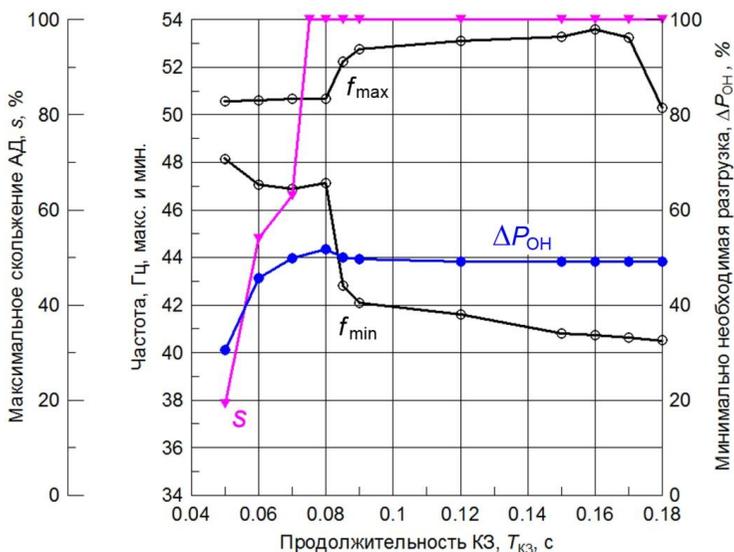


Рис. 4.15. Графики параметров переходных процессов при быстрой ликвидации КЗ на внешней связи энергорайона с энергосистемой; s – максимальное из всех скольжений АД

В расчетном примере, представленном на рис. 4.13, применение ОН в объеме, который требуется для восстановления нормальной работы электроприемников потребителей, не является достаточным для предотвращения срабатывания устройств РЗ ГУ по снижению частоты. При несимметричном регулировании частоты вращения ГПУ в областях **A** и **B** необходимо быстро принимать дополнительные меры к тому, чтобы повысить

¹ В данной схеме механические постоянные инерции АД близки к средним: $T_J = 0,4-1,0$ с.

значение f_{\min} . Для получения необходимого результата необходимо ослабить начальный заброс частоты вверх, чтобы уменьшить ее снижение во втором полцикле качаний, однако во время КЗ ослабить воздействие начального переходного процесса на ГУ практически невозможно. Управление режимом работы энергорайона с применением НЭЭ и НАС возможно только после ликвидации КЗ.

Результаты вариантных расчетов режимов по выбору оптимальных параметров УВ для схемы на рис. 4.2 представлены на рис. 4.16, где в начале КЗ напряжение на шинах ГУ снижается до 39 % от $U_{\text{ном}}$. Основные параметры управления – максимально допустимые, с учетом условий технологических процессов потребителей, объемы ОН с вводом УВ на НЭЭ для выдачи реактивной и активной мощности ($Q_{\text{УВ}}$, $P_{\text{УВ}}$) с продолжительностями УВ ($T_{\text{УВ-Q}}$, $T_{\text{УВ-P}}$). Момент начала реализации УВ принят равным 30 мс от момента ликвидации КЗ; задания по $Q_{\text{УВ}}$ и $P_{\text{УВ}}$ и продолжительности УВ независимые. На рис. 4.16а при вводе управления по $Q_{\text{УВ}}$, отчетливо виден максимум эффективности УВ при $T_{\text{УВ-Q}} \approx 0,4$ с. Если $Q_{\text{УВ}} = 3$ Мвар, то наименьшее снижение частоты в начале процесса – до $f_{\min} = 44,0$ Гц, при том, что без этого УВ $f_{\min} = 40,3$ Гц [362].

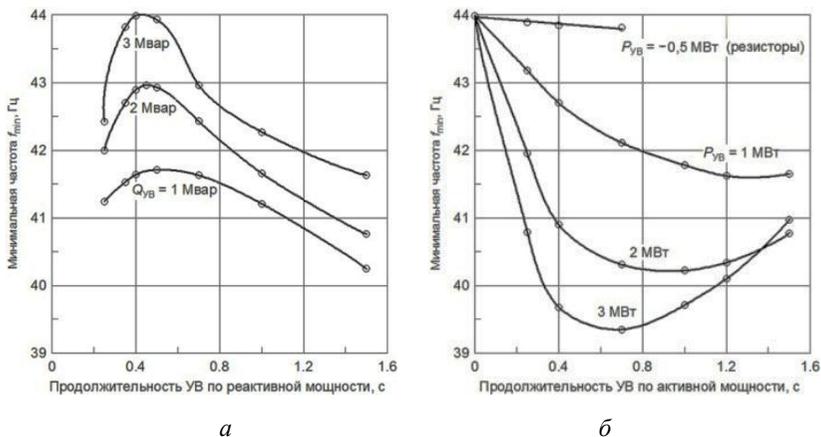


Рис. 4.16. Графики оптимальных параметров УВ в энергорайоне с объектами РГ:
а – УВ-Q; б – УВ-Q+УВ-P

На рис. 4.16б показаны результаты ввода УВ по активной мощности – для уже определенных оптимальных параметров УВ-Q: 3 Мвар, 0,4 с. В рассматриваемых условиях УВ-P не приводит к повышению f_{\min} , ни при генера-

ции $P_{УВ}$ НЭЭ, ни в случае потребления активной мощности НАС. В рассматриваемых схемно-режимных условиях требуемое повышение f_{\min} до 47,5 Гц (плюс необходимый запас) при оптимальном УВ- Q не достигнуто.

Рассмотрим дальнейшие варианты выбора оптимальных параметров УВ в рамках поставленной задачи:

1. Увеличение располагаемой мощности НЭЭ. В данном случае, если величина реактивной мощности $Q_{УВ}$ будет равна суммарной реактивной мощности ГУ при $\cos \varphi_{ГУ,ном} = 0,8$, т. е. 7,5 Мвар, то становятся достижимыми только значения $f_{\min} = 45 - 45,6$ Гц, что не позволяет предотвратить отключение ГУ устройствами РЗ по снижению частоты.

2. Дополнительный объем $\Delta P_{ОН}$. При исходном объеме ОН равном ≈ 10 МВт и УВ в размере $Q_{УВ} = 3$ Мвар, $T_{УВ-Q} \approx 0,4$ с необходим дополнительный объем ОН на 3 МВт с таким же быстродействием, как и у основного объема ОН. В таком случае становится возможным достигнуть $f_{\min} = 47,8$ Гц, что позволит предотвратить отключение ГУ.

Выбор оптимальных параметров УВ необходимо производить на основании результатов имитационного моделирования и предварительных расчетов режимов для всех возможных схемно-режимных ситуаций, после чего должны определяться необходимые технические характеристики НЭЭ и НАС.

4.6. Функционирование энергорайона в островном режиме

Работа энергорайона в островном режиме может быть сколь угодно длительной и зависит от технического состояния линий связи с энергосистемой (трансформаторов), параметров режима в энергосистеме и/или в выделенном энергорайоне, решения дежурного (оперативно-диспетчерского; оперативно-технологического) персонала и др. [363]. Следовательно, необходимо производить оценку возможности как успешного выделения энергорайона, так и обеспечения надежного электроснабжения электроприемников потребителей в островном режиме работы [364].

Все кратковременные переходные процессы в островном режиме работы энергорайона будут относиться к двум группам, а именно:

1. Схемно-режимные ситуации, когда напряжения в начале процесса значительно снижены, вследствие КЗ или подключения к части энергорайона групп электродвигателей со скольжениями значительно больше нормальных (после АПВ, АВР и т. п.). Самозапуски или групповые пуски

электродвигателей во многих случаях требуют дополнительной генерации значительной реактивной мощности, что необходимо предусматривать при выборе параметров НЭЭ.

2. Схемно-режимные ситуации, когда в начале процесса не возникает условий для торможения электродвигателей. При этом отклонения напряжения и частоты слабее, системы автоматического регулирования ГУ справляются с нормализацией параметров режима. Если необходима по каким-либо причинам коррекция параметров режима для предотвращения срабатывания устройств РЗ ГУ, то эффективно применение устройств АЧР-1, а в качестве дополнительного средства – НЭЭ.

В первой группе возникают задачи, аналогичные рассмотренным выше, отличия могут проявляться тогда, когда рассматривается подача напряжения на группы сильно заторможенных двигателей. Например, при АПВ или АВР, когда перерыв питания достигает двух–трех секунд. В таких случаях ориентация на выработку всей необходимой реактивной мощности НЭЭ может оказаться технически и экономически нецелесообразным решением. В этом случае эффективнее, после реализации УВ на ОН, с применением электрической или технологической автоматики обеспечивать последовательные пуски небольших групп двигателей с контролем напряжения во временных промежутках, определяемых особенностями технологии промышленного производства, или применять устройства плавного пуска и частотно-регулируемые приводы.

Во второй группе наиболее значимыми являются задачи, связанные с внезапными отключениями одной или нескольких ГУ на объекте(-ах) РГ, причем в островном режиме работы различия в характере переходных процессов и требований к необходимым объемам УВ, при применении симметричного, по сравнению с несимметричным, регулированием частоты вращения ГУ, меньше.

Если располагаемая мощность включенных ГУ недостаточна для полного покрытия текущей нагрузки, то необходима реализация УВ на ОН, которая может быть выполнена двумя способами, а именно:

1. Применением АЧР-1 с уставкой по частоте большей, чем уставка f_{\min} устройств РЗ включенных ГУ, и с объемом ОН не меньшим, чем номинальная мощность самой мощной из ГУ.

2. Применением устройства ПА, фиксирующего факт отключения ГУ и определяющего с помощью устройств КПП фактическую величину отключенной генерируемой мощности, равную предшествующей мощности ГУ, и формирующего УВ на ОН при достижении заданной уставки по частоте [365].

На рис. 4.17 показан переходный процесс при отключении (без КЗ в сети) одной из четырех ГУ с несимметричным регулированием частоты вращения и

номинальными мощностями по 2,5 МВт при суммарной нагрузке 9,2 МВт в схеме на рис. 4.2, но в островном режиме работы энергорайона. До отключения ГУ несла нагрузку $\approx 2,5$ МВт, остальные ГУ – по 2,23 МВт.

Без реализации УВ на ОН, как это показано на рис. 4.17а, в энергорайоне устанавливается частота 46,7 Гц при статизме регулирования частоты ≈ 0 (мощность включенных ГУ ограничена величиной 110 %; при номинальной частоте перегрузка была бы выше – 20 %). Переходный процесс при работе устройства ПА представлен на рис. 4.17б, действующего при отключении ГУ и снижении частоты до 48 Гц, реализуя УВ на ОН в объеме 2,5 МВт ступенями в течение 0,1 с.

Важно отметить, что при реализации УВ на ОН от устройства ПА по факту отключения ГУ, но до момента снижения частоты в энергорайоне, позволит минимизировать объем ОН, сохранив электроснабжение большего числа электроприемников.

В рассмотренном на рис. 4.17б, переходном процессе возможны излишние отключения других ГУ по причине срабатывания устройств РЗ при кратковременном снижении напряжения, если их уставки близки к номинальному напряжению, а выдержки времени меньше допустимой длительности КЗ в прилегающей сети. Для анализа возможностей отключений ГУ при КЗ в сети внутреннего электроснабжения энергорайона, мало влияющих на режим работы всего энергорайона, необходимо проводить детальный анализ алгоритмов работы устройств РЗ ГУ в условиях пофазной несимметрии напряжений.

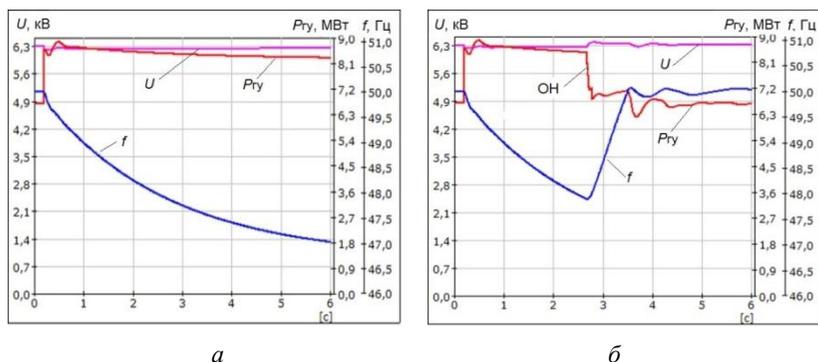


Рис. 4.17. Переходные процессы с отключением одной из четырех ГУ:
 а – без ОН; б – с ОН от устройства ПА, дозирующего объем ОН
 ($P_{ГУ}$ – мощность трех включенных ГУ)

Применение НЭЭ для повышения напряжения на шинах ГУ, пока не будет ликвидировано КЗ, в большинстве случаев будет экономически неэффективным, учитывая значительные величины необходимой реактивной мощности $Q_{УВ}$. В данном случае целесообразно рассматривать технические решения по реконструкции устройств РЗ в прилегающей сети для уменьшения времени ликвидации КЗ, а также реактированию сети энергорайона для уменьшения глубины провала напряжения при КЗ.

4.7. Предотвращение отключений ГУ при отклонениях частоты в результате возмущений в островном режиме работы

Задача предотвращать срабатывания устройств РЗ ГУ при отклонениях частоты наиболее актуальна для островного (автономного) режима работы энергорайона с объектами РГ, при малых значениях механических постоянных инерции ГУ, особенно – при медленном и несимметричном регулировании частоты вращения приводного двигателя ГУ, а также при уставках f_{\min}, f_{\max} , близких к номинальной частоте в сети.

Основные положения предлагаемого способа управления НЭЭ, направленного на стабилизацию f в энергорайоне с объектом(-ами) РГ в островном режиме, с целью предотвращения излишних отключений ГУ, следующие:

1. Способ управления заключается в том, чтобы при нарушении баланса мощностей на валу генератора и вызванного этим отклонением частоты в энергорайоне от номинального значения реализовать УВ на НЭЭ. Управляющие воздействия выбираются таким образом, чтобы текущая частота не выходила за границы коридора, заданного более узким, чем коридор значений частоты, выбранный заводом-изготовителем ГУ в виде уставок устройств РЗ.

2. Важным аспектом является выбор дозировки УВ на НЭЭ, который по причинам, указанным ниже, необходимо решать по-разному для начальной стадии переходного процесса, вызванного возмущениями в сети внутреннего электроснабжения энергорайона в островном режиме работы, и для промежуточных точек этого процесса при неустановившихся параметрах режима.

3. В начале переходного процесса, при обнаружении быстрого изменения генерации ($\Delta P_{ГУ}$), необходимо с минимальным запаздыванием обеспе-

чить реализацию УВ по активной мощности на НЭЭ (УВ_{НЭЭ-Р} в размере $\Delta P_{\text{НЭЭ}}$) в таком объеме, чтобы оно было приблизительно равным $\Delta P_{\text{ГУ}}$. Использовать непосредственное измерение $P_{\text{ГУ}}$ нецелесообразно, так как коммутации в сети внутреннего электроснабжения энергорайона вызывают появление быстропеременных составляющих токов: сверхпереходных и апериодических, а также гармонических составляющих, вызванных пофазной несимметрией (разновременностью срабатывания фаз КА) и пр. Поэтому получение корректной величины $P_{\text{ГУ}}$ может требовать увеличения затрат времени на измерение и снизить быстродействие реализации УВ_{НЭЭ-Р}.

4. По указанной в п. 3 причине первоначальная реализация УВ_{НЭЭ-Р}, имеющего величину близкую к $\Delta P_{\text{НЭЭ}}$, целесообразно осуществлять пропорционально производной частоты f :

$$\Delta P_{\text{НЭЭ}} = -K_{df} \cdot (df/dt)_0,$$

где коэффициент пропорциональности K_{df} нужно предварительно рассчитать, задавая подключения разных по величине нагрузок ($P_{\text{н}} = \text{const}$), фиксируя прирост нагрузки на ГУ (ΔP_0) и величину производной $(df/dt)_0$, как это показано на примере, представленном на рис. 4.18.

5. В переходном процессе, вызванном набросом нагрузки, однозначное соответствие между $\Delta P_{\text{ГУ}}$ и df/dt нарушается из-за влияния динамических составляющих мощности, поэтому реализовывать УВ_{НЭЭ-Р} следует иначе. Необходимо задать граничные значения частоты: кроме f_{min} , f_{max} , характеризующих уставки устройств РЗ ГУ, для предлагаемого способа регулирования величины f_1, f_2 такие, что

$$f_{\text{min}} < f_1 < f < f_2 < f_{\text{max}}.$$

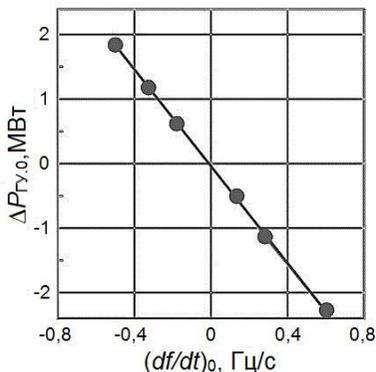


Рис. 4.18. Зависимость $\Delta P_{\text{ГУ},0} = \varphi(df/dt)$ для рассматриваемой схемы энергорайона ($K_{df} \approx -3,74 \text{ МВт} \cdot \text{с} / \text{Гц}$)

6. Для управления переходным процессом САУ НЭЭ через одинаковые промежутки времени T контролирует частоту и, если $f < f_1$, дает УВ на увеличение $P_{НЭЭ}$ (т. е. на снижение мощности ГУ и, следовательно, на повышение частоты) или, если $f > f_2$, то на уменьшение $P_{НЭЭ}$. Оптимальные значения интервалов T и размеры шагов по мощности НЭЭ ($+\Delta P_{НЭЭ}$, $-\Delta P_{НЭЭ}$) подбираются на основании результатов моделирования и многочисленных расчетов режимов.

7. Повысить эффективность управления по п. 6 возможно, если величины шагов $\pm\Delta P_{НЭЭ}$ изменять пропорционально текущим значениям производной $(df/dt)_t$.

8. По завершении управляемой части переходного процесса, о чем можно судить по тому, что в течение заданного интервала времени (6–10 с) необходимость в изменении $\Delta P_{НЭЭ}$ не возникает, т. е. $f_1 < f < f_2$, и УВ_{НЭЭ-Р} САУ НЭЭ плавно (или несколькими ступенями) сводит к нулю, после чего активизирует программу восстановления заряда НЭЭ.

9. Поскольку в островном (автономном) режиме работы при набросах активной нагрузки частота ГУ временно понижается, это обстоятельство можно использовать для некоторого уменьшения величины наброса мощности соответственно регулируемому эффекту нагрузки по частоте.

10. Управление реактивной мощностью НЭЭ (УВ_{НЭЭ-Q}, отдаваемая мощность $\Delta Q_{НЭЭ}$) достаточно реализовать по принципу релейной форсировки возбуждения генераторов: $\Delta Q_{НЭЭ} > 0$, если $U < U_{\min}$, значения этих параметров подбираются по результатам расчетов режимов для конкретного энергорайона.

Ниже приведены результаты расчетов переходных процессов, в которых работа ГУ в островной системе сохранена благодаря управлению активной и реактивной мощностью НЭЭ, как рассмотрено выше. Общий вид расчетной схемы приведен на рис. 4.2; параметры защит по частоте, установленных на ГУ $f_{\min} = 47,5$ Гц с выдержкой времени 2 с, $f_{\max} = 55$ Гц с выдержкой времени 4 с (завода-изготовителя ГУ – «Wärtsilä»). Для управления мощностями НЭЭ границы коридора допустимых значений были заданы следующими: $f_1 = 49$, $f_2 = 51$ Гц. При этом учитывается, что нарушение условия $f_1 < f < f_2$ допустимо в течение времени, меньшего соответствующей выдержки времени устройства РЗ ГУ. Интервалы T приняты в размере 300 мс (вариации в диапазоне 200–500 не оказали влияния на результаты проверки эффективности предложенного способа управления); шаги по $\Delta P_{НЭЭ}$: +10 % и –20 % от предшествующей величины.

При выполнении расчетов было принято, что в начале переходного процесса управление мощностью НЭЭ вводится с запаздыванием 60 мс (срабатывание пускового органа; вычисление $(df/dt)_0$ и $\Delta P_{НЭЭ}$; передача УВ на НЭЭ); дальнейшее управление (по частоте, меньшей f_1 или большей f_2) выполняется с запаздыванием 30 мс.

Ниже приведены три примера реализации УВ_{НЭЭ-Р, Q}. Важно отметить, что во всех трех принципиально разных переходных процессах с тяжелыми возмущениями предложенный способ управления НЭЭ удерживает ГУ от отключения при одном и том же задании параметров УВ, что позволяет сделать вывод об отсутствии необходимости выбирать способ управления в режиме on-line, исходя из величин конкретного изменения параметров режима ГУ.

1. Наброс нагрузки, вызванный одновременным пуском группы АД.

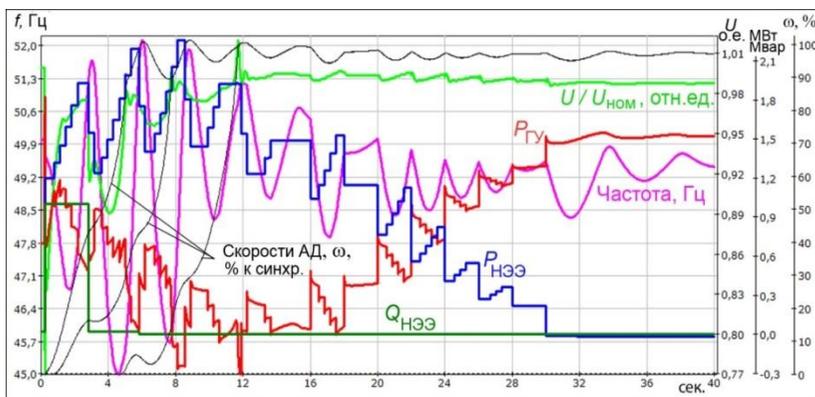


Рис. 4.19. Переходный процесс при набросе нагрузки на ГУ в результате группового пуска АД с реализацией УВ на НЭЭ по Р и Q

Расчетное задание для пуска трех эквивалентных АД – как и выше, исходная загрузка ГУ перед набросом мощности – 30 % от номинальной, переходный процесс представлен на рис. 4.19.

В данном случае суммарная номинальная мощность пускаемых АД составляет 37,5 % от номинальной мощности ГУ, что значительно превышает возможности групповых пусков в островном режиме работы энергорайона без использования дополнительных генерирующих установок.

2. Сброс 95 % нагрузки при номинальной исходной нагрузке ГУ.

В рассматриваемых условиях опасность представляют только процессы по частоте, процессы по напряжению обычно благоприятны. В начале переходного процесса УВ состоит в том, что НЭЭ включается на потребление активной мощности в размере имевшего место сброса: $\Delta P_{\text{НЭЭ}} = -2,3 \text{ МВт}$, см. рис. 4.20.

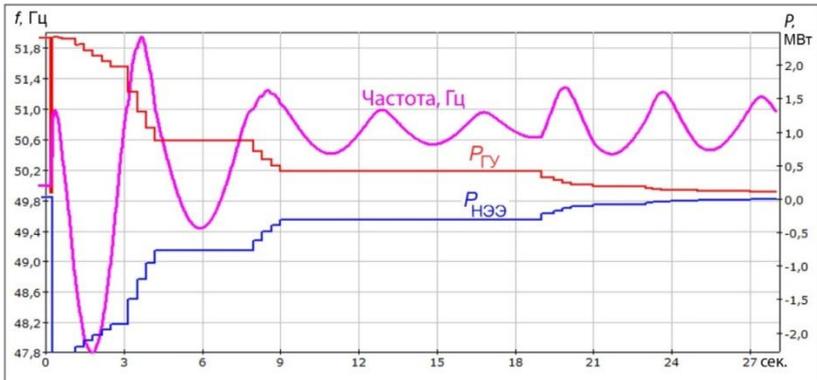


Рис. 4.20. Переходный процесс при сбросе 95 % нагрузки с УВ на НЭЭ по P и Q

Если большие сбросы мощности, при которых необходимо сохранять ГУ в работе, имеют значимую вероятность, то управление НЭЭ в нормальных режимах должно, обеспечивать поддержание такой величины накопленного заряда $\int P_{\text{НЭЭ}} dt$, который позволял бы оперировать мощностями $\pm \Delta P_{\text{ГУ.ном}}$.

3. Трехфазное КЗ в сети внутреннего электроснабжения энергорайона.

На рис. 4.21 показан переходный процесс, в котором ПС с нагрузкой, равной 27 % от номинальной мощности ГУ, в результате КЗ теряет питание, а восстановление реализуется посредством устройства АВР через 0,38 с.

Переходный процесс на рис. 4.21 отличается от двух предыдущих тем, что использование большей мощности УВ_{НЭЭ} соответственно повышает эффективность управления. Для переходного процесса на рис. 4.21 такая общая закономерность отсутствует: при разных продолжительностях КЗ и существенно разных параметрах электроприемников оптимальные параметры УВ на НЭЭ различны. Поэтому выбору объемов УВ должен предшествовать анализ вероятностей КЗ и выбор

обычных средств повышения динамической устойчивости нагрузки: сокращение вероятности и продолжительности КЗ, применение автоматики восстановления нормальной работы электродвигателей и пр.

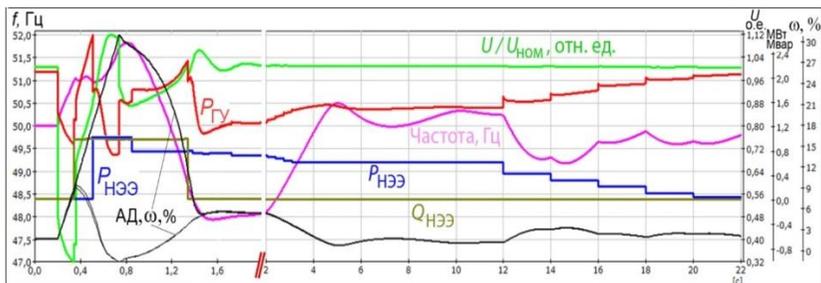


Рис. 4.21. Переходный процесс при трехфазном КЗ в сети внутреннего электроснабжения энергорайона с реализацией УВ на НЭЭ по P и Q

В переходных процессах, аналогичных рис. 4.21, нельзя игнорировать такой важный фактор, определяемый технологией промышленного производства, как максимально допустимое время перерыва нормальной работы электродвигателей и ущербы, связанные с его превышением.

Таблица 4.1

Примеры технических требований к НЭЭ

Процесс на рис.	$U_{\text{ном}}$, кВ	I_{max} , А	P_{max} , МВт	Необходимый заряд, МВт·с
4.19	6,3	220	+2,1	+25
4.20	6,3	220	-2,4	-12
4.21	6,3	130	+1,0	+10

На основании результатов расчетов режимов должно осуществляться формирование технических требований к НЭЭ. Для переходных процессов, показанных на рис. 4.19–4.21, требования к НЭЭ приведены в табл. 4.1 ($P > 0$ при выдаче мощности НЭЭ в сеть).

Проведенный анализ оценки эффективности предложенного способа управления НЭЭ для расширения ОДР ГУ объектов РГ позволяет сделать вывод о его пригодности для применения в энергорайонах с объектами РГ. Способ позволяет предотвратить при принципиально различных тяжелых возмущениях излишние отключения ГУ, создав условия для надежного электроснабжения электроприемников потребителей.

4.8. Выводы по Главе 4

1. Излишние отключения ГУ объектов РГ зарубежных заводов-изготовителей действием устройств РЗ при провалах напряжения в результате КЗ в сети внешнего или внутреннего электроснабжения энергорайона, а также кратковременных отклонениях частоты в переходных процессах, приводят к нарушениям электроснабжения особо ответственных электроприемников промышленных предприятиях, сопровождающимся значительными ущербами.

2. Причины излишних отключений ГУ объектов РГ в режимах не опасных для ГУ связаны с тем, что последние оснащены устройствами РЗ, уставки которых выбраны в соответствии с требованиями национальных стандартов тех зарубежных стран, где они произведены. Учитывая, например, что максимально допустимое время ликвидации КЗ устройствами РЗ элементов сети в ряде европейских стран составляет $T_{КЗ} \leq 0,15$ с, в случае ликвидации КЗ с большими временами ГУ будут отключаться раньше, чем поврежденный элемент сети.

3. Реализация в энергорайонах с объектами РГ оптимального набора экономически обоснованных технических решений может позволить существенно снизить количество излишних отключений ГУ в результате возмущений с провалами напряжения и кратковременными отклонениями частоты, при правильных действиях устройств РЗ (основных; резервных; дальнего резервирования) в прилегающей сети.

4. Представленные результаты расчетов режимов доказывают эффективность применения НЭЭ для расширения ОДР ГУ, предотвращая их отключения при провалах напряжения и кратковременных отклонениях частоты, что позволяет обеспечить надежное электроснабжение особо ответственных электроприемников потребителей в большинстве схемно-режимных ситуаций.

5. Проведен анализ вариантов применения комбинированного НЭЭ, состоящего из суперконденсатора и литий-ионной аккумуляторной батареи (Li-ion), с быстродействующей системой автоматического управления. Такой НЭЭ позволяет реализовывать независимое управление выдачей активной ($\Delta P_{НЭЭ}$) и реактивной ($\Delta Q_{НЭЭ}$) мощности для расширения ОДР ГУ объектов РГ.

6. Обосновано, что пока не ликвидировано КЗ реализация УВ на НЭЭ мало эффективна, особенно при близких многофазных КЗ; необходим быстрый ввод УВ, с временем исполнения до 30 мс, по схемно-режимным условиям в которых возможно отключение ГУ устройствами РЗ; может потребоваться повторная реализация УВ на НЭЭ с пуском по отклонению

контролируемого параметра, с учетом характера протекания переходного процесса.

7. Реализация технических мероприятий по замене коммутационных аппаратов и техническому перевооружению устройств РЗ в сети внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона, а также реактированию сети энергорайона содействуют уменьшения длительности КЗ и глубины провала напряжения, что позволяет выбрать минимально необходимые параметры (мощность; энергоемкость) НЭЭ.

8. Обоснована эффективность управления реактивной мощностью НЭЭ по принципу релейной форсировки возбуждения генераторов ($\Delta Q_{\text{НЭЭ}} > 0$, если $U < U_{\text{min}}$). Указанный способ управления позволяет избежать необходимости проведения общей перенастройки САУ активных элементов в сети энергорайона, действие которых направлено на предотвращение колебательной неустойчивости, а также на обеспечение демпфирования колебаний при кратковременных возмущениях.

9. Управление активной мощностью НЭЭ следует осуществлять:

– в начале переходного процесса, при обнаружении быстрого изменения генерации ($\Delta P_{\text{ГУ}}$), необходимо с минимальным запаздыванием обеспечить реализацию УВ_{НЭЭ,Р} в размере $\Delta P_{\text{НЭЭ}}$, при этом выбор $\Delta P_{\text{НЭЭ}}$ следует осуществлять пропорционально производной частоты в сети энергорайона;

– в переходном процессе через одинаковые промежутки времени T осуществлять контроль частоты и, если $f < f_1$, формировать УВ на увеличение $P_{\text{НЭЭ}}$ (т. е. на снижение мощности ГУ и, следовательно, на повышение частоты) или, если $f > f_2$, то на уменьшение $P_{\text{НЭЭ}}$. Оптимальные значения интервалов T и размеры шагов по мощности НЭЭ ($+\Delta P_{\text{НЭЭ}}$, $-\Delta P_{\text{НЭЭ}}$) следует выбирать на основании результатов имитационного моделирования и расчетов режимов.

10. Кратковременные отклонения частоты наиболее существенны для ГУ на базе газопоршневых двигателей с турбонаддувом, у которых скорости снижения и повышения мощности значительно различаются, т. е. с «несимметричным» регулированием частоты вращения. Так как величины отклонения частоты при сбросах/набросах одной и той же нагрузки $\Delta P_{\text{н}}$ существенно различны, то последние могут привести к недопустимым снижениям частоты и срабатыванию устройств технологической защиты ГПУ с действием на их отключение.

11. В трех принципиально разных переходных процессах с тяжелыми возмущениями (групповой пуск электродвигателей; сброс 95 % мощности; трехфазное КЗ в сети внутреннего электроснабжения энергорайона) предложенный способ управления НЭЭ позволяет предотвратить отключение ГУ при одном и том же задании параметров УВ ($+\Delta P_{\text{НЭЭ}}$, $-\Delta P_{\text{НЭЭ}}$). Указан-

ное обстоятельство позволяет сделать вывод об отсутствии необходимости выбирать способ управления НЭЭ в режиме on-line, исходя из величины отклонений параметров режима.

12. Технические требования к НЭЭ должны формироваться на основании результатов имитационного моделирования и комплексных расчетов режимов в различных схемно-режимных ситуациях и возможных (нормативных и сверхнормативных) возмущениях в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона. После этого расчетами должна быть доказана эффективность выбранных параметров настройки САУ НЭЭ.

13. Анализ результатов расчетов позволяет сделать вывод, что при выборе величины и длительность УВ на НЭЭ важно учитывать режимы самозапуска особо ответственных электродвигателей после ликвидации КЗ (в ряде схемно-режимных ситуаций обеспечить самозапуск электродвигателей без реализации УВ на НЭЭ невозможно). Необходимо обеспечить, чтобы длительность УВ по $Q_{НЭЭ}$ была не меньше продолжительности самозапуска основных электродвигателей в промышленной нагрузке.

14. Разработан метод расширения ОДР ГУ объектов РГ за счет независимого управления $\Delta P_{НЭЭ}$ и $\Delta Q_{НЭЭ}$ НЭЭ для предотвращения излишних отключений ГУ при значительных отклонениях параметров режима (частота; напряжение). Метод наиболее эффективен при ликвидации внешних КЗ устройствами РЗ (основными; резервными; дальнего резервирования), значительных набросах/сбросах нагрузки, а также позволяет обеспечить надежное электроснабжение потребителей энергорайона в различных схемно-режимных условиях.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ АЛГОРИТМОВ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ УСТРОЙСТВ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ ЭНЕРГОРАЙОНОВ С ОБЪЕКТАМИ РГ

5.1. Вводная часть

В энергосистемах широко применяется противоаварийная автоматика (ПА) с целью предотвращения возникновения и развития аварийных процессов с нарушением электроснабжения электроустановок потребителей на длительное время и на значительной территории, приводящих к катастрофическим последствиям, а также для их ликвидации и ускорения процессов восстановления нормальных режимов [366–370]. Противоаварийная автоматика реализует алгоритмы ПАУ в устройствах, комплексах и системах, обеспечивающих измерение и обработку параметров электроэнергетического режима, передачу информации и реализацию УВ, в соответствии с заданными алгоритмами и параметрами настройки [113, 116].

Ввод в эксплуатацию объектов РГ оказывает существенное влияние на режимы работы сетей внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайонов и может вызвать некорректное функционирование устройств ПА, противоречащее заложенным при проектировании алгоритмам работы и выбранным параметрам настройки, а также не в полной мере содействовать предотвращению возникновения и развитию аварийных процессов [198, 371, 372].

В энергорайонах с объектами РГ, наряду с другими, применяются следующие устройства ПА:

- автоматической частотной разгрузки (АЧР);
- автоматического ограничения снижения напряжения (АОСН);
- автоматического ограничения перегрузки оборудования (АОПО).

По статистике, более 50 раз в год различные энергорайоны, в т. ч. с объектами РГ, работающие в режиме параллельной работы с энергосистемой, выделяются в островной режим работы. Выделение, как правило,

происходит либо в ремонтной схеме в результате аварийного отключения ЛЭП или силового(-вых) трансформатора(-ов), либо в результате неправильных действий персонала, осуществляющего плановое техническое обслуживание оборудования, в т. ч. устройств РЗ и ПА.

Для предотвращения недопустимого снижения частоты в этих энергорайонах применяются устройства АЧР, поэтому требуется провести анализ эффективности их функционирования, с учетом заданных алгоритмов и параметров настройки. Дополнительно следует выполнить оценку возможности функционирования устройств АЧР в послеаварийных режимах, в случае применения на объектах РГ ГУ с различными системами возбуждения (СНВ и ССВ). На основании результатов анализа необходимо сформировать требования к быстрдействию устройств АЧР и подходы к определению необходимых объемов ОН для различных послеаварийных режимов.

В распределительных сетях, к которым присоединяются энергорайоны с объектами РГ, для предотвращения недопустимых снижений напряжения могут применяться устройства АОСН [238]. Необходимо провести исследование особенностей процессов со снижением напряжения в энергорайонах с преобладающей промышленной нагрузкой, содержащей преимущественно электродвигатели, т. к. именно промышленные предприятия в основном развивают РГ. Следует оценить возможности предотвращения возникновения лавины напряжения находящимися в эксплуатации устройствами АОСН в отдельных схемно-режимных ситуациях. На основании результатов имитационного моделирования требуется, с целью повышения эффективности и быстрдействия АОСН, а также определения оптимального состава и объемов УВ, обосновать необходимость идентификации схемно-режимных ситуаций в прилегающей сети в режиме on-line. Важно рассмотреть целесообразность реализации превентивных УВ от АОСН, в т. ч. на объекты РГ, для минимизации возможных дефицитов реактивной мощности.

Вновь вводимые в эксплуатацию кабельные линии (КЛ) с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) напряжением 110 кВ, по которым, в том числе, осуществляется электроснабжение энергорайонов с объектами РГ, оснащаются, в соответствии с требованиями нормативно-технических документов, системами мониторинга температуры (СМТ) [373]. Необходимо провести анализ требований действующих НТД в отношении допустимости перегрузок КЛ по температуре жилы (изоляции) и токовой нагрузке, а также недостатков существующих подходов к проектированию КЛ, с целью разработки предложений по повышению экономической эффективности их нового строительства. Следует рассмотреть вопрос целесообразности интеграции СМТ КЛ в АОПО КЛ для возможности реализации требо-

ваний по выбору параметров срабатывания, с учетом фактического технического состояния и полного использования перегрузочной способности.

В последние годы современные силовые трансформаторы (СТ), в соответствии с требованиями эксплуатирующих организаций, оснащаются системами мониторинга и диагностики (СМиД), которые позволяют в режиме on-line проводить контроль основных параметров СТ, включая исправность системы охлаждения [374]. Требуется провести анализ используемых в устройствах АОПО алгоритмов, с оценкой их влияние на возможность обеспечения надежного электроснабжения потребителей. Следует оценить возможность использования СМиД для анализа допустимости систематических и аварийных перегрузок по величине и длительности в режиме on-line. Важно рассмотреть вопрос целесообразности интеграции СМиД СТ в устройства АОПО СТ для реализации требований по выбору параметров срабатывания, с учетом фактического технического состояния и полного использования перегрузочной способности.

С учетом изложенного, требуется совершенствование алгоритмов устройств АЧР, АОСН, АОПО (КЛ, СТ) для повышения эффективности их функционирования в энергорайонах с объектами РГ [375–378].

В главе проведены исследования схемно-режимных ситуаций, в которых необходимо функционирование вышеперечисленных устройств ПА, выявлены особенности режимов со снижением частоты и напряжения, подлежащие анализу в случае присоединения объектов РГ к сетям внутреннего электроснабжения энергорайонов. Разработаны усовершенствованный алгоритм АЧР и структурная схема устройства для его реализации, схемно-алгоритмическое решение по АОСН для возможности предотвращения возникновения лавины напряжения в энергорайонах с объектами РГ, а также структурные схемы АОПО КЛ и АОПО СТ, позволяющие содействовать обеспечению надежного электроснабжения максимально возможного количества потребителей в различных схемно-режимных ситуациях.

5.2. Принципы формирования перечня потребителей, заводимых под действие АЧР

Находящиеся в эксплуатации устройства АЧР реализуют УВ на ОН, как правило, в сетях напряжением 6–20 кВ, а также, при наличии обоснования, в сетях 35–110 кВ. При этом, в распределительных сетях напряжением 6–20 кВ электроснабжение электроприемников потребителей нередко осуществляется от присоединений со смешанной нагрузкой, когда к

одному КА подключено несколько ЛЭП (кабельных или воздушных) с ответвлениями, осуществляющих электроснабжение нагрузки различной степени значимости [379].

Выделение особо ответственной и социально-значимой нагрузки на отдельные присоединения, чтобы была возможность производить разгрузку энергосистемы в первую очередь отключением неответственной промышленной и мелкомоторной нагрузки требует значительных финансовых затрат на реконструкцию действующих ПС (ТП; РП). Несмотря на то, что в выдаваемых технических условиях на технологическое присоединение новых потребителей указываются требования, не допускающие подключение промышленной нагрузки на одно присоединение с особо ответственной и социально-значимой, а при реконструкции ПС (ТП; РП) предусматривается ввод новых ячеек для разделения смешанной нагрузки, с годами существующее положение существенно не изменяется в лучшую сторону.

Особые сложности данный подход создает в системах электроснабжения городских и сельскохозяйственных округов, где жизненно необходимо отключать нагрузку с учетом ее значимости (насосные станции систем водоснабжения и канализации; муниципальные и промышленные котельные; дошкольные образовательные учреждения; объекты здравоохранения и т. п.) и величины экономического ущерба (хлебопекарные и кондитерские производства; животноводческие комплексы; холодильные установки для скоропортящихся продуктов питания и т. п.).

Учитывая изложенное, распределительные сетевые компании при формировании перечня присоединений, заводимых под действие устройств АЧР, сталкиваются с непростой дилеммой. С одной стороны требуется набрать соответствующий объем нагрузки для исполнения указания субъекта оперативно-диспетчерского управления, а с другой стороны, учитывая значимость электроприемников потребителей, сделать это крайне сложно в принципе, а равномерно ее распределить по энергорайонам – практически невозможно. При этом АЧР на напряжении 0,4 кВ, где можно было бы эффективно осуществить разделение электроприемников потребителей по их значимости, на практике реализован только в виде пилотных проектов [380, 381].

В данных обстоятельствах, в энергорайонах, где крайне сложно сформировать перечень присоединений с учетом вышеуказанных ограничений, под действие устройств АЧР заводится минимальный объем нагрузки, а в других энергорайонах – избыточный. При этом требования НТД выполняются в пределах операционной зоны диспетчерских центров, по которой и выдается задание с объемами АЧР. В этом случае, как правило, не проводится анализ успешности возможных выделений отдельных

энергорайонов с объектами РГ в пределах операционной зоны в островной режим работы и достаточности объемов АЧР в каждом из энергорайонов.

В целях предотвращения аварий в энергорайонах с объектами РГ, связанных с дефицитами активной мощности при их выделении в островной режим работы, представляется целесообразным проводить моделирование таких схемно-режимных ситуаций, с учетом фактических объемов нагрузки, заведенных под действие устройств АЧР. В выделяемых энергорайонах объем нагрузки, заводимый под действие устройств АЧР, должен быть достаточным для нормализации параметров режима. Анализ результатов моделирования позволит определить для каждого энергорайона необходимые объемы ОН и скорректировать параметры настройки устройств АЧР по частоте и времени срабатывания.

5.3. Особенности переходных процессов с дефицитом мощности в энергорайонах с объектами РГ

Очевидно, что последствия выделения энергорайонов в островной режим работы, где ГУ объектов РГ не могут покрыть всю нагрузку, определяются совокупностью двух факторов: дефицитом активной мощности, что, как правило, приводит к снижению частоты, и дефицитом реактивной мощности – к снижению напряжения [382]. В зависимости от множества факторов, включая состав нагрузки, снижение напряжения может также спровоцировать возникновение лавины напряжения и если она охватит весь энергорайон, то сделает невозможной нормальную работу всех электроприемников потребителей.

До присоединения к сетям внутреннего электроснабжения энергорайонов с промышленной и бытовой нагрузкой объектов РГ были характерны следующие ситуации:

- отключение ЛЭП, питающих энергорайон, быстро приводило к глубоким провалам напряжения и штатному функционированию устройств АВР, с целью восстановления электроснабжения электроприемников потребителей;

- отключение небольшой части ГУ в энергосистеме сопровождалось снижением частоты при сохранении напряжения на допустимом уровне, что обеспечивало штатное функционирование устройств АЧР [383, 384].

В случае, когда энергорайон содержит объекты РГ, то при выделении в островной режим работы может иметь место сколь угодно большой де-

фицит активной и реактивной мощности. Это требует проведения анализа на предмет выявления качественных отличий рассматриваемых переходных процессов от аналогичных, которые были до присоединения объектов РГ. Главное отличие заключается в том, что ГУ объектов РГ имеют малые значения механических постоянных инерции T_J (по сравнению с турбогенераторами малой и средней мощности), поэтому важно учитывать два обстоятельства:

- скорость снижения частоты увеличивается, что может потребовать увеличения быстродействия устройств АЧР (глава 2);
- при возникновении значительного дефицита активной мощности становится вероятным возникновение лавины напряжения.

В последнем случае, если напряжение проваливается глубоко и быстро, возникает значительный сброс нагрузки, при этом баланс активной мощности может восстановиться, что приведет к нормализации частоты в энергорайоне. К такому протеканию переходных процессов находящиеся в эксплуатации устройства АЧР не адаптированы. Кроме того, лавина частоты может проходить настолько быстро, что предотвратить ее с помощью устройств АЧР, учитывая заданные алгоритмы и выбранные выдержки времени, не представляется возможным.

Количественные оценки указанных факторов приведены ниже. Расчетная схема энергорайона с объектом РГ представлена в упрощенном виде на рис. 5.1, где напряжение $U_{ш}$ не зависит от процессов в рассматриваемом энергорайоне.

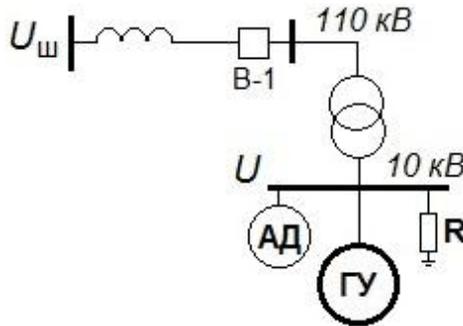


Рис. 5.1. Расчетная схема энергорайона с объектом РГ

В данной схеме в исходном режиме доля АД в суммарной нагрузке варьируется и составляет $d = P_{АД} / P_{и\Sigma}$, %. Коэффициент мощности суммарной нагрузки (включая нерегулируемые БСК) принят равным 0,9. Ге-

нерация представлена ГУ, а их варьируемая суммарная номинальная мощность задается относительно величины суммарной нагрузки как $P_{\text{ном}} / P_{\text{н}\Sigma}$, %; $T_J = 2$ с; загрузка ГУ в исходном режиме – номинальная, одновременно располагаемая мощность – 110 %; система возбуждения ГУ – СНВ, параметры ГУ – как у газопоршневых ГУ производства GE-Jenbacher мощностью 2 МВт. В исходном режиме реактивная мощность задается равной $0,5 P_{\text{ном}}$. Исходное напряжение на шинах нагрузки – 10,2 кВ. Выделение энергорайона в островной режим работы происходит при отключении КА В-1 в ремонтном режиме схемы внешнего электропитания энергорайона.

В общем случае исходное распределение реактивной мощности между источниками (ГУ; СКРМ) влияет на последующий переходный процесс, но в случае применения быстродействующих АРВ на современных ГУ объектов РГ и САР на СКРМ это влияние, как показывает опыт выполнения расчетов, незначительно.

Результаты расчетов показывают, что основными факторами, определяющими ход переходного процесса при выделении энергорайона с объектом РГ в островной режим работы, являются величины начального дефицита активной мощности $D_P = 1 - P_{\text{ном}} / P_{\text{н}\Sigma}$, (%) и доля АД d (%) в составе нагрузки. В этих координатах ход переходных процессов, пока в него не вмешаются УВ от устройств РЗ и ПА, распадается на четыре области **A**, **B**, **C**, **D**, как это показано на рис. 5.2. Переходные процессы для всех указанных областей представлены на рис. 5.3а,б,в,г [385].

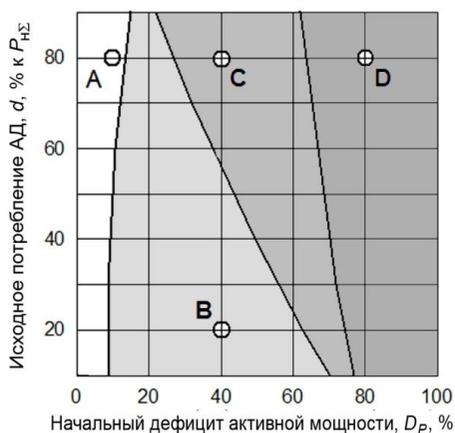


Рис. 5.2. Возможные режимные области при выделении энергорайона с объектами РГ в островной режим работы

В области **A**, как показано на рис. 5.3а можно увидеть благополучные переходные процессы: в установившихся режимах $U \geq 0,8 U_{\text{ном}}$, $f \geq 49$ Гц, что обусловлено наличием кратковременных резервов у ГУ (перегрузка приводного двигателя; форсировка возбуждения) и регулируемыми эффектами нагрузки, линейно зависящими от d (при $d = 0$ регулирующие эффекты нагрузки по напряжению и частоте $K_{PU} \approx 2$, $K_{Pf} = 0$; если $d = 100\%$, то $K_{PU} \approx 0$, $K_{Pf} \approx 1,8$).

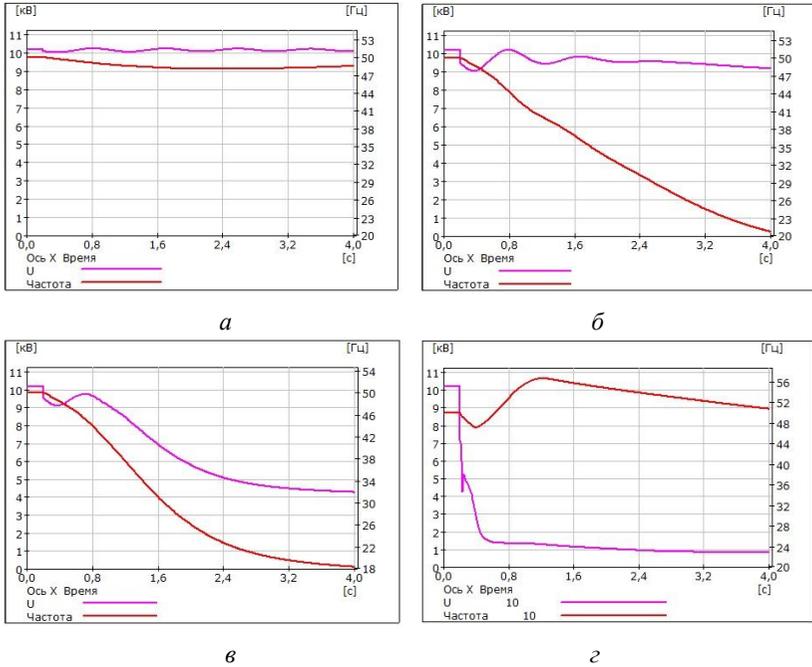


Рис. 5.3. Переходные процессы в режимных областях:
 а – **A** ($D_p = 10\%$, $d = 80\%$);
 б – **B** ($D_p = 40\%$, $d = 20\%$); в – **C** ($D_p = 40\%$, $d = 80\%$);
 г – **D** ($D_p = 80\%$, $d = 80\%$)

Область **B**, представленная на рис. 5.3б, соответствует условиям, когда ГУ удерживает напряжение выше критического, АД продолжают нормально работать, но так как располагаемая мощность ГУ недостаточна, то частота в энергорайоне снижается; доля АД не велика и спровоцировать возникновение лавины напряжения они не могут. Данные схемно-режимные условия являются классическими и именно на них рассчитана работа находящихся в эксплуатации устройств АЧР.

Область **C**, как показано на рис. 5.3*в* – то же, что **B**, но доля АД больше, поэтому рост потребления ими реактивной мощности по мере снижения частоты приводит к значительному понижению напряжения.

Область **D**, представленная на рис. 5.3*г*, соответствует значительному начальному дефициту мощности и вызывает быстрое возникновение лавины напряжения, АД при этом останавливаются. Когда напряжение $\approx 10\%$ от $U_{\text{ном}}$, суммарная мощность нагрузки мала и действием АРЧВ ГУ удается поднять частоту в энергорайоне до номинального значения.

Переходные процессы, показанные на рис. 5.3, относятся к случаям, когда в начале процесса не происходит значительного провала напряжения. Если же выделение энергорайона в островной режим работы начинается с КЗ, то быстрое торможение АД увеличивает суммарную реактивную нагрузку, что вызывает дальнейшее снижение напряжения по сравнению со случаем без КЗ. В результате происходит уменьшение активной нагрузки, по причине отключения части электроприемников потребителей, и соответственно частота в энергорайоне снижается в меньшей мере.

На рис. 5.4 показаны результаты расчетов двух переходных процессов в области **C**, отличающиеся тем, что выделение энергорайона в островной режим работы происходит в результате трехфазного КЗ длительностью 0,18 с (тонкие линии) и в результате отключения ЛЭП по какой-либо другой причине без КЗ (толстые линии). Это дает возможность провести их сопоставительный анализ.

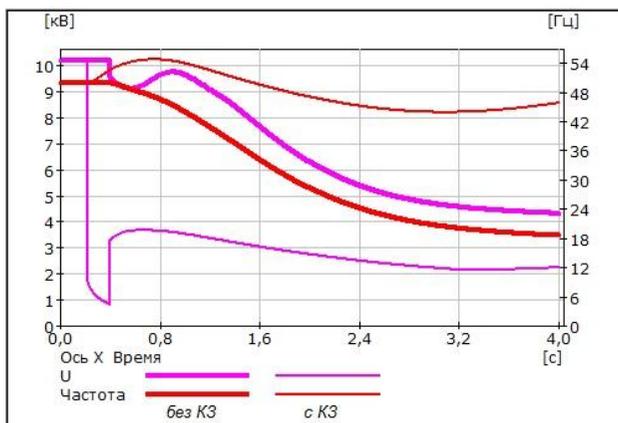


Рис. 5.4. Переходные процессы ($D_p = 40\%$, $d = 80\%$) в двух схемно-режимных условиях (ГУ с СНВ) при выделении энергорайона без КЗ и в результате трехфазного КЗ

Аналогичный эффект – расширение области **D** – проявляется, если ГУ оснащены не СНВ, как в предыдущих расчетах, а ССВ, в которой максимально возможная кратность возбуждения уменьшается пропорционально снижению напряжения на выводах ГУ. Этот эффект показан на рис. 5.5, повторяющий расчеты представленные на рис. 5.4, с одним изменением – ГУ оснащены ССВ.

В случае выделения энергорайона с объектом РГ без КЗ (толстые линии) процесс почти такой же, как при оснащении ГУ СНВ. В случае выделения энергорайона в результате трехфазного КЗ напряжение через несколько секунд снижается почти до нуля, происходит практически полный сброс нагрузки, что приводит к повышению частоты. Первый из рассматриваемых процессов (без КЗ) принадлежит области **C**, второй (с КЗ) – области **D** на рис. 5.2.

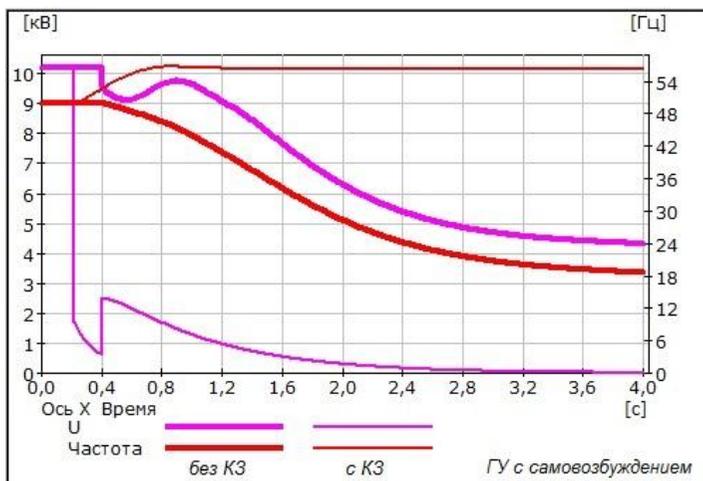


Рис. 5.5. Переходные процессы ($D_p = 40\%$, $d = 80\%$) в двух схемно-режимных условиях (ГУ с ССВ) при выделении энергорайона без КЗ и в результате трехфазного КЗ

Таким образом, в области **D**, размеры которой зависят от параметров энергорайона и начального возмущения, находящиеся в эксплуатации устройства АЧР не могут служить основным средством нормализации режима.

5.4. Определение необходимых объемов и быстродействия разгрузки

Под временем разгрузки ($T_{ОН}$) понимается промежуток времени от момента фиксации отклонений параметров режима до реализации УВ на ОН в виде заранее определенной части электроприемников потребителей энергорайона.

В общем случае, если параметры режима с течением времени приближаются к границе области допустимых режимов или выходят за нее, то чем позже реализуется разгрузка, тем больше должна быть величина ОН.

Данная зависимость практически не проявляется в области **В**, а в области **С** проявляется в отдельных схемно-режимных условиях. Это иллюстрирует рис. 5.6, на котором показаны два переходных процесса при выделении энергорайона с объектом РГ в островной режим работы, соответствующие границе области **В** ($D_p = 40\%$, $d = 55\%$, объем ОН = 32,5%), при разном времени реализации разгрузки – $T_{ОН}$. В переходном процессе, показанном жирными линиями, $T_{ОН} = 0,15$ с, а тонкими линиями – $T_{ОН} = 3,0$ с. В обоих случаях установившиеся режимы одинаковы: после разгрузки $U = 10,1$ кВ, $f = 49$ Гц.

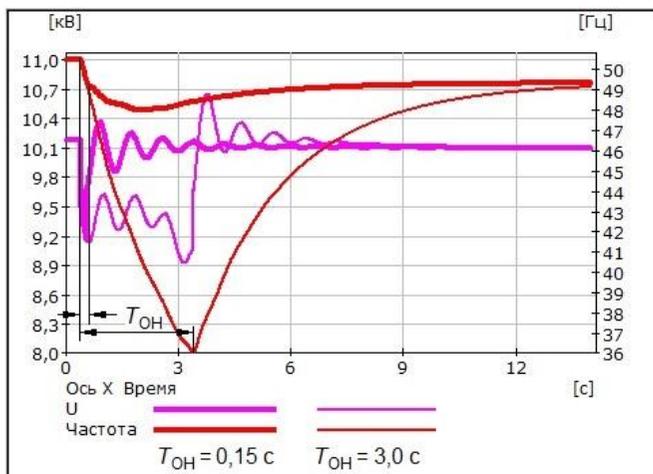


Рис. 5.6. Переходный процесс при выделении энергорайона в островной режим (область **В**) с объемом ОН = 32,5% от суммарной нагрузки

В области **D**, где переходные процессы развиваются с возникновением лавины напряжения, дефицит мощности велик (более 60 %), а в нагрузке преобладают электродвигатели (более 60 %), быстрдействие реализации разгрузки оказывается решающей.

На рис. 5.7 показано, как связаны между собой требования к быстрдействию разгрузки с величиной минимально необходимого объема ОН в энергорайоне с объектом РГ при его выделении в островной режим работы для трех рассматриваемых режимных областей (**B**, **C**, **D**), где по параметрам режима необходима работа устройств АЧР.

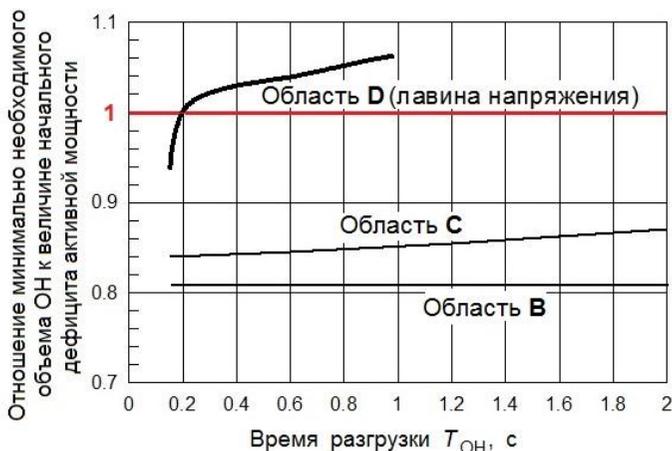


Рис. 5.7. Графики параметров разгрузки энергорайона с объектом РГ при возникновении дефицита мощности

Из рис. 5.7 видно, что в схемно-режимных ситуациях, когда возникновение лавины напряжения возможно, необходимо обеспечить максимально быструю разгрузку энергорайона, т. к. скорость, которую обеспечивает АЧР-I, в большинстве случаев будет недостаточной. В таком случае применение ДАР целесообразно и оправдано. Объем разгрузки действием ДАР должен быть больше, чем величина предаварийного дефицита активной мощности на величину, которую необходимо обосновать расчетами при проектировании, но ориентировочно на 10 %.

Результаты исследований показали, что в случае присоединения объекта РГ к сети внутреннего электроснабжения энергорайона требуется проведение анализа эффективности работы устройств АЧР, установленных в энергорайоне, при его выделении в островной режим. По результатам

анализа может потребоваться увеличение объемов ОН, заводимых под действие устройств АЧР, а также проведение корректировки их параметров настройки по частоте и времени срабатывания. Указанные действия позволят обеспечить достаточность объемов АЧР для нормализации параметров режима в островном режиме работы энергорайона, а также содействовать сохранению в работе максимально большей части особо ответственных электроприемников потребителей.

5.5. Усовершенствованный алгоритм АЧР

Разработан усовершенствованный алгоритм АЧР, использующий дополнительно информацию о напряжениях в узлах нагрузки, схемно-режимной ситуации в прилегающей сети, данные от блоков контроля предшествующего режима и результаты комплексных расчетов режимов (имитационного моделирования). Предложенный алгоритм, с учетом повышенного быстродействия (0,02–0,035 с), позволяет предотвратить возникновение лавины частоты и напряжения в островном режиме работы энергорайона с объектами РГ, а также минимизировать объемы УВ на ОН. На рис. 5.8. представлена разработанная структурная схема устройства, реализующего усовершенствованный алгоритм АЧР.



Рис. 5.8. Структурная схема устройства, реализующего усовершенствованный алгоритм АЧР

Для функционирования разработанного алгоритма АЧР проводится предварительное имитационное моделирование режимов работы энергорайона в различных схемно-режимных ситуациях, с целью определения возможных вариантов реализации АЧР в виде очередей УВ на ОН (групп электроприемников) и уставок АЧР в зависимости от режима функционирования энергорайона. Результаты имитационного моделирования вносятся в блок хранения результатов моделирования (БХРМ) для последующего выбора соответствующего варианта реализации АЧР в каждом конкретном аварийном режиме энергорайона.

Предварительное имитационное моделирование обеспечивает эффективность усовершенствованного алгоритма АЧР, т. к. решает следующие задачи:

- определение нормальных и аварийных режимов работы энергорайона, с учетом возможного проведения ремонтных и эксплуатационных работ;
- определение допустимой величины дефицита активной мощности в энергорайоне для каждого состава включенных ГУ на объектах РГ;
- определение мощности нагрузки, подлежащей отключению устройством АЧР в каждой схемно-режимной ситуации;
- распределение мощности нагрузки, подлежащей отключению устройством АЧР, по узлам энергорайона и секциям шин;
- выбор нагрузок, подлежащих отключению исполнительными устройствами, расположенными в секционных ячейках (шкафах; сборках);
- распределение нагрузки, подлежащей отключению по очередям.

Поскольку АЧР должна функционировать в тех случаях, когда в энергорайоне возникает аварийный дефицит мощности, то в процессе имитационного моделирования определяют, при аварийном отключении каких элементов возникает нарушение баланса мощности. Для каждого исходного режима рассматривается несколько сценариев развития аварийного процесса, в том числе, с последовательным отключением нескольких элементов – ГУ объектов РГ, ПС (ТП, РП), силовых трансформаторов, ЛЭП и др. Из многообразия аварийных режимов выбираются такие, при которых в энергорайоне в целом или в отдельных его частях будет возникать наибольший небаланс мощности, например, в случае отключения наиболее мощных ГУ объектов РГ при КЗ на шинах, отключении наиболее значимых ЛЭП или разделении энергорайона на части.

В текущем режиме проводятся измерения токов в ветвях и напряжений в узлах энергорайона, фиксируется положение КА в энергорайоне и определяется режим функционирования энергорайона. Средствами программного обеспечения АЧР производится расчет частоты, скорости изменения частоты, скорости изменения напряжения в узлах энергорайона, а

также величины дефицита активной мощности, с учетом данных от блоков КПП. Информация о положении КА (отключено/включено) в сети внутреннего электроснабжения энергорайона позволяет определить состояние электрооборудования и текущую конфигурацию сети (ГУ объектов РГ; ЛЭП; силовые трансформаторы; основные электроприемники, шиносоединительные и секционные КА и др.) [386].

Важно отметить, что параметры аварийного режима напрямую определяют алгоритм функционирования АЧР, выбираемый на основании результатов предварительного имитационного моделирования. По значениям дефицита активной мощности, частоте, скорости изменения частоты, напряжению, скорости изменения напряжения из БХРМ выбирается соответствующий вариант реализации алгоритма АЧР, определяют необходимые объемы ОН. Последние определяются, с одной стороны, величиной дефицита активной мощности, составом и размещением ГУ объектов РГ, а с другой стороны, кратковременно допустимым значением частоты, до которого необходимо ее восстановить, за счет действия АЧР. Предусмотрена реализация УВ на ОН с помощью системы быстродействующих коммуникаций (с использованием протокола МЭК 61850).

Существенным отличием разработанного усовершенствованного алгоритма АЧР является то, что в нем учитывается величина и скорость снижения напряжения, которые являются определяющими для обеспечения устойчивости двигательной нагрузки. Данное обстоятельство позволяет, в зависимости и глубины и длительности снижения напряжения, учитывать при формировании УВ на ОН, в том числе, технологические особенности электроприемников, т. е. прогнозировать объемы нагрузки, которые самопроизвольно отключаются при снижении напряжения в каждом конкретном узле энергорайона.

5.6. Особенности процессов со снижением напряжения

Если напряжения в узлах энергорайона снижаются по причине аварийных отключений и перегрузок электросетевых элементов, то могут возникать опрокидывания электродвигателей, рост потребления ими активной и, особенно, реактивной мощности. Это может спровоцировать возникновение лавины напряжения, которая, при различных условиях электроснабжения и электропотребления, начавшись в одном узле, спо-

собна охватить весь энергорайон. Установившиеся значения напряжений, по данным расчетов, после лавины напряжения находятся в диапазоне 10–40 % от $U_{ном}$. Возможности самозапуска электродвигателей и, соответственно, необходимые объемы их отключения, зависят от множества факторов, а не только от величины контролируемого напряжения в момент времени, когда срабатывает устройство АОСН [9].

Пример лавины напряжения на шинах 6 кВ промышленного предприятия с нагрузкой, состоящей в основном из СД и АД, показан на рис. 5.9. Здесь нулевому времени соответствует самое низкое действующее значение напряжения (в этот момент времени электрический центр качаний практически совпал с шинами 6 кВ, на которых выполнялись измерения). В натурном эксперименте напряжение в сети внешнего электроснабжения энергорайона медленно понижалось. После того, как оно на шинах 6 кВ приблизилось к 5 кВ, возник самопроизвольный лавинный процесс; напряжение понизилось в среднем до 2,3 кВ (некоторое повышение среднего напряжения после $t \approx 2$ с обусловлено отключениями части электроприемников) [327]. В определенный момент времени напряжение оказалось $< U_{кр}$, поэтому работа большинства электроприемников была нарушена в темпе развития лавины напряжения.

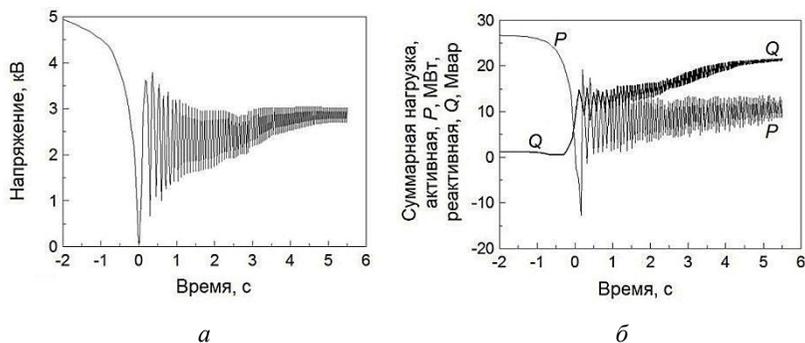


Рис. 5.9. Переходный процесс с лавиной напряжения:

a – напряжение на шинах электроприемников;

б – потребление нагрузкой активной и реактивной мощности

Для предотвращения возникновения лавины напряжения, когда другие средства нормализации напряжения отсутствуют, необходимы тем большие объемы ОН, чем больше ее запаздывание.

Рассмотрим пример расчета, выполненного для реального промышленного энергорайона с суммарным электропотреблением 10 МВт и долей

АД в составе нагрузки равной 90 %. Питание нагрузки осуществляется от мощной ГЭЦ через сеть электроснабжения напряжением 6 кВ. Суммарное эквивалентное сопротивление внешней сети, приведенное к напряжению 6 кВ, $Z_{\text{эКВ}} \approx 0,6$ Ом. В энергорайоне имеется объект РГ с одной ГПУ мощностью 2 МВт, используемой в качестве резервного источника питания. В рассчитанных переходных процессах вследствие трехфазного КЗ длительностью 0,2 с ослабляется связь между энергосистемой и энергорайоном ($Z_{\text{эКВ}}$ увеличивается в 1,5 раза).

Запаздывание разгрузки от начала КЗ ΔT заданы в размере 4 с и 0,3 с (рис. 5.10а,б), объемы разгрузки действием АОСН в каждом расчете выбраны близкими к предельным для предотвращения возникновения лавины напряжения. Величины минимально необходимых объемов ОН ($\Delta P_{\text{н}}$) зависят от всех параметров нагрузки и сети, а также от вида и места КЗ. На рис. 5.11 показана усредненная зависимость $\Delta P_{\text{н}}$ от величины запаздывания разгрузки ΔT для рассматриваемого промышленного энергорайона.

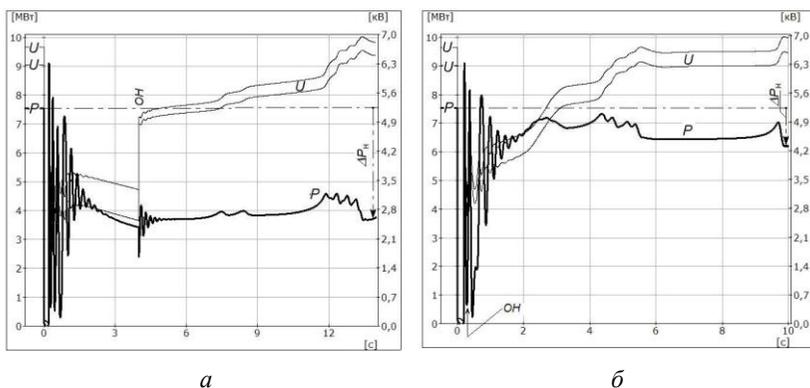


Рис. 5.10. Переходные процессы,

различающиеся быстродействием разгрузки действием АОСН:

а – время реализации ОН – 4 с; б – время реализации ОН – 0,3 с

(U – напряжения в двух узлах точек энергорайона;

P – переток активной мощности в энергорайон из энергосистемы,

OH – отключение нагрузки,

$\Delta P_{\text{н}}$ – величина снижения послеаварийной нагрузки по сравнению с доаварийной)

Если ΔT велико, то необходима разгрузка, позволяющая всем самопроизвольно не отключившимся электродвигателям запуститься из практически остановившегося состояния. Если значение ΔT мало, то самоза-

пуски начинаются со скольжений, достигнутых за время КЗ. В этом случае суммарные токи самозапуска будут значительно меньше и процесс восстановления нормального электроснабжения электроприемников будет более благоприятным.

В приведенном на рис. 5.10б случае пуск алгоритма АОСН с высоким быстродействием должен происходить при снижении напряжения на шинах питающей энергорайон ПС (в расчете при $U = 0,75 U_{ном}$) при наличии сигнала об отключении одной из питающих энергорайон ЛЭП, что приводит к снижению пропускной способности сети внешнего электроснабжения. Однако, быстродействующая разгрузка действием АОСН должна блокироваться при поступлении сигнала о том, что величина суммарной нагрузки энергорайона меньше заданной, т. к. при малой нагрузке (здесь при $P_n < 8$ МВт) нет условий для возникновения лавины напряжения. Следовательно, в АОСН необходим контроль состояния схемы сети внешнего электроснабжения энергорайона для изменения алгоритма работы и уставок, в том числе в ремонтной схеме.

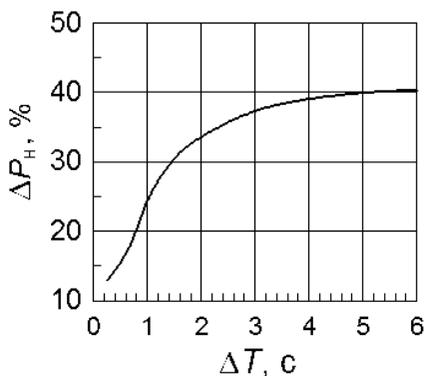


Рис. 5.11. График влияния запаздывания ОН на необходимую ее величину при $K^{(3)}$

Эффективность АОСН существенно зависит от уставки срабатывания по напряжению. Очевидно, что наиболее опасны случаи, когда критические напряжения выше уставки, тогда лавина напряжения может развиваться прежде, чем будет реализована разгрузка [387].

Основные факторы, вызывающие повышение критических напряжений и вероятность возникновения лавины напряжения:

- большая нагрузка ЛЭП, питающих рассматриваемый энергорайон, и пониженные напряжения в сети внешнего электроснабжения;

- преобладание АД в составе нагрузки, особенно АД 6–10 кВ;
- использование СД с коэффициентами мощности, близкими к единице, с отключенными устройствами АРВ;
- преобладание электродвигателей с тяжелыми условиями пуска;
- применение прямых пусков мощных электродвигателей [352].

Величины критических напряжений на шинах АД и СД могут быть оценены по условиям их статической устойчивости, для остальных электроприемников $U_{кр} \approx 0,75 U_{ном}$, что в основном связано с их самоотключениями. В различных узлах энергорайона величины критических напряжений могут быть различными и находится в диапазоне 20–90 % от $U_{ном}$. Крайние случаи, когда $U_{кр} \approx 20\text{--}30\%$ от $U_{ном}$, характерны для мало загруженных центробежных компрессоров, а $U_{кр} \approx 90\%$ от $U_{ном}$ – для СД с большой активной мощностью, без выдачи реактивной мощности, с отключенными устройствами АРВ. Широко распространенный диапазон вариаций величин $U_{кр} \approx 60\text{--}90\%$ от $U_{ном}$.

Важно отметить, что значения $U_{кр}$ в узлах напряжением 110 кВ и выше, удаленных от шин электроприемников, могут быть существенно больше, чем критические напряжения на шинах самих электроприемников, так как при пониженных напряжениях потери напряжения в сети возрастают. Поэтому для правильного определения $U_{кр}$ следует дополнять расчетную схему основными ЛЭП и силовыми трансформаторами, связывающими рассматриваемый узел с шинами электроприемников напряжением 6–20 кВ. Без выполнения таких расчетов определить фактические величины $U_{кр}$, а также осуществить обоснованный выбор параметров настройки пусковых органов АОСН невозможно [12].

В случае, если лавина напряжения является следствием выделения энергорайона с объектами РГ в островной режим работы с большим дефицитом активной мощности, то снижение частоты, начавшееся в момент выделения, прекратится после прохождения лавины напряжения (около секунды или менее). В таких схемно-режимных условиях для ускорения разгрузки следует использования в качестве пускового признака – факт выделения энергорайона.

Если же выделению энергорайона с объектами РГ предшествовало КЗ, то дефицит мощности будет возникать не с момента начала аварии, а после ликвидации КЗ. К этому времени электродвигатели успевают в большей или меньшей мере затормозиться, что облегчит возникновение лавины напряжения. Причинами дефицита мощности могут стать отключения ЛЭП вследствие КЗ, питающих большую группу электродвигателей (особенно в ремонтном режиме), или разрыв кольцевых линий, проходящих через ряд крупных ПС.

Находящиеся в эксплуатации устройства АОСН отстроены по времени от тех кратковременных снижений напряжения, при которых УВ не требуются или опасны. Излишние отключения электроприемников, которые могли бы успешно продолжать работу после восстановления напряжения, недопустимы. Поэтому выдержки времени ступеней АОСН в диапазоне 4–22 с являются вынужденными. Их величина согласуется с устройствами РЗ (АВР; АПВ), имеющими наименьшее быстродействие, но от срабатывания которых зависит процесс восстановления контролируемого напряжения.

Одновременно, значительные выдержки времени существенно снижают эффективность разгрузки действием АОСН в наиболее опасных схемно-режимных ситуациях. Наибольший эффект в этих случаях дает первая ступень АОСН с максимальным быстродействием, если под нее заведен наибольший объем нагрузки. Реализация ОН второй и последующими ступенями АОСН, с учетом интервала времени между ступенями в 3–4 с, либо бесполезно, так как уже прошла лавина напряжения, либо их срабатывания никогда не произойдет, так как затяжные режимы со снижением напряжения, особенно в узлах промышленной нагрузки, маловероятны. Равномерное распределение нагрузки между ступенями АОСН в этом случае является неэффективным.

В узлах промышленной нагрузки применение быстродействующей ступени АОСН с выдержкой времени 0,5–0,7 с и блокировкой при КЗ и НАПВ является абсолютно неэффективной мерой, так как именно КЗ на питающей линии может провоцировать возникновение лавины напряжения в энергорайоне. Использование разрешающего сигнала на срабатывание ступеней АОСН от измерительного органа максимальной скорости изменения напряжения прямой последовательности (dU/dt) в этом случае также неэффективно, так как с учетом времени реализации УВ на ОН, отключение произойдет после прохождения лавины напряжения.

Быстродействующая разгрузка действием АОСН целесообразна в таких условиях электроснабжения, когда вероятность того, что разгрузка будет избыточной, мала, а вероятность возникновения лавины напряжения при запаздывании разгрузки велика. Такие условия могут сложиться, если наблюдается утяжеленный режим и одновременно возникает:

- КЗ на одной из основных питающих энергорайон ЛЭП;
- КЗ двухфазное на землю или трехфазное в любой точке прилегающей сети 110–220 кВ.

Условия, характеризующие утяжеленный режим в сети внешнего электроснабжения, фиксируемые блоком КПП, следующие:

- значительное ослабление сети внешнего электроснабжения (вывод в ремонт одной или нескольких питающих ЛЭП);
- напряжение в сети внешнего электроснабжения находится на уровне минимально допустимых значений;
- суммарное потребление энергорайона больше максимально допустимого (режим максимальных нагрузок при выводе в ТОиР ГУ на объектах РГ).

В указанных условиях отстройка АОСН по времени от действия устройств РЗ, АВР и АПВ гарантированно приведет к возникновению лавины напряжения и погашению всего энергорайона. Нетрудно убедиться, что:

- необходимые объемы ОН зависят от места и длительности КЗ;
- крутизна зависимости $\Delta P_n = f(\Delta T)$ в зоне малых значений ΔT тем больше, чем меньше у электродвигателей средневзвешенная механическая постоянная инерции T_j ;

– величины необходимой загрузки уменьшаются, если преобладают АД на напряжении 0,4 кВ, коммутируемые через обычные магнитные пускатели, которые при провалах напряжения самопроизвольно отключаются.

Значения критического времени перерыва электроснабжения ($T_{кр}$) для различных энергорайонов разные, а именно:

– $\approx 0,1$ с – при провале напряжения сложный и непрерывный производственный процесс необратимо нарушается по причине самоотключений магнитных пускателей, срабатываний устройств технологической защиты и автоматики, не имеющих выдержек времени, и аналогичным причинам;

– единицы секунд – причиной нарушений работы энергорайона является увеличение длительности перерыва электроснабжения на время КЗ и бестоковой паузы (работа устройств АВР или АПВ);

– секунды или десятки секунд – ограничивающим фактором является невозможность осуществления самозапусков всех ответственных электродвигателей из-за значительных величин пусковых токов и низких напряжений, а последовательные повторные пуски электродвигателей после восстановления питания не эффективны, так как производственный процесс нарушается раньше, чем может быть реализована программа повторных пусков;

– большие отрезки времени, вплоть до нескольких часов включительно, когда технологический процесс имеет значительную инерцию и в течение некоторого времени может быть возобновлен без значительного ущерба. Однако, если технологические параметры вышли из области допустимых значений, то велика вероятность нарушения процесса с негативными последствиями.

Необходимость в разработке схемно-алгоритмического решения по совершенствованию АОСН для энергорайонов с объектами РГ продиктована свойствами двигательной нагрузки, особенностями процессов со снижением напряжения, величиной ущербов при нарушении технологических процессов, а также статистическими данными по частоте возникновения нарушений в сети внешнего электроснабжения.

Важно отметить, что для каждого энергорайона алгоритмы работы и параметры настройки АОСН будут различными, а их выбор должен основываться на анализе результатов комплексных расчетов электрических режимов в различных схемно-режимных ситуациях. При этом очевидна целесообразность реализации мероприятий по предотвращению возможности возникновения в энергорайоне лавины напряжения.

5.7. Меры по предотвращению лавины напряжения в энергорайоне

Для предотвращения возникновения лавины напряжения при аварийных возмущениях или недопустимых отклонениях параметров режима необходимо решить задачу выбора эффективных УВ и их объемов, которые должны быть превентивно реализованы в сети внешнего и/или внутреннего электроснабжения энергорайона.

В соответствии с требованиями п. 6.2.2.3–6.2.2.4 [388] при снижении напряжения ниже минимально допустимого дежурный персонал, осуществляющий регулирование напряжения, должен выполнить ряд действий, направленных на повышение напряжения до минимально допустимой величины, включая ввод графиков временного отключения (ГВО).

Указанные мероприятия могут быть реализованы персоналом только в условиях медленного протекания процессов со снижением напряжения, однако, в целом ряде схемно-режимных условий априори известно, что практически любое возмущение в сети внешнего или внутреннего электроснабжения может привести к возникновению лавины напряжения. В этом случае, целый ряд превентивных УВ может быть реализован до момента возникновения опасных возмущений, что позволит полностью отказаться от ОН или минимизировать ее объемы, что существенно для промышленных энергорайонов.

Устройства АОСН должны использовать УВ на ОН в качестве дополнительной (резервной) меры при недостаточности сетевых мероприятий и наличии обоснования. Однако, в большинстве случаев используется имен-

но они, что обусловлено отсутствием каналов связи с объектами управления, соответствующих требованиям по надежности и быстродействию, невозможностью реализации УВ по причине принадлежности оборудования другим субъектам электроэнергетики и т. п. Перечисленные проблемы могут быть успешно решены в промышленных энергорайонах с объектами РГ, где имеются собственные ГУ объектов РГ, СКРМ, а также информационная сеть, используемая автоматизированной системой управления технологическим процессом (АСУ ТП).

Реализация превентивных УВ дает возможность повысить уровни напряжения в узлах нагрузки, к которым относится:

- автоматическое изменение коэффициентов трансформации силовых трансформаторов;
- форсировка выдачи реактивной мощности СКРМ;
- комплексное управление нагрузкой ГУ по активной и реактивной мощности (при максимально допустимом полном токе генератора и активной мощности, меньшей номинальной, подобрать такое значение $\cos\varphi$, при котором обеспечивается наибольшее повышение напряжения) [389].

Если предположить, что реализуемый набор УВ задан в общем виде, т. е. определены узлы, в которых реализуются УВ, и вид УВ (например, генерация реактивной мощности), то решаемая задача сводится к расчету необходимых приращений этих параметров. Приращения параметров должны обеспечить необходимую коррекцию режима в узлах, где уровни напряжения близки к значениям $U_{кр}$, без ухудшения режима электропотребления в других узлах нагрузки. При этом задаются ограничения на величины УВ, определяемые допустимыми режимами работы электрооборудования их реализующих, представленные в виде неравенств, которые должны быть соблюдены при решении задачи.

Система уравнений для решения задачи потокораспределения (расчета установившегося режима) по алгоритму Ньютона – Рафсона имеет на каждой итерации следующий вид

$$\begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} H & I \\ J & K \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \theta \\ \Delta U \end{pmatrix}, \quad (1)$$

где ΔP , ΔQ , $\Delta \theta$, ΔU – векторы приращений активной и реактивной мощностей, угла θ и напряжения; H , I , J , K – составляющие матрицы, обеспечивающие пересчет параметров.

Допустим, что задача расчета УВ сводится к необходимости определения величин инъекций реактивных мощностей в заданных узлах сети

внешнего и/или внутреннего электроснабжения энергорайона, которые должны обеспечить требуемые значения модулей напряжений в узлах энергорайона, для предотвращения лавины напряжения.

Для достижения заданных значений модулей напряжений на первом шаге необходимо выполнить расчет вектора ΔU в правой части (1), который вычисляется по выражению

$$\Delta U = U_{\text{изм}} - U_{\text{мин.доп}}, \quad (2)$$

где $U_{\text{изм}}$, $U_{\text{мин.доп}}$ – измеренное и минимально-допустимое напряжение в узле.

В рассматриваемом случае вектор ΔU является вектором заданных численных значений приращений напряжения. Решение задачи расчета вектора ΔQ , обеспечивающего требуемые значения приращений ΔU в узлах нагрузки, может быть наиболее просто получено, если подставить вычисленные согласно (2) приращения ΔU в правую часть равенства (1) и решить полученную таким образом систему уравнений.

Особенностью формируемой системы уравнений является то, что часть вектора заданных значений приращений переменных в системе уравнений потокораспределения для электрической сети оказывается в правой части системы. Этой частью полного вектора является вектор ΔU в узлах с пониженными напряжениями. Для всех остальных узлов заданные значения приращений переменных устанавливаются в левой части данной системы уравнений.

Решение задачи определения вектора ΔQ , обеспечивающего заданные значения приращений ΔU в узлах нагрузки, может происходить следующим образом. Принимаем все элементы вектора ΔP в левой части (1) равными нулю. В соответствии с этим верхнее матричное уравнение в (1) будет иметь вид

$$0 = H\Delta\theta + I\Delta U. \quad (3)$$

Из этого уравнения должен быть определен вектор, а полученное таким образом решение соответствует равенству

$$\Delta\theta = H^{-1}(-I\Delta U) = \Delta\theta'. \quad (4)$$

Подстановка вычисленного вектора $\Delta\theta$ в нижнее матричное уравнение в (1) преобразует его к виду

$$\Delta Q = J\Delta\theta' + K\Delta U \quad (5)$$

С учетом уравнения (4) это позволяет получить следующее общее уравнение для определения вектора ΔQ

$$\Delta Q = JH^{-1}(-I\Delta U) + K\Delta U \text{ или}$$

$$\Delta Q = [JH^{-1}(-I) + K]\Delta U. \quad (6)$$

Полученное выражение (6), определяющее приращение вектора ΔQ , является решением задачи потокораспределения в линейной идеализации. Для формирования точного решения задачи, учитывающего нелинейность зависимости мощностей P и Q от модулей и фаз узловых напряжений, для вычисленных как показано выше новых значений Q (рассчитанных после добавления приращений ΔQ) необходимо решить задачу потокораспределения в классической постановке. При этом будут вычислены векторы θ и U , соответствующие новым значениям мощностей.

Если значения модулей узловых напряжений будут достаточно близки к заданным величинам, то расчет может быть закончен. Если погрешность превышает допустимые пределы, необходимо выполнить еще один цикл расчета ΔU , ΔQ и U .

Для максимального эффекта представленный подход к предотвращению лавины напряжения в узлах нагрузки требует наличия в сети энергорайона ГУ объектов РГ и СКРМ с регулируемыми параметрами для реализации рассчитанных УВ.

На основе приведенного алгоритма, предусматривающего решение единой системы уравнений, относящейся ко всей энергосистеме в целом, может быть сформирован иерархический алгоритм. Иерархический алгоритм предполагает решение систем уравнений энергорайонов, входящих в структуру энергосистемы, и систему уравнений связи (СУС), определяющую значения граничных переменных энергорайонов.

В соответствии с общими принципами формирования иерархических алгоритмов расчета, планирования и управления режимами ЭЭС [390, 391] в ходе решения задачи необходимо сформировать и решать системы уравнений энергорайонов и систему уравнений верхнего уровня – систему уравнений связи.

Формируемые в ходе решения поставленной задачи системы уравнений энергорайонов будут иметь вид

$$\begin{pmatrix} \Delta P_{BH} \\ \Delta Q_{BH} \\ \Delta P_{ГР} \\ \Delta Q_{ГР} \end{pmatrix} = \begin{matrix} A \end{matrix} \begin{pmatrix} \Delta Q_{BH} \\ \Delta U_{BH} \\ \Delta Q_{ГР} \\ \Delta U_{ГР} \end{pmatrix}, \quad (7)$$

где ΔP_{BH} , ΔQ_{BH} , ΔU_{BH} – векторы приращений активной и реактивной мощностей и напряжения внутри энергорайона; $\Delta P_{ГР}$, $\Delta Q_{ГР}$, $\Delta U_{ГР}$ – векторы

приращений активной и реактивной мощностей и напряжения в граничных узлах энергорайона, A – матрица пересчета параметров.

Векторы ΔP и ΔU в данной системе уравнений являются векторами заданных численных значений приращений этих переменных.

Первым действием, которое должно выполняться на каждой итерации алгоритма после формирования системы уравнений (7), является исключение по методу Гаусса внутренних переменных энергорайонов из уравнений. В результате равенство (7) принимает следующую форму

$$\begin{pmatrix} \Delta P_{BH} \\ \Delta Q_{BH} \\ \Delta P_{GP} \\ \Delta Q_{GP} \end{pmatrix} = \begin{matrix} \begin{matrix} \diagup & \diagdown \\ \diagdown & \diagup \end{matrix} \\ 0 \\ \begin{matrix} \diagdown & \diagup \\ \diagup & \diagdown \end{matrix} \end{matrix} \begin{pmatrix} \Delta Q_{BH} \\ \Delta U_{BH} \\ \Delta Q_{GP} \\ \Delta U_{GP} \end{pmatrix} \quad (8)$$

Из уравнений нижней части системы (8) может быть получена следующая функциональная характеристика (ФХ) энергорайона

$$\begin{pmatrix} \Delta P_{GP} \\ \Delta Q_{GP} \end{pmatrix} = \mathbf{B} \begin{pmatrix} \Delta Q_{GP} \\ \Delta U_{GP} \end{pmatrix} + \mathbf{C} \quad (9)$$

где \mathbf{B} – матрица пересчета параметров, \mathbf{C} – вектор коэффициентов, не зависящих от ΔQ_{GP} , ΔU_{GP} .

Полученные выражения в правой части ФХ энергорайона необходимо подставить в уравнения баланса мощностей в граничных узлах энергорайона. Таким образом будет сформирована система уравнений связи для определения приращений модулей и фаз напряжений в граничных узлах, имеющая вид

$$\mathbf{D} \begin{pmatrix} \Delta Q_{GP} \\ \Delta U_{GP} \end{pmatrix} = \mathbf{E} \quad (10)$$

где \mathbf{D} и \mathbf{E} – соответственно матрица и вектор, определяющие систему уравнений.

Полученные в результате решения системы уравнений (10) значения приращений модулей и фаз напряжений в граничных узлах должны быть подставлены в (8). После выполнения обратного хода по методу Гаусса будут получены значения напряжений в узлах энергорайона.

Представленный алгоритм дает возможность совместного оптимального использования ресурсов по реактивной мощности для поддержания заданных уровней напряжения в узлах нагрузки энергорайонов, а также в энергосистеме. Кроме того, он позволяет эффективно решать две задачи.

Первой является задача поддержания напряжений в узлах нагрузки энергорайона не ниже минимально допустимых значений. Величины напряжений для каждого узла должны определяться на основании расчетов режимов с корректным учетом состава нагрузки. При этом АОСН должна отслеживать в каждом узле нагрузки энергорайона выполнение условия

$$U_{\text{изм}} \geq U_{\text{мин.доп.}} \quad (11)$$

При нарушении условия (11) в каком-либо из узлов энергорайона в ПК расчета установившихся режимов (УР) формируется вектор ΔU в соответствии с выражением (2). Вектор ΔU подставляется в правую часть системы уравнений (1). Следует отметить, что значения элементов вектора ΔU , относящихся к узлам, в которых выполняется условие (11) принимаются равными нулю.

Вычисленные значения приращений ΔQ должны быть реализованы в виде УВ в устройствах, генерирующих реактивную мощность, сначала в энергорайоне за счет воздействия на ГУ объектов РГ и СКРМ, а при их недостаточности (полном исчерпании резервов по Q) – в энергосистеме.

Второй является задача расчета УВ, которые реализуются АОСН после возникновения аварийного возмущения, и для каждого из которых вектор УВ должен быть рассчитан заранее. При этом общий алгоритм расчета и реализации УВ в АОСН выглядит следующим образом.

Для рассматриваемого энергорайона на первом этапе рассчитываются УР, возникающие после аварийного возмущения во всем множестве схемно-режимных ситуаций. Каждый УР рассчитывается при условии равенства нулю всех элементов вектора УВ – ΔQ . Информация о каждом УР будет содержать данные о численных значениях напряжений в узлах нагрузки энергорайона. На основании этих данных затем вычисляется вектор ΔU в правой части (1) по выражению (2), а затем проводится расчет вектора ΔQ , как изложено выше. Полученные значения элементов вектора ΔQ фиксируются для каждой схемно-режимной ситуации, входящей в список анализируемых аварий, для которых рассчитывается вектор УВ на данном интервале времени.

При возникновении аварии, после распознавания и идентификации режима, информация о соответствующем векторе УВ направляется на реализацию в соответствующих исполнительных устройствах. После реализации первоначальных УВ осуществляется дальнейший контроль параметров режима в энергорайоне и в случае необходимости, по аналогичному алгоритму могут быть сформированы и реализованы дополнительные УВ. Двухэтапный подход позволит минимизировать объемы УВ на первом

этапе, а также на втором этапе максимально точно учесть реакцию нагрузки на аварийное возмущение и реализацию первоначальных УВ.

Учитывая, что при такой постановке задачи реализовать быстродействующий алгоритм АОСН, как локальной ПА, не представляется возможным, выполнена разработка схемно-алгоритмического решения по совершенствованию АОСН для энергорайонов с объектами РГ.

5.8. Схемно-алгоритмическое решение АОСН

Разработано схемно-алгоритмическое решение по усовершенствованию АОСН, в котором используется информация о схемно-режимной ситуации в прилегающей сети, данные от блоков контроля предшествующего режима и результаты комплексных расчетов режимов (имитационного моделирования). Данное решение, с учетом повышенного быстродействия (0,02–0,035 с), позволяет отказаться от ОН или минимизировать ее объемы за счет ввода превентивных УВ. На рис. 5.12 представлена разработанная структурная схема АОСН с усовершенствованным алгоритмом.

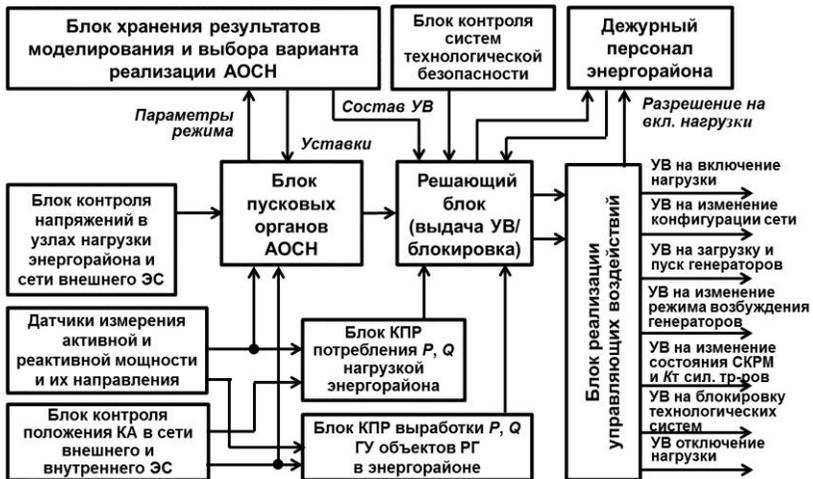


Рис. 5.12. Структурная схема АОСН с усовершенствованным алгоритмом

Для предотвращения лавины напряжения и недопущения излишней разгрузки, вызывающей значительные ущербы у промышленных потребителей, в усовершенствованном алгоритме АОСН используются пусковые и блокирующие органы. Они позволяют с достаточной точностью определять целесообразность и объем быстродействующей разгрузки, а также эффективность реализации других УВ в каждой конкретной схемно-режимной ситуации.

Множество вариантов реализации алгоритма функционирования АОСН с набором УВ и их объемами формируется на основании результатов предварительного имитационного моделирования для всех возможных схемно-режимных ситуаций. Результаты имитационного моделирования вносятся в блок хранения результатов моделирования (БХРМ) для последующего выбора соответствующего варианта реализации алгоритма АОСН в каждом конкретном аварийном режиме работы энергорайона. Выбор варианта реализации алгоритма АОСН производится на основании информации от соответствующих датчиков (напряжения; мощности; направления мощности) и блока контроля положения КА в сети внешнего и внутреннего электроснабжения.

В усовершенствованном алгоритме АОСН предусматривается передача информации от систем технологической безопасности промышленного предприятия (включение автоматики повторного пуска электродвигателей и/или пуск резервных технологических установок; передача команд технологического управления производством и т. п.), с возможностью выдачи блокирующих сигналов в схемно-режимных условиях, когда это может спровоцировать возникновение лавины напряжения.

Контроль текущего баланса активной и реактивной мощностей в энергорайоне реализуется в АОСН для оптимального выбора объемов УВ, в том числе с использованием данных от блоков КНР, что особенно важно при выделении энергорайона в островной режим работы.

Восстановление электроснабжения нагрузки после работы АОСН возможно частями (ступенями) после получения разрешения от дежурного персонала энергорайона с контролем напряжения после включения каждой ступени, а также с учетом особенностей технологии промышленного производства. Это позволяет не допускать включения следующих ступеней, пока полностью не завершился пуск предыдущей группы электродвигателей.

Реализация разработанного алгоритма функционирования АОСН в реальных условиях возможна, так как площади промышленных энергорайонов составляют от единиц до десятков км², при этом современные

промышленные предприятия, как правило, имеют собственные информационные сети, используемые в АСУ ТП для передачи технологической информации.

Устройство АОСН с усовершенствованным алгоритмом реализует как превентивные УВ, так и УВ при возникновении различных аварийных возмущений. При этом обеспечивается необходимое быстроедействие для предотвращения возникновения лавины напряжения, а также минимизация объемов ОН или полный отказ от отключений в ряде схемно-режимных ситуаций.

5.9. Подходы к проектированию КЛ и обоснованию применения СМТ

Основным назначением систем мониторинга температуры (СМТ) кабельных линий (КЛ) с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) напряжением 110 кВ и выше принято считать контроль за температурой фаз кабелей в различных режимах работы сети: нормальном, аварийном, послеаварийном.

В ряде случаев эксплуатационный персонал не согласовывает проектное решение по установке СМТ на КЛ, аргументируя данный подход тем, при проектировании КЛ учтены все основные особенности КЛ, включая режимы ее работы и трассы пролегания: температура грунта, глубина заложения, удельное тепловое сопротивление грунта, расстояние между фазами, число групп кабелей (число цепей), наличие участков прокладки в трубах и параметры труб, схема заземления экранов, график нагрузки и т. д. Кроме того, особое внимание при проектировании КЛ уделяется тем местам, где возможен повышенный нагрев кабеля, к ним традиционно относятся пересечения (сближения) рассматриваемой кабельной линии с другими КЛ, а также трубами систем горячего водоснабжения или отопления [392].

Правильный учет перечисленных факторов делает маловероятным образование на трассе КЛ в процессе эксплуатации участков, где температура повышается сверх допустимых для изоляции значений, особенно с учетом того, что большинство КЛ проектируются со значительным запасом.

Важно отметить, что в России подавляющее число КЛ выполняется в двухцепном исполнении, и расчетным режимом для выбора сечения токопроводящей жилы (ТПЖ) кабеля является случай, когда одна из це-

пей длительно выведена в ремонт, а вторая обеспечивает электроснабжение всей нагрузки. Руководствуясь указанным принципом получается, что в нормальном режиме работы КЛ, когда обе цепи включены, каждая из них загружена не более чем на 50 %. Фактическая загрузка КЛ оказывается всегда ниже 50 %, поскольку мощность нагрузки принимается для расчетов с учетом прогноза ее непрерывного роста в пятилетней перспективе.

В данных условиях становится ясным, что даже серьезные ошибки проектирования не способны привести к тому, чтобы фактическая температура изоляции КЛ смогла бы приблизиться к своим предельным значениям. Поэтому, большинство вводимых в эксплуатацию КЛ напряжением 110 кВ и выше в первые годы эксплуатации в нормальном режиме имеют температуру ТПЖ не более 30–50⁰С, при допустимой 90⁰С, а, следовательно, установка СМТ для мониторинга режимов работы таких КЛ малоэффективна.

Кроме того, субъекты оперативно-диспетчерского управления выдвигают дополнительное, помимо критерия «N-1», требование по выбору сечения ТПЖ новых двухцепных КЛ 110–220 кВ, с учетом возможного наброса нагрузки при отключении одной или нескольких шунтирующих ЛЭП более высоких классов напряжения. С одной стороны данное требование можно считать обоснованным, так как оно позволяет предотвратить каскадное развитие аварий, связанных с отключением ЛЭП сверхвысокого напряжения, и набросом нагрузки на сеть 110–220 кВ. В этом случае пропускная способность КЛ будет достаточная и потребителей отключать не потребуется. С другой стороны, применение при проектировании критерия «N-2» приводит к значительному удорожанию строительства КЛ, и, как следствие, ее работе с нагрузкой 20–40 % в большинстве (95–98 %) схемно-режимных ситуаций. Завышение пропускной способности КЛ не позволяет в полной мере использовать СМТ для ведения режимов КЛ дежурным персоналом энергорайона [393–395].

Проведенный анализ позволяет сделать вывод о том, что большую часть срока службы КЛ напряжением 110–220 кВ работают с токовыми нагрузками значительно меньшими, чем максимально или аварийно допустимые, а температура изоляция сможет выйти на предельное значение только при следующем маловероятном стечении нескольких обстоятельств:

- из двух цепей в работе остается одна (критерий «N-1»);
- мощность нагрузки достигнет прогнозных значений;
- суточный график нагрузки не имеет резко переменного характера, стремясь к заявленному максимуму в течение суток.

5.10. Повышение эффективности использования СМТ на КЛ

Проведем анализ схемно-режимных условий, когда наличие СМТ на КЛ позволит предотвращать недопустимые перегрузки КЛ в процессе эксплуатации, а на этапе проектирования и строительства получить снижение сметной стоимости (кабель; соединительные и концевые муфты), поскольку не потребуется выбирать сечение ТПЖ КЛ со значительным запасом.

1. Отказ от выбора сечения ТПЖ КЛ по критерию «N-2».

Для КЛ, выбранной по критерию «N-1», в некоторых аварийных ситуациях, связанных с отказом более одного элемента сети, существует вероятность, что на какое-то время ток в ТПЖ окажется выше длительно допустимого значения ($I_{\text{длит. доп}}$) и тогда изоляция КЛ может перегреться. В таком случае наличие СМТ позволит в режиме реального времени контролировать температуру изоляции КЛ, а также предупреждать оперативно-диспетчерский персонал и дежурный персонал энергорайона о перегреве КЛ. Кроме того, при интеграции СМТ, в качестве первичного датчика температуры КЛ, в автоматику ограничения перегрузки оборудования (АО-ПО) – автоматически формировать УВ на разгрузку КЛ, с отключением, при необходимости, части нагрузки.

2. Использование для проектирования КЛ типового графика нагрузки.

В настоящее время в большинстве проектов КЛ типовой график нагрузки не учитывается, то есть предполагается, что нагрузка остается постоянной в течение суток, равной своему максимальному значению, при котором температура изоляции КЛ из СПЭ составляет 90°C . Поскольку у большинства потребителей максимум и минимум суточного графика нагрузки заметно отличается, то даже при отключении или выводе в ремонт одной из двух цепей КЛ температура ТПЖ за время максимума, как правило, не приближается к 90°C , ограничиваясь лишь $70\text{--}80^{\circ}\text{C}$. Учет графика нагрузки позволяет снизить сечение ТПЖ КЛ и повысить эффективность инвестиций.

3. Достижение предельных величин нагрузок.

В случае значительного роста плотности электрической нагрузки (например, при реализации программы реновации жилищного фонда) возможно возникновение перегрузок ЛЭП и силовых трансформаторов на ПС. Если КЛ оснащены СМТ, то это позволяет осуществлять контроль за температурой изоляции КЛ и не допускать ее перегрева.

Допустимость перегрузок КЛ не только подтверждается кабельными заводами, но и предусмотрена в международном стандарте [396] и в стандарте организации [397], при этом различают перегрузки КЛ:

– по температуре ТПЖ (изоляции), когда температура изоляции превышает значение, которое считается длительно допустимым (для СПЭ она составляет 90°C);

– по току ТПЖ, когда ток в жиле превышает значение, которое считается длительно допустимым для жилы в конкретных условиях прокладки.

Первый тип перегрузки весьма опасен, поскольку перегрев изоляции приводит к ее ускоренному старению. Согласно п. 4.1.5 [397] температура изоляции КЛ в нормальном режиме не должна быть более 90°C , а при перегрузке – не более 105°C . При этом суммарная продолжительность работы КЛ в режиме перегрузки – не более 100 часов за год и 1000 часов за срок службы, т. е. допускается лишь незначительный перегрев на достаточно короткое время.

Второй тип перегрузок, напротив, редко представляет опасность для КЛ, поскольку временное увеличение тока в жиле (на несколько часов) в силу инерционности тепловых процессов в кабеле и грунте, скорее всего, не успеет вызвать перегрев изоляции сверх допустимой температуры 90°C . Даже при значительном росте (снижении) нагрузки постоянная времени нагрева (охлаждения) кабеля, проложенного в грунте, составляет, как правило, от нескольких часов до нескольких суток.

5.11. Усовершенствованный алгоритм АОПО КЛ

В соответствии с [200] АОПО предназначена для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки электрооборудования и ЛЭП. Для выбора уставок АОПО, в соответствии с [398], собственником КЛ должна быть предоставлена информация по длительно допустимой токовой нагрузке ($I_{\text{длит.доп}}$), с учетом технического состояния оборудования. Кроме того, при выборе выдержек времени для ступеней реализации УВ, таких как секционирование (деление) сети, отключение ГУ, ОН и отключение КЛ, необходимо полностью использовать перегрузочную способность КЛ.

Поскольку внешние климатические условия и техническое состояние КЛ в процессе эксплуатации изменяются, то и уставки АОПО необходимо выбирать с учетом указанных обстоятельств. Следовательно, для реализации принципа адаптивности целесообразно осуществить интеграцию СМТ в АОПО КЛ, которая является одним из видов локальной ПА.

В целях повышения эффективности СМТ КЛ был усовершенствован алгоритм и разработана структурная схема АОПО КЛ, представленная на

рис. 5.13, которая позволяет обеспечить реализацию вышеуказанных требований и минимизировать объемы ОН при перегрузке КЛ.

Устройство АОПО КЛ с усовершенствованным алгоритмом работает следующим образом. Для получения данных о температуре ТПЖ КЛ используются каналы телесигнализации термоконтроллера СМТ КЛ, по которым передается информация о температуре каждой фазы КЛ. В предложенном техническом решении подсистемой пофазного контроля токовой нагрузки КЛ одновременно контролируются токи в фазах КЛ, формирование разрешения на реализацию УВ, в случае превышения температуры, производится только при достижении уставки $I \geq I_{\text{длит. доп}}$. Это позволяет предотвратить излишние срабатывания АОПО КЛ при неисправности без нарушения целостности распределенных датчиков температуры и оптоволоконных линий передачи сигналов в СМТ.

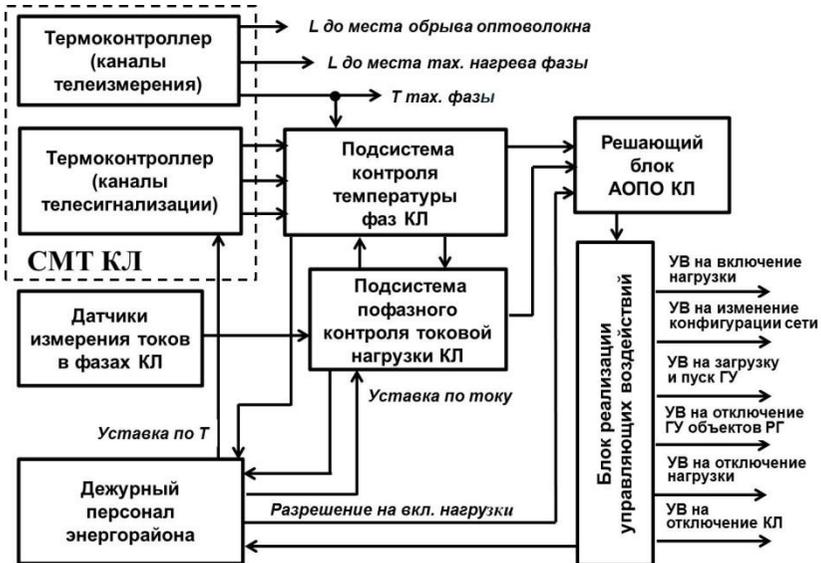


Рис. 5.13. Структурная схема усовершенствованной АОПО КЛ

Одновременно СМТ КЛ осуществляет контроль целостности оптических волокон в кабеле и формирует, в случае их повреждения, блокирующий сигнал в подсистему контроля температуры фаз КЛ. В случае обрыва оптических волокон в любом из кабелей КЛ функция контроля допустимости нагрузки КЛ возлагается на подсистему пофазного контроля токовой нагрузки КЛ, которая будет формировать УВ и разгрузку КЛ, в случае воз-

никновения перегрузки по току. Возможна реализация пофазной блокировки АОПО от обрыва оптических волокон (определяется проектом).

На этапе проектирования КЛ определяются и задаются уставки АОПО КЛ по $I_{\text{длит. доп}}$, $I_{\text{авар. доп}}$, допустимому и предельному значениям температуры КЛ, а также времени действия каждого из алгоритмов АОПО КЛ. Уставки по температуре и по токам (предупредительный сигнал; реализация УВ на разгрузку) задаются в СМТ КЛ и АОПО КЛ при наладке. Уточнение зависимости температуры ТПЖ КЛ от токовой нагрузки КЛ, с учетом условий прокладки и внешних климатических условий, осуществляется экспериментально на этапе наладки системы АОПО КЛ, с возможной ее корректировкой в процессе эксплуатации.

В случае превышения температуры ТПЖ КЛ допустимого или предельного значений в процессе перегрузки, а также при снижении температуры до допустимого значения в процессе остывания, устройство АОПО КЛ формирует соответствующие УВ. Решающий блок через блок реализации УВ обеспечивает выбранную приоритетность действий устройства АОПО КЛ для автоматического предотвращения недопустимой перегрузки КЛ. В условиях недостаточности или неэффективности мер по разгрузке КЛ может дополнительно потребоваться УВ на отключение КЛ с выдержкой времени [399, 400].

В решающем блоке АОПО КЛ реализуется функция запрета на включение отключенной действием АОПО КЛ нагрузки до момента вмешательства дежурного персонала энергорайона, дающего разрешение на ее включение. При снижении до допустимых значений температуры ТПЖ КЛ может быть реализовано как ручное, так и автоматическое включение отключенной от устройства АОПО КЛ нагрузки, в соответствии с ее приоритетностью и выбранной очередностью (определяется проектом).

Каналы телеизмерения термоконтроллера СМТ КЛ позволяют дежурному персоналу энергорайона получать информацию о текущих значениях температуры изоляции каждой фазы КЛ. В подсистеме контроля температуры фаз КЛ предусмотрена техническая возможность осуществлять расчет времени, оставшегося до достижения допустимого и предельного значений температуры, а также формировать сообщения об оставшемся времени до начала реализации УВ, в промежутке от допустимой до предельной температур, при текущей токовой нагрузке. Указанная информация может быть использована дежурным персоналом энергорайона для принятия оптимальных решений по нормализации режима работы энергорайона, особенно в послеаварийных режимах.

С учетом присоединения к сетям внутреннего электроснабжения энергорайонов объектов РГ, имеющих возможность быстро принять нагрузку, в АОПО КЛ реализуется возможность ликвидации термической

(токовой) перегрузки КЛ за счет автоматического запуска и набора мощности ГУ объектов РГ.

Вводимые в работу объекты РГ, как правило, не оснащаются заводами-изготовителями средствами автоматизации, однако для реализации указанных возможностей необходимо полностью автоматизировать процесс пуска ГУ, оснастить их средствами приема/передачи информации, в т. ч. УВ от устройств АОПО КЛ. Дополнительно необходимо обеспечить расчетную настройку уставок регуляторов мощности ГУ на скорость набора мощности, позволяющую осуществить разгрузку КЛ в необходимом объеме [401–403].

В сетях внутреннего электроснабжения энергорайонов, где трансформаторные подстанции (ТП) 6–20 кВ подключены к двум питающим ПС 110 кВ, а на ТП установлены устройства АВР, то одним из УВ АОПО КЛ может быть отключение рабочих вводов на ТП, что позволяет изменить конфигурацию сети и разгрузить КЛ, не нарушив электроснабжение потребителей [404].

Разработанный алгоритм АОПО КЛ, благодаря интеграции с СМТ КЛ, позволяет осуществлять выбор параметров срабатывания с учетом фактического технического состояния и полного использования перегрузочной способности, а также реализовывать УВ на автоматическую загрузку и пуск ГУ объектов РГ, изменение конфигурации сети и др., осуществляя ОН в минимально необходимых объемах для обеспечения надежного электроснабжения максимально возможного количества электроприемников.

5.12. Анализ современных систем мониторинга и диагностики СТ

Целью внедрения систем мониторинга и диагностики (СМиД) на силовых трансформаторах (СТ) является обеспечение эксплуатационного персонала следующей информацией:

- текущее техническое состояние СТ, причины и дефекты, обуславливающие ухудшение состояния СТ;
- остаточный, на текущий момент времени, ресурс работы СТ, т. е. возможная длительность безаварийной эксплуатации при выявленных и развивающихся дефектах;
- эффективность и сроки проведения ремонтных работ, которые должны быть выполнены для дальнейшей безаварийной эксплуатации СТ.

Нагрузочная способность СТ определяется предельно допустимым значением температуры, полученным на основе опыта длительной экс-

плуатации, при котором обеспечивается нормированный срок службы изоляции.

Важно отметить, что понятие предельно-допустимого значения температуры СТ интерпретируется по-разному в разных НТД. Так, например, согласно [405, 406], рассматривается среднее превышение температуры обмотки над температурой окружающей среды. В то же время, согласно [407, 408], в качестве допустимого значения температуры принимается температура наиболее нагретой точки (ННТ) обмоток СТ. Рекомендации [407, 408] по предельно допустимым нагрузкам основаны на расчетах, с учетом мощности СТ и типов нагрузки: нормальный продолжительный режим, нормальный режим с систематическими нагрузками, режим аварийной перегрузки. В последнем случае расчетным путем определяются также потери срока службы. Так как в большинстве используемых в России СМиД СТ применяются математические модели, предложенные в [408], то можно считать, что результаты расчетов нагрузочной способности СТ у всех СМиД будут идентичными.

Для более точной оценки нагрузочной способности конкретного СТ напряжением 35 кВ и выше необходимо в объеме заводских приемосдаточных испытаний проводить испытания на нагрузочную способность, с приложением соответствующих характеристик к паспорту СТ.

В эксплуатации применяются разработки специализированных ПАК по контролю длительности перегрузок, предназначенных для контроля теплового режима СТ и автоматического прогнозирования в режиме on-line их предельно-допустимых нагрузок, в зависимости от ожидаемой длительности нагрузки, с выдачей предупредительной и аварийной сигнализации.

К преимуществам современных СМиД СТ следует отнести возможности:

- проводить оперативный контроль основных параметров СТ в режиме on-line, включая анализ допустимости систематических и аварийных перегрузок (величину и длительность);
- выполнять ретроспективный анализ основных параметров, характеризующих техническое состояние СТ;
- своевременно выявлять негативные тенденции и осуществлять вывод СТ из работы до возникновения аварийных режимов;
- формировать библиотеку состояний контролируемого СТ, обеспечивающую индикацию перехода в аварийный режим;
- обосновывать продление срока службы СТ;
- планировать периодичность и объемы текущих ремонтов и технического обслуживания, исходя из фактического технического состояния СТ;
- повысить эффективность анализа причин аварийных отключений СТ за счет более полной информации о предаварийных режимах.

Учитывая функциональность современных СМиД СТ представляется целесообразным осуществить их интеграцию с устройствами АОПО СТ для максимального использования нагрузочной способности СТ, с учетом фактического технического состояния, с целью минимизации объемов и времени ОН в режимах систематических и аварийных перегрузок. Это позволяет обеспечить адаптивность уставок АОПО СТ, а также исключает необходимость задания нескольких групп уставок для летних и зимних температур наружного воздуха.

5.13. Схемно-алгоритмическое решение АОПО СТ

Разработано схемно-алгоритмическое решение по усовершенствованию АОПО СТ, предусматривающее интеграцию с СМиД, для контроля за температурой обмоток (верхних слоев масла) и блоком управления системой охлаждения. Предлагаемое устройство АОПО СТ позволяет осуществлять выбор параметров срабатывания с учетом фактического технического состояния и полного использования перегрузочной способности СТ, превентивно охлаждать трансформатор перед возникновением перегрузки, что создает условия для отказа от ОН или минимизации ее объемов.

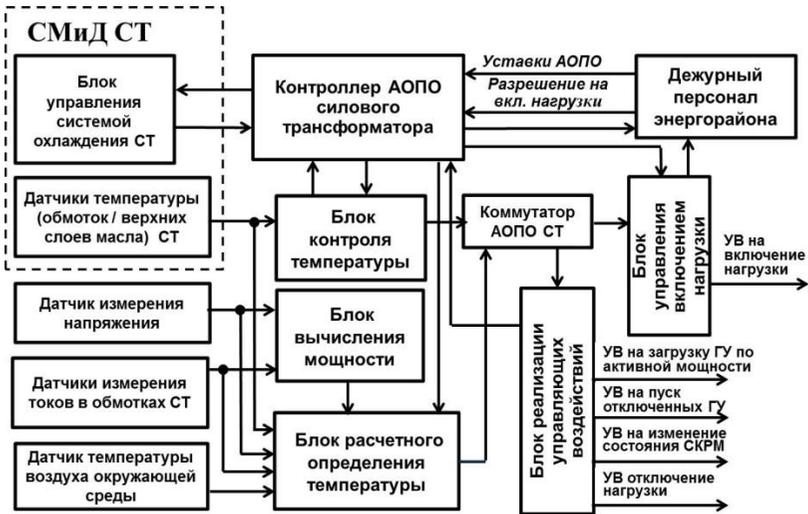


Рис. 5.14. Структурная схема АОПО СТ с усовершенствованным алгоритмом

Важно отметить, что современные СТ оснащаются СМид на заводах-изготовителях, другие – при капитальных ремонтах, которые обеспечивают в режиме on-line контроль основных параметров СТ, включая исправность системы охлаждения, а также анализ допустимости систематических и аварийных перегрузок (величина; длительность).

Разработанная структурная схема АОПО СТ с усовершенствованным алгоритмом, представленная на рис. 5.14, направлена на минимизацию недостатков существующих подходов, реализованных в цифровых терминалах АОПО, с целью ликвидации систематических и аварийных перегрузок СТ [409, 410].

Разработанный алгоритм АОПО СТ при интеграции с СМид, позволяет обеспечить:

- контроль значений температуры верхних слоев масла и обмоток в ННТ СТ (прямые или косвенные измерения);

- вычисление допустимых параметров систематических (с учетом расчетной величины износа изоляции) и аварийных перегрузок (с учетом температуры ННТ) СТ с формированием прогнозных кривых, на основании текущего теплового режима и внешних климатических условий ($T_{\text{наруж.возд}}$);

- формирование команд на форсировку системы охлаждения перед предполагаемым увеличением нагрузки СТ (прогнозный график нагрузки; архивированные суточные, недельные, месячные и сезонные графики нагрузок, с учетом праздничных дней);

- в процессе перегрузки производить расчет скорости исчерпания ресурса изоляции обмоток СТ, с определением величины общего износа изоляции за время эксплуатации СТ на текущий момент времени;

- после ликвидации перегрузки осуществлять контроль за остыванием СТ, а также сравнение фактических значений температуры с расчетными (по тепловой модели) для определения готовности СТ к возможному включению нагрузки, отключенной действием АОПО СТ;

- контроль значений токов, напряжений и мощностей (P и Q) нагрузки обмоток СТ (прямые измерения; расчетные значения);

- вычисление допустимых параметров токовой нагрузки для каждой из обмоток трансформатора на основании текущего режима работы трансформатора для систематических перегрузок (с учетом расчетной величины износа изоляции) и аварийных перегрузок (с учетом температуры ННТ);

- расчет прогнозных объемов нагрузки и времени, через которое должны быть реализованы УВ на ОН для исключения ускоренного износа изоляции обмоток СТ, с формированием соответствующей информации

дежурному персоналу энергорайона для принятия мер по плановой разгрузке СТ;

- в процессе перегрузки расчет объемов УВ и времени их реализации, выдача УВ на пуск неработающих ГУ объектов РГ, загрузку работающих ГУ, форсировку СКРМ, а также ОН [253];

- подбор присоединений секций 0,4–20 кВ под расчетные параметры УВ, с учетом категоричности и ответственности подключенных потребителей;

- формирование блокирующих и разрешающих сигналов на включение присоединений секций 0,4–20 кВ на основании данных об остывании СТ после перегрузки и готовности к включению нагрузки;

- включение/отключение присоединений секций 0,4–20 кВ (фиксация положений КА; ведение журнала событий);

- измерение токов и расчет мощностей (P и Q) присоединений секций 0,4–20 кВ в режиме on-line;

- управление электродвигателями системы охлаждения СТ;

- диагностику состояния электродвигателей системы охлаждения СТ по спектру потребляемой мощности, а также контроль изоляции в отключенном состоянии;

- формирование сигналов об исчерпании возможностей системы охлаждения СТ и/или неисправностях отдельных ее элементов.

Разработанный алгоритм АОПО СТ позволяет осуществлять автоматическое ограничение перегрузки СТ в аварийных ситуациях, реализуя оптимальные УВ для минимизации объемов и времени отключения электроприемников.

5.14. Выводы по Главе 5

1. В процессе эксплуатации энергорайоны с одним или несколькими объектами РГ могут выделяться по различным причинам в островной режим работы, в котором функционирование находящихся в эксплуатации устройств АЧР может быть некорректным.

2. С учетом применяемых подходов к формированию перечней потребителей, объемов нагрузки, заводимых под действие устройств АЧР, может быть недостаточно для конкретного энергорайона при его выделении в островной режим работы для предотвращения недопустимого снижения частоты и обеспечения надежного электроснабжения особо ответственных потребителей.

3. На основании результатов расчетов режимов доказано, что быстродействия АЧР-1 при равномерном распределении нагрузки по очередям в большинстве схемно-режимных условиях оказывается недостаточно и обосновано применение ДАР в случаях, если дефицит активной мощности велик и существует угроза возникновения лавины напряжения, что реально, когда в составе нагрузки преобладают электродвигатели.

4. Разработан усовершенствованный алгоритм АЧР, использующий дополнительно информацию о напряжениях в узлах, схемно-режимной ситуации в прилегающей сети, данные от блоков контроля предшествующего режима и результаты имитационного моделирования. Алгоритм позволяет, с учетом повышенного быстродействия (0,02–0,035 с), предотвращать возможности возникновения лавины частоты и напряжения в островном режиме работы энергорайона.

5. Режимы со снижением напряжения в промышленных энергорайонах имеют существенные особенности, поэтому находящиеся в эксплуатации устройства АОСН с типовыми алгоритмами работы и параметрами настройки не позволяют предотвратить возникновение в них лавины напряжения.

6. Обосновано, что определение оптимального состава и объемов УВ целесообразно производить на основании результатов расчетов режимов в различных схемно-режимных ситуациях, а после идентификации режима осуществлять только выбор варианта реализации алгоритма АОСН, с выдачей УВ на соответствующие исполнительные устройства.

7. Доказано, что выбор и реализация превентивных УВ АОСН позволяет предотвратить возможность возникновения лавины напряжения при аварийных возмущениях или недопустимых отклонениях параметров режима за счет эффективного использования ресурсов по реактивной мощности как энергорайона, так и энергосистемы, с учетом имеющихся ограничений.

8. Разработано схемно-алгоритмическое решение по совершенствованию АОСН, использующее дополнительные пусковые/блокирующие органы, фиксирующие режимные параметры (выработка/потребления активной и реактивной мощности), информацию о схемно-режимной ситуации в прилегающей сети и состоянии систем технологической безопасности, данные от блоков КПП и результаты имитационного моделирования. Алгоритм позволяет, с учетом повышенного быстродействия (0,02–0,035 с), содействовать предотвращению лавины напряжения в энергорайоне при аварийных возмущениях, отказавшись от ОН или минимизировав ее объемы за счет реализации превентивных УВ.

9. Обоснована возможность перегрузок ТПЖ по току, не допуская при этом приближения температуры изоляции к ее предельному значению, на вновь строящихся и вводимых в эксплуатацию КЛ напряжением 110 кВ и выше для повышения эффективности их использования.

10. Доказана эффективность оснащения новых КЛ напряжением 110 кВ и выше системами мониторинга температуры, работающими в режиме on-line и позволяющими осуществлять контроль за температурой изоляции КЛ, с целью своевременного принятия мер по предотвращению ее перегрева свыше 90°C.

11. Обоснована целесообразность интеграции системы мониторинга температуры КЛ в АОПО КЛ для учета фактического технического состояния КЛ и полного использования ее перегрузочной способности по току. Это позволяет на этапе проектирования осуществлять выбор кабеля, соединительных и концевых муфт без существенного завышения сечения, обеспечивая: выбор сечения ТПЖ КЛ по критерию «N-1», с отказом от критерия «N-2»; использование типового или фактического графика нагрузки; предотвращение перегрева кабеля при достижении предельных значений токовой нагрузки.

12. Разработан усовершенствованный алгоритм АОПО КЛ, в котором реализована интеграция с СМТ КЛ, для выбора параметров срабатывания АОПО, с учетом фактического технического состояния и полного использования перегрузочной способности КЛ, а также эффективной реализации УВ на ГУ объектов РГ для отказа от ОН или минимизации ее объемов.

13. Нагрузочная способность СТ в процессе эксплуатации изменяется, поэтому адаптация уставок АОПО СТ невозможна без учета информации о текущих измерениях и диагностических данных о техническом состоянии СТ, длительности и значений предшествующей нагрузки, температуры охлаждающей среды, которые оказывают существенное влияние на выбор видов и объемов УВ, включая ОН, а также время отключения электроприемников.

14. Обоснована необходимость интеграции систем мониторинга и диагностики в АОПО СТ для учета фактического технического состояния и полного использования нагрузочной способности. Учитывая то, что в распределительных сетях растет число СТ, работающих в режиме систематической перегрузки, а расчетные величины аварийной перегрузки достигают 100 % и более, целесообразно новые СТ заказывать с СМид, в которых реализована функция контроля нагрузочной способности.

15. Разработано схемно-алгоритмическое по совершенствованию АОПО СТ, в котором реализована интеграция с СМид, что позволяет осуществлять выбор параметров срабатывания АОПО, с учетом фактического

технического состояния и полного использования перегрузочной способности СТ, а также превентивно охлаждать трансформатор до момента возникновения перегрузки для отказа от ОН или минимизации ее объемов.

16. Доказана эффективность реализации УВ от устройств ПА на ГУ объектов РГ, включая пуск неработающих ГУ, загрузку ГУ по реактивной мощности, разгрузка ГУ по активной и загрузка по реактивной мощности в пределах регулировочных диапазонов, с целью отказа от ОН или минимизации ее объемов для обеспечения надежного электроснабжения потребителей.

17. Для реализации УВ на ГУ объектов РГ необходимо полностью автоматизировать процесс пуска ГУ по команде от устройств ПА, оснастить объект РГ средствами приема УВ и передачи информации об их исполнении, обеспечить расчетную настройку уставок регуляторов мощности ГУ на скорость набора мощности, позволяющую осуществить разгрузку оборудования.

РАЗРАБОТКА СХЕМНЫХ РЕШЕНИЙ И СПОСОБОВ АДАПТАЦИИ АЛГОРИТМОВ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СЕТЕВОЙ И РЕЖИМНОЙ АВТОМАТИКИ

6.1. Вводная часть

В энергорайонах с объектами РГ широко применяются устройства автоматики энергосистем (сетевой и режимной автоматики) [198, 411], а именно:

- автоматический ввод резерва (АВР);
- автоматический регулятор частоты вращения (АРЧВ) ГУ;
- автоматический регулятор возбуждения (АРВ) ГУ.

Присоединение объектов РГ к сетям внутреннего электроснабжения энергорайона приводит к изменению схемно-режимных условий, оказывая, в ряде случаев, существенное влияние на находящиеся в эксплуатации устройства сетевой автоматики. Это относится как к корректности их работы, в соответствии с заданными алгоритмами, так и к правильности срабатывания, в соответствии с выбранными уставками.

В реальных условиях возможно возникновение таких режимов генерации и потребления в энергорайоне, при которых будут созданы условия, когда находящиеся в эксплуатации устройства АВР не сработают, в соответствии с заданными алгоритмами и уставками, увеличится время их срабатывания. Причем лавина напряжения в узле нагрузки возникнет раньше и срабатывание АВР будет недопустимо [412].

Как упоминалось ранее, ГУ зарубежных заводов-изготовителей, широко применяемых на объектах РГ в России, оснащаются системами АРЧВ и АРВ, которые соответствуют требованиям национальных стандартов тех зарубежных стран, где они произведены. Поэтому они имеют свои особенности, которые и определяют характер протекания переходных процессов и параметры аномальных режимов в энергорайонах [254].

Для установления возможности применения ГУ с системами АРЧВ зарубежных заводов-изготовителей, в условиях функционирования конкретных энергорайонов, требуется проведение анализа на предмет:

- адекватности способа переключения алгоритмов регулирования в системе АРЧВ условиям функционирования во всех возможных схемно-режимных ситуациях в энергорайоне с объектами РГ;

- правильности выполнения переключений алгоритмов регулирования в системе АРЧВ, если на первичные возмущения накладываются действия устройств РЗА, а на изменения текущих параметров режима влияют переходные процессы на соседних электростанциях и в узлах нагрузки;

- допустимости запаздывания в переключении алгоритмов регулирования в системе АРЧВ по условиям работы самих ГУ, сети внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона и электроприемников потребителей [12].

В соответствии с требованиями отечественных нормативно-технических документов (НТД), например, п. 3.3.52 [238] синхронные машины (генераторы, компенсаторы, электродвигатели) должны быть оборудованы устройствами АРВ. Требования к АРВ регламентированы в соответствующих стандартах на системы возбуждения [256, 257]. Для генераторов и синхронных компенсаторов мощностью менее 2,5 МВт, за исключением генераторов электростанций, работающих изолированно или в энергосистеме небольшой мощности, допускается применять только устройства релейной форсировки возбуждения. Важно отметить, что в отечественных и зарубежных НТД имеются различия в технических требованиях к системам возбуждения синхронных машин [263].

При этом первичное регулирование реактивной мощности и напряжения возлагается на АРВ ГУ и синхронных компенсаторов (СК), а также автоматические регуляторы напряжения (АРН) управляемых СКРМ. В пределах располагаемых диапазонов регулирования по реактивной мощности АРВ ГУ и СК поддерживают заданные значения напряжения на выводах со статизмом в диапазоне, как правило, 2–4 %. Устройства АРВ действуют непрерывно во всех режимах работы ГУ и СК, в соответствии с заложенными в них передаточными функциями и алгоритмами регулирования [260].

Однако, ряд зарубежных заводов-изготовителей ГУ использует специальный алгоритм управления работой АРВ ГУ, ориентированный на смягчение воздействия внезапных набросов электрической нагрузки на генератор, что является нетиповым для России техническим решением и требуется проведение анализа допустимости его применения в энергорайонах с объектами РГ [413].

Результаты комплексных расчетов режимов в энергорайонах с объектами РГ зависят от наличия достоверной информации о параметрах и характеристиках ГУ, включая алгоритмы работы и параметры настройки устройств РЗА и ТА, а также верифицированных моделей систем автоматического регулирования (АРЧВ; АРВ), которыми оснащены ГУ.

При разработке проектов присоединения объектов РГ необходимо проводить анализ корректности технических решений по алгоритмам работы и параметрам настройки ранее установленных в прилегающей сети устройств автоматики энергосистем, проводя для этой цели комплексные расчетный анализ установившихся режимов и переходных процессов.

Дополнительно требуется проведение проверки согласованности алгоритмов работы и параметров настройки устройств автоматики энергосистем, находящихся в эксплуатации, с алгоритмами работы и уставками новых устройств автоматики, которые вводятся в работу при подключении объекта РГ. Это необходимо для разработки и реализации, в случае необходимости, соответствующих организационных и технических мероприятий как на ГУ объекта РГ, так и в сетях внешнего и внутреннего электропитания энергорайонов.

В данной главе определены характерные области послеаварийных режимов, подлежащие анализу, в случае присоединения объектов РГ к сетям внутреннего электроснабжения энергорайонов, разработано схемное решение для линейного и секционного АВР, сформированы предложения по повышению быстродействия их пусковых органов, а также разработаны рекомендации по адаптации алгоритмов функционирования устройств АРЧВ и АРВ современных ГУ зарубежных заводов-изготовителей.

6.2. Расчетные условия для анализа режимов работы устройств АВР

Переходные процессы, вызванные действием АВР в различных схемно-режимных условиях, зависят главным образом от состава электроприемников, технических характеристик ГУ объектов РГ на резервируемом участке сети, быстродействия АВР и «жесткости» резервного питания. Последнее удобно характеризовать величиной z_{Σ} – эквивалентное суммарное внешнее сопротивление ветви резервного питания от шин нагрузки и до эквивалентных шин бесконечной мощности (т. е. до точки приложения

эквивалентной ЭДС всех внешних ГУ). Сопротивление z_{Σ} рассматривается относительно базисного сопротивления

$$z_{\text{баз}} = U_{\text{ном}}^2 \cdot \cos\varphi_n / P_n,$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение на шинах нагрузки (6 или 10 кВ), P_n – суммарная нагрузка.

Главный из параметров электроснабжения – относительное сопротивление $z_{\Sigma} / z_{\text{баз}}$. Реально разброс его значений ограничен: снизу – отключающей способностью КА, сверху – требованиями по устойчивости ГУ и электродвигателей. Поэтому переходные процессы, в которых функционируют устройства АВР разных видов, в значительной мере однотипны.

В приведенных ниже расчетах рассматривались устройства линейного АВР (рис. 6.1а) и секционного АВР (рис. 6.1б). На расчетных схемах показаны эквиваленты основных элементов сети внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона.

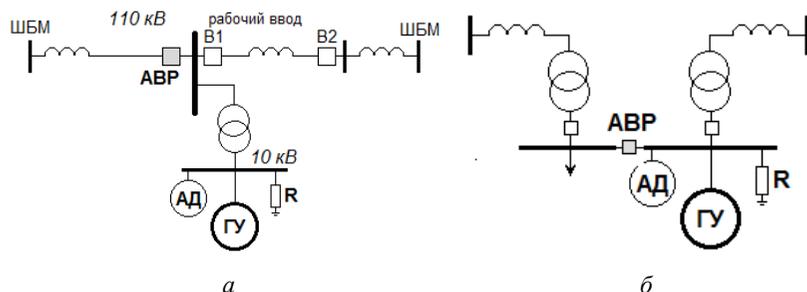


Рис. 6.1. Расчетные схемы:
а – линейный АВР; б – секционный АВР

Параметры обеих расчетных схем подобраны таким образом, что бы относительные внешние сопротивления $z_{\Sigma} / z_{\text{баз}}$ были одинаковыми (12,4 %). При таком внешнем сопротивлении самозапуски АД, даже при отключении ГУ объектов РГ, осуществимы вплоть до доли АД в суммарной нагрузке ≈ 80 %, что соответствует обычным условиям электроснабжения промышленного энергорайона; при большей доле АД успешные самозапуски во многих схемно-режимных условиях невозможны.

Основные варьируемые параметры, которые использовались в расчетах:

– доля d АД в суммарной нагрузке (коэффициент загрузки АД по активной мощности – 0,75; остальная нагрузка – статическая с постоянным сопротивлением R); величина d изменяется в диапазоне $0 \leq d \leq 100$ %;

– доля p генерации ГУ объектов РГ (отношение номинальной мощности ГУ $P_{г,ном}$ к суммарной нагрузке P_n) изменяется в диапазоне $0 \leq p \leq 100$ %.

При этом ГУ во всех исходных режимах загружены до номинальной мощности (режимы с меньшей загрузкой ГУ более благоприятны в отношении устойчивости). Кратковременно располагаемые мощности ГУ заданы в размере 110 % от номинальных значений. Указанные параметры в приведенных ниже результатах расчетов варьировались, остальные взяты такими, как у газопоршневых ГУ компании GE–Jenbacher единичной мощностью 2 МВт.

Основные расчетные параметры устройств АВР в схеме на рис. 6.1а: уставка пускового органа по напряжению (ПОН) – 30 В вторичных, выдержка времени – 0,61 с; уставка пускового органа по частоте (ПОЧ) – 48,5 Гц (в случае использования), выдержка времени – 0,4 с; время подачи напряжения от резервного ввода после срабатывания ПОН (без контроля синхронизма) – 0,46 с. Время включения КА резервного ввода при отключении рабочего в схеме на рис. 6.1а принято равным 0,25 с.

При выполнении расчетов необходимо использовать верифицированные модели ГУ и их технические характеристики (не типовые) для адекватной оценки влияния ГУ объектов РГ на режимы работы сети внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона. Факторы, оказывающие существенное влияние на результаты расчетов и требующие детального анализа, следующие:

– допустимость или недопустимость включения ГУ на параллельную работу с энергосистемой при большой разности фаз напряжений;

– наличие и уставки устройств РЗ, действующих на отключение ГУ при снижении напряжения на выводах;

– вид применяемой на ГУ системы возбуждения: независимая система возбуждения (питание осуществляется от возбудителя); система самовозбуждения (питание осуществляется от выводов ГУ);

– применяемый принцип регулирования в АРЧВ (по единому закону во всех схемно-режимных условиях или с переключением алгоритмов).

Если при переходе ГУ из режима параллельной работы с энергосистемой в островной (автономный) возможна неправильная работа системы АРЧВ ГУ, то вопрос о присоединении ГУ объектов РГ значительно шире, чем вопрос выбора алгоритмов и параметров настройки устройств АВР, и требует проведения анализа переходных процессов, как показано ниже.

В случае присоединения к сетям внутреннего электроснабжения энергорайона объектов РГ необходимо принимать во внимание то, что традиционно используемое размыкание кольцевых схем с установкой устройств АВР в местах разрыва может стать фактором, снижающим надежность электроснабжения потребителей по причине возможных отключений ГУ в переходных процессах, особенно в случае возникновения затяжных КЗ, ликвидируемых резервными защитами с выдержками времени.

6.3. Особенности функционирования линейного АВР при снижении напряжения

Если схемно-режимная ситуация и возмущение таковы, что АВР не может сработать по факту отключения рабочего ввода (ввод не отключается) и потому срабатывает по факту снижения напряжения, то априори ясно, что наличие ГУ на резервируемом участке сети повышает остаточные напряжения. Это может препятствовать штатному срабатыванию устройства АВР.

Срабатывание линейного АВР по факту снижения напряжения возможно, например, в схеме рис. 6.1а при возмущении, показанном на рис. 6.2 (линия между КА В1 и В2 – короткая и ее сопротивление незначительно). Рассмотрим худший по условиям работы электроприемников случай отключения КА В3 в результате близкого трехфазного КЗ, с временем его ликвидации – 0,18 с.

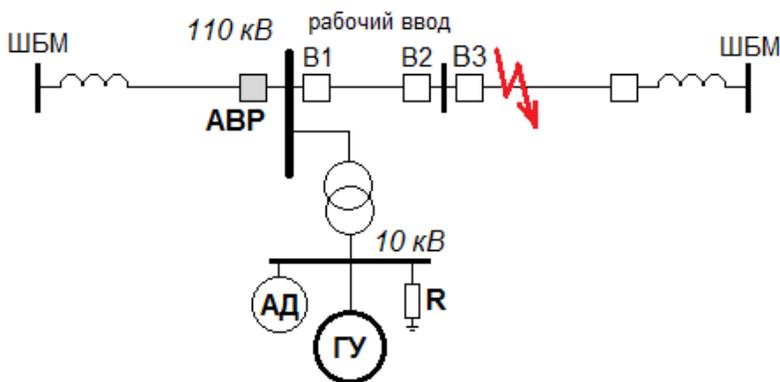


Рис. 6.2. Упрощенная однолинейная схема сети с линейным АВР

Важно отметить, что в рассматриваемых схемно-режимных условиях параметры переходных процессов в значительной мере зависят от технических характеристик ГУ.

6.3.1. ГУ с СНВ не отключающиеся при снижении напряжения

Рассмотрим случай, когда ГУ оснащены системой независимого возбуждения (СНВ), которые обеспечивают величину максимальной форсировки, не зависящую от напряжения на выводах ГУ, и не отключаются при снижении напряжения в процессе ликвидации КЗ.

Величина механической постоянной инерции T_J в расчетах, приведенных в п. 6.3, принята равной 2 с. Вопрос о роли величины T_J в определении требований к параметрам настройки устройств АВР, подробно рассмотрен в п. 6.4.1.

Результаты расчетов режимов показывают, что во многих случаях, возможных в рассматриваемой схеме при разных сочетаниях состава нагрузки ($0 \leq d \leq 100\%$) и генерации ($0 \leq p \leq 100\%$), работа электроприемников нарушается. Области возможных послеаварийных режимов (ПАР) показаны на рис. 6.3.

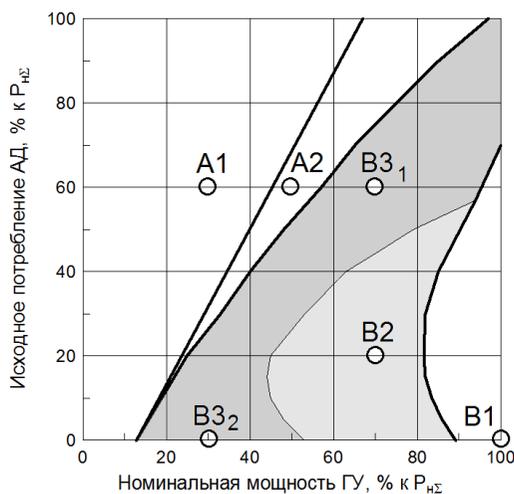


Рис. 6.3. График возможных ПАР в случае срабатывания линейного АВР по факту снижения напряжения

Примеры переходных процессов для всех зон ПАР показаны на рис. 6.4*a, б, в, г, д, е*). В областях, где устройства АВР срабатывают, возможны:

- нормальное срабатывание (исходные параметры режима соответствуют области **A1**);
- увеличение времени срабатывания АВР вследствие того, что ГУ повышают напряжение и ПОН не срабатывает до того момента пока торможение АД не вызовет достаточного снижения напряжения (область **A2**).

Несрабатывания устройства АВР могут привести:

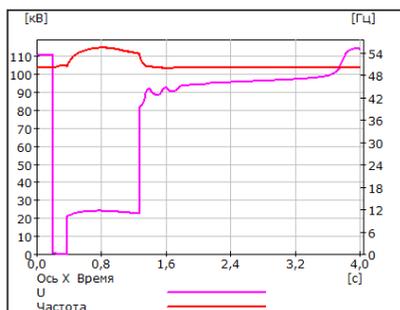
- к режимам, где исходные параметры соответствуют области **B1** и которые можно рассматривать как кратковременно допустимые по напряжению ($U > U_{кр}$) и по частоте (условно принято $f > 45$ Гц). Данные режимы могут возникать по причине снижения мощности, потребляемой АД и СД при снижении частоты, а также статическими электроприемниками при снижении напряжения. Эти режимы ограничены допустимой продолжительностью форсировки возбуждения ГУ и срабатыванием устройств АЧР в энергорайоне;

– к режимам, соответствующих области **B2**, когда частота снижается, а напряжение, благодаря форсировке возбуждения ГУ, остается выше $U_{кр}$;

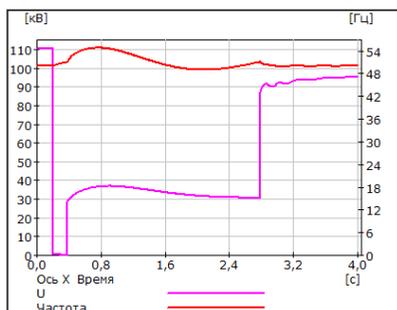
- к возникновению лавины напряжения – область **B3**.

Ниже показаны примеры переходных процессов, исходные состояния для которых показаны на рис. 6.3 кружками.

Удаленные и неполнофазные КЗ приводят при несрабатывании АВР к таким ПАР, которые несколько более благоприятны, чем показано, так как в начале процесса (во время КЗ) двигатели тормозятся меньше, чем при близких трехфазных КЗ.



a



б

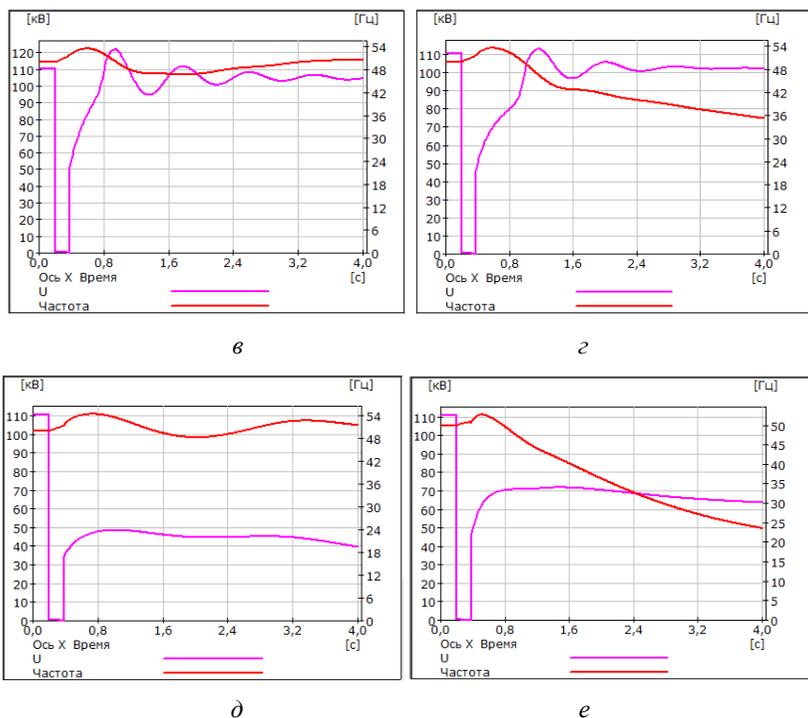


Рис. 6.4. Переходные процессы в режимных областях:
a – **A1** ($d = 60 \%$, $p = 30 \%$); *б* – **A2** ($d = 60 \%$, $p = 50 \%$);
в – **B1** ($d = 0$, $p = 100 \%$); *з* – **B2** ($d = 20 \%$, $p = 70 \%$);
д – **B3**, точка $B3_1$ ($d = 60 \%$, $p = 70 \%$); *e* – **B3**, точка $B3_2$ ($d = 0$, $p = 30 \%$)

В области **B3**, когда высока вероятность возникновения лавины напряжения, срабатывание АВР необходимо, но:

- может произойти отказ в срабатывании ПОН, так как при лавине напряжения оно снижается по-разному, и его действующие значения могут содержать переменные составляющие;

- может быть недопустимым, т. к. замыкание связи между ПС, где только что прошла лавина напряжения, и нормально работающими ПС может привести к распространению лавины напряжения и дополнительным отключениям электроприемников потребителей.

Переходный процесс в области **B3** (точка $B3_1$), где $d = 60 \%$, $p = 70 \%$, характеризуется тем, что напряжение после ликвидации КЗ не восстанавливается выше 48% от $U_{ном}$, что приводит к отключению значительного

количества электроприемников, при этом частота в энергорайоне повышается до 52 Гц.

Переходный процесс в области ВЗ (точка ВЗ₂), где $d = 0$, $p = 30\%$, характеризуется тем, что напряжение после ликвидации КЗ восстанавливается до 70 % от $U_{\text{ном}}$, что приводит, учитывая значительный дефицит активной мощности, к плавному снижению частоты в энергорайоне с 50 до 24 Гц за 4 с от начала КЗ (без учета срабатывания устройств АЧР в энергорайоне).

На параметры ПАР и, следовательно, на эффективность АВР с пуском по факту снижения напряжения, могут оказать влияние, кроме упомянутого, следующие два фактора.

1. *Подпитка места КЗ СД и АД.* Этот фактор так же, как и наличие ГУ, содействует повышению остаточного напряжения и препятствует срабатыванию устройства АВР по факту снижения напряжения: АД – на короткое время (во многих случаях только на десятые доли секунды), СД – на время, пока их скорость вращения не снизится значительно. В первом приближении кратковременную выдачу реактивной мощности работающими АД можно не учитывать, а верхнюю (завышенную) границу влияния СД можно оценить, принимая генерацию p в узле не как $P_{\text{г.ном}} / P_{\text{н}}$, а как $(P_{\text{г.ном}} + P_{\text{СД.ном}}) / P_{\text{н}}$.

2. *Параметры источника питания в ПАР после срабатывания АВР.* Увеличение суммарного внешнего сопротивления питания нагрузки (что возможно, например, в ремонтных режимах питающей сети) создает трудности в обеспечении самозапусков электродвигателей. Вероятность срабатывания АВР по факту снижения напряжения при этом увеличивается, а вероятность восстановления нормальной работы электроприемников уменьшается.

Основными противоаварийными мероприятиями в этом случае являются:

- повышение быстродействия АВР (см. п. 6.4.1);
- реализация ОН по факту снижения напряжения, а в островном (автономном) режиме работы энергорайона с объектом РГ (например, при отказе АВР) и по факту снижения частоты;
- отключения тормозящихся электродвигателей.

6.3.2. ГУ с ССВ не отключающиеся при снижении напряжения

У генераторов, которые оснащены системой самовозбуждения (ССВ), питание обмотки возбуждения осуществляется через трансформатор, подключенный выводам генератора, поэтому фактический потолок возбужде-

ния пропорционален снижению напряжения (с точностью до величины остаточной намагниченности ротора) [414].

В островном (автономном) режиме работы применение ГУ с ССВ может оказаться неудовлетворительным. Близкие КЗ вызывают значительные снижения тока возбуждения генератора, поэтому к моменту ликвидации КЗ ток возбуждения будет недостаточен для быстрого восстановления напряжения после ликвидации КЗ. Напряжение будет нарастать постепенно, т.е. провалы напряжения будут более длительными, и в случае выделения энергорайона в островной (автономный) режим работы с одним объектов РГ/ГУ этот недостаток ССВ окажется решающим. Генераторы с ССВ не могут повышать напряжение, если оно сильно снижено, поэтому в случае применения в энергорайоне на объектах РГ таких ГУ, последние не будут препятствовать штатному срабатыванию устройств АВР при снижении напряжения.

На графике, представленном на рис. 6.5, показана разницу между ССВ и СНВ в островном (автономном) режиме работы. В данном случае моделировалась бесщеточная система возбуждения с вращающимися диодами. Расчеты выполнены для двух исходных режимов работы ГУ: без нагрузки и с промышленной нагрузкой, равной 90 % номинальной мощности ГУ. В последнем случае самозапуск всей нагрузки невозможен, поэтому 50 % нагрузки во время КЗ отключается [254].

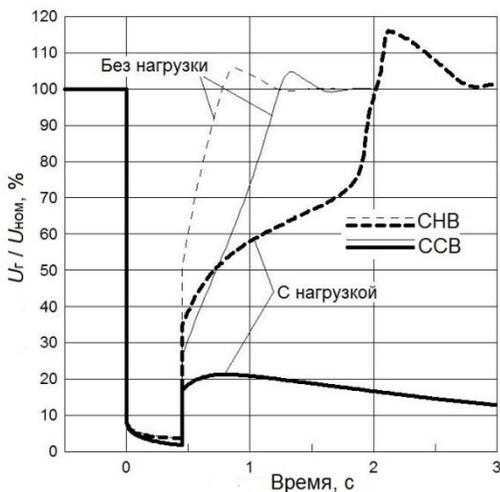


Рис. 6.5. График, поясняющий различия в процессах восстановления напряжения после ликвидации трехфазного КЗ у генераторов с СНВ и ССВ

В рассмотренном примере питание нагрузки от ГУ с СНВ обеспечивает восстановление работы не отключенных электроприемников – в отличие от ГУ с ССВ. Таким образом, в случае применения ССВ будут требоваться бóльшие объемы ОН.

После срабатывания устройства АВР, когда резервное питание подано от энергосистемы, напряжение значительно повышается и, поскольку часть активной и реактивной нагрузки берут на себя ГУ объекта РГ, самозапуски электродвигателей происходят успешно. В рассмотренных выше условиях (рис. 6.2) замена ГУ СНВ на ССВ всегда приводит к удовлетворительным, хотя и затяжным переходным процессам, пример которых приведен на рис. 6.6.

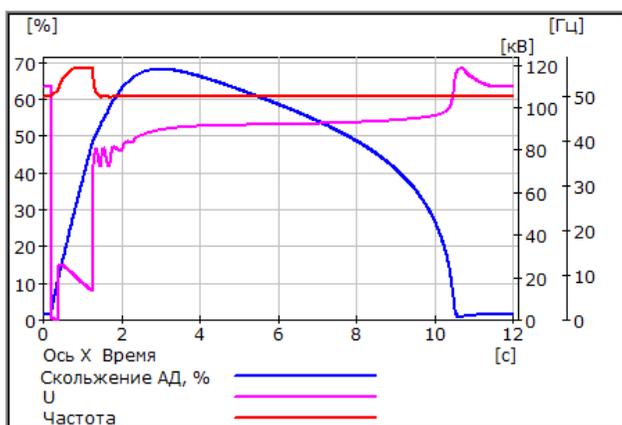


Рис. 6.6. Переходный процесс в случае применения на ГУ с ССВ при $d = 90\%$, $p = 100\%$

При этом нужно учитывать, что в случае возникновения других возмущений, особенно в островном (автономном) режиме работы ГУ с ССВ, вероятности восстановления нормальной работы электроприемников со значительной долей электродвигателей нередко оказываются недопустимо низкими.

6.3.3. ГУ, отключающиеся при снижении напряжения

У значительного числа ГУ, применяемых на объектах РГ, зарубежные заводы-изготовители выбирают уставки устройств РЗ таким образом, что

ГУ отключаются при неглубоких и недлительных снижениях напряжения (например, если $U < 90\%$ с выдержкой времени 200 мс). Такие уставки устройств РЗ выбираются заводами-изготовителями с целью предотвращения повреждений ГУ за счет их быстрого отключения от сети при внешних возмущениях [344].

В случае отключения ГУ объектов РГ при кратковременных провалах напряжения последствия могут быть следующими:

- если резервное питание достаточно мощное, допускающее самозапуски электродвигателей, и если применение ГУ имеет целью решение экономических задач (например, утилизация вторичных энергоресурсов), а не обеспечение надежного электроснабжения особо ответственных электроприемников основного технологического процесса, то отключение ГУ снимает препятствия к срабатыванию устройств АВР и не сказывается на функционировании технологического оборудования;

- если необходимые самозапуски и нормальная работа особо ответственных электроприемников не осуществимы при отключении ГУ объекта РГ, то должен быть либо изменен алгоритм работы и параметры настройки устройства АВР, либо изменены уставки устройств РЗ ГУ, действующих на отключение ГУ при снижении напряжения.

6.4. Особенности функционирования секционного АВР в энергорайонах с объектами РГ

Особенности функционирования секционного АВР заключаются в том, что их срабатывание должно происходить с учетом следующих условий:

- при понижении напряжения на шинах резервируемой секции шин в случае КЗ на присоединениях (фидерах) за КА или при КЗ на присоединениях системы шин питающей данную секцию (глубокое снижение напряжения). В этих случаях КЗ ликвидируются быстродействующими защитами, время его ликвидации составляет $\approx 0,09\text{--}0,11$ с. Для исключения действия устройства АВР в данном случае выбирается соответствующая выдержка времени;

- при понижении напряжения на шинах резервируемой секции шин в случае КЗ на присоединениях (фидерах) за КА и элементами с сосредоточенными параметрами (реакторами, трансформаторами) этой секции или аналогичном КЗ на присоединениях системы шин питающей данную секцию (остаточное напряжение составляет 20–40 % от $U_{ном}$). В этих случаях

КЗ ликвидируются защитами с выдержкой времени, поэтому время его ликвидации составляет $\approx 1,1-1,6$ с.

Как правило, в расчетах применяют наибольшую выдержку времени зашит присоединений, отходящих от шин данной секции (резервируемой АВР) и системы шин питающей данную секцию плюс время запаса (Δt), т. е. время срабатывания устройства АВР составит $\approx 2-2,5$ с:

– если в системе электроснабжения наряду с анализируемым устройством АВР есть еще и устройство АВР, расположенное ближе к источнику питания (например, когда установлено устройство АВР на стороне 110 кВ, а также установлено устройство АВР на стороне 6–10 кВ), то согласование между собой устройств АВР производится уставками по времени срабатывания. Следовательно, время срабатывания АВР на стороне 6–10 кВ должно быть больше времени АВР на стороне 110 кВ. Время запаса (Δt), в зависимости от применяемых типов КА и реле времени принимают равным 1–2 с, поэтому время срабатывания устройства АВР на стороне 6–10 кВ составит $\approx 3-4,5$ с;

– если на питающей ВЛ имеется устройство АПВ, то время действия АВР должно быть больше времени АПВ, чтобы АВР срабатывало только в случае неуспешного АПВ. Как правило, выдержки времени линейных АПВ при повреждениях на ВЛ 110 кВ принимаются не менее 4–5 с, т. е. время срабатывания устройства АВР будет составлять $\approx 6,25-7,25$ с.

Учитывая приведенные особенности, встречаются случаи, когда резервное питание подается через 2–7,25 с после возникновения аварийного возмущения. Увеличение продолжительности перерыва электроснабжения создает, как показано ниже, значительные трудности с присоединением к сетям внутреннего электроснабжения энергорайона объектов РГ.

Важно отметить, что сокращение времени ликвидации КЗ в сети устройствами РЗ необходимо для того, чтобы сократить вероятность излишних отключений ГУ объектов РГ и всё это отражается как на алгоритмах работы устройств АВР, так и на последствиях переходных процессов.

6.4.1. Применение ГУ, не допускающих несинхронных включений

Находящиеся в эксплуатации устройства АВР, как правило, осуществляют включение резервного питания без контроля разности фаз напряжений. В случае применения на объектах РГ ГУ, которые не допускают включений с большой разностью фаз напряжений, выбор противо-

аварийных мер зависит от основных целей применения ГУ, величины ущерба, вызванных временным отключением ГУ, а также от результатов технико-экономического сопоставления вариантов различных технических решений. Основные варианты решений могут быть следующими:

- автоматическое отключение ГУ до срабатывания устройства АВР – штатная работа устройства АВР – автоматический или автоматизированный повторный пуск ГУ – синхронизация и набор мощности ГУ;

- реализация мероприятий по предотвращению нарушений основных технологических процессов у потребителей: применение источников бесперебойного питания; отключение части электродвигателей для обеспечения самозапуска наиболее ответственных и др. [9];

- повышение быстродействия АВР (выбор временной программы работы устройства АВР – определяется расчетами переходных процессов) с одновременным применением быстродействующих устройств РЗ, действующих без выдержки времени на отключение поврежденного участка сети;

- применение технических решений, аналогичных АПВ с контролем синхронизма (ожиданием; улавливанием);

- специальное управление переходным процессом, обеспечивающее допустимую разность фаз напряжений при включении ГУ.

Ниже рассматривается вопрос о том, какое быстродействие АВР является достаточным, чтобы предотвратить срабатывание устройства АВР при большой разности фаз напряжений. Для этого достаточно, чтобы синхронная динамическая устойчивость ГУ к моменту включения резервного питания не успевала нарушиться. В таком случае асинхронный режим ГУ не возникает даже кратковременно, а, следовательно, отсутствуют условия для возникновения большой разности фаз напряжений в момент включения.

Основной параметр, определяющий критическое время по динамической устойчивости ГУ, – механическая постоянная инерции ГУ, T_J , с. Значения T_J , близкие к 1 с, характерны для ГПУ и трехфазных ГТУ, около 3 с – для мощных ГПУ и двухфазных ГТУ, 6–8 с – для паротурбинных генераторов небольшой и средней мощности, 10–12 с – для однофазных ГТУ.

Для схемы, приведенной на рис. 6.1б, рассчитаны два крайних случая: трехфазное КЗ вблизи шин и потеря основного питания без КЗ, поэтому все реальные случаи будут оказываться в этом диапазоне. Собственное время отключения маломасляных КА принято равным 0,08 с, вакуумных или элегазовых – 0,04 с; время включения, соответственно, 0,14 и 0,08 с. Результаты расчетов показаны на рис 6.7.

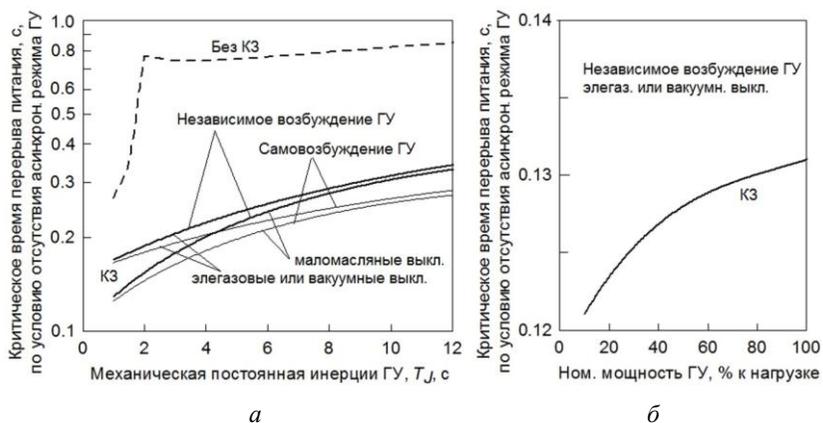


Рис. 6.7. Длительности перерыва питания, допустимые для ГУ:
a – в зависимости от механической постоянной инерции ГУ;
б – в зависимости от величины покрытия нагрузки ГУ, %

Значения критического времени на рис. 6.7*a*, в случаях отсутствия КЗ, при малых T_j резко снижаются. Это происходит вследствие того, что малоинерционные ГУ не успевают в начале аварийного режима принять дополнительную нагрузку и их скорость вращения быстро увеличивается, приближая момент перехода в асинхронный режим. При близких КЗ взаимное влияние ГУ и АД практически отсутствует.

Худшими, в отношении переходных процессов ГУ, являются случаи с возникновением многофазных КЗ. Таким образом, наличие в узле нагрузки таких ГУ, которые не допускают несинхронных включений (с большой разностью фаз напряжений), не оставляет времени для отстройки АВР от возмущений, при которых действие АВР не требуется. Этот вывод практически не зависит от относительной мощности ГУ, как следует из рис. 6.7*б*.

Пример процесса с трехфазным КЗ и АВР для схемы, приведенной на рис. 6.1*б*, с продолжительностью перерыва питания 0,3 с и параметрами, характерными для элегазовых или маломасляных выключателей, показан на рис. 6.8.

Переходный процесс в рассматриваемом случае был бы полностью благополучным и для ГУ и для нагрузки, если бы несинхронное включение с большой разностью фаз было допустимо для ГУ.

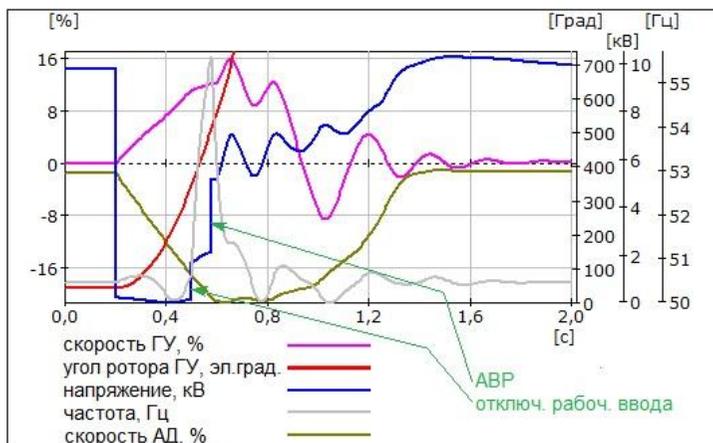


Рис. 6.8. Переходный процесс с АВР после трехфазного КЗ, $T_J = 2$ с

Однако разность фаз напряжений к моменту АВР составляет 155° , т. е. велика опасность механического разрушения приводного двигателя ГУ.

6.4.2. Оценка эффективности применения ПОН и ПОЧ в АВР

В связи с рассмотренными выше требованиями к быстрдействию АВР применение пусковых органов, действующих только при снижении напряжения, в общем случае неприемлемо.

Снижение частоты на резервируемой секции шин (по отношению к частоте резервного источника) является необходимым и достаточным признаком потери внешнего питания в случае пассивной нагрузки, в том числе содержащей СД. Присоединение ГУ объектов РГ влияет на процессы $U(t)$ примерно таким же образом, как и в случае подключения СД, но процессы $f(t)$ меняются радикально. Два примера переходных процессов показаны на рис. 6.9.

В исходном режиме (рис. 6.9) величина генерации объектом РГ составляет $p = 40\%$ от суммарной нагрузки, что при потере внешнего питания создает начальный дефицит активной мощности равный $\approx 150\%$; параметры ГУ выбраны следующими: $T_J = 2$ с, система возбуждения ГУ – СНВ, КА – элегазовые.

В случае, представленном на рис. 6.9а, частота в начале аварийного процесса снижается ($f_{\min} = 48,5$ Гц), а потом дефицит активной мощности полностью ликвидируется вследствие снижения напряжения (на 68% к

концу перерыва питания), снижения скорости вращения АД и временного увеличения мощности ГУ (на 10 % по отношению к номинальной).

В случае, представленном на рис. 6.9б, частота вообще почти не снижается ($f_{\min} = 49,6$ Гц): нагрузка при $U \approx 6\%$ от $U_{\text{ном}}$ близка к нулю (бросок частоты обусловлен коммутационными процессами: в момент включения КА ГУ принимает из сети мощность в размере 210 % от $P_{\text{ном}}$).

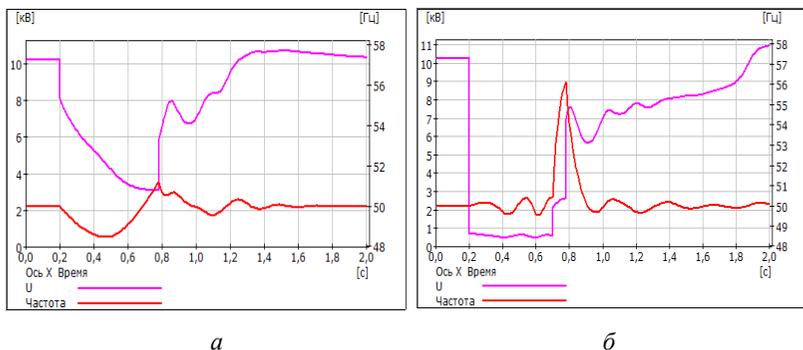


Рис. 6.9. Переходные процессы с перерывом электроснабжения на 0,58 с и срабатыванием АВР: а – без КЗ; б – с близким трехфазным КЗ

Учитывая изложенное, можно сделать вывод, что при наличии в энергорайоне ГУ объектов РГ изменения частоты тоже не являются надежным признаком потери рабочего питания на секции шин, однако применение ПОЧ в схемах АВР в целом ряде схемно-режимных ситуаций эффективно.

Поскольку необходимость повышения быстродействия АВР обусловлена наличием в энергорайоне ГУ объектов РГ, а в процессе эксплуатации возможны схемно-режимные ситуации, когда все ГУ будут отключены, то сохранение ПОН в схемах АВР целесообразно.

Вопрос о возможных переходных процессах со снижением частоты в целом шире, чем вопрос применения АВР в энергорайонах с объектами РГ, и включает в себя вопросы применения устройств АЧР, рассмотренные в главе 5.

Последние рассчитаны и ориентированы на большие системные аварии, в которых дефицит мощности может распространяться на значительные территории, что позволяет на них размещать устройства АЧР более или менее равномерно, с учетом степени ответственности нагрузки на которых они воздействуют. Общий объем нагрузки, отключаемый устройствами АЧР, должен быть не менее 60 % максимального прогнозного потребления мощности энергосистемы. Присоединение к сетям внешнего

или внутреннего электроснабжения энергорайонов объектов РГ и ежегодный рост числа случаев аварийного выделения энергорайонов на островной (автономный) режим работы приводят к тому, что возможные местные дефициты мощности могут значительно возрастать, а графики $f(t)$ могут терять монотонность. Указанные особенности влияют на выбор параметров настройки устройств АЧР-1 и АЧР-2 в выделяемом на островной (автономный) режим работы энергорайоне [200].

6.5. Анализ допустимости срабатывания устройств АВР

При выделении энергорайона с объектами РГ в островной (автономный) режим работы могут возникать схемно-режимные условия, когда ГУ, подключенные к разным секциям шин, будут работать несинхронно. Это возможно в случаях, если секционные выключатели на секциях шин среднего и низкого напряжения в сети внутреннего электроснабжения энергорайона будут по каким-либо причинам отключены (для снижения токов КЗ).

В указанных условиях действие АВР в сети внутреннего электроснабжения, а также ряд типовых операций, как например, кратковременное замыкание двух секций, выполняемых дежурным персоналом с целью проведения оперативных переключений, становится недопустимым и опасным. На рис. 6.10а,б приведены примеры недопустимых коммутаций, приводящих к несинхронному замыканию связей между ГУ объекта(-ов) РГ.

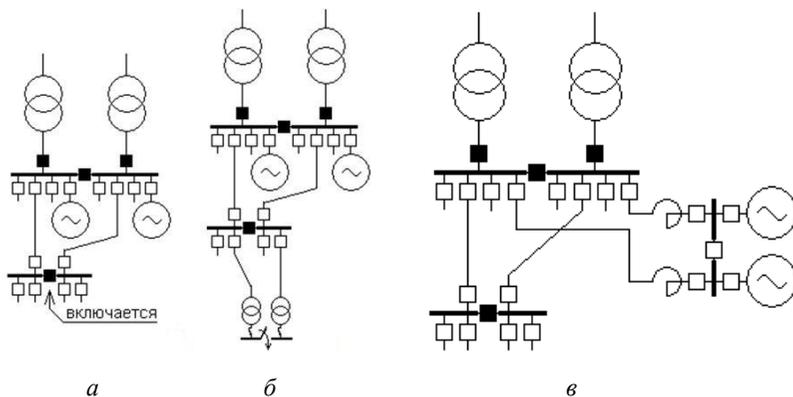


Рис. 6.10. Упрощенные однолинейные схемы внутреннего электроснабжения энергорайона с объектами РГ: а – в сети генераторного напряжения; б – в сети низкого напряжения; в – неполное секционирование сети

Если нормальное положение секционных КА в энергорайоне – отключенное, то при выделении в островной (автономный) режим работы должны автоматически вводиться блокировки недопустимых коммутаций на всех РП и ТП в сети внутреннего электроснабжения энергорайона.

Имеется принципиальная возможность неполного секционирования сети энергорайона, при котором секционный КА на объекте РГ будет нормально замкнут, и ГУ будут работать параллельно, как показано на рис. 6.10в. В этом случае вводить блокировки на коммутации не потребуется, но реализация данного технического решения должна быть предусмотрена проектом.

6.6. Схемное решение для линейного и секционного АВР

Разработано схемное решение с целью совершенствования алгоритмов линейного и секционного АВР, использующее ПОН и ПОЧ, информацию о схемно-режимной ситуации в прилегающей сети и результаты комплексных расчетов режимов, блокирующие органы по разности частот, разности фаз и величине располагаемой мощности резервного ввода. Данное решение, с учетом повышенного быстродействия (0,02–0,035 с), позволяет снизить длительность перерывов электроснабжения (при пуске по факту снижения напряжения) и предотвратить повреждения ГУ от несинхронных включений. На рис. 6.11 представлена разработанная структурная схема линейного и секционного АВР.

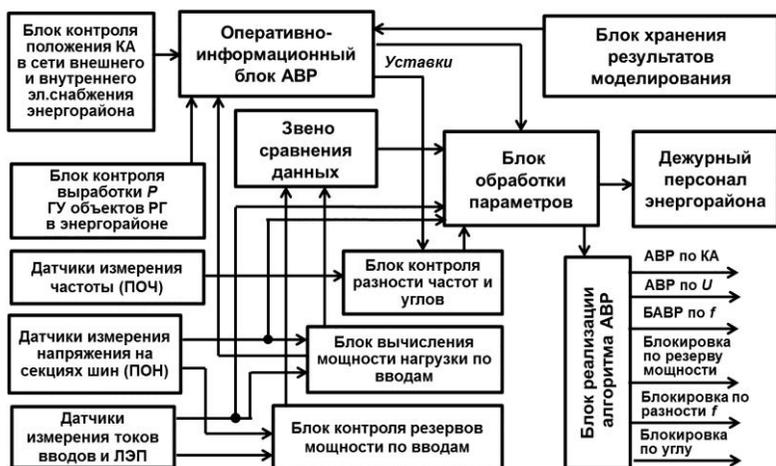


Рис. 6.11. Структурная схема линейного и секционного АВР

В схемном решении для линейного и секционного АВР производится измерение напряжения и частоты в энергорайоне с объектами РГ, определяется поврежденный участок сети на основе контроля напряжений и положения секционирующих КА, проводится предварительное имитационное моделирование функционирования энергорайона в нормальных и аварийных режимах, по результатам которого определяют варианты возможных алгоритмов функционирования АВР, заносятся данные имитационного моделирования в блок хранения результатов моделирования (БХРМ). С учетом внедрения информационных систем в ряде случаев информация о положении КА может поступать из SCADA – систем, а также систем телемеханики, предназначенных для управления режимом сети внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона.

При этом, непрерывно производятся измерения токов в ветвях и напряжений в узлах и фиксируется положение КА электроустановок энергорайона с последующим определением на этой основе режима работы энергорайона, оценивается соотношение суммарной мощности ГУ объектов РГ к суммарной мощности нагрузки, а также соотношение потребления двигательной нагрузкой к суммарной нагрузке и по совокупности этих соотношений выбирается оптимальный алгоритм функционирования АВР. Для выбранного алгоритма задаются уставки ПОН и ПОЧ, определяется необходимость их совместного или раздельного применения, выдается сигнал на КА, обеспечивающий функционирование АВР при срабатывании ПОН и/или ПОЧ [415, 416].

Принятие решения о совместном или раздельном применении ПОН и ПОЧ в различных схемно-режимных условиях работы энергорайона осуществляется на основании результатов распознавания режимной области, покажем это на примере рис. 6.3:

– в области **A1** – обеспечивается нормальное срабатывание АВР – достаточно использования ПОН;

– в области **A2** – фиксируется увеличение времени срабатывания АВР – используется ПОН, но с контролем допустимой длительности снижения напряжения (уставка по времени);

– в области **B1** – фиксируется незначительное снижение напряжения и частоты, которые выше критических значений – используются совместно ПОН и ПОЧ (одна группа уставок по напряжению и частоте);

– в области **B2** – фиксируется незначительное снижение напряжения, которое ограничено допустимой продолжительностью форсировки возбуждения ГУ, и значительное снижение частоты – используются совместно ПОН и ПОЧ (другая группа уставок по напряжению и частоте);

– в области ВЗ – фиксируется глубокое снижение напряжения – используется ПОН с контролем положения секционирующих КА на резервируемой линии, обеспечивая срабатывание АВР без выдержки времени.

Уставочные значения ПОН и ПОЧ выбираются по результатам имитационного моделирования для каждой режимной области, величины которых зависят от суммарной выработки ГУ объектов РГ, а также суммарной мощности и состава нагрузки, подключенной к секциям шин в энерго-районе.

В звене сравнения данных (ЗСД) осуществляется проверка допустимости переключения нагрузки от резервируемой на резервирующую секцию шин. В случае недостаточности резерва мощности для подключения аварийного участка сети ЗСД сформирует блокирующий сигнал по резерву мощности для предотвращения возможности развития аварии в энерго-районе [417, 418].

В блоке обработки параметров (БОП) осуществляется алгоритма функционирования АВР в конкретной схемно-режимной ситуации с учетом имеющихся возможностей и ограничений. Из БОП в блок реализации алгоритма АВР подаются команды на реализацию АВР с пуском по положению КА, пуском по снижению напряжения, пуском по частоте. Сигнал на запрет АВР формируется исходя из достаточности дополнительной нагрузочной способности резервного ввода для подключения аварийного участка сети, а также разности частот и разности фаз напряжений на резервируемой и резервирующей секциях шин, с целью предотвращения возможности возникновения аварий, в т. ч. с повреждением ГУ.

6.7. Особенности функционирования АРЧВ ГУ объектов РГ

В преобладающей мировой практике принято регулировать ГУ, работающие параллельно с энергосистемой, на постоянство мощности, а вне мощной сети – на постоянство частоты. Для АРЧВ ГУ, работа которых предусматривается в обоих схемно-режимных условиях, используется комбинированное регулирование: когда ГУ отделяется от энергосистемы, регулирование автоматически переключается с алгоритма поддержания мощности на поддержание частоты. Выбор способа переключения алгоритмов регулирования в АРЧВ в данном случае имеет решающее значение: опыт эксплуатации показывает, что в конкретных схемно-режимных условиях он может работать некорректно [254].

Если переход от режима параллельной работы к островному (автономному) идентифицируется АРЧВ ГУ по отключенному состоянию заранее выбранных КА на объекте РГ (один блок контролирует у различных зарубежных заводов-изготовителей ГУ до 5 КА), а в реальной схеме разрыв произойдет на другом КА, в удалении от объекта РГ, то переключения алгоритмов регулирования в АРЧВ ГУ не произойдет. В этом случае, после выделения в островной (автономный) режим и соответствующего изменения генерируемой мощности, АРЧВ будет по-прежнему пытаться восстановить исходную мощность, изменяя подачу топлива, что приведет к более или менее значительным отклонениям частоты и продолжение работы ГУ может оказаться невозможным.

Аналогичные ситуации могут происходить, если в качестве признака для переключения алгоритмов в АРЧВ принят сброс большой мощности ГУ (АРЧВ контролирует скорость сброса мощности и использует его в качестве признака выделения в островной (автономный) режим с питанием собственных нужд и/или отдельных потребителей от шин генераторного напряжения), а фактическое изменение нагрузки после выделения меньше или имеет другой знак [264].

Причинами, по которым энергорайоны с объектами РГ выделяются в островной режим, могут быть аварийные отключения ЛЭП, особенно в ремонтной схеме сети внешнего электроснабжения, или срабатывания устройств МДА. Величина нагрузки в энергорайоне может быть любой, однако, если нагрузка выделяемого в островной режим работы энергорайона превышает суммарную располагаемую мощность ГУ объектов РГ, то одновременно с выделением реализуются соответствующие УВ на ОН.

Проведем анализ способа переключения алгоритмов регулирования в АРЧВ, используемого на ГТУ одного из зарубежных заводов-изготовителей. Сигнал о переходе в островной (автономный) режим формируется, если имеет место сброс мощности: не менее 50 % $P_{ном}$ в течение 200 мс. В дальнейшем данный алгоритм был модифицирован заводом-изготовителем с целью исключения формирования сигнала о переходе ГТУ в островной (автономный) режим при возникновении синхронных качаний в энергосистеме. Таким образом, недопущение излишних переключений алгоритма АРЧВ с режима параллельной работы с энергосистемой в островной (автономный) – приоритетная задача, позволяющая предотвратить излишние отключения ГТУ с нарушением электроснабжения потребителей.

Рассмотренные принципы относятся как к одновальным, так и многовальным ГТУ. У первых суммарные моменты инерции всех масс, враща-

ющихся вместе с ротором генератора, примерно вчетверо больше, чем у ГТУ со свободной силовой турбиной (многовальных) при той же мощности генератора, а, следовательно, эти различия влияют на скорость изменения параметров режима в переходных процессах.

В расчетах принято, что ГТУ, в режиме параллельной работы с энергосистемой, загружены по активной мощности на 80 % от $P_{ном}$. В приведенных результатах расчетов показано 7 вариантов, различающихся величинами нагрузки на шинах генераторного напряжения: от 5 до 100 % от суммарной мощности всех работающих ГТУ.

Параметры переходных процессов, существенные в рассматриваемом вопросе, – активные мощности и частота. Основные расчетные параметры приняты следующими:

- регулирование мощности в режиме параллельной работы с энергосистемой: изменение мощности газотурбинного двигателя (ГТД), направленное на поддержание $P_r = const$, с постоянной скоростью равной 20 % от $P_{ном}$;

- регулирование частоты: со статизмом 0,5 %, с постоянной времени на увеличение мощности 800 мс и на снижение мощности 650 мс;

- нагрузка энергорайона на 60 % состоит из АД.

Результаты расчетов показывают, что переходные процессы при выделении ГТУ в островной (автономный) режим работы мало зависят от того, предшествовало им КЗ или нет. На рис. 6.12 показаны переходные процессы при условии, что АРЧВ не изменяет подачу топлива в ГТД и, следовательно, мощность ($P_{ГТД}$) остается неизменной. Отличия в переходных процессах с начальным трехфазным КЗ (0,15 с) и без КЗ заметны только в самом начале, на отрезке времени, примерно равном удвоенной длительности КЗ.

В переходных процессах (рис. 6.12) система переключения алгоритмов АРЧВ фиксирует переход к островному (автономному) режиму, если изменения нагрузки ΔP равны -60% и -75% и в этих двух случаях включается алгоритм поддержания частоты. В остальных случаях в АРЧВ остается в работе алгоритм поддержания заданной мощности. При выделении ГТУ в островной (автономный) режим со снижением нагрузки (изменение генерации ΔP от -40% до -5%) частота в энергорайоне будет соответственно повышаться, а алгоритм поддержания мощности АРЧВ будет пытаться вернуть генерацию активной мощности к заданной величине, увеличивая подачу топлива в ГТД. Это в незначительной мере скажется на величине электрической мощности, но еще больше повысит частоту в энергорайоне. При набросах нагрузки на ГТУ ($+5\%$, $+20\%$)

действие алгоритма поддержания мощности АРЧВ усилит понижение частоты.

Переходные процессы на больших интервалах времени показаны на рис. 6.13. На представленных графиках видно, что в пяти вариантах, где переключения алгоритма АРЧВ не происходит, частота в энергорайоне всё больше уходит от номинальной. Если происходит переключение алгоритма АРЧВ на поддержание частоты ($\Delta P = -60\%$ и -75%), то частота в энергорайоне устанавливается на значениях, соответствующих заданному статизму.

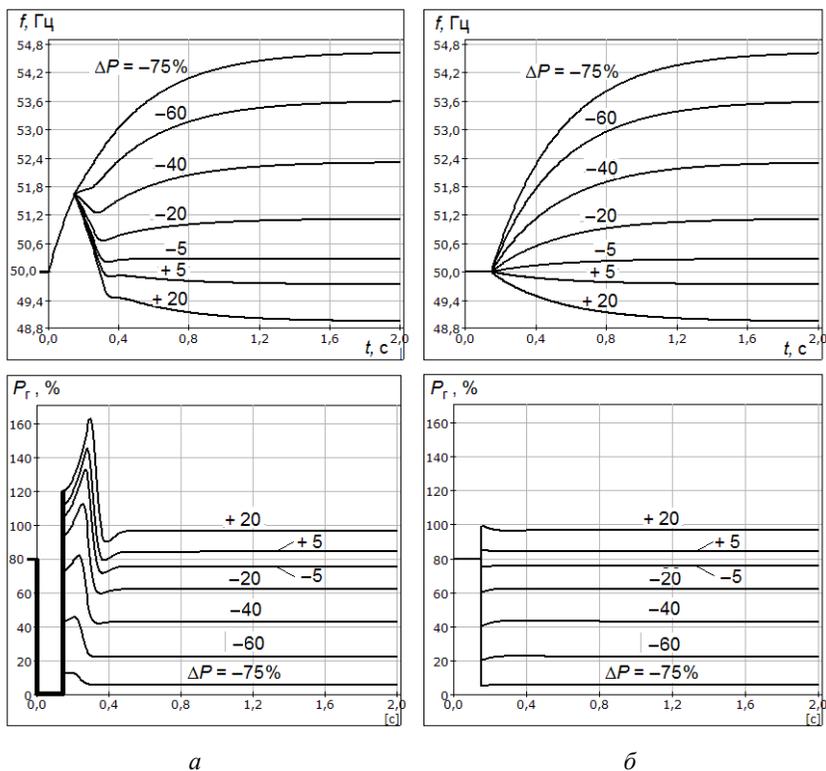


Рис. 6.12. Переходные процессы (частота; генерируемая мощность) при выделении в островной (автономный) режим многоваловой ГТУ без изменения подачи топлива, с разными сбросами и набросами нагрузки ΔP : а – при трехфазном КЗ; б – без КЗ

Рассматриваемые переходные процессы одинаковы для многовальных и одновальных ГТУ, т. к. скорость изменения частоты, в случае, если АРЧВ работает с алгоритмом поддержания мощности, соответствующем режиму параллельной работы с энергосистемой, определяется скоростью, с которой АРЧВ подтягивает мощность ГТУ к заданной величине. Изменения механической постоянной инерции ГТУ здесь влияют только на начальную часть переходных процессов, что видно из сравнения графиков на рис. 6.13.

При моделировании не учитывались последствия переходных процессов, связанные с возможностью погасания факела в ГТД при большом сбросе нагрузки, а также другие факторы, например, не допускающие длительную работу ГТУ с низкой нагрузкой, а также не учитывались срабатывания устройств АЧР в энергорайоне.

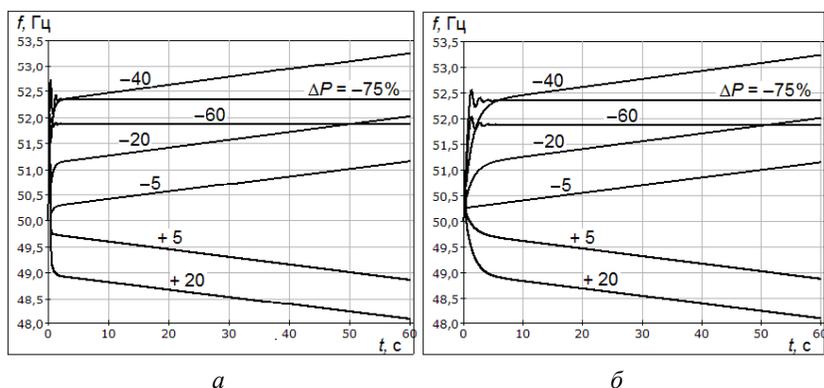


Рис. 6.13. Переходные процесс, что на рис. 6.10а (при трехфазном КЗ), но на большем интервале времени, с учетом действия системы регулирования подачи топлива:
а – многовальные ГТУ; б – одновальные

Применительно к отечественной электроэнергетике рассматриваемые процессы неудовлетворительны в двух отношениях:

1. Большой сброс генерируемой мощности в общем случае непригоден в качестве индикатора перехода генераторов из режима параллельной работы с энергосистемой в островной (автономный), т. к. в разных схемно-режимных условиях изменение мощности при переходе может быть любым и по величине, и по знаку.

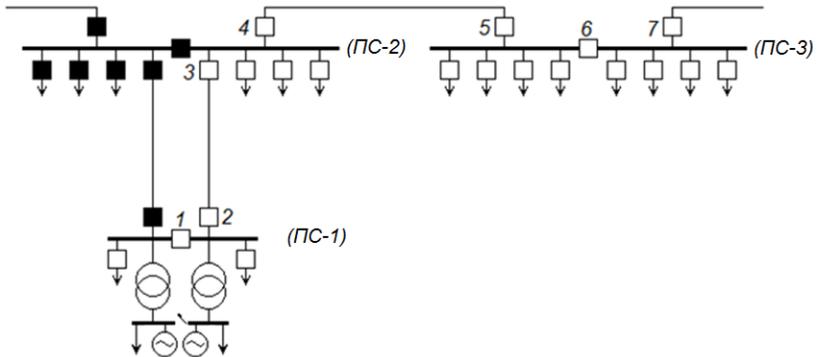


Рис. 6.14. Упрощенная однолинейная схема
(вывод в ремонт одной секции шин ПС-2; разрыв связи объекта РГ с энергосистемой будет иметь место при отключении любого из КА 1–7, из которых КА 3–7 не относятся к числу контролируемых АРЧВ ГУ)

Другой ранее описанный принцип идентификации перехода ГУ в островной (автономный) режим основан на контроле состояния КА между энергорайоном и энергосистемой. Если включен хотя бы один из контролируемых КА, то режим идентифицируется как параллельный, в противном случае – островной (автономный). Но и в этом случае может возникнуть ситуация, когда не будет зафиксирован переход в островной (автономный) режим, что возможно, если разрыв связи произойдет вне зоны контроля системы переключения алгоритмов АРЧВ, как показано на рис. 6.14.

2. В случае применения АРЧВ с комбинированным регулированием цена ошибки в идентификации режима работы ГУ принципиально разная, когда островной (автономный) режим будет идентифицироваться как режим параллельной работы с энергосистемой, и наоборот.

Если при внезапном переходе ГУ в островной (автономный) режим АРЧВ будет продолжать работать с алгоритмом поддержания мощности, то, как показано выше, возможны значительные отклонения частоты в энергорайоне и, как следствие, отключения ГУ с нарушением электропитания всех электроприемников потребителей.

Если же система переключения алгоритмов АРЧВ ложно зафиксирует переход в островной (автономный) режим в то время, как ГУ будут продолжать работать параллельно с энергосистемой, и перейдет на алгоритм поддержания частоты с заданным статизмом, то ничего аварийного не произойдет, хотя заданная генерация будет обрабатываться не точно. При

отклонениях частоты в энергосистеме от номинального значения генерация будет немного изменяться. Генераторы, работающие параллельно с энергосистемой, с алгоритмом АРЧВ поддержания частоты со статизмом 4,5 %, принятым в России, и не участвующие во вторичном регулировании частоты, будут при значительных вариациях частоты в размере +0,1 Гц обрабатывать заданную мощность с ошибками в размере ± 5 % от номинальной мощности.

Если бы в случаях, показанных на рис. 6.12 и 6.13, в АРЧВ использовался непрерывно действующий алгоритм поддержания частоты со статизмом 4,5 % (рис. 6.15), то переходные процессы при выделении ГТУ в островной (автономный) режим работы были бы значительно более удовлетворительными.

В действующей отечественной нормативно-технической документации [245] нормируется (пп. 4.4.3 и 4.6.2) статизм регулирования скорости в размере 4–5 % для энергоблоков с паровыми и газовыми турбинами, а комбинированное регулирование не рассматривается.

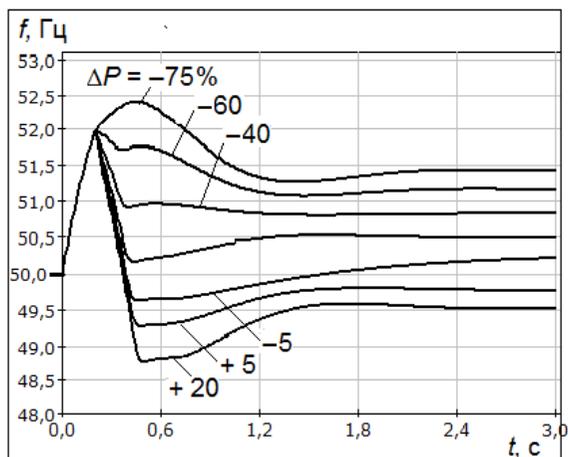


Рис. 6.15. Переходные процессы, аналогичные рис. 6.10б, но с непрерывно действующим алгоритмом АРЧВ поддержания частоты со статизмом 4,5 %

Для приведения реализованного в АРЧВ ГУ объектов РГ комбинированного регулирования в соответствие с требованиями отечественных НТД необходимо заблокировать систему переключения алгоритмов АРЧВ и

задать статизм регулирования частоты в диапазоне 4–5 %. Для ГУ большой мощности дополнительно следует учитывать вопрос взаимодействия первичного регулирования частоты и автоматического вторичного регулирования частоты и мощности (АВРЧМ) в энергосистеме.

6.8. Причины применения модуля согласования нагрузки в АРВ ГУ

Рассмотрим ГУ объектов РГ с приводом от двигателей внутреннего сгорания (ДВС), работающие в островном (автономном) режиме работы, т. е. при отсутствии мощных электростанций, обеспечивающих поддержание нормальных уровней напряжения и частоты в сети [419].

Особенностью ДВС как приводов ГУ является большее, чем у ГТД, запаздывание роста механической мощности при скачкообразном увеличении (набросе) электрической нагрузки на генератор. Эта особенность связана с использованием в ДВС системы турбонаддува, которая необходима потому, что для правильной работы ДВС требуется подача воздуха тем бóльшая, чем бóльшую мощность он развивает. Воздух подается компрессором, который вращает турбина, рабочим телом которой являются выхлопные газы ДВС.

Когда САР ДВС увеличивает подачу топлива, то возрастает объем выхлопных газов, что приводит к увеличению скорости вращения турбины и компрессора, обеспечивая необходимое увеличение подачи воздуха. Однако, момент инерции компрессора и турбины препятствует быстрым изменениям их скорости вращения, вследствие чего выход ДВС на допустимый режим работы с большей мощностью происходит с запаздыванием по отношению к набросу электрической нагрузки на генератор.

Работа ДВС при недостатке воздуха приводит к локальным перегревам шатунно-поршневой группы, а при больших провалах скорости вращения не обеспечивает давление, необходимое в фазе сжатия для воспламенения рабочей смеси. Рассмотренные аспекты вызывают необходимость ограничивать набросы электрической нагрузки на ГУ с приводом от ДВС, работающие в островном (автономном) режиме. Примеры таких ограничений, введенных 4 (четырьмя) разными зарубежными заводами-изготовителями ГУ, приведены на рис. 6.16, в зависимости от величины исходной нагрузки. Интервалы времени между последовательными набросами нагрузки на ГУ ограничиваются временным диапазоном, как правило, не менее 1–2 минут.

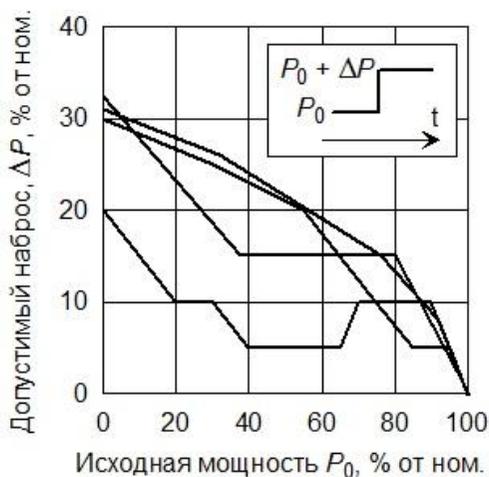


Рис. 6.16. Графики ограничения набросов нагрузки на ГУ

В указанных условиях заводы-изготовители ГУ с приводом от ДВС ищут пути эффективного решения двойной задачи:

- обеспечить достаточную приемистость ГУ;
- предохранить ДВС от опасных динамических режимов при набросах нагрузки на генератор.

Первый способ, рассмотренный в главе 4, заключается в выборе заводами-изготовителями таких уставок устройств РЗ ГУ, срабатывание которых приводит к отключению ГУ при кратковременных отклонениях параметров режима. К недостаткам данного способа относятся частые излишние отключения ГУ при КЗ, в т. ч. удаленных, в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона, а также в случае возникновения других кратковременных аномальных режимов [198, 412].

Второй способ, анализируемый далее, заключается в применении специального управления работой устройства АРВ ГУ, ориентированный на смягчение воздействий внезапных набросов электрической нагрузки на генератор.

Такое управление применяется на выпускаемых ГУ, например, зарубежным заводом-изготовителем «Leroy-Somer»¹. Типовая система АРВ ГУ типа AREP/PMG дополнена модулем LAM (Load agreement module – модуль согласования нагрузки).

¹ Техническая документация «Генераторы переменного тока LSA 47.2 – 4-х полюсные. Установка и техническое обслуживание». Leroy-Somer, 1998.

Принцип работы модуля LAM предполагает двойное воздействие на АРВ ГУ: во-первых, понижение уставки АРВ по напряжению при значительном снижении частоты, во-вторых, дальнейшее снижение возбуждения пропорционально снижению частоты, с разной крутизной характеристик. Оба воздействия, при значительных набросах нагрузки, уменьшают напряжение на выводах ГУ, что приводит к соответствующему снижению нагрузки, тем самым облегчая переходные процессы.

Если ГУ с приводом от ДВС используются для работы в островном (автономном) режиме, с целью обеспечения надежного электроснабжения потребителей, то необходимо провести анализ функционирования модуля LAM в различных схемно-режимных условиях, чтобы установить, в каких случаях его применение дает значимый положительный эффект, а в каких случаях действие модуля LAM может оказаться неблагоприятным и даже недопустимым [420].

6.9. Анализ эффективности применения модуля LAM

Рассмотрим переходные процессы, в которых к исходной величине нагрузки на ГУ присоединяется дополнительная нагрузка с таким же составом электроприемников. В приведенных результатах расчетов фигурируют четыре варианта управления возбуждением ГУ, в которых реализованы алгоритмы управления аналогичные примененным в модуле LAM:

1 – обычное устройство АРВ, обеспечивающее поддержание напряжения (5 единиц номинального возбуждения на единицу напряжения) с компаундированием по току (0,6 единиц номинального возбуждения на единицу тока);

2 – обычное устройство АРВ плюс первое управление LAM, реализованное как снижение уставки АРВ по напряжению, когда частота ниже 48 Гц, с возвратом к нормальной уставке, если частота в течение 0,2 с выше 49 Гц;

3 – обычное устройство АРВ плюс второе управление LAM, реализованное как сигнал, пропорциональный частоте (1 единица номинального возбуждения на единицу частоты) с соответствующими дополнительными сигналами, обеспечивающими колебательную устойчивость регулирования, пропорциональными производным частоты и напряжения (наличие дополнительных сигналов зависит от ряда параметров АРВ и не влияет на выводы по расчетам);

4 – обычное устройство АРВ плюс оба указанных управления LAM.

Оценка тяжести режима после наброса нагрузки на ГУ в данном анализе выполняется по глубине снижения частоты, при этом другие факторы, обусловленные набросами нагрузки, не учитываются.

Результаты расчетов подтвердили возможность получения существенного положительного эффекта от применения модуля LAM, если нагрузка имеет значительный регулирующий эффект активной мощности по напряжению¹.

В переходном процессе, показанных на рис. 6.17, нагрузка обладает указанным свойством, т. к. доля АД в ней составляет 5 %, остальное – статические электроприемники, например, бытовые, поэтому регулирующий эффект велик. Исходная генерация в рассматриваемом режиме $P_0 = 30\%$, величина наброса нагрузки $\Delta P = 30\%$ от $P_{\text{ном}}$.

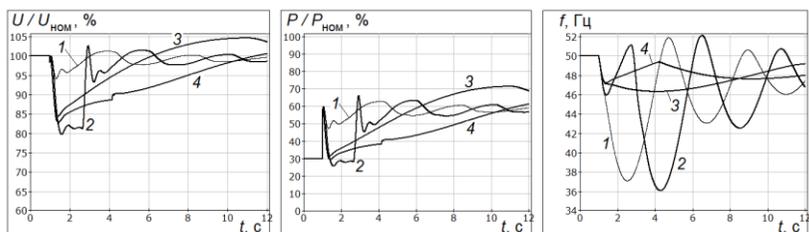


Рис. 6.17. Переходный процесс при набросе нагрузки на автономно работающую ГУ (нагрузка с регулирующим эффектом $K_{PU} \approx 1,9$ отн. ед.)

В этом переходном процессе с обычным АРВ частота в энергорайоне снижается на 13 Гц (вариант 1), а при двойном управлении LAM (вариант 4) – только на 3 Гц. Однако, в данном случае быстрый возврат напряжения к нормальному уровню (2) приводит к резкому увеличению амплитуды второго колебания частоты и последующих: первое снижение частоты в варианте 2 происходит на 4 Гц, последующие – на 14 и 7,5 Гц.

Поскольку благоприятный эффект от снижения напряжения действием LAM опирается на существенную зависимость нагрузки от напряжения, то он, очевидно, будет снижаться, если в нагрузке увеличится доля АД, т. к. снизится величина регулирующего эффекта активной мощности нагрузки по напряжению K_{PU} .

¹ Регулирующий эффект активной мощности по напряжению, измеренный или рассчитанный для точки нормального режима $U_{\text{ном}}$, $P_{\text{ном}}$, равен $K_{PU} = \frac{dP}{dU} \cdot \frac{U_{\text{ном}}}{P_{\text{ном}}}$.

Дополнительно следует учесть, что перевод питания электроприемников с одного источника на другой за счет срабатывания устройства АВР содержит бестоковую паузу. В этом случае, если в нагрузке мощность, потребляемая АД, мала, то параметры режима ГУ в момент подключения такой нагрузки почти не зависят от того, был ли перерыв ее питания или нет. Но состояние АД в момент включения резервного питания решающим образом зависит от величины бестоковой паузы ΔT . Поэтому при большой доле АД в нагрузке, питание которой переключается, величины наброса активной и реактивной мощности зависят от ΔT : активная нагрузка в момент включения может быть и больше, и меньше нормальной, а реактивная нагрузка обычно значительно увеличивается. В соответствии с этим, напряжение на генераторе снижается, что может отрицательно повлиять на режим электроснабжения, как показано ниже.

В целом, применительно к нагрузкам, содержащим в своем составе значительную долю АД, следует рассматривать три переходных процесса:

- переключение питания без бестоковой паузы (рис. 6.18а);
- переключение на резервное питания за счет срабатывания устройства быстродействующего АВР (рис. 6.18б), после чего начинается самозапуск АД;
- то же, что и предыдущее, но пауза больше и резервное питание подается на остановленные или почти остановившиеся АД (повторные пуски).

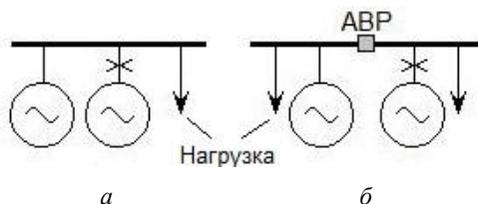


Рис. 6.18. Упрощенная однолинейная

схема реализации наброса нагрузки на ГУ:

а – при отключении одной (нескольких) ГУ на секции;

б – в результате срабатывания устройства АВР

В третьем случае маловероятно, что будет возможен одновременный пуск значительной группы АД, т. к. в режим островного (автономного) электроснабжения к этому не приспособлен. Как правило, заторможенные АД в данных схемно-режимных условиях отключаются и затем включаются автоматикой повторных пусков поочередно или небольшими группами.

Переходный процесс с набросом нагрузки на ГУ без перерыва питания электроприемников (рис. 6.18а) показан на рис. 6.19. В этом случае доля АД в нагрузке составляет 95 % и это единственное, что отличает данный переходный процесс от показанного на рис. 6.17.

Указанный состав нагрузки имеет близкий к нулю регулирующий эффект активной мощности по напряжению по следующей причине. У нормально работающих АД понижение питающего напряжения вызывает небольшое увеличение скольжения, при этом скорость вращения АД и мощность, потребляемая приводимыми во вращение механизмами, несколько снижаются.

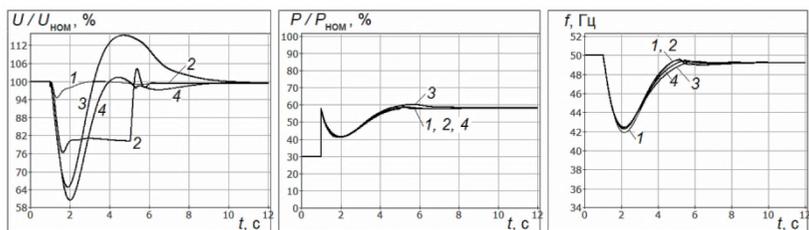


Рис. 6.19. Переходный процесс при набросе нагрузки на автономно работающую ГУ (нагрузка с регулирующим эффектом $K_{PU} \approx 0,1$ отн. ед.)

Однако, при снижении напряжения ток нагрузки и потери мощности равные $3I^2R$ увеличиваются. В результате у нормально работающих АД $K_{PU} \approx 0$ (регулирующий эффект может быть и больше, и меньше нуля). Рассматриваемое управление напряжением ГУ за счет применения модуля LAM при такой нагрузке в случае отсутствия перерыва питания эффекта не дает, что подтверждает рис. 6.19.

Следует отметить, что в варианте 1 снижение частоты существенно меньше, чем на рис. 6.17: 8 Гц вместо 13. Причина, по которой большая доля АД уменьшает снижение частоты, состоит в том, что по мере снижения частоты уменьшаются скорости вращения всех АД и в той или иной мере уменьшаются мощности, потребляемые ими, что на короткое время несколько уменьшает электропотребление безотносительно к управлению напряжением. Снижение частоты в этом случае может рассматриваться в качестве УВ, аналогичного снижению напряжения и эффективного при другом составе нагрузки.

В случае применения модуля LAM (вариант 4) снижение частоты, наоборот, больше на рис. 6.19, чем на рис. 6.17: 8 Гц вместо 3 Гц. Это обусловлено тем, что в первом переходном процессе эффект от применения модуля LAM был существенным, а данном случае его нет.

Обобщенные зависимости значения минимальной частоты в энерго-районе f_{\min} после наброса нагрузки в функции от доли АД в составе нагрузки показаны для вариантов **1** и **4** на рис. 6.20. Расчетные условия (схема – рис. 6.18а, исходная генерация $P_0 = 30\%$, наброс нагрузки $\Delta P = 30\%$) и параметры управления напряжением ГУ действием ЛАМ остаются без изменений. Важно отметить, что эффект от применения модуля ЛАМ тем больше, чем больше разница минимальных частот без этого управления (**1**) и с ним (**4**).

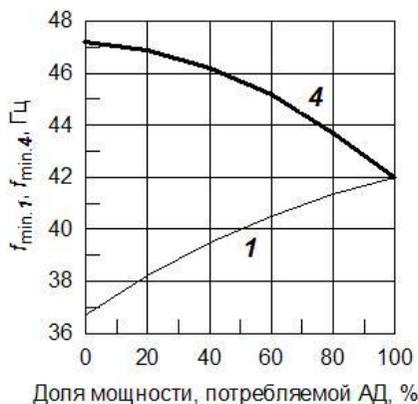


Рис. 6.20. График оценки эффективности применения модуля ЛАМ

Результаты выполненных расчетов переходных процессов сведены в таблицу 6.1, на основании которых можно провести анализ величин отклонений частоты при разных величинах набросов нагрузки (ΔP) для разных величин исходной мощности ГУ (P_0) при доле АД в составе нагрузки – 5% (бестоковая пауза отсутствует).

Таблица 6.1

Результаты расчетов переходных процессов с набросами нагрузки на ГУ без применения модуля ЛАМ и с ним

$\Delta P, \%$	Минимальная частота: в варианте 1 \ в варианте 4					
	10	30	50	70	90	
90	26,0 \ 36,1	–	–	–	–	
70	29,0 \ 38,3	32,0 \ 41,8	–	–	–	
50	33,0 \ 40,6	36,0 \ 43,9	38,0 \ 46,4	–	–	
30	38,0 \ 43,5	40,0 \ 45,6	41,8 \ 47,7	42,9 \ 47,1	–	
10	45,4 \ 47,6	46,3 \ 48,7	46,9 \ 49,0	47,3 \ 49,0	47,7 \ 49,1	
	10	30	50	70	90	$P_0, \%$

В таблице 6.1 серой заливкой выделены расчетные условия, при которых рассматриваемое управление LAM дает наибольший эффект в отношении f_{\min} .

Если набросу нагрузки на ГУ предшествовал перерыв ее питания (рис. 6.18б), то процесс отличается от рассмотренных выше тем, что возникает дополнительное понижение напряжения из-за токов самозапуска АД. При этом рассматриваемое управление LAM может спровоцировать возникновение в энергорайоне лавины напряжения. Пример переходного процесса в указанных условиях показан на рис. 6.21, при этом расчетные условия отличаются от рис. 6.19 только наличием бестоковой паузы АВР длительностью 0,18 с.

В переходном процессе (вариант 4) показанном на рис. 6.21 АД, после перерыва питания на время бестоковой паузы АВР длительностью 0,18 с, тормозятся, напряжение в энергорайоне продолжает снижаться. В результате нарушается нормальное функционирование всех электроприемников в нагрузке (исходной и дополнительной), о чем свидетельствует низкое генераторное напряжение: $U < 40\%$ от $U_{\text{ном}}$.

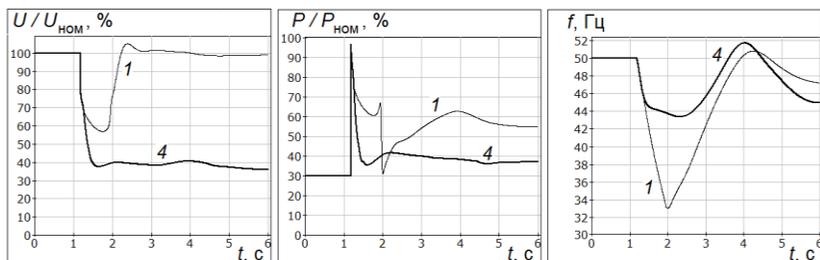


Рис. 6.21. Переходный процесс при набросе нагрузки на ГУ после бестоковой паузы АВР длительностью 0,18 с (нагрузка с регулирующим эффектом $K_{PV} \approx 0,1$ отн. ед.)

В варианте 4 суммарная нагрузка значительно ниже нормальной (в энергорайоне прошла лавина напряжения), после чего устанавливается частота близкая к номинальному значению, однако, он недопустим по условиям электроснабжения.

Если бы в начале переходного процесса, после наброса нагрузки, не применялось управление LAM, а использовалось бы обычное устройство АВР (вариант 1), то результат был бы удовлетворительным.

Особо важно рассмотреть переходный процесс с набросом нагрузки при прямом пуске АД из неподвижного состояния от автономно работаю-

щей ГУ. Для того, чтобы скорость вращения $n_{\text{АД}}$ увеличивалась, электромагнитный момент, пропорциональный U^2 , должен быть больше момента сопротивления приводимого во вращение механизма, поэтому возможности для снижения напряжения посредством модуля LAM ограничены. В пределах указанных ограничений снижение напряжения уменьшает мощность, потребляемую АД в процессе пуска, и, следовательно, уменьшает нагрузку на генератор, удлиняя пусковой процесс (прямой пуск АД при пониженном напряжении – широко известный способ снижения пускового тока).

Пример переходного процесса с пуском АД показан на рис. 6.22, расчетные условия: $P_{\text{АД,ном}} / P_{\text{Г,ном}} = 0,44$, $T_{\text{J,АД}} = 2$ с. В варианте 4 дополнительное понижение напряжения посредством модуля LAM дает первый минимум частоты на 12 Гц выше, чем в варианте 1.

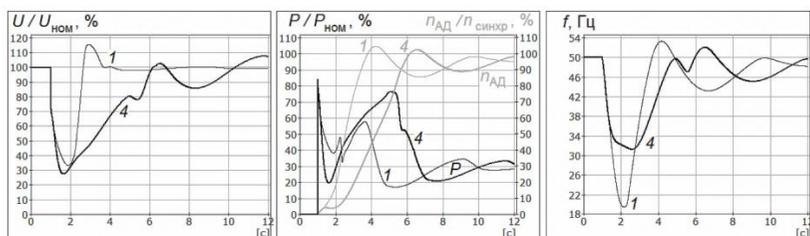


Рис. 6.22. Переходный процесс при пуске АД от ненагруженной ГУ ($P_0 = 0$) (нагрузка ГУ после пуска АД – 30 % от $P_{\text{ном}}$).

Если эффект от снижения напряжения оценивать величинами $f_{\text{min,4}} - f_{\text{min,1}}$, то наибольший положительный результат при пусках АД получается при $P_0 = 0$ и при больших значениях механической постоянной инерции АД, как показано на рис. 6.23. На рис. 6.23 номинальная мощность пускаемого АД в долях $P_{\text{Г,ном}}$ равна 44 % (сплошные линии) и 22 % (штриховые линии).

Отсутствие положительного эффекта при малых значениях $T_{\text{J,АД}}$ связано с тем, что большая часть процесса ускорения АД приходится на первоначальный провал напряжения, в котором роль дополнительного снижения напряжения модулем LAM мала по сравнению с потерей напряжения на сопротивлении генератора, обусловленной пусковым током АД, см. $U(t)$ на рис. 6.22.

Проведенные исследования показали, что достоверное суждение о положительном (отрицательном) эффекте от применения в АРВ модуля

LAM (или аналогичного) в различных схемно-режимных ситуациях, для конкретного энергорайона при его работе в островном (автономном) режиме, может быть получено только на основании результатов расчетов переходных процессов. Важно отметить, что наличие в энергорайоне с объектами РГ СД может полностью изменять характер переходных процессов, особенно если возбуждение СД управляется по напряжению.

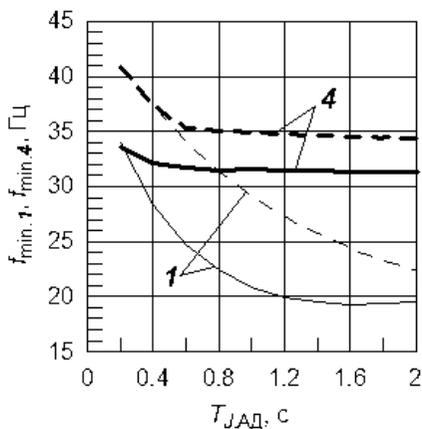


Рис. 6.23. Графики изменения частоты в зависимости от применения модуля LAM при пусках АД с различными значениями $T_{ЛД}$

Анализ особенностей режимов выявил, что применение в АВР модуля LAM нецелесообразно в тех конкретных схемно-режимных условиях, когда это недопустимо по причинам, связанным с тремя группами факторов.

Первая группа факторов – невозможность обеспечения самозапусков и прямых пусков электродвигателей при сниженном напряжении ГУ, особенно когда переключение питания группы электроприемников сопровождается бестоковой паузой устройства АВР.

Вторая группа – отключения особо ответственных электроприемников в энергорайонах с промышленной нагрузкой, обусловленные снижениями напряжения в сети внутреннего электроснабжения:

- самопроизвольное размыкание контактов магнитных пускателей;
- срабатывание защит минимального напряжения, отключающих часть электроприемников для сохранения в работе особо ответственных;
- срабатывание устройств технологической защиты и автоматики для предотвращения повреждений оборудования (например: останов ряда СД,

работающих с принудительной смазкой подшипников при остановке маслососа смазки по причине самоотключения его магнитного пускателя).

Третья группа факторов – наличие на промышленных предприятиях энергорайона автоматизированных систем управления, жестко отслеживающих величину питающего напряжения и останавливающих производственные процессы, если напряжение в течение десятых долей секунды отклоняется от номинального значения на $\pm 20\%$ [413].

6.10. Выводы по Главе 6

1. Действие устройств АВР по факту снижения напряжения, отсроченное по времени от срабатывания устройств РЗ (устройств АВР, расположенных ближе к источнику питания; устройств АПВ) не отвечает требованиям по быстродействию, необходимому при наличии в энергорайоне объектов РГ.

2. Повышение быстродействия АВР возможно за счет применения дополнительных пусковых органов, осуществляющих контроль параметров текущего и предшествующего режимов, фиксирующих действие устройств РЗ и текущее состояние КА как ГУ, так и основного электросетевого оборудования в сети внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона.

3. При выполнении проектов присоединения объектов РГ к сетям внутреннего электроснабжения энергорайонов необходимо проводить анализ электрических режимов в различных схемно-режимных ситуациях, с целью проверки обоснованности ранее принятых технических решений по алгоритмам работы и параметрам настройки устройств АВР, с внесением соответствующих изменений, в случае необходимости.

4. Применение генераторов с системой самовозбуждения при работе в островном (автономном) режиме может оказаться недопустимым по причине недостаточной скорости восстановления напряжения после ликвидации КЗ в сети внутреннего электроснабжения энергорайона и приводить к массовым отключениям электроприемников потребителей.

5. При подключении объектов РГ к сетям внутреннего электроснабжения энергорайонов необходимо проводить анализ допустимости срабатывания устройств АВР, а также ряда коммутаций, выполняемых дежурным персоналом с целью проведения оперативных переключений в сетях внутреннего электроснабжения в островном (автономном) режиме, и, в случае необходимости, предусматривать введение автоматических блокировок.

6. Разработанное схемное решение по совершенствованию алгоритмов линейного и секционного АВР, использующие информацию о схемно-режимной ситуации в прилегающей сети и результаты комплексных расчетов режимов, имеющее ПОН и ПОЧ, блокирующие органы по разности частот, разности фаз и величине располагаемой мощности резервного ввода, с учетом повышенного быстродействия (0,02–0,035 с) позволяет снизить длительность перерывов электроснабжения (при пуске по факту снижения напряжения) и предотвратить повреждения ГУ от несинхронных включений.

7. В действующих отечественных нормативно-технических документах комбинированное регулирование не предусматривается, а величина статизма регулирования скорости в АРЧВ нормируется в диапазоне 4–5 % для энергоблоков с паровыми и газовыми турбинами.

8. Алгоритм функционирования системы переключения алгоритмов регулирования в АРЧВ ГУ имеет решающее значение, учитывая, что в конкретных схемно-режимных условиях он может работать неправильно, как показывает опыт эксплуатации ГУ зарубежных заводов-изготовителей.

9. Цена ошибки в идентификации режима работы ГУ принципиально разная, когда островной (автономный) режим будет идентифицироваться как режим параллельной работы с энергосистемой, и наоборот.

10. Если при внезапном переходе ГУ в островной (автономный) режим АРЧВ будет продолжать работать с алгоритмом поддержания мощности, то, возможны значительные отклонения частоты в энергорайоне и, как следствие, отключения ГУ с нарушением электроснабжения всех электроприемников.

11. В случае, если система переключения алгоритмов АРЧВ ложно фиксирует переход в островной (автономный) режим в то время, как ГУ будет продолжать работать параллельно с энергосистемой, и перейдет на алгоритм поддержания частоты с заданным статизмом, то ничего аварийного не произойдет, хотя заданная генерация будет отрабатываться не точно.

12. Обоснована целесообразность блокировки системы переключения алгоритмов АРЧВ на ГУ объектов РГ, с выбором величины статизма регулирования частоты в диапазоне 4–5 % во всех схемно-режимных условиях.

13. Заводы-изготовители ГУ с приводом от ДВС используют различные технические решения, облегчающие протекание переходных процессов при набросах нагрузки на ГУ, с целью предотвращения локальных перегревов шатунно-поршневой группы и отключения ГУ при больших провалах скорости вращения, но обладающие различной эффективностью в конкретных условиях.

14. Снижение напряжения на выводах ГУ с приводом от ДВС, посредством применения модуля согласования нагрузки, является эффективной мерой, позволяющей уменьшить динамические снижения частоты при набросах нагрузки на генератор, работающий в островном (автономном) режиме, при условии, что величина активной нагрузки существенно зависит от напряжения.

15. Применение модуля согласования нагрузки может не давать положительного эффекта, если величина нагрузки мало зависит от напряжения, что характерно для узлов промышленной нагрузки, в которых большую часть активной мощности потребляют асинхронные двигатели.

16. Выявлены общие закономерности, позволяющие производить оценку эффективности применения модуля согласования нагрузки в АРВ ГУ объектов РГ, в зависимости от состава нагрузки и значений механических постоянных инерции используемых АД.

17. Доказано, что в случае наброса нагрузки на ГУ после бестоковой паузы, например, при срабатывании устройства АВР, модуль согласования нагрузки провоцирует возникновение лавины напряжения в узлах нагрузки с большой долей АД (при снижении напряжения ухудшаются условия самозапусков АД), что недопустимо по условиям электроснабжения электроприемников.

18. Допустимость применения модуля согласования нагрузки в АРВ ГУ объектов РГ в конкретных схемно-режимных условиях должна определяться на основании результатов расчетов переходных процессов, при наличии достоверной информации о допустимых набросах нагрузки и их продолжительности от заводов-изготовителей ГУ.

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ СХЕМ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ ГУ ОБЪЕКТОВ РГ И ПОСТРОЕНИЯ АВТОМАТИКИ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОРАЙОНОВ

7.1. Вводная часть

В соответствии с требованиями п. 10к [248, 421], к заявке на технологическое присоединение объекта по производству электрической энергии максимальной мощностью более 5 МВт должна быть приложена схема выдачи мощности (СВМ), разработанная заявителем и согласованная им с сетевой организацией и субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Данное требование относится к значительной части объектов РГ.

Проведенный анализ действующих НТД и НПА выявил отсутствие утвержденных требований к разработке СВМ объектов РГ, в зависимости от их влияния на режимы работы прилегающей сети и целей их строительства [422].

Как правило, на объектах РГ используются ГУ зарубежных заводоизготовителей, имеющие существенные отличия по сравнению с традиционно применяемыми паротурбинными ГУ, которые проявляются в аномальных и аварийных режимах. Они оснащаются устройствами РЗ, АРЧВ и АРВ, соответствующими требованиям зарубежных стандартов (отличаются от российских), которые и определяют характер протекания переходных процессов.

Если указанные отличия не были учтены в процессе формирования ТЗ на поставку ГУ, то нередко это приводит к значительным ущербам и затратам на разработку и реализацию дополнительных технических решений как на объекте РГ, так и в прилегающей сети. К этому относится необходимость установки дополнительного оборудования, например, разделительных трансформаторов или токоограничивающих реакторов, устройств РЗ и ПА, модернизация АРЧВ, повторная наладка АРВ с изменением алгоритмов работы, и др. [235, 305, 325].

Учитывая статистические данные по среднему времени между вынужденными отключениями, сравнительно частые, но непродолжительные отключения ГУ объектов РГ приводят к кратковременным перегрузкам оборудования распределительных сетей (ЛЭП; силовых трансформаторов), что в ряде случаев требует принятия мер по их разгрузке [84].

Формирование при разработке СВМ дополнительных технических требований (ТТ) к ГУ позволяет свести к минимуму возможность возникновения проблемных вопросов как для собственников объектов РГ, так и для электросетевых компаний и субъектов оперативно-диспетчерского управления.

В последние годы наблюдается рост числа случаев с полным или частичным нарушением электроснабжения потребителей энергорайонов с объектами РГ, имеющих место при каскадных авариях, начинающихся с отключения источников питания в сетях внешнего электроснабжения и завершающихся нерасчетной и некорректной работой оборудования систем гарантированного и бесперебойного электроснабжения. Это связано с отсутствием в проектной документации результатов проведения натурных испытаний и измерений, что приводит к некорректному выполнению расчетов электрических режимов, с последующим принятием не обоснованных технических решений, ведущих к снижению надежности электроснабжения потребителей.

Интеграция в сети среднего и низкого напряжения энергорайонов значительного количества объектов РГ, включая объекты микрогенерации, вызывает многообразие возможных схемно-режимных ситуаций, приводит к невозможности визуального распознавания режимов и ручного управления ими, усложняет задачу управления режимами в связи с увеличением ее размерности.

Создание автоматики управления нормальными и аварийными режимами АУНиАР в энергорайонах с объектами РГ является крайне актуальной задачей, которую необходимо решать на принципиально новом научно-технологическом уровне, с использованием отечественных современных датчиков параметров режима и программно-аппаратных комплексов.

Данная глава посвящена особенностям разработки схем выдачи мощности ГУ объектов РГ, включая вопросы поведения натурных испытаний и измерений, расчетов электрических режимов в энергорайонах с объектами РГ, а также предпосылкам и принципам построения автоматики управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов.

7.2. Разработка схем выдачи мощности ГУ объектов РГ

Современные ГУ объектов РГ в нормальных режимах работы сети являются такими же источниками электрической энергии, как и паротурбинные ГУ, однако в аномальных и аварийных режимах (набросы/сбросы нагрузки, прямые пуски крупных электродвигателей или их групп, деление сети, КЗ, АПВ, асинхронные режимы ГУ и СД, и др.) различия в их реакции на возмущения могут быть настолько значительными, что требуют учета особенностей при разработке СВМ.

Особенности ГУ объектов РГ могут быть, в зависимости от конкретных условий электроснабжения и электропотребления, более или менее значимыми. В случае, если объект РГ предназначен только для утилизации попутного нефтяного газа на нефтепромысле или шахтного газа на предприятии горно-добывающего комплекса, то отключение ГУ не приводит к существенным ущербам у потребителей, с учетом возможности их быстрого повторного пуска.

В другом случае, если целью строительства объекта РГ является надежное электроснабжение систем жизнеобеспечения подземных работ при возникновении аварий в сетях внешнего электроснабжения, то последствия и ущербы от отключения ГУ могут быть куда более значительными. В этом случае, от корректности выполнения расчетов электрических режимов при разработке СВМ зависит правильность выбора ГУ, а также обоснованность и достаточность технических решений по реализации противоаварийных мероприятий.

Технологическое присоединение объектов РГ в этом случае следует выполнять в 6 (шесть) последовательных этапов:

1. Выбор единичных мощностей, видов и типов ГУ для объекта РГ на основании возможных режимов работы и графиков нагрузки энергорайона.

2. Разработка *предварительной СВМ* объекта РГ для формирования дополнительных ТТ к ГУ, помимо общих, и выбора конкретных типов ГУ с целью минимизации затрат на реализацию технических мероприятий в сети внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона.

3. Запрос у заводов-изготовителей технических характеристик ГУ по сводному перечню (см. п. 7.2.1) для изучения алгоритмов работы, параметров настройки устройств РЗА, технологической защиты и автоматики, АРЧВ, АРВ, САУ ГУ для выявления особенностей их функционирования в аномальных и аварийных режимах.

4. Разработка *окончательной СВМ* объекта РГ для установления пригодности выбранных типов ГУ условиям электроснабжения и электропотребления, а также режимов работы рассматриваемого энергорайона, с учетом затрат на ввод нового и модернизацию основного оборудования, устройств РЗ, ПА, технологической защиты и автоматики.

5. Согласование окончательной СВМ объекта РГ с сетевой организацией и субъектом оперативно-диспетчерского управления.

6. Формирование ТЗ на поставку ГУ с приложением обоснованных ТТ (основных и дополнительных) к ГУ, являющихся результатом разработки и согласования СВМ [423].

Предложенный подход к разработке СВМ объектов РГ позволяет сформировать дополнительные ТТ к ГУ для выбора их вида и типа, с последующей оценкой их пригодности к функционированию в конкретных схемно-режимных условиях и допустимых режимах работы энергорайона.

Методически расчеты электрических режимов для режима параллельной работы энергорайона с объектами РГ с энергосистемой, а также островного режима работы энергорайона не имеют существенных отличий. Однако сами расчеты в энергорайонах с объектами РГ имеют множество особенностей, которые должны быть учтены для получения корректных результатов расчетов и принятия обоснованных технических решений в процессе проектирования.

В общем случае целесообразно моделировать весь рассматриваемый энергорайон целиком с упрощенным отображением малозначительных нагрузок, подключенных к сетям низкого напряжения. Если энергорайон подключен одной или несколькими ЛЭП к одной части энергосистемы, то единственное, что эффективно для снижения трудоемкости составления расчетной схемы, – это понижать ступени точности моделирования нагрузки в узлах, удаленных от исследуемого и от точек приложения возмущений. Если энергорайон с объектами РГ может работать как параллельно с энергосистемой, так и в островном режиме, то исходная расчетная схема составляется для всего объединения.

Для составления расчетной схемы в первую очередь необходимо получение технических характеристик (основных параметров) ГУ от заводоизготовителей. Необходимость получения технических характеристик ГУ в полном объеме до момента их поставки обусловлена трудностями (невозможностью) их получения после полного исполнения обязательств по договору.

7.2.1. Сводный перечень технических характеристик ГУ

Для разработки СВМ объекта РГ сформирован сводный перечень технических характеристик ГУ, подлежащих получению от заводов-изготовителей. Использование технических характеристик аналогичных ГУ при разработке окончательной СВМ недопустимо, т. к. свойства ГУ, имеющих один и тот же принцип действия, существенно различаются у разных заводов-изготовителей.

Данная информация – основа для постановки расчетных задач, выполнения расчетов электрических режимов, следовательно, целесообразно включать требование о предоставлении заводами-изготовителями технических характеристик в ТТ к ГУ, которые являются неотъемлемым приложением к предварительному договору на поставку ГУ.

Основные параметры генерирующей установки:

1. Номинальная мощность (кВт).
2. Номинальная скорость вращения генератора (оборотов/мин.).
3. Вид приводного двигателя: газотурбинный (одновальный или многовальный; с редуктором или без него); двигатель внутреннего сгорания (газовый; дизельный; двухтопливный).
4. Суммарный момент инерции всех масс на валу генератора, включая его ротор (если имеется редуктор, то моменты инерции вращающихся масс перед редуктором, после редуктора и его передаточное число), что позволяет рассчитать механическую постоянную инерции T_J .
5. Продолжительность пуска из холодного и горячего состояний, что необходимо для решения задач противоаварийного управления.

Параметры генератора:

1. Номинальный коэффициент мощности (отн. ед.).
2. Номинальное напряжение (кВ).
3. Индуктивные сопротивления (отн. ед.): синхронные (насыщенное), переходные и сверхпереходные по продольной и поперечной осям.
4. Постоянная времени обмотки возбуждения (сек.) при разомкнутом статоре генератора.
5. Переходная и сверхпереходные постоянные времени (сек.) при коротком замыкании на выводах генератора.

Параметры АРЧВ вращения генератора:

1. На какой режим работы рассчитан АРЧВ:
 - на параллельную работу с мощной энергосистемой?
 - на автономное электроснабжение потребителей?

– на оба эти режима с обеспечением возможности продолжать нормальную работу, если ГУ (объект РГ) с нагрузкой внезапно отделилась от сети?

2. Если предусмотрено автоматическое переключение алгоритмов регулирования, то какая информация используется для идентификации режима работы и переключения:

- отключение КА (каково максимальное число контролируемых КА)?
- изменения отдаваемой активной мощности? какие именно?
- по каким другим критериям?

3. Какие значения статизма регулирования частоты вращения могут быть установлены в АРЧВ?

4. Максимально допустимые набросы нагрузки на генератор для разных значений исходной мощности, а также графики изменения скорости вращения и мощности генератора при больших набросах нагрузки.

5. Максимально допустимый сброс нагрузки с генератора, работавшего со 100 %-ной нагрузкой, не требующий отключения генератора, а также графика изменения скорости вращения для данного процесса.

Информация по первым трем пунктам определяет применимость ГУ в конкретных схемно-режимных условиях, а по последним двум – необходимость реализации противоаварийных мероприятий и обеспечения правильности математического моделирования ГУ.

Параметры системы возбуждения и АРВ генератора:

1. Предусмотрено ли управление возбуждением?

2. Источник питания системы возбуждения:

- от возбудителя переменного тока обращенного исполнения?
- статическая система возбуждения с питанием от трансформатора, подключенного к выводам генератора?
- другой (указать).

Если применена статическая система возбуждения, то в островном (автономном) режиме работы вероятны трудности обеспечения пусков и самозапусков электродвигателей, а при параллельной работе с энергосистемой – замедление восстановления напряжения после ликвидации КЗ.

3. Имеется ли ограничитель продолжительности режима форсировки возбуждения? Если его нет, то длительная форсировка возбуждения может привести к отключению ГУ устройствами РЗ.

4. Потолочное напряжение возбуждения (относительно величины возбуждения в номинальном режиме) и скорость нарастания возбуждения (ед./с).

5. Изменение напряжения возбуждения, % (относительно номинальной величины) при отклонении напряжения на выводах генератора на 1 %.

б. Какие дополнительные параметры используются для стабилизации режима ГУ? Детализация параметров регулирования возбуждения, обеспечивающих хорошее демпфирование колебаний, не требуется, т. к. они подбираются непосредственно в расчетной схеме.

Допустимые диапазоны длительной работы ГУ без срабатывания устройств РЗ:

- по мощности (P_{\min} , P_{\max} в % от $P_{\text{ном}}$);
- по напряжению (U_{\min} , U_{\max} в % от $U_{\text{ном}}$);
- по частоте (f_{\min} , f_{\max} в % от $f_{\text{ном}}$).

Уставки устройств РЗА, действующих на отключение ГУ:

- уставка по снижению напряжения и выдержка времени;
- уставка по повышению напряжения и выдержка времени;
- уставка по снижению частоты и выдержка времени;
- уставка по повышению частоты и выдержка времени;
- уставка по повышению тока статора (быстродействующая защита) и выдержка времени;
- уставка по скорости изменения фазы напряжения и выдержка времени (при наличии);
- другие аналогичные защиты;
- максимально допустимая длительность трехфазного КЗ.

Указанные уставки устройств РЗ определяют, в частности, вероятность излишних отключений ГУ: при параллельной работе с энергосистемой в случае КЗ и в островном (автономном) режиме работы при набросах/сбросах нагрузки.

Механическая прочность ГУ, термическая стойкость генератора:

1. Как обеспечивается сохранение механической прочности при внешнем коротком замыкании вблизи выводов генератора:

- конструкцией генерирующей установки в целом?
- применением муфты предельного момента?
- применением устройства ограничения тока короткого замыкания?

Механическая прочность при трехфазном КЗ на выводах ГУ должна обеспечиваться самой конструкцией ГУ.

2. Величина максимально допустимого ударного электромагнитного момента. По данной величине может быть для конкретных условий проверена допустимость воздействия внешнего КЗ и решен вопрос о допустимости применения НАПВ в прилегающей сети [12].

Помимо информации о ГУ для составления расчетной схемы необходимо получение достоверной информации об узловых нагрузках в сети внутреннего электроснабжения энергорайона во всех схемно-режимных ситуациях. Однако ее сбор в процессе эксплуатации промышленного энер-

горайона на основании данных паспортов заводов-изготовителей всех технологических линий, машин и механизмов бывает крайне сложным, длительным и не всегда заканчивается ожидаемым результатом. Учитывая, что влияние параметров нагрузки на возможность обеспечения надежного электроснабжения особо ответственных электроприемников потребителей энергорайона от объектов РГ велико, целесообразно получение необходимых данных о нагрузке посредством проведения натуральных испытаний и измерений.

7.2.2. Методика проведения натуральных испытаний и измерений в энергорайонах с объектами РГ

Целью проведения натуральных испытаний и измерений в энергорайонах является выполнение измерений фактических режимных параметров и характеристик (токов; напряжений; потоков активной и реактивной мощности; показателей качества электрической энергии) и обработка полученных экспериментальных данных для восполнения недостающей условно-переменной информации, необходимой для формирования расчетной схемы [424].

Результатом натуральных испытаний и измерений являются сформированные узловые, в том числе, по фазные нагрузки по активной и реактивной мощности на шинах распределительных устройств (РУ) в сети внутреннего электроснабжения энергорайона, в том числе, на шинах гарантированного и бесперебойного питания, а также на присоединениях, отходящих от шин РУ. Следует выполнять измерения нагрузки на всех отходящих от шин присоединениях.

При большом количестве присоединений на секциях шин или в случае сложного доступа к присоединениям по месту их расположения (присоединение нескольких кабельных линий в одной ячейке), допускается проведение измерений на наиболее значимых (с максимальной нагрузкой). В этих случаях, допустимо использование либо проектных нагрузок присоединений, либо нагрузок, измеренных на аналогичных присоединениях энергорайона.

Корректность выполнения измерений обеспечивается одновременным снятием показаний во всех точках проведения замеров, обеспечивающих возможность вычисления исследуемых узловых нагрузок, за счет использования нескольких приборов, удовлетворяющих соответствующим требованиям.

Потребность в проведении натурных испытаний и измерений продиктована тем, что в результате накопления эффектов от малых перемен, происходящих в ходе перманентного обновления оборудования в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайонов, постепенного изменения их конфигурации, эволюции технологий и структуры электропотребления, фактические схемно-режимные ситуации претерпевают существенные количественные изменения. Эти изменения, по сравнению с результатами проектных расчетов электрических режимов, связаны с появлением высших гармонических составляющих в режимных параметрах, возникновением динамической несимметрии, увеличением скорости и интенсивности реакции на внешние возмущения и т. п.

Методика определяет необходимые для производства каждого типа измерений:

- точки замера, время суток производства замеров, интервалы (частоту снятия численных значений) и периоды (общую продолжительность измерений во времени) по каждой точке замера;

- наборы параметров режима, подлежащих измерению;

- измерительные приборы и требования по их настройке.

Методикой предусматривается проведение измерений двух типов:

- измерения первого типа производятся в отношении напряжений, частоты, по фазных нагрузок и ПКЭ в нормальных режимах максимального и минимального потребления в режиме параллельной работы с энергосистемой, т. е. с учетом перетоков мощности из сети внешнего электроснабжения;

- измерения второго типа предназначены для определения параметров электрического режима и ПКЭ при переходе энергорайона с объектами РГ из режима параллельной работы с энергосистемой в островной (автономный), а также в процессе функционирования энергорайона в островном (автономном) режиме до момента его синхронизации с энергосистемой.

Измерения первого типа производятся в нормальной схемно-режимной ситуации, характеризующейся нормальной схемой сети внешнего и внутреннего электроснабжения, и нормальным режимом работы всех электроустановок исследуемого энергорайона.

Измерения второго типа производятся в специально создаваемом режиме работы энергорайона на время их проведения. Осуществляется отключение питающих энергорайон ЛЭП в ремонтной схеме сети внешнего электроснабжения (без КЗ), что приводит к выделению энергорайона в островной режим работы (ГУ – в автономный). Реализация перехода может производиться в том числе за счет имитации срабатывания многопараметрической делительной автоматики энергорайона по отклонению параметров режима (см. главу 3).

Для всех замеров интервал измерения является временем усреднения измеряемой величины, т. к. используемые приборы показывают среднее действующее значение показателей электрического режима на выбранном интервале. Исключение составляет режим «фиксация пусковых токов», в котором измерения производятся с частотой 1 раз в 10 мс.

На основе первичных измерений математическое обеспечение приборов обеспечивает вычисление фазных активных и реактивных мощностей, линейных напряжений, коэффициентов суммарного искажения гармоник тока и напряжения, коэффициентов асимметрии токов и напряжений, пик-факторов, фликера, максимальных и минимальных значений на периоде измерений и др.

Определение актуальных периодов времени измерения должно осуществляться с учетом зависимости конфигурации профиля и численных значений нагрузок от времени года, характерных сезонов и времени суток. Данные о фактических суточных профилях электропотребления за характерные сезоны года следует получить в ходе документального обследования энергорайона.

Анализ профилей электропотребления указывает на то, что зависимость электропотребления энергорайонов от времени года составляет 10–50 % и целесообразно уточнять на этапе планирования месяц проведения натурных испытаний и измерений, с целью определения максимальной нагрузки потребления.

Электропотребление рабочих дней носит двухступенчатый характер, при котором максимальные (дневные) нагрузки превышают минимальные (ночные) ориентировочно на 25–50 %, в то время как выходные дни характеризуются относительно постоянным графиком потребления с флуктуациями в пределах 10–15 %. Следовательно, разница в суточных изменениях нагрузок имеет существенное значение.

Рекомендации по измерениям первого типа:

– измерения максимальных нагрузок следует производить в период времени с 10-ти до 13-ти часов рабочего дня;

– измерения минимальных нагрузок следует производить в ночное время или в любое удобное время выходного дня;

– учитывая квазистационарный характер нормальных режимов, исследуемых в рамках измерений первого типа, для выполнения измерений и с учетом ограничений по памяти приборов измерения рекомендуется выбирать интервал измерений, равный одной минуте.

Измерения второго типа следует проводить по специальной программе, предусматривающей реализацию противоаварийных мероприятий в энергорайоне, допустимости отключения неотвечественной нагрузки в се-

тях внутреннего электроснабжения энергорайона, а также готовности технологического персонала и дежурного персонала энергорайона к действиям в нештатных ситуациях.

Разработанная методика проведения натурных испытаний и измерений в энергорайонах с объектами РГ позволяет получать (верифицировать) исходные данные для выполнения расчетов электрических режимов, что содействует повышению их точности, а также обоснованности принятия основных технических решений в процессе проектирования.

7.2.3. Методика выполнения расчетов электрических режимов в энергорайонах с объектами РГ

Целью выполнения расчетов электрических режимов в энергорайонах с объектами РГ является количественный анализ взаимного влияния ГУ объектов РГ, нагрузки и прилегающей сети. Результаты расчетов позволяют судить о возможности применения рассматриваемых ГУ в конкретном энергорайоне, сформировать перечень дополнительные ТТ к ГУ, а также обоснованный список противоаварийных мероприятий, подлежащих реализации при технологическом присоединении ГУ/объекта РГ к сети.

При выполнении расчетов электрических режимов необходимо учитывать следующие особенности ГУ, которые могут, в тех или иных схемно-режимных условиях, снижать надежность их функционирования:

- типы и алгоритмы АРЧВ ГУ (идентификация режима работы; процесс перехода с одного алгоритма регулирования на другой и обратно; реакция на набросы/сбросы нагрузки);

- типы и алгоритмы АРВ ГУ (наличие модуля согласования нагрузки; уставки АРВ ГУ по напряжению);

- допустимые величины ударных электромагнитных моментов для ГУ при близком трехфазном КЗ и НАПВ;

- уставки устройств РЗ ГУ и их согласование с уставками устройств РЗ в сети внешнего и внутреннего электроснабжения (принятие, при необходимости, мер по расширению области допустимых режимов ГУ);

- обеспечение динамической устойчивости ГУ (у ГТУ со свободной силовой турбиной и ГПУ при многофазных КЗ не обеспечивается), последствия нарушений устойчивости ГУ и нагрузки, анализ возможности и допустимости самопроизвольной ресинхронизации ГУ, оценка эффективности мер по предотвращению асинхронных режимов (АР);

На рис. 7.2 приведен пример расчетной схемы крупного промышленного энергорайона в островном режиме работы, где показаны в полном объеме сети внутреннего электроснабжения энергорайона за исключением присоединений напряжением 0,4 – 6 кВ, которые идут непосредственно к электроприемникам.

Особого внимания требует моделирование динамических свойств электроприемников. Все упрощения в используемых моделях генераторов, элементов сети и электроприемников (кроме очевидных и апробированных упрощений) следует обосновывать расчетами. В частях энергосистемы, внешних по отношению к объектам анализа, должны быть отображены все ближайшие электростанции, а из удаленных электростанций – те, которые обеспечивают устойчивость и электроснабжение данной части энергосистемы. Сети, которые являются внешними по отношению к объектам анализа, должны, как минимум, отображать связи между ПС и электростанциями, расположенными вне объекта анализа, а также основные нагрузки в этих сетях. Связи можно показывать упрощенно, разнося промежуточные нагрузки по соседним узлам, и описывая эти нагрузки обобщенными статическими характеристиками [327].

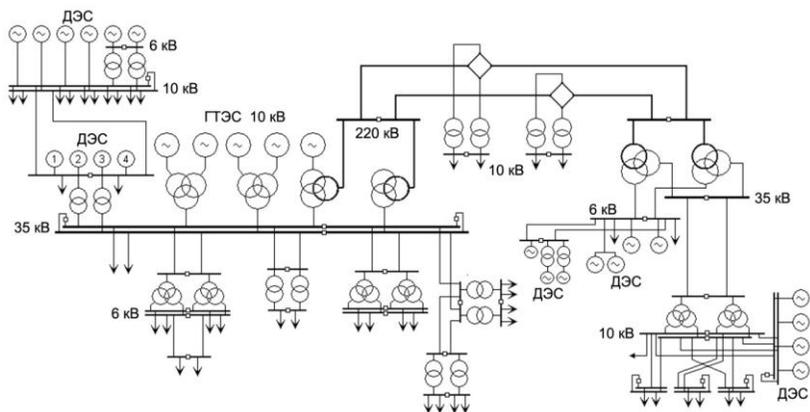


Рис. 7.2. Расчетная схема сети внутреннего электроснабжения крупного промышленного энергорайона в островном режиме работы с объектами РГ

Вопросы, связанные с особенностями моделирования нагрузки в сетях внешнего внутреннего электроснабжения энергорайонов с объектами РГ в различных режимах работы подробно рассмотрены в главе 3 (п. 3.9).

Существенное влияние нагрузки на общие переходные процессы обусловлено двумя обстоятельствами:

- в энергорайонах, учитывая малые значения сопротивлений между ГУ объектов РГ и электроприемниками, взаимное влияние значительно;
- суммарная нагрузка в промышленных энергорайонах с объектами РГ часто существенно больше суммы номинальных мощностей ГУ, поэтому характер переходных процессов определяется свойствами электроприемников.

Поэтому, переходные процессы в двигательной нагрузке могут оказывать решающее влияние на изменение режимов работы ГУ, их устойчивость, а также возможность или невозможность сохранения в работе в различных схемно-режимных условиях.

Для технико-экономического обоснования замены отдельных единиц электротехнического оборудования в распределительных сетях или сетях внутреннего электроснабжения энергорайонов необходимы статистические данные о КЗ в годовом разрезе, данные расчетов вероятностей возникновения аварий на электросетевых объектах и нарушений электроснабжения у потребителей, а также параметры экономических ущербов. При отсутствии статистических данных для конкретного энергорайона (фрагмента распределительной сети) следует использовать усредненные статистические данные [101].

2. Формирование перечней аварийных возмущений.

Перечни возмущений, как кратковременных (КЗ, АПВ, АВР и пр.), так и длительных (проведение аварийных ремонтов; замена оборудования и т. п.), составляются с учетом их вероятного количества в течение года на основании статистических данных.

Выбор возмущений, для которых должны выполняться расчеты, определяется величиной суммарного годового ущерба для потребителей, в основном – промышленных, который может быть связан с нарушением сложного и непрерывного технологического процесса, повреждением оборудования, существенным браком или недоотпуском продукции и др. Целесообразно учитывать, что количество кратковременных возмущений за год гораздо больше, чем длительных, хотя последние приводят к большим ущербам. Поэтому, наибольшими суммарными за год возмущениями могут оказаться как кратковременные, ликвидируемые устройствами РЗ, так и длительные.

Для каждого объекта РГ перечень анализируемых возмущений будет различным, так как это зависит от особенностей ГУ, режимов работы объекта РГ (параллельный; островной; автономный), структуры сети внешнего

и внутреннего электроснабжения, а также особенностей основного технологического производства и параметров нагрузки.

В простых случаях следует ориентироваться на задаваемые потребителями (для каждого из особо ответственных электроприемников) величины критического времени перерыва электроснабжения $\Delta T_{кр}$. Под $\Delta T_{кр}$ понимается максимальное время полного перерыва электроснабжения, при котором не возникает опасности для людей, риска повреждения оборудования и значительного брака производимой продукции. Если возмущение имеет продолжительность ΔT меньше $\Delta T_{кр}$, то режим работы электроприемников возвращается к нормальному, а величина ущерба пренебрежимо мала; при больших значениях ΔT работа электроприемников нарушается и величина ущерба резко возрастает.

Критические значения $\Delta T_{кр}$ могут быть выражены в функции одного параметра – напряжения в начале аварийного процесса (U_0).

На рис. 7.3 представлены примеры граничных условий аварийных процессов при различном составе нагрузки. Если такие функции определить для конкретного промышленного энергорайона достаточно точно, то перебор аварийных режимов сводится к вычислению значения U_0 в начале каждого аварийного процесса, сравнению продолжительности провала напряжения ΔT со значением $\Delta T_{кр} = f(U_0)$ и получению вывода о последствиях возмущения.

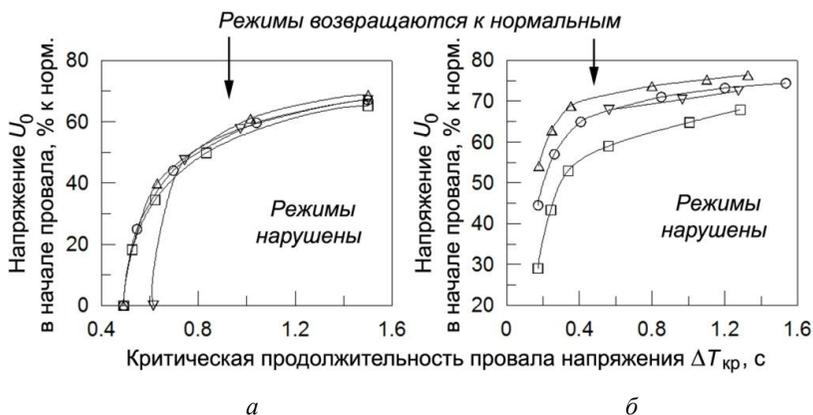


Рис. 7.3. Граничные условия аварийных процессов для двух энергорайонов с преобладанием:

а – асинхронных двигателей; б – синхронных двигателей

В перечень аномальных режимов, которые должны быть проанализированы при выполнении расчетов, следует включить прямые пуски крупных электродвигателей и сбросы/набросы нагрузки различной величины, в возможных пределах для рассматриваемого энергорайона.

Отдельно следует рассмотреть вопрос обеспечения устойчивости ГУ, в т. ч. объектов РГ, при возмущениях в энергосистеме, который сводится к требованию по сохранению устойчивости при нормативных возмущениях, заданных специальным перечнем. Выбор видов нормируемых параметров и их конкретизация: значения нормативных коэффициентов запаса, составление списка нормативных возмущений, привязка тех и других к особенностям режима работы энергосистемы (нормальный, послеаварийный и др.) – реализуются с целью обеспечения надежности работы энергосистем, с учетом технической целесообразности и экономических возможностей.

Нормативные возмущения – это такие возмущения, при которых устойчивость энергосистемы не должна нарушаться согласно требованиям, изложенным в [327]. При более тяжелых, ненормативных (сверхнормативных) возмущениях возможны нарушения устойчивости. Поэтому проверки устойчивости при проектировании развития энергосистем и в процессе их эксплуатации выполняются для нормативных возмущений.

На проектирование сетей внутреннего электроснабжения энергорайонов с объектами РГ разделение возможных возмущений на нормативные и ненормативные, в соответствии с [327], не распространяется. Поэтому, разработка и реализация противоаварийных мероприятий, по возможности снижающих негативные последствия возможных аварий, не имеют нормативных ограничений.

В [425] предписывается выполнение противоаварийных мероприятий для всех типов нарушений нормального режима работы сети. Для самых тяжелых каскадных нарушений режимов работы энергосистемы (категория «D»), требования по устойчивости и сохранению в работе всей нагрузки не выдвигаются, но «предписывается исследовать возможные события, если необходимо, то совместно с соседними энергосистемами». Следовательно, недопустимо оставлять без анализа возможные возмущения, считая их «слишком тяжелыми и редкими», так как они могут стать причиной значительных ущербов.

Если нарушения электроснабжения ведут к существенным экономическим ущербам у потребителей, которые могут быть снижены до приемлемого уровня в результате реализации противоаварийных мероприятий, то решение принимается на основе технико-экономического сопоставления вариантов. Если нарушения электроснабжения могут создать реальную

угрозу жизни и здоровью людей, то такие случаи регламентируются отраслевыми документами.

3. Анализ возможных режимов работы ГУ объектов РГ.

Генерирующие установки объектов РГ могут функционировать в различных схемно-режимных условиях (параллельный; островной; автономный), поэтому следует определить режимы, которые являются реальными для рассматриваемого энергорайона, и для них выполнить расчеты электрических режимов в полном объеме.

Если внезапные нарушения электроснабжения могут приводить к пожарам на технологическом оборудовании потребителя, взрывам, выбросам ядовитых веществ и др., то на этих объектах необходимо наличие специальной объектовой системы технологической безопасности, действующей при внезапном нарушении электроснабжения [426]. Основной функцией этой системы является обеспечение за счет собственных РИСЭ безаварийного прекращения производственного процесса или его перевода на безопасно сниженные технологические параметры, или обеспечение возможности безаварийного продолжения процесса, если он не может быть прерван. Необходимость в такой системе может иметься не только у промышленных предприятий, но и у медицинских учреждений, метрополитенов, высотных зданий и других объектов.

В соответствии с п.п. 49, 50 раздела IV «Правила использования противоаварийной автоматики» [427] под действие устройств ПА, действующих на ОН, могут быть подключены энергопринимающие устройства потребителей всех категорий надежности электроснабжения. При действии ПА минимально необходимый уровень потребления электрической энергии в соответствии с категорией надежности электроснабжения потребителя, уровнем аварийной и (или) технологической брони обеспечивается путем использования автономных РИСЭ с автоматическим запуском, которые должны устанавливаться самим потребителем и поддерживаются им в состоянии готовности к использованию.

Генерирующие установки объектов РГ в промышленном энергорайоне могут выполнять функции РИСЭ, если они во всех схемно-режимных условиях могут обеспечить требуемую мощность, имеют функцию автоматического запуска (или постоянно включены), сохраняют устойчивость и не отключаются при переходных процессах в энергорайоне.

Расчеты электрических режимов должны быть выполнены во всех возможных режимах работы ГУ объекта РГ (параллельный; островной; автономный), где требуется обеспечение высокой надежности электроснабжения потребителей, с целью формирования дополнительных ТТ к ГУ объекта РГ, а также перечня противоаварийных мероприятий, которые

должны быть реализованы в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения.

4. Учет алгоритмов работы и параметров настройки устройств РЗА.

При выполнении расчетов электромеханический переходных процессов должны в обязательном порядке учитываться алгоритмы работы и параметры настройки всех тех устройств РЗ, устройств автоматики, систем автоматического управления и регулирования, установленных на ГУ объектов РГ, оборудовании сетей внутреннего и внешнего электроснабжения, а также электроприемниках энергорайона, действия которых могут повлиять на параметры переходных процессов и послеаварийных установившихся режимов.

Этапы выполнения расчетов электрических режимов следующие:

1. Выбор программных комплексов расчетов режимов.

При выборе ПК для решения поставленных расчетных задач следует уделить внимание специфически важным вопросам расчетов распределительных сетей, требующих детального учета взаимного влияния ГУ объектов РГ и нагрузки, а именно возможности корректного моделирования:

- величин вращающего момента для всех скольжений;
- моментно-скоростной характеристики приводимого во вращение механизма (допустима квадратичная функция скорости или скольжения, но в общем случае не допустима функция, в которой при нулевой скорости момент сопротивления равен нулю);
- пусковых и исполнительных органов всех учитываемых в расчетах устройств РЗ и ПА.

В отдельных ПК расчетов электрических режимов и устойчивости энергосистем используется однолинейная модель сети и в ней рассчитываются не фазные напряжения и токи, а только напряжения и токи прямой последовательности. В случае, если это существенно для решаемых задач, то следует использовать современные ПК, использующие трехфазную модель сети.

2. Расчеты доаварийных установившихся режимов.

Расчеты выполняются обычным образом. В распределительной сети контролируются главным образом модули напряжений и допустимость перетоков по величинам токов. В расчетах установившихся режимов распределительной сети применение ШБМ оправдано.

3. Расчеты неаварийных возмущений.

Основной целью анализа неаварийных возмущений является проверка правильности моделирования электродвигателей нагрузки, устройств автома-

тики энергосистем, а также технологической защиты и автоматики, которые могут срабатывать при различных нарушениях нормального режима.

Выбор неаварийных возмущений определяется конкретными условиями электропотребления в энергорайоне, при этом основные варианты следующие:

- перерывы питания электродвигателей и их самозапуски или повторные пуски, с учетом всех задействованных устройств автоматики энергосистем (например, АВР, АПВ и др.);

- прямые пуски электродвигателей при нормальном уровне напряжения на выводах, если они применяются в процессе эксплуатации, что особенно важно для тех, которые имеют наибольшие пусковые токи, а также наихудшие условия пуска (наибольший момент сопротивления в начале пуска).

4. Расчеты аварийных возмущений.

Основные цели проведения расчетного анализа аварийных возмущений:

- выявить возмущения, имеющие значимую вероятность, при которых нарушается нормальная работа конкретных электроприемников, ГУ объектов РГ, энергорайона в целом, или сети внешнего электроснабжения;

- определить, какие средства ПАУ эффективно применять, а также какие виды и объемы УВ целесообразно использовать для нормализации параметров режима в конкретных схемно-режимных ситуациях.

Выполнение расчетов аварийных возмущений следует осуществлять для разных схемно-режимных условий:

- доаварийные состояния сети внешнего электроснабжения энергорайона, включая возможные ремонтные схемы;

- различные суммарные нагрузки в сети внутреннего электроснабжения энергорайона (по суточному и/или сезонному графику);

- варьируемые суммарные номинальные мощности включенных ГУ на объектах РГ в энергорайоне (для электроснабжения потребителей энергорайона наиболее тяжелые режимы – при наименьшей включенной мощности ГУ);

- варьирование распределением (в предаварийном режиме) реактивной нагрузки между ГУ объектов РГ, с учетом СКРМ в сети внутреннего электроснабжения, и сетью внешнего электроснабжения, т. е. изменением уставок АРВ ГУ по напряжению, что оказывает существенное влияние на результаты расчетов послеаварийных режимов при выделении энергорайона в островной режим;

- варьирование интенсивностью аварийных возмущений, как минимум, для двух крайних случаев: самое сильное – трехфазное КЗ, самое сла-

бое – отключение того же элемента сети без КЗ. Промежуточные случаи – неполнофазные КЗ – должны рассматриваться по мере необходимости.

В процессе выполнения расчетов наиболее важным является контроль допустимости послеаварийных режимов, с учетом алгоритмов работы и параметров настройки устройств РЗ и ПА, по параметрам режима сети и допустимости ОН по объему и составу для технологических процессов потребителей.

Расчетами следует подтверждать эффективность реализации УВ от устройств ПА в широком спектре исходных режимов и рассматриваемых возмущений, что требует выполнения значительно большего объема расчетов. Такой подход обоснован, если нарушения в работе ГУ могут приводить к значительным ущербам у потребителей (нарушение технологического процесса) или последствиям в распределительных сетях (перегрузка ЛЭП и/или силовых трансформаторов; развитие каскадных аварий).

7.2.4. Дополнительные технические требования к ГУ

В настоящее время отсутствуют утвержденные нормативно-технические документы (НТД) или нормативно-правовые акты (НПА), регламентирующие вопрос формирования дополнительных ТТ к ГУ объектов РГ для всей линейки применяемых мощностей при подключении к распределительным сетям или сетям внутреннего электроснабжения энергорайонов.

Решение задачи обеспечения надежного электроснабжения особо ответственных потребителей энергорайона от ГУ объекта РГ может решающим образом зависеть от наличия других электростанций (объектов РГ) в этой же сети или связанных с ней.

Дополнительные ТТ следует формировать в процессе разработки предварительной СВМ объекта РГ на основе анализа результатов расчетов электрических режимов с целью обеспечения надежности электроснабжения потребителей рассматриваемого энергорайона. Их необходимо разрабатывать для ГТУ, ГПУ и ДГУ в условиях, когда от их бесперебойной работы зависит надежность электроснабжения особо ответственных потребителей и/или экономические показатели функционирования всего энергорайона или его частей.

Учитывая, что надежность электроснабжения определяется комплексно техническими характеристиками ГУ и прилегающей сети, алгоритмами работы и параметрами устройств РЗА ГУ, сети и нагрузки, техно-

логической защитой и автоматикой ГУ и особо ответственных потребителей, то и принимаемые технические решения при разработке предварительной СВМ могут быть многовариантными. Следовательно, формирование дополнительных ТТ к ГУ должно производиться одновременно с составлением перечня противоаварийных мероприятий, а также мероприятий по замене/установке (при необходимости) дополнительного оборудования, для реализации в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения энерго-района.

Варианты технических решений следует выбирать в зависимости от конкретных условий электроснабжения и электропотребления на основании технико-экономического сопоставления вариантов, учитывая все существенные ущербы, обусловленные нарушением условий нормального функционирования ГУ объектов РГ.

Дополнительные ТТ к ГУ могут включать в себя следующие требования:

1. Основные требования к АРЧВ ГУ.

В режиме параллельной работы ГУ объекта РГ с энергосистемой возможно применение АРЧВ с алгоритмами регулирования направленными на:

- поддержание частоты со статизмом регулирования 4–5 % (всережимное регулирование);

- поддержание заданной мощности.

В островном (автономном) режиме работы ГУ объекта РГ:

- поддержание частоты (всережимное регулирование) с возможностью коррекции величины статизма соответственно регулированию остальных источников электроснабжения;

- комбинированное регулирование (обеспечивающего поддержание заданной мощности при параллельной работе с энергосистемой и частоты в остальных – при условии, что используемый алгоритм регулирования соответствует фактическому режиму работы ГУ).

В островном режиме допускается работа ГУ, включенных в сеть через инверторные преобразователи (частотоведомое управление инвертором), и регулируемые на поддержание заданной мощности при следующих условиях:

- во всех планируемых режимах электроснабжения, без участия указанных ГУ в регулировании частоты, обеспечивается удовлетворяющее всем требованиям поддержание параметров режима в области допустимых значений;

- наиболее вероятные возмущения (КЗ, отключения ЛЭП и пр.) не приводят к существенным нарушениям нормальной работы сети внутреннего электроснабжения энергорайона.

В островном (автономном) режиме ГУ, непосредственно включаемые в сеть (без инверторных преобразователей), должны быть оснащены системами независимого возбуждения. Исключения допускаются, но должны быть обоснованы результатами расчетов переходных процессов.

2. Выделение ГУ объектов РГ в островной (автономный) режим.

Указанный переход, не требующий отключения ГУ, осуществим:

- при непрерывно действующем регулировании частоты в АРЧВ;
- при комбинированном регулировании, при условии правильной идентификации режима работы САУ ГУ и переключения закона регулирования.

Поскольку при комбинированном регулировании несоответствие текущего закона регулирования фактическому режиму работы ГУ приводит с большой вероятностью к отключению ГУ (см. главу 6), следует осуществить проверку правильности функционирования системы переключения алгоритмов АРЧВ.

Для тех схемно-режимных условий, когда возможен отказ системы переключения алгоритмов АРЧВ, следует предусмотреть внешнюю автоматику, контролирующую достаточное число КА, с воздействием на САУ ГУ.

Поскольку выделение энергорайона в островной (автономный) режим может сопровождаться переходными процессами со значительными отклонениями параметров режима от нормальных значений, когда возможны излишние отключения ГУ, следует принять меры по их уменьшению.

3. Предотвращение отключений ГУ при набросах/сбросах нагрузки.

Генерирующие установки должны без отключений выдерживать набросы/сбросы нагрузки в объемах, необходимых для нормального функционирования электроустановок потребителей в островном (автономном) режиме.

При прогнозировании последствий больших сбросов нагрузки многовальных газотурбинных генераторов следует учитывать то, что вращающий момент привода не исчезает сразу же после резкого снижения подачи топлива в горелки, т. к. от вращающегося компрессора некоторое время поступает холодный воздух, дополнительно увеличивая скорость вращения генератора.

При прогнозировании последствий набросов/сбросов в случаях применения газопоршневого привода с турбонаддувом следует учитывать то, что максимальная скорость увеличения мощности привода значительно меньше максимальной скорости ее снижения, что отражается на величине изменения скорости вращения генератора. В частности, при качаниях частоты, вызванных сбросом нагрузки, максимальное отклонение частоты от номинальной вниз может быть больше, чем вверх.

Для уменьшения отклонений частоты при набросах/сбросах нагрузки следует в конкретных условиях использовать сочетания следующих решений:

- замена одномоментных коммутаций ЛЭП в сети внутреннего электроснабжения энергорайона или групп электроприемников на последовательные;

- выборочное отключение части электродвигателей с последующим применением автоматики последовательных пусков электродвигателей;

- замена прямых пусков электродвигателей на пуск через ЧРП/УПП;

- применение специального управления напряжением ГУ для создания кратковременных допустимых понижений напряжения и снижения электропотребления;

- временное включение резисторной установки при сбросах нагрузки;

- применение НЭЭ при набросах нагрузки.

4. Предотвращение отключений ГУ в результате КЗ в сети.

В островном (автономном) режиме работы применение ГУ, особенно в промышленных энергорайонах, следует осуществлять координацию противоаварийных мер с целью:

- предотвращения излишних отключений ГУ устройствами РЗА, технологической защиты и автоматики;

- быстрого и безаварийного для потребителей восстановления нормальной работы электродвигателей.

Наиболее эффективными мерами являются повышение быстродействия устройств РЗА в прилегающей сети и быстродействия КА. В первую очередь это относится к сетям низкого и среднего напряжения с изолированной нейтралью, где применяются токовые защиты с выдержками времени.

Для предотвращения излишних отключений ГУ по причине срабатывания защит по снижению напряжения, а также для облегчения самозапуска электродвигателей следует применять дополнительные источники реактивной мощности, которые могут повышать напряжение после ликвидации КЗ.

Для предотвращения излишних отключений ГУ по причине срабатывания защит по частоте (или скорости вращения генераторов) следует применять дополнительные средства управления балансом активных мощностей: резисторные установки и накопители электрической энергии.

5. Специальные требования к устройствам автоматики.

В энергорайонах с ГУ объектов РГ использование несинхронного АПВ допускается в таких схемно-режимных условиях, в которых невозможен разрыв связи ГУ/объекта РГ с другими источниками и последующее включение при отсутствии синхронизма напряжений. Всережимное применение НАПВ допускается, если эта возможность указана в техниче-

ской документации завода-изготовителя ГУ или получено официальное согласование завода-изготовителя.

Если дефицитный энергорайон с объектом(-ами) РГ внезапно отделяется в островной режим, то возможны отказы в срабатывании устройств АЧР:

- при лавине напряжения (при этом снижение частоты не велико и оно может быстро смениться ее повышением);

- при быстром снижении частоты и допустимых напряжениях, когда защита по снижению частоты отключает ГУ до момента срабатывания АЧР-1.

В таких случаях следует применять устройства АЧР с усовершенствованными алгоритмами (см. главу 5).

В энергорайонах с объектами РГ возможны отказы в срабатывании устройств линейных и секционных АВР, введенных в эксплуатацию до интеграции объектов РГ. В таких случаях следует применять устройства линейного и секционного АВР с усовершенствованными алгоритмами (см. главу 6).

7.3. Автоматика управления нормальными и аварийными режимами (АУНиАР) энергорайонов с объектами РГ

Рассмотрим основные предпосылки к созданию АУНиАР энергорайонов.

1. Электрические режимы в энергорайонах с объектами РГ имеют свои специфические особенности.

Особенности электрических режимов в энергорайонах с объектами РГ обусловлены малыми значениями механических постоянных инерции ГУ, а также низкой скоростью набора нагрузки ГУ на базе двигателей внутреннего сгорания (ДВС). Это приводит к значительным отклонениям параметров режима при внешних возмущениях, включая набросы/сбросы нагрузки, а скорость развития нарушений нормального режима становится существенно выше. Для обеспечения корректной работы АУНиАР требуется повышение быстродействия измерений параметров режима при достаточной их точности [316, 428].

Переходные процессы в энергорайонах становятся общими для ГУ и нагрузки, а их характер существенно зависит от параметров нагрузки, вследствие сопоставимых суммарных мощностей и малых взаимных сопротивлений.

В сетях энергорайонов возможны реверсивные потоки мощности, в зависимости от режима генерации и электропотребления в конкретный момент времени.

В островном режиме работы энергорайонов наблюдаются значительные отклонения показателей качества электроэнергии от нормируемых значений, в связи с широким внедрением устройств с элементами силовой электроники, что проявляется при низких величинах загрузки инверторных преобразователей. Кроме того, это связано с подключением нелинейной нагрузки и стохастической выработкой электроэнергии ГУ на основе ВИЭ. Требуется обеспечивать достоверность измерений параметров режима в условиях отклонения показателей качества и влияния различных искажающих факторов.

2. Алгоритмы устройств автоматики энергосистем не удовлетворяют требованиям для энергорайонов с объектами РГ.

Присоединение ГУ объектов РГ приводит к изменению схемно-режимных ситуаций в сетях, оказывая существенное влияние на находящиеся в эксплуатации устройства автоматики энергосистем. Это относится как к корректности их работы, в соответствии с заданными алгоритмами, так и к правильности срабатывания, в соответствии с заданными уставками, не допуская их отказов, а также излишних и ложных срабатываний.

Находящиеся в эксплуатации устройства автоматики, как правило, не имеют технических возможностей для распознавания режимных областей, адаптации алгоритмов работы к условиям текущего режима, выбора параметров срабатывания с учетом фактического технического состояния оборудования с целью полного использования перегрузочной способности оборудования. Требуется адаптация алгоритмов работы и параметров срабатывания устройств автоматики к текущим схемно-режимным условиям энергорайонов [254].

Наличие в энергорайонах объектов РГ позволяет эффективно их использовать в реализации отдельных алгоритмов АУНиАР для отказа от отключения нагрузки или минимизации ее объемов. При реализации АУНиАР следует применять усовершенствованные алгоритмы линейного и секционного АВР [412], АЧР [379], АЛАР [278], АОСН [387] и АОПО [374, 401].

3. Энергорайоны с объектами РГ следует выделять в островной режим работы для электроснабжения особо ответственных электроприемников.

Учитывая, что характерными (средними) для распределительных сетей России являются провалы напряжения глубиной 35–99 %, длительностью 1,5–3 с и параметрами потока 10–30 провалов (и более) в год, вероят-

ность возникновения аварий в энергосистеме, приводящих к отключению ГУ объектов РГ или делающих работу особо ответственных электроприемников невозможной без отделения от сети, достаточно высока [101]. Для предотвращения значительных ущербов у потребителей требуется совершенствование принципов делительной автоматики применительно к энергорайонам с объектами РГ.

Алгоритм многопараметрической делительной автоматики в комплексе АУНиАР обеспечивает выделение энергорайона с объектами РГ от энергосистемы в случаях возникновения аварий (режимов высоких рисков нарушения электроснабжения), с целью предотвращения отключений ГУ объектов РГ и особо ответственных электроприемников, развития лавины напряжения в энергорайоне, а также надежное электроснабжение электроприемников, вплоть до ликвидации аварии в энергосистеме и нормализации параметров режима.

Выбор алгоритма работы и параметров настройки многопараметрической делительной автоматики в комплексе АУНиАР для конкретного энергорайона (выбор пусковых и блокирующих органов; управляющих воздействий, объемов и мест их реализации) должен основываться на результатах комплексных расчетов режимов в различных схемно-режимных условиях в сети внешнего электроснабжения, энергорайоне и в нагрузке, включая расчеты электромеханических переходных процессов. Выделение энергорайона может быть целесообразно в одних случаях и нецелесообразно в других, поэтому в АУНиАР предусмотрены блокирующие алгоритмы (см. главу 3).

4. Необходимость реализации централизованных алгоритмов управления объектами РГ для синхронизации энергорайона с энергосистемой.

Решение задачи синхронизации энергорайона с одним или несколькими объектами РГ, выделенного в островной режим работы, с энергосистемой является одной из функций АУНиАР. Автоматическая синхронизация позволяет обеспечить самовосстановление нормальной схемы внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона после ликвидации аварии в энергосистеме и нормализации параметров режима. В данных условиях невозможно использовать ручную синхронизацию. Самосинхронизация ГУ недопустима, в связи с возникновением значительных токов и электродинамических усилий, представляющих угрозу механической прочности ГУ, а также условиям электроснабжения потребителей. Следовательно, включение энергорайона на параллельную работу с энергосистемой следует выполнять методом автоматической точной синхронизации. Для ее решения предусмотрено наличие контроля и управления КА в

сети внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона, а также режимами работы всех ГУ объектов РГ с воздействием на АРЧВ и АРВ.

Для синхронизации энергорайона предусматривается использование данных от устройств синхронизированных векторных измерений (УСВИ), фиксирующих расхождения векторов напряжений и частот для формирования УВ с целью их выравнивания. Энергорайон может быть в отдельных схемно-режимных ситуациях разделен на несколько «островов», поэтому в АУНиАР реализован алгоритм последовательной синхронизации «островов», который выбирается с учетом структуры энергорайона, состава ГУ объектов РГ и нагрузки, и зависит от последствий аварии и инициирующего ее возмущения.

5. Возможность реализации большинства алгоритмов АУНиАР внутри энергорайона, без взаимодействия с устройствами автоматики энергосистем.

Важно отметить, что помимо локальных алгоритмов АУНиАР (например, АЧР) реализованных в отдельных устройствах, внутри энергорайона могут быть реализованы координирующие (например, АВР, АЛАР, АОСН, АОПО) и централизованные (например, ГРАМ – групповое регулирование активной мощности, ГРРМ – групповое регулирование реактивной мощности) алгоритмы, не требующие взаимодействия с устройствами автоматики энергосистем.

Координирующие и централизованные алгоритмы АУНиАР требуют наличия в энергорайоне информационной сети, удовлетворяющей требованиям по объемам и скорости передачи данных. Учитывая, что энергорайоны с объектами РГ, как правило, имеют относительно небольшую территорию (единицы – десятки км²), то это позволяет реализовать указанные алгоритмы АУНиАР, включая отключение нагрузки (ОН), с заданным быстродействием.

В настоящее время наблюдается тенденция к одновременному внедрению в промышленных энергорайонах различного оборудования, оснащенного локальными САР, например:

- ГУ объектов РГ обеспечивают, как правило, поддержание заданного значения выдачи реактивной мощности;

- средства компенсации реактивной мощности различных типов: вольтдобавочные трансформаторы, устройства РПН силовых трансформаторов, предназначены для сглаживания суточного профиля U в узлах нагрузки;

- динамические компенсаторы реактивной мощности (ДКРМ) обеспечивают поддержание напряжения при провалах на шинах электроприемников, например, в процессе ликвидации КЗ, а также при прямых пусках группы и отдельных крупных электродвигателей;

– источники бесперебойного питания (ИБП) и динамические корректоры провалов/прерываний напряжения (ДКПН) предназначены для поддержания требуемых уровней напряжения на шинах электроприемников при провалах/прерываниях напряжения (паузы АПВ, АВР).

Важно отметить, что слабо скоординированное управление режимом по U на основе визуальной оценки ограниченного количества локальных параметров электрического режима крайне неэффективно, а нескоординированное действие локальных САР, особенно в промышленных энергорайонах, приводит к существенному утяжелению последствий аварийных возмущений. Это связано с возникновением незатухающих колебаний параметров режима, вследствие несовместимости алгоритмов САР, вызывая отключения электроприемников потребителей и перечисленного оборудования собственными устройствами РЗ. В АУНиАР реализуется скоординированное управление режимами по напряжению в сети энергорайона. Для этого используются средства математического моделирования, позволяющие выявить данную проблематику, а также разработать и реализовать мероприятия, обеспечивающие устойчивость функционирования всех САР в различных схемно-режимных ситуациях.

6. Использование УСВИ в качестве основных датчиков АУНиАР.

Развитие современных коммуникационных технологий и УСВИ открывают широкие возможности для создания АУНиАР на их основе. Современные УСВИ позволяют обеспечить АУНиАР достоверными измерениями синхровекторов в условиях электромеханических (электромагнитных) переходных процессов, где требуется увеличение темпа передачи данных, расширение диапазонов измерения синхровекторов тока, соответствующих аварийным режимам.

На основе синхровекторов тока и напряжения для каждого присоединения энергорайона может быть рассчитано необходимое количество параметров, а при сборе измерений с различных присоединений энергорайона – рассчитывать параметры энергорайона в целом [377, 429, 430].

Для исключения многократного дублирования измерений синхровекторов напряжения в устройствах каждого присоединения секции шин целесообразно использовать отдельные УСВИ по току (измерительная и релейная обмотки измерительных ТТ) и УСВИ по напряжению (в ячейках измерительных ТН).

7. Совмещение функций РЗ и АУНиАР в устройствах нижнего уровня.

На нижнем уровне (уровень присоединений) целесообразно совмещение функций устройств РЗ с алгоритмами АУНиАР, что обеспечит существенное уменьшение количества отдельных устройств, устанавливаемых в энергорайоне. Это позволит за счет использования протокола обмена

данных по МЭК 61850 осуществлять управление нормальными и аварийными режимами работы энергорайона в режиме on-line.

Устройства нижнего уровня имеют типовую платформу, что позволяет изменять их функционал, алгоритмы работы и параметры настройки в процессе эксплуатации, без необходимости их аппаратной замены. Уставки РЗ целесообразно рассчитывать в автоматическом режиме и обновлять в процессе функционирования устройств, без необходимости их перезагрузки.

При наладке РЗ и АУНиАР используется кодогенератор управляющего программного обеспечения (ПО), который является основным инструментом построения логической части системы. Он позволяет создать логическую схему устройств нижнего уровня, проверить ее корректность, правильность взаимодействия со смежными устройствами, сгенерировать программный код и конфигурационные файлы в соответствии с МЭК 61850. Важной особенностью кодогенератора является поддержка распределенных вычислений и независимость генерируемого программного кода от операционной системы и процессора, применяемого в устройствах нижнего уровня. Кодогенератор является модульным расширяемым программным комплексом, позволяющим интегрировать устройства различных заводов-изготовителей и создавать на единой кодовой базе устройства различного функционального назначения.

7.3.1. Требования к быстродействию алгоритмов АУНиАР

Переходные процессы в островном режиме работы энергорайонов с объектами РГ, вызванные внезапным дефицитом мощности, существенно отличаются от происходящих в больших ЭЭС [28, 192, 326], если действует хотя бы один из нижеуказанных факторов:

– преобладают ГУ установки со сравнительно малыми механическими постоянными инерции (T_J): многовальные ГТУ (T_J – до 2–3 с) и ГПУ или ДГУ (T_J – около 1 с);

– состав нагрузки и схемно-режимные условия ее электроснабжения таковы, что ухудшение условий питания может вызвать лавину напряжения.

Аналогичные факторы в некоторых случаях могут иметь место и в больших ЭЭС. Ниже приводятся результаты расчетов переходных процессов при возникновении дефицита мощности в результате выделения энергорайона в островной режим работы, как показано на рис. 7.4, или при отключении одного из объектов РГ (ГУ) в островном режиме.

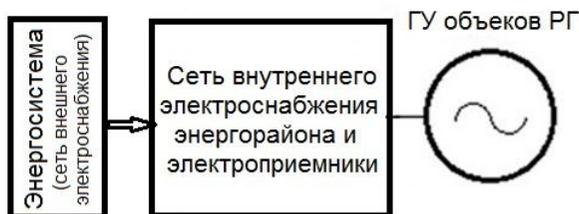


Рис. 7.4. Общий вид расчетной схемы

Начальный дефицит мощности d определяется как разность между располагаемыми мощностями оставшихся в работе ГУ (110 % от $P_{ном}$) и величиной нагрузки, соответствующей номинальной частоте и нормальному напряжению, отнесенный к этой нагрузке.

Необходимо получить зависимость располагаемого времени ($T_{расп}$) от параметров современных ГУ, в течение которого АУНиАР должна: зафиксировать факт возникновения дефицита мощности, сформировать управляющие воздействия (УВ) на ОН, а также обеспечить их реализацию. Для сравнения приведем аналогичные переходные процессы, возникающие в системах электроснабжения с паротурбинными ГУ. Основные факторы, которые влияют на требования к быстрдействию ОН, показаны в табл. 7.1, при этом значения $T_{расп}$ даны для величины дефицита мощности $d = 56$ %.

Таблица 7.1

*Основные факторы,
влияющие на требования к быстрдействию ОН*

Основные влияющие параметры					$T_{расп}, c$
T_j, c	Статизм рег. ГУ, %	Постоянная времени набора нагрузки ГУ, c	Защита ГУ по частоте		
			Гц	сек.	
7	4,5	1,5	46,5	1	1,584
3	4,5	1,5	46,5	1	1,266
1	4,5	1,5	46,5	1	1,110
1	0,1	1,5	46,5	1	1,115
1	0,1	20	46,5	1	1,112
1	0,1	20	47,5	1	1,422
1	0,1	20	47,5	2	2,422

В табл. 7.2 приведено сравнение переходных процессов, вызванных внезапным дефицитом мощности, когда нагрузка энергорайона в островном режиме работы покрывается группой однотипных ГУ различных видов.

Для аналогичных расчетов, если не решается задача выборочного управления электроприемниками в условиях значительных понижений напряжения, уместно представление нагрузки статическими характеристиками по частоте и напряжению, последнее – в диапазоне $U/U_{ном} = 0,6-1,0$ [12].

Таблица 7.2.

Технические характеристики ГУ

№ п/п	Вид ГУ	T_r , с	Защита ГУ по снижению частоты с выдержкой времени, с
1	Паротурбинные	7	46,5 Гц (1 с)
2	Газотурбинные многовальные	3	47,5 Гц (20 с), 45,0 Гц (0)
3а	Газопоршневые (Wärtsilä)	1	47,5 Гц (2 с)
3б	Газопоршневые (GE Jenbacher)	1	49,0 Гц (0,2 с)

Сопоставление значений $T_{расп}$, рассчитанных для различных видов ГУ, характеризует рис. 7.5.

Здесь и далее в переходных процессах предусмотрена однократная реализация УВ на ОН, где величина ОН равна начальному дефициту мощности (при этом фактические скачки мощности генерации и нагрузки не равны между собой, так как соответствующие значения частоты и напряжения не одинаковы), а время реализации ОН ($T_{ОН}$) задается отсчитанным от начала переходного процесса, как величина, меньшая $T_{расп}$.

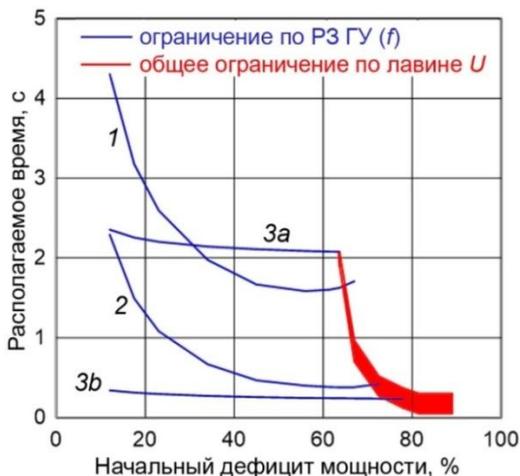


Рис. 7.5. График зависимости $T_{расп} = f(d)$ для разных видов ГУ

На рис. 7.5 показан разброс $T_{расп}$, ограниченный возможностью возникновения в энергорайоне лавины напряжения, что связано с вариациями параметров асинхронных двигателей (АД) в составе нагрузки.

При сравнительно небольших значениях начального дефицита мощности (рис. 7.5) имеют место обычные переходные процессы, характеризующиеся понижением частоты, при этом снижения напряжения допустимо малы. Такой переходный процесс назовем *f-процессом*, его пример для ГТУ при $d = 34\%$ (где $T_{расп} = 0,67$ с по кривой 2) и $T_{ОН} = 0,5$ с показан на рис. 7.6.

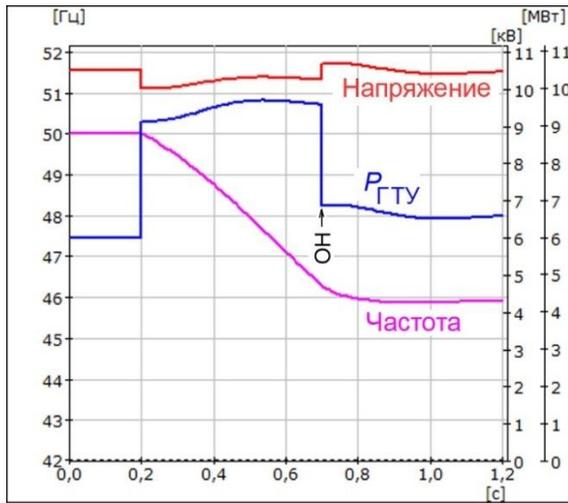


Рис. 7.6. График *f*-процесса при $d = 34\%$, $T_{ОН} = 0,5$ с

В *f-процессах* эффективна реализация УВ на ОН для предотвращения глубокого снижения частоты и ее восстановления до нормального значения, если она длительно остается пониженной, за счет реализации в АУНиАР традиционных алгоритмов АЧР.

При малых значениях T_J ГУ в островном режиме работы существенно увеличивается скорость снижения частоты при одних и тех же внешних возмущениях. В этом случае лавина частоты может проходить настолько быстро, что предотвратить ее с помощью традиционных устройств АЧР невозможно. Здесь эффективно применение дополнительной автоматической разгрузки (ДАР), срабатывающей при возникновении аварийного дефицита мощности до начала снижения частоты, что позволяет минимизировать объем ОН.

Повышение быстродействия АЧР еще необходимо в случаях, если отключение ГУ устройствами РЗА (технологической защитой и автоматикой) или электроприемников особо ответственных потребителей происходит раньше, чем отключается неответственная нагрузка действием устройств АЧР.

На рис. 7.7 показан аналогичный (рис. 7.5) переходный процесс при $d = 72,5\%$ (где $T_{расп} = 0,42$ с) и $T_{ОН} = 0,3$ с. В этом случае начальный дефицит d ближе к зоне, где велика вероятность возникновения лавины напряжения (рис. 7.5), когда напряжение значительно понижается (*fU-процесс*).

Если начальный дефицит мощности велик (рис. 7.5, при $d > 65\%$), то сам факт возникновения дефицита является причиной лавины напряжения в энергорайоне. Характер переходного процесса и скорость снижения напряжения – такие же, как при возникновении трехфазного КЗ на некотором удалении от ГУ.



Рис. 7.7. График *fU*-процесса при $d = 72,5\%$, $T_{ОН} = 0,3$ с

Последствия для электроприемников, в отношении допустимого времени ликвидации КЗ или времени от возникновения дефицита мощности до момента реализации УВ на ОН, идентичны. Двигательная нагрузка может вернуться к нормальной работе, если провал напряжения не вызвал такого снижения скоростей вращения АД, при которых их самозапуски становятся невозможными.

В fU -процессе дефицит активной мощности приводит к росту потребления АД реактивной мощности (по мере снижения частоты), что требует формирования и реализации соответствующих УВ. Данные режимы могут возникать при выделении энергорайона в островной режим работы по любой причине без КЗ, а также при отключении ГУ в островном режиме.

Время, в течение которого напряжение находится ниже критического значения, не играет основной роли, если доля АД в общем объеме невелика и ориентировочно составляет 10–20 %. Однако, при статистически средней нагрузке и, тем более, при преобладании промышленного электропотребления, располагаемое время $T_{ОН}$ сильно ограничено (рис. 7.5). Переходный процесс, вызванный дефицитом мощности и сопровождающийся глубоким снижением напряжения (U -процесс), для нагрузки заканчивается благополучно только в том случае, если время $T_{ОН}$ близко к нулю, как это показано на рис. 7.8.

При возникновении значительного дефицита активной мощности лавина напряжения возникнет раньше, чем происходит недопустимое снижение частоты и срабатывают устройства АЧР.

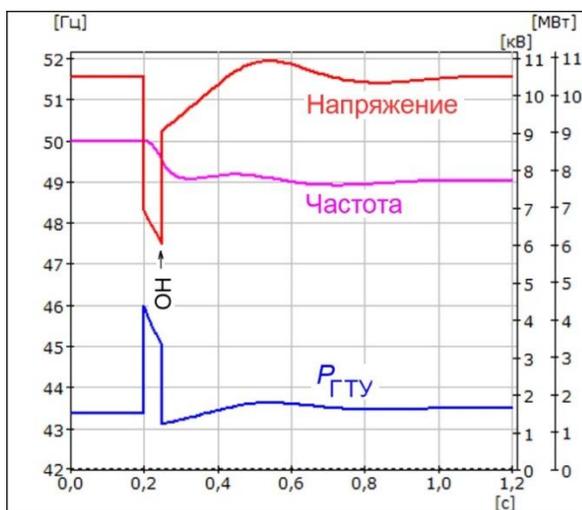


Рис. 7.8. График U -процесса при $d = 83,5 \%$, $T_{ОН} = 0,05$ с

Если напряжение проваливается глубоко и быстро, то возникает значительный сброс нагрузки, что приводит к восстановлению баланса

активных мощностей и нормализации частоты в энергорайоне. К такому протеканию переходных процессов традиционные устройства АЧР не адаптированы, и в АУНиАР реализован усовершенствованный алгоритм АЧР.

Как видно из анализа представленных результатов расчетов величина $T_{\text{расп}}$ в значительной мере зависит как от величины T_f ГУ, расположенных в выделившемся на островной режим работы энергорайоне, а также уставок устройств РЗА, технологической защиты и автоматики ГУ.

Кроме того, величина $T_{\text{расп}}$ может ограничиваться критическим временем перерыва электроснабжения для особо ответственных электроприемников, т. е. максимальным временем полного перерыва электроснабжения, при котором не возникает опасности для людей, риска повреждения оборудования и значительного брака производимой продукции.

7.3.2. Основные принципы построения АУНиАР

Комплекс АУНиАР соответствует иерархической структуре построения и имеет локальный, координирующий и централизованный уровни реализации алгоритмов [431, 432]. Данные изменений параметров режима от УСВИ используются во всех алгоритмах АУНиАР. Задача оптимальной расстановки УСВИ в сетях энергорайонов с объектами РГ решается в процессе проектирования, с учетом требований по аппаратному и программному резервированию.

Алгоритмы АУНиАР реализуются в виде функций на единой программно-аппаратной платформе, предусматривающей резервирование [433]. Набор технических решений по реализации АУНиАР выполнен на бестерминальной основе на базе отечественных промышленных компьютеров, специализированного программного обеспечения российской разработки с протоколом обмена данных по МЭК 61850, с одновременным решением вопросов обеспечения кибербезопасности [434, 435].

На первом этапе комплекс АУНиАР будет использовать результаты off-line расчетов режимов с последующим возможным переходом на программно-аппаратные комплексы расчетов установившихся и переходных процессов в режиме on-line. Применение результатов off-line расчетов режимов требует проведения предварительного имитационного моделирования во всех различных схемно-режимных ситуациях в энергорайоне для выбора видов и объемов УВ, которые должны реализовываться АУНиАР.

7.3.3. Функциональные задачи, реализуемые в АУНиАР

Создание АУНиАР на основе УСВИ для решения задач противоаварийного и режимного управления в энергорайонах с объектами РГ невозможно без обеспечения наблюдаемости параметров электрического режима в энергорайоне во всех схемно-режимных ситуациях и организации информационной шины, выполняющей функции передачи параметров режима от датчиков и блоков АУНиАР, а также УВ к объектам управления.

В АУНиАР реализованы следующие *основные функции*:

– управление нагрузкой ГУ объектов РГ по активной мощности, включая ГРАМ, с учетом регулировочных диапазонов и технологических ограничений; реализация вторичного (третичного) регулирования активной мощности в островном режиме работы энергорайона; балансировка энергорайона по активной мощности при выделении энергорайона в островной режим, в т. ч. с реализацией усовершенствованных алгоритмов АЧР и ДАР;

– управление нагрузкой ГУ объектов РГ и СКРМ (координация САУ) по реактивной мощности, включая ГРРМ, с учетом регулировочных диапазонов и технологических ограничений; реализация вторичного (третичного) регулирования реактивной мощности в островном режиме работы энергорайона, подготовка схемы к пуску мощных АД или их групп; балансировка энергорайона по реактивной мощности при выделении энергорайона в островной режим, в т. ч. с реализацией усовершенствованного алгоритма АОСН;

– автоматическое поддержание заданных величин перетоков активной/ реактивной мощности внутри энергорайона и на связи энергорайона с энергосистемой для исполнения задания по величине и направлению перетока (в аварийных режимах – повышение допустимых величин перетоков в энергорайон в течение согласованного времени);

– обеспечение контроля параметров предшествующего режима для реализации алгоритмов АУНиАР: мощности генерации в энергорайоне – P , Q ; перетока мощности с энергосистемой – P , Q ; потребления в энергорайоне – P , Q , а также положений коммутационных аппаратов в энергорайоне;

– реализация многопараметрической делительной автоматики для обеспечения успешного выделения энергорайона с объектами РГ в островной режим работы (превентивное – по параметрам режима; в ремонтной схеме без КЗ; в нормальной или ремонтной схеме с иницирующим КЗ) [322];

– обеспечение автоматической синхронизации энергорайона с объектами РГ с энергосистемой по команде дежурного персонала энергорайона, например, после восстановления ЛЭП связи энергорайона с энергосистемой или стабилизации параметров режима в энергосистеме;

– предотвращение излишних отключений ГУ объектов РГ при существенных отклонениях параметров режима (частота; напряжение), в т. ч. при ликвидации внешних КЗ устройствами РЗ, а также значительных набросах/сбросах нагрузки, посредством управления накопителем электрической энергии (НЭЭ) с независимым управлением по активной/реактивной мощности; управление процессами заряда/разряда НЭЭ;

– выявление и предотвращение возникновения асинхронных режимов ГУ, между ГУ объектов РГ, в сетях внутреннего электроснабжения энергорайона, а также на ЛЭП связи энергорайона с энергосистемой посредством адаптивного алгоритма АЛАР;

– предотвращение недопустимых перегрузок оборудования в сети внутреннего электроснабжения энергорайона (ЛЭП, силовых трансформаторов), в т. ч. за счет реализации усовершенствованных алгоритмов АОПО;

– управление электромеханическими переходными процессами ГУ объектов РГ в режиме on-line по заданной траектории;

– обеспечение динамической устойчивости двигательной нагрузки в режимах со снижением напряжения за счет управления динамическими компенсаторами провалов (прерываний) напряжения;

– управление электропотреблением в энергорайоне (противоаварийное; режимное; экономическое) [44];

– автоматический пуск энергорайона «с нуля» из холодного и горячего состояний, начиная с пуска резервного(-ых) источника электроснабжения;

– реализация усовершенствованных алгоритмов линейного и секционного АВР в сети внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона, с использованием блокирующих органов по углу и величине располагаемой мощности резервного ввода; ввод запретов на срабатывание АВР при разгрузке энергорайона действием АУНиАР, а также при наличии нескольких ЛЭП связи энергорайона с энергосистемой;

– мониторинг величины запаса располагаемой мощности в энергорайоне, с применением средств краткосрочного прогнозирования выработки электроэнергии объектами ВИЭ (ВЭС, СЭС);

– управление ВЭС и СЭС, подключенных через частотоведомое инверторные преобразователи (формирование сигналов управления; абсолютное, относительное ограничение выдаваемой мощности; задание скорости набора и сброса мощности);

– обеспечение интеграции в сети внутреннего электроснабжения энергорайона и управление объектами микрогенерации посредством типовых автоматических устройств, реализующих технологию plug-and-play (перспективная разработка).

В АУНиАР могут быть реализованы **дополнительные функции**:

– мониторинг ограничений (пропускной способности ЛЭП; нагрузочной способности силовых трансформаторов; технологического минимума нагрузки ГУ и т. п.);

– мониторинг работы оборудования объекта РГ с формированием аварийно-предупредительных сообщений дежурному персоналу энергорайона;

– мониторинг коэффициента запаса устойчивости по напряжению узлов нагрузки энергорайона, с учетом величин $U_{кр}$ по узлам;

– мониторинг коэффициента запаса устойчивости по активной мощности на связи энергорайонах с энергосистемой;

– выбор оптимального состава включенных в энергорайоне ГУ объектов РГ с учетом их технико-экономических показателей и необходимой величины запаса располагаемой мощности;

– автоматический сбор и архивация осциллограмм аварийных процессов в сети внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона;

– контроль параметров качества электроэнергии в узлах энергорайона;

– формирование суточных, недельных, месячных прогнозных графиков выработки электрической, тепловой и холодовой энергии и мощности, фиксация фактических графиков, уточнение прогнозных моделей;

– формирование графиков проведения технического обслуживания ГУ объектов РГ, коммутационных аппаратов (фиксация параметров коммутаций);

– выполнение расчетов оперативных технико-экономических показателей работы объектов РГ и энергорайона в целом.

Мониторинг коэффициента запаса располагаемой мощности

Коэффициент запаса располагаемой мощности $K_{ЗРМ}$ в островном режиме энергорайона, когда мощность от любой ГУ/объекта РГ может быть доставлена до любого электроприемника без существенных потерь, служит одним из основных показателей надежности электроснабжения, в отношении устойчивости к дефицитам активной мощности, и экономичности, в отношении эффективности использования генерирующих мощностей.

$$K_{ЗРМ} = \frac{\sum P_{расп.i}}{\sum P_{г.i}} - 1,$$

где $P_{Г,i}$ – текущая величины активной мощности работающих ГУ; $P_{расп,i}$ – располагаемые мощности всех ГУ объектов РГ в текущих условиях (схемно-режимных, метеорологических, топливных и др.).

В островном режиме энергорайона необходимость мониторинга $K_{ЗРМ}$ обусловлена рядом причин:

- нормальные и аномальные изменения величины электропотребления могут существенно изменять общий баланс мощности, особенно при наличии резкопеременной нагрузки (прокатных станов, дуговых печей и др.) и, если запас по мощности мал, приводит к снижению частоты и напряжения, а также отключениям электроприемников и ГУ объектов РГ;

- ГУ с приводом от ДВС обладают меньшей приемистостью, чем паротурбинные и газотурбинные двигатели, следовательно, недостаточная скорость набора мощности может стать причиной возникновения аварии;

- объекты ВИЭ с частотозависимым регулированием не участвуют в компенсации дефицитов активной мощности и в малой степени участвуют в компенсации дефицитов реактивной мощности, так как возможности форсировки выдачи реактивной мощности существенно ограничиваются малой токовой перегрузочной способностью инверторных установок;

- оснащение ГУ объектов РГ устройствами РЗ, действующими на их отключение при нарушениях нормального режима, вызванных дефицитом мощности, может приводить к значительному утяжелению аварии.

Указанные факторы и приближенные оценки вероятностей их возникновения позволяют определить величину минимального значения $K_{ЗРМ}$ – в виде константы или функции сезонных, производственных условий и др. Нормирование $K_{ЗРМ}$ для каждого энергорайона следует проводить на основании результатов расчетов режимов, анализа возможных изменений электропотребления и экономических последствий от нарушений электроснабжения.

При выборе УВ от АУНиАР, направленных на пуск и автоматическую загрузку ГУ объектов РГ, целесообразно учитывать сведения об удельных расходах топлива, эксплуатационных ресурсах ГУ и др.

7.4. Выводы по Главе 7

1. Интеграция объектов РГ в распределительные сети или сети внутреннего электроснабжения энергорайонов содействует электрическому приближению ГУ к нагрузке, следовательно, переходные процессы для них становятся общими. В случаях, когда суммарная нагрузка промыш-

ленных энергорайонов превышает суммарные мощности ГУ объекта(-ов) РГ, то характер переходных процессов в большей степени определяется свойствами электроприемников.

2. Обосновано, что расчеты электромеханических переходных процессов в распределительных сетях или сетях внутреннего электроснабжения энергорайонов объектами РГ должны проводиться с использованием динамических характеристик нагрузки основных электроприемников. Повышенные требования к точности их моделирования позволяют избежать существенных ошибок в расчетах переходных процессов и принятия необоснованных технических решений по обеспечению надежности электроснабжения потребителей.

3. Действующие НТД и НПА в отношении формирования дополнительных технических требований к ГУ объектов РГ и разработке схем выдачи мощности объектов РГ не учитывают особенности современных ГУ, а также возможности их эффективного использования для обеспечения надежного электроснабжения потребителей.

4. Сформирован сводный перечень технических характеристик ГУ, подлежащих получению от заводов-изготовителей ГУ для обеспечения возможности выполнения расчетов электрических режимов в энергорайонах с объектами РГ, который следует включать в ТЗ, являющееся приложением к предварительному договору на поставку ГУ.

5. Предложен подход к разработке схем выдачи мощности объектов РГ, позволяющий осуществлять выбор вида и типа ГУ на проектируемый объект РГ, с последующей оценкой пригодности выбранного вида и типа ГУ для работы в конкретных схемно-режимных условиях и режимах работы энергорайона.

6. Разработана Методика проведения натуральных испытаний и измерений в энергорайонах с объектами РГ, которая позволяет восполнять недостающую условно-переменную информацию (верифицировать исходные данные) для расчетной схемы энергорайона, содействовать повышению точности расчетов электрических режимов, а также обоснованности принятия основных технических решений в процессе проектирования.

7. Разработана Методика выполнения расчетов электрических режимов в энергорайонах с объектами РГ, которая позволяет учесть особенности моделирования современных ГУ и промышленной нагрузки, определяет последовательность выполнения подготовительных этапов к проведению расчетов и самих расчетов электрических режимов (установившихся и переходных), содержит соответствующие рекомендации и пояснения. Проведение расчетов режимов, с учетом возможных допущений, позволяет получить результаты достаточной точности для принятия обоснованных

технических решений по перечню противоаварийных мероприятий, подлежащих реализации.

8. Сформированы дополнительные технические требования к ГУ объектов РГ для возможности обеспечения надежного электроснабжения электроустановок потребителей энергорайонов от объектов РГ в различных схемно-режимных ситуациях, включая островной (автономный) режим работы.

9. Представлены предпосылки к созданию автоматики управления нормальными и аварийными режимами (АУНиАР) энергорайонов с объектами РГ, позволяющей реализовать функции управления режимами на принципиально новом программно-аппаратном уровне, имеющей иерархическую структуру построения и предусматривающей наличие локального, координирующего и централизованного уровней управления.

10. Обоснованы требования к быстродействию реализации алгоритмов АУНиАР энергорайонов с объектами РГ в зависимости от начальных дефицитов мощности в энергорайонах для различных видов применяемых ГУ.

11. Показана целесообразность использования в качестве датчиков для устройств РЗ и АУНиАР малогабаритных УСВИ, позволяющих на основе синхровекторов тока и напряжения рассчитывать необходимые параметры для каждого присоединения и всего энергорайона в целом.

12. Обоснована эффективность создания АУНиАР на бестерминальной основе на базе отечественных промышленных компьютеров, специализированного программного обеспечения преимущественно российской разработки с протоколом обмена данных по МЭК 61850.

13. Обоснована необходимость разработки отечественных типовых автоматических устройств, позволяющих осуществлять свободную интеграцию новых участников (объектов микрогенерации) в сети энергорайонов, реализующих технологию plug-and-play.

14. В целях дальнейшего совершенствования АУНиАР требуется разработка отечественного программно-аппаратного комплекса, позволяющего проводить расчеты установившихся и переходных процессов в режиме on-line.

Заключение

1. Выявлены особенности электрических режимов в энергорайонах с объектами РГ, которые обусловлены малыми значениями механических постоянных инерции ГУ, низкой скоростью набора нагрузки ГУ с приводом от ДВС, что приводит к значительным отклонениям параметров режима при внешних возмущениях, а также при набросах/сбросах нагрузки. Доказано, что характер переходных процессов существенно зависит от параметров нагрузки, вследствие сопоставимых суммарных мощностей генерации и нагрузки, а также малых взаимных сопротивлений. В островном (автономном) режиме работы энергорайонов наблюдаются значительные отклонения показателей качества электроэнергии по причине широкого внедрения устройств с элементами силовой электроники, включая инверторные станции объектов ВИЭ.

2. Анализ алгоритмов работы и параметров настройки устройств автоматики энергосистем (сетевой; противоаварийной) при интеграции в энергорайоны объектов РГ (микروгенерации) показал существенное влияние последних на схемно-режимные условия, что приводит к необходимости совершенствования существующих и разработки новых алгоритмов. По результатам комплексных расчетов электрических режимов обосновано возникновение дополнительных режимных областей, в которых применяемых пусковых органов и их быстродействия недостаточно для предотвращения развития аварийных ситуаций и обеспечения допустимых условий электроснабжения и электропотребления.

3. Разработаны новые способы оценки параметров режима пусковыми органами АУНиАР, позволяющие повысить быстродействие до 0,02–0,035 с, обеспечив надежность срабатывания в условиях быстрых переходных процессов с флуктуациями. Применение методов максимального правдоподобия и дискриминаторного позволяет снизить погрешность измерений по сравнению с алгоритмами на основе ДПФ до 4 раз при достаточной точности результатов измерений (ошибка < 1 %).

4. Разработан новый способ последовательного принятия решений логическим блоком АУНиАР, основанный на применении последовательной процедуры Вальда, позволяющий повысить быстродействие до 0,02–0,035 с, обеспечив точность идентификации режимной области для оптимального выбора видов, объемов и мест реализации УВ.

5. Разработан новый способ реализации многопараметрической делительной автоматики выделения энергорайонов с объектами РГ в островной режим работы, действующий как превентивно по параметрам режима, так

и в случае непреднамеренного выделения (с КЗ; без КЗ). Способ позволяет повысить быстродействие до 0,1–0,2 с на деление, в также реализацию УВ на ОН до 0,2–0,5 с, реализовать успешное выделение энергорайона с дефицитом активной мощности вплоть до 60 % с целью обеспечения надежной работы ГУ объектов РГ и электроприемников потребителей.

6. Разработан новый способ расширения области допустимых режимов ГУ объектов РГ за счет независимого управления $\Delta P_{НЭЭ}$ и $\Delta Q_{НЭЭ}$ НЭЭ с целью предотвращения излишних отключений ГУ при значительных отклонениях параметров режима (частота; напряжение), в том числе при ликвидации внешних КЗ устройствами РЗ (основными; резервными; дальнего резервирования), значительных набросах/сбросах нагрузки, обеспечивая надежное электроснабжение потребителей энергорайона в различных схемно-режимных условиях.

7. Предложен усовершенствованный алгоритм АЧР, который позволяет предотвратить возникновение лавины частоты и напряжения при работе энергорайона с объектами РГ в островном (автономном) режиме. Эффект достигается благодаря высокому быстродействию (до 0,02–0,035 с), точной идентификации режимной области и определению оптимальных объемов УВ.

8. Разработан усовершенствованный алгоритм АОСН, который позволяет предотвратить возникновение лавины напряжения в энергорайоне за счет высокого быстродействия и эффективного использования ресурсов по реактивной мощности как энергорайона, так и энергосистемы (реализации превентивных УВ, включая пуск неработающих ГУ, загрузку ГУ по реактивной мощности, разгрузка ГУ по активной и загрузка по реактивной мощности). Новый алгоритм АОСН позволяет полностью отказаться от ОН или минимизировать его объемы, содействуя, таким образом, обеспечению надежного электроснабжения максимально возможного количества электроприемников потребителей.

9. Предложен усовершенствованный алгоритм АОПО КЛ напряжением 110 кВ с изоляцией из СПЭ, который за счет интеграции с СМТ фаз КЛ позволяет осуществлять выбор параметров срабатывания с учетом фактического технического состояния при полном использовании перегрузочной способности КЛ. Дополнительные преимущества алгоритма связаны с эффективной реализацией УВ на ГУ объектов РГ и СКРМ с целью отказа от ОН или минимизации ее объемов для сокращения ущербов у потребителей.

10. Разработан усовершенствованный алгоритм АОПО СТ, который за счет интеграции с СМиД и блоком управления системой охлаждения, позволяет осуществлять выбор параметров срабатывания с учетом фактического технического состояния при полном использовании перегрузочной

способности СТ, превентивно охлаждать трансформатор перед возникновением перегрузки, что создает условия для реализации оптимальных УВ, минимизации объемов и времени отключения электроприемников потребителей.

11. Предложены усовершенствованные схемные решения устройств линейного и секционного АВР, используемых в энергорайонах с объектами РГ, позволяющие снизить длительность перерывов электроснабжения электроприемников потребителей, предотвращая повреждения ГУ от несинхронных включений. Эффект достигается благодаря наличию пусковых органов по напряжению и частоте, блокирующих органов по углу и величине располагаемой мощности резервного ввода, а также высокому быстродействию (до 0,02–0,035 с).

12. Разработан метод адаптации АРЧВ ГУ зарубежных заводов-изготовителей к особенностям режимов энергорайонов с объектами РГ, который предусматривает блокировку системы переключения алгоритмов АРЧВ с выбором величины статизма регулирования частоты в диапазоне 4–5 % во всех режимах работы ГУ (параллельный; островной; автономный), что содействует предотвращению значительных отклонений частоты в различных схемно-режимных условиях, а также срабатыванию устройств РЗ и ПА с действием на отключение ГУ и нагрузки.

13. Предложен метод адаптации АРВ ГУ зарубежных заводов-изготовителей к особенностям режимов энергорайонов с объектами РГ, который предусматривает блокировку модуля согласования нагрузки (изменение параметров настройки) на основании результатов расчетов электромеханических переходных процессов в конкретных схемно-режимных условиях. Метод предназначен для предотвращения возможности возникновения лавины напряжения и обеспечения надежного электроснабжения электроприемников потребителей.

14. Разработана Методика проведения натуральных испытаний и измерений в энергорайонах с объектами РГ, включающая выполнение измерений (первого и второго типа) в различных схемно-режимных условиях. Использование Методики позволяет восполнять недостающую условно-переменную информацию (верифицировать исходные данные) для расчетной схемы энергорайона, содействовать повышению точности расчетов электрических режимов, а также обоснованности принятия основных технических решений в процессе проектирования энергорайонов с объектами РГ.

15. Предложена Методика выполнения расчетов электрических режимов в энергорайонах с объектами РГ, применение которой позволяет проводить комплексные расчеты режимов с учетом особенностей современных ГУ и промышленной нагрузки, включающая последовательность вы-

полнения подготовительных этапов к проведению расчетов и самих расчетов электрических режимов (установившихся и переходных). На основании полученных результатов на первом этапе появляется возможность формировать дополнительные технические требования к ГУ и перечень противоаварийных мероприятий, подлежащих реализации, а на втором – оценивать пригодность выбранного вида и типа ГУ к функционированию в конкретных схемно-режимных условиях и возможных режимах работы.

16. Разработан ПАК АУНиАР энергорайонов с объектами РГ на базе отечественного специализированного ПО с протоколом обмена данными, соответствующим требованиям международного стандарта МЭК 61850. Техническое решение ПАК АУНиАР защищено патентами, соответствует требованиям действующих НТД, а его применение в энергорайонах с объектами РГ и микрогенерации позволит содействовать обеспечению как надежности функционирования ГУ, так и электроснабжения электроприемников потребителей.

Библиографический список

1. Highlights of the REN21 Renewables 2017 Global Status Report in perspective. URL: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/170607_GSR_2017_Highlights.pdf.
2. *Сидоренко Г.И.* Анализ изменения значений капитальных вложений на строительство энергетических объектов на основе возобновляемых источников энергии / Г.И. Сидоренко, П.Ю. Михеев // Энергетик. 2017. № 10. С. 34–37.
3. Министерство энергетики Российской Федерации: Проект «Энергетическая стратегия России на период до 2035 года» [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1920> (дата обращения: 08.07.2019).
4. Мировая энергетика 2050 [Электронный ресурс]. URL: <http://textarchive.ru/c-1005258.html> (дата обращения: 08.07.2019).
5. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой, В.А. Кулагина. ИНЭИ РАН, Московская школа управления СКОЛКОВО. Москва, 2019.
6. Швеция: 100 % ВИЭ к 2040 г. [Электронный ресурс]. URL: <http://renew.ru/shvetsiya-100-vie-k-2040-g/> (дата обращения: 08.07.2019).
7. Canada can transition to renewable energy in just a few decades [Электронный ресурс]. URL: <https://globalnews.ca/news/2753959/canada-can-transition-to-renewable-energy-in-just-a-few-decades-says-stanford-university-professor/> (дата обращения: 08.07.2019).
8. *Загорнов М.А.* Оценка экономического эффекта внедрения собственной генерации: снижение затрат на электроэнергию для промышленного предприятия // Материалы международной конференции «Собственная генерация как высоко rentable бизнес и инструмент двукратного снижения энергозатрат», 26 октября 2017, Москва, Россия. С. 1–18.
9. *Гуревич Ю.Е.* Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя / Ю.Е. Гуревич, К.В. Кабиков. М.: Элекс-КМ, 2005.
10. *Кучеров Ю.Н.* Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике / Ю.Н. Кучеров, А.Ф. Дьяков, В.Г. Китушин, Д.С. Крупнев, А.И. Куменко, Г.П. Кутовой, Л.М. Лебедева, Л.А. Левина, С.И. Магид, Н.А. Манов, А.Н. Назарычев, В.А. Непомнящий, В.А. Овсейчук, В.Р. Огороков, Б.В. Папков, Н.И. Пяткова, Ю.А. Рыжов, Г.Б. Славин и др. М: ООО «Издательский Дом «Энергия», 2013.

11. *Нюшлосс Д.* Развитие распределенной генерации / Д. Нюшлосс, И. Ряпин // Энергетический центр Московской школы управления Сколково, август 2012 [Электронный ресурс]. URL: <http://docplayer.ru/32951394-Razvitie-raspredelennoy-generacii.html> (дата обращения: 08.07.2019).
12. *Гуревич Ю.Е.* Особенности расчетов режимов в энергорайонах с распределенной генерацией: монография / Ю.Е. Гуревич, П.В. Илюшин. Нижний Новгород: НИУ РАНХиГС, 2018.
13. *Ерохин П.М.* Разработка адекватных технических условий для технологического присоединения генерирующих объектов малой мощности к электрической сети / П.М. Ерохин, С.А. Ерошенко, А.В. Паздерин, В.О. Самойленко, А.Л. Рывлин, С.А. Стерлягова // *Промышленная энергетика*. 2016. № 2. С. 6–12.
14. *Кучеров Ю.Н.* Современные тенденции развития электроснабжения мегаполисов с целью повышения управляемости режимов работы энергосистемы / Ю.Н. Кучеров, С.А. Утц, Д.Н. Ярош // *Электричество*. 2017. № 6. С. 4–15.
15. *Ерошенко С.А.* Оптимизация размещения малой генерации. Снижение потерь мощности в распределительных сетях / С.А. Ерошенко, А.В. Паздерин, А.Д. Карпенко. Рига: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012.
16. ГОСТ Р 53905-2010. Энергосбережение. Термины и определения. М: Стандартинформ, 2011.
17. Распределённая генерация как основа модернизации энергетики // *Материалы VI научно-практической конференции*. 11 апреля 2019 [Электронный ресурс]. URL: <http://ftimes.ru/224656-raspredelyonnaya-generaciya-kak-osnova-modernizacii-energetiki-tema-vi-nauchno-prakticheskoy-konferencii-v-peterburge.html> (дата обращения: 08.07.2019).
18. *Филиппов С.П.* Перспективы использования когенерационных установок при реконструкции котельных / С.П. Филиппов, М.Д. Дильман // *Промышленная энергетика*. 2014. № 4. С. 7–11.
19. *Ивановский Д.А.* Вызовы отечественной электроэнергетики, как основа развития распределенных источников энергии // *Энергоэксперт*. 2018. № 3. С. 45–48.
20. *Шагин А.В.* Опыт строительства и эксплуатации объектов собственной генерации в ООО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь» // *Энергоэксперт*. 2015. № 6. С. 54–58.
21. *Загорнов М.А.* Новые технологии распределенной энергетики. Практический опыт развития собственной генерации в регионах России: примеры проектов // *Материалы международной конференции «От*

- проекта до объекта: специфика строительства объектов распределенной генерации в регионах России», 25 октября 2018, Москва, Россия. С. 1–20.
22. *Зайнуллин Е.* НЛМК открывает денежный поток [Электронный ресурс]. URL: https://www.np-ace.ru/news/power_industry/1206/ (дата обращения: 08.07.2019).
 23. Системный оператор Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС»): Потребление электроэнергии в ЕЭС России в 2018 году увеличилось на 1,5 % по сравнению с 2017 годом [Электронный ресурс]. URL: [http://www.so-ups.ru/index.php?id=press_release_view&tx_ttnews\[tt_news\]=13767&cHash=459c686e7a](http://www.so-ups.ru/index.php?id=press_release_view&tx_ttnews[tt_news]=13767&cHash=459c686e7a) (дата обращения: 08.07.2019).
 24. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ.
 25. Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 г., утвержденные распоряжением Правительства Российской Федерации от 8 января 2009 года № 1-р.
 26. Постановление Правительства Российской Федерации от 28 мая 2013 года № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности».
 27. Администратор торговой системы (АО «АТС»): Результаты отборов проектов 2019 [Электронный ресурс]. URL: <http://www.atsergo.ru/vie/progresults/> (дата обращения: 08.07.2019).
 28. *Суслов К.В.* Развитие систем электроснабжения изолированных территорий России с использованием возобновляемых источников энергии // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2017. Т. 21. № 5 (124). С. 131–142.
 29. *Суслов К.В.* Использование возобновляемых источников энергии для питания собственных нужд нефтепровода / К.В. Суслов, И.Н. Шушпанов, Д.В. Воронцов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2018. Т. 20. № 1–2. С. 70–79.
 30. Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации, утверждена Указом Президента Российской Федерации от 13 мая 2019 г. № 216.
 31. *Katiraei F.* Micro-grid autonomous operation during and subsequent to islanding process / F. Katiraei, M.R. Iravani, P.W. Lehn // IEEE Trans. Power Del. 2005. Vol. 20. № 1. pp. 248–257.

32. *Lopes J.A.* Defining control strategies for microgrids islanded operation / J.A.P. Lopes, C.L. Moreira, A.G. Madureira // IEEE Trans. Power Syst. 2006. Vol. 21. № 2. pp. 916–924.
33. *Pogaku N.* Modeling, analysis and testing of autonomous operation of an inverter-based microgrid / N. Pogaku, M. Prodanovic, T.C. Green // IEEE Trans. Power Electron. 2007. Vol. 22. № 2. pp. 613–625.
34. *Vandoorn T.L.* A control strategy for islanded microgrids with DC-link voltage control / T.L. Vandoorn, B. Meersman, L. Degroote, B. Renders, L. Vandeveldel // IEEE Trans. Power Del. 2011. Vol. 26. № 2. pp. 703–713.
35. *Бушуев В.В.* Инновационное развитие электроэнергетики России / В.В. Бушуев, Ю.Н. Кучеров // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2016. № 4. С. 2–5.
36. *Tofis Y.* A plug-and-play selective load shedding scheme for power systems / Y. Tofis, Y. Yiasemi, E. Kyriakides // IEEE Systems Journal. 2017. Vol. 11. pp. 2864–2871.
37. *Yan J.* Adaptive load shedding method based on power imbalance estimated by ANN / J. Yan, C. Li, Y. Liu // Proc. of the IEEE Region 10 Conf. (TENCON), 2017, Penang, Malaysia.
38. *Duan J.* Data integrity attack on consensus-based load shedding algorithm for power systems / J. Duan, M.Y. Chow // Proc. of the 43rd Ann. Conf. of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON), 2017, China.
39. *Kilani K.B.* Dynamic under frequency load shedding in power systems / K.B. Kilani, M. Elleuch, A.H. Hamida // Proc. of the 14th Int. Multi-Conf. on Systems, Signals & Devices (SSD), 2017, Marrakech, Morocco.
40. *Budi S.I.* Impact of load shedding on frequency and voltage system / S.I. Budi, A. Nurdiansyah, A. Lomi // Proc. of the Int. Sem. on Intelligent Technology and Its Applications (ISITIA), 2017, Surabaya, Indonesia.
41. *Воропай Н.И.* Задачи обоснования развития активных систем электроснабжения / Н.И. Воропай, К.В. Суслов // Промышленная энергетика. 2018. № 1. С. 2–6.
42. *Кучеров Ю.Н.* Развитие технологий активного потребителя и их интеграция в электрическую сеть общего пользования / Ю.Н. Кучеров, А.В. Иванов, Д.А. Корев, Н.А. Уткин, А.З. Жук // Энергетическая политика. 2018. № 5. С. 73–86.
43. *Зубакин В.А.* Моделировании влияния пилотных проектов по управлению спросом на изменение цены электроэнергии на примере вертикально интегрированных компаний // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2019. № 4 (172). С. 35–41.

44. Шарыгин М.В. Защита и автоматика систем электроснабжения с активными промышленными потребителями: монография / М.В. Шарыгин, А.Л. Куликов. Н. Новгород: НИУ РАНХиГС, 2017.
45. Worku M.Y. Power fluctuation minimization in grid connected photovoltaic using supercapacitor energy storage system / M.Y. Worku, M.A. Abido, R. Iravani // Journal of Renewable and Sustainable Energy. Vol. 8. 2016. № 1.
46. Daoud I.M. Flywheel Energy Storage System for Fault Ride Through Support of Grid-Connected VSC HVDC-Based Offshore Wind Farms / I.M. Daoud, A.M. Massoud, A.S. Abdel-Khalik, A. Elserougi, S.A. Ahmed // IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 31. № 3. May 2016. pp. 1671–1680.
47. Ghosh S. An Energy Function-Based Optimal Control Strategy for Output Stabilization of Integrated DFIG-Flywheel Energy Storage System / S. Ghosh, S. Kamalasan // IEEE Transactions on Smart Grid. Vol. 8. № 4. July 2017. pp. 1922–1931.
48. Sun B. A Control Algorithm for Electric Vehicle Fast Charging Stations Equipped With Flywheel Energy Storage Systems / B. Sun, T. Dragičević, F.D. Freijedo, J.C. Vasquez, J.M. Guerrero // IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 31. № 9. Sept. 2016. pp. 6674–6685.
49. Teleke S. Control strategies for battery energy storage for wind farm dispatching / S. Teleke, M.E. Baran, A.Q. Huang, S. Bhattacharya, L. Anderson // IEEE Trans. On Energy Conversion. Vol. 24. № 3. pp. 725–732.
50. Воронин В.А. О возможном пути развития ЕЭС России на базе широкого использования накопителей энергии / В.А. Воронин, Д.Р. Любарский, С.Н. Макаровский, В.Н. Подъячев // Электрические станции. 2012. № 5. С. 14–19.
51. Бурман А.П. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем: учебное пособие / А.П. Бурман, Ю.К. Розанов, Ю.Г. Шакарян. М.: Издательский дом МЭИ, 2012.
52. Ефремов Д.Г. Повышение динамической устойчивости электростанции с помощью накопителей энергии / Д.Г. Ефремов, И.З. Глушкин // Электричество. 2016. № 12. С. 20–27.
53. Глушкин И.З. Сверхпроводниковые токоограничивающие устройства и накопители энергии для электроэнергетических систем / И.З. Глушкин, Г.А. Дмитриева, М.Ш. Мисриханов, В.Г. Наровлянский, И.В. Якимец. М.: Энергоатомиздат, 2002.
54. Макаров И.А. Парижское соглашение по климату: влияние на мировую энергетику и вызовы для России / И.А. Макаров, И.А. Степанов // Актуальные проблемы Европы. 2018. № 1. С. 77–100.

55. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года, утверждена распоряжение Правительства Российской Федерации от 12.06.2017 № 1209-р.
56. *Eroshenko S.A.* Power system zoning for distributed generation implementation forecasting / S.A. Eroshenko, V.O. Samoynenko, A.V. Pazderin, and P.Yu. Bannykh // Proc. of the 57th Int. Sc. Conf. on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), 2016, Riga, Latvia.
57. *Hammons T.* International Practices in Distributed Generation Development Worldwide / T. Hammons, L.L. Lai // IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007.
58. *Бухгольц Б.М.* Smart Grids основы и технологии энергосистем будущего / Б.М. Бухгольц, З.А. Стычински // пер. с англ. М.: Издательский дом МЭИ, 2017.
59. *Воропай Н.И.* Исследование мультиэнергетического объекта методами имитационного моделирования / Н.И. Воропай, Е.В. Уколова, Д.О. Герасимов, К.В. Суслов, П. Ломбарди, П. Комарницки // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2018. Т. 22. № 12 (143). С. 157–168.
60. *Хохлов А.А.* Распределенная энергетика в России: потенциал развития / А.А. Хохлов, Ю.В. Мельников, Ф.В. Веселов, Д.В. Холкин, К.А. Дацко // Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, 2018.
61. *Бердников Р.Н.* Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью / Р.Н. Бердников, В.В. Бушуев, С.Н. Васильев, Ф.В. Веселов, Н.И. Воропай, И.О. Волкова, А.М. Гельфанд, Ю.А. Деменьтьев, В.В. Дорофеев, П.Ю. Корсунов, И.А. Косолапов, Т.В. Купчиков, Ю.Н. Кучеров, Ю.И. Моржин, Н.Л. Новиков, Ю.А. Тихонов, Ю.Г. Шакарян, И.Б. Ядыкин /под ред. академиков РАН В.Е. Фортова, А.А. Макарова. М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2012.
62. *Кучеров Ю.Н.* Проблемы обоснования надежности при управлении развитием электроэнергетических систем / Ю.Н. Кучеров, Ю.Я. Чукреев // Энергетическая политика. 2015. № 2. С. 3–20.
63. *Молодюк В.В.* О разработке принципов формирования, разделения и описания требований надёжности и безопасности в электроэнергетике / В.В. Молодюк, Я.Ш. Исамухамедов, В.А. Баринов, Ю.Н. Кучеров // Энергетик. 2017. № 5. С. 3–18.
64. *Батенин В.М.* Инновационная электроэнергетика 21 / В.М. Батенин, П.П. Безруких, В.Н. Борин, Е.А. Бузуверов, В.В. Бушуев, Е.И. Ваксова, Н.И. Воропай, Е.В. Гальперова, В.В. Грибова, К.К. Деньщиков,

- Д.Н. Ефимов, А.З. Жук, В.Н. Ивакин, В.С. Каменев, Б.Б. Кобец, В.Д. Ковалев, И.Н. Колосок, А.Н. Копайгородский, В.Г. Курбацкий, Ю.Н. Кучеров и др. М: ООО «Издательско-аналитический центр Энергия», 2017.
65. *Макаров А.А.* Стратегические перспективы электроэнергетики России / А.А. Макаров, Ф.В. Веселов, А.С. Макарова, Т.В. Новикова, Т.Г. Панкрушина // Теплоэнергетика. 2017. № 11. С. 40–52.
 66. *Иванов А.В.* Создание системы сертификации оборудования возобновляемых источников энергии на соответствие стандартам МЭК / А.В. Иванов, Ю.Н. Кучеров, В.М. Самков // Электричество. 2018. № 2. С. 4–16.
 67. *Кучеров Ю.Н.* О развитии стандартизации в электроэнергетике с учетом передовой практики МЭК / Ю.Н. Кучеров, В.М. Самков, А.В. Иванов // Энергия единой сети. 2017. № 2 (31). С. 42–49.
 68. *Веселов Ф.В.* Экономическая оценка эффектов развития интеллектуальной энергетики в единой электроэнергетической системе России / Ф.В. Веселов, А.В. Федосова // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2014. № 2. С. 50–60.
 69. Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации, утверждена распоряжение Правительства Российской Федерации от 3 апреля 2013 г. № 511-р.
 70. *Бирюков П.А.* Импортзамещение в России: направления и устойчивость // Вестник Финансового университета. 2016. Т. 20. № 5 (95). С. 45–57.
 71. *Воропай Н.И.* Надежность систем электроснабжения. Новосибирск: Наука, 2006.
 72. *Андреев В.А.* Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник для вузов // 4-е изд., перераб. и доп. М.: Высш. шк., 2006.
 73. *Кузык Б.Н.* Вызов XXI века: энергоэкологический кризис и альтернативная энергетика // Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. 2008. № 10 (66). С. 10–25.
 74. *Мастепанов А.М.* Мировая энергетика: ещё раз о новых вызовах // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2014. № 11. С. 4–6.
 75. *Конопляник А.А.* О новой парадигме развития мировой энергетики, рисках и вызовах для России и мира // Сборник: Системные исследования в энергетике: методология и результаты. 2018. С. 151–180.

76. *Подковальников С.В.* Развитие электроэнергетики в условиях несовершенных рынков: глобальные вызовы и локальные решения / С.В. Подковальников, К.А. Семенов, О.В. Хамисов // Энергетическая политика. 2017. № 6. С. 53–62.
77. *Иванов А.В.* Развитие стандартизации интеллектуальных систем электроснабжения будущего / А.В. Иванов, Ю.Н. Кучеров, В.М. Самков, Д.А. Корев // Энергия единой сети. 2018. № 3 (38). С. 70–84.
78. *Иванов А.В.* Развитие системы технического регулирования и стандартизации в электроэнергетике / А.В. Иванов, Ю.Н. Кучеров, В.М. Самков // Энергетическая политика. 2017. № 6. С. 93–105.
79. *Джинчарадзе А.К.* Основные направления развития системы технического регулирования и стандартизации в электроэнергетике РФ / А.К. Джинчарадзе, И.А. Миль, Л.А. Левина, О.Н. Свириденко, В.М. Самков, А.В. Иванов, Ю.Н. Кучеров, Ю.Г. Федоров, М.И. Сапаров, Г.Г. Ольховский, Н.А. Хромова, В.В. Софьин, А.Н. Жулев, Д.Н. Башук, А.Н. Вивчар, И.А. Михайлов, Е.А. Гетманов, С.И. Магид, В.М. Неуймин, В.Ф. Чернецов и др. // Надежность и безопасность энергетики. 2014. № 1 (24). С. 2–18.
80. *Иванов А.В.* Стандартизация и подтверждение соответствия качества электрической энергии в России / А.В. Иванов, Ю.Н. Кучеров, В.С. Кармашев, В.В. Никифоров // Энергия единой сети. 2018. № 2 (37). С. 12–21.
81. *Дубенко Ю.В.* Обзор современной элементной базы в рамках концепции «умных» сетей / Ю.В. Дубенко, Ю.Н. Тимченко, Н.Н. Тимченко // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. 2016. № 121. С. 1595–1607.
82. *Ковязин А.А.* Проблемы солнечных установок малой мощности, генерирующих электроэнергию в общую сеть / А.А. Ковязин, И.М. Бабкин // Вопросы науки и образования. 2018. № 15 (27). С. 23–28.
83. *Бубенчиков А.А.* Анализ зарубежного опыта исследования систем генерации ветроэнергетических установок / А.А. Бубенчиков, Т.В. Бубенчикова, Е.Ю. Шепелева // Омский научный вестник. 2018. № 6 (162). С. 142–149.
84. *Илюшин П.В.* Анализ показателей надежности современных объектов распределенной генерации / П.В. Илюшин, В.О. Самойленко // Промышленная энергетика. 2019. № 1. С. 8–16.
85. *Илюшин П.В.* Проблемные технические вопросы работы объектов распределенной генерации в составе энергосистемы и подходы к их решению // Энергоэксперт. 2015. № 1, 2. С. 58–62; 76–80.

86. *Непомнящий В.А.* Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей. М.: Издательский дом МЭИ, 2010.
87. *Шарыгин М.В.* Разработка универсальной модели оценки последствий отказов электроснабжения потребителей // *Электричество*. 2015. № 3. С. 4–12.
88. *Лесных А.В.* Оценка ущерба и регулирование ответственности за перемены в электроснабжении: зарубежный опыт / А.В. Лесных, В.В. Лесных // *Проблемы анализа рисков*. 2005. № 1. Т. 2. С. 33–49.
89. *Михайлов В.В.* Определение ущерба промышленных предприятий / В.В. Михайлов, В.И. Эдельман. М.: ГОСИНТИ, 1968.
90. *Папков Б.В.* Оценки удельного ущерба от нарушения электроснабжения промышленных предприятий // *Промышленная энергетика*. 1992. № 3. С. 29–32.
91. *Куликов А.Л.* Анализ и оценка последствий отключения потребителей электроэнергии: коллективная монография / А.Л. Куликов, Б.В. Папков, М.В. Шарыгин. М.: НТФ «Энергопрогресс», 2014.
92. *Папков Б.В.* Требования к решению проблемы надежности электроснабжения / Б.В. Папков, М.В. Шарыгин // *Энергетическая политика*. 2015. № 2. С. 47–54.
93. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ, 2014.
94. *Папков Б.В.* Подход к построению взаимоотношений субъектов электроэнергетики для управления надежностью электроснабжения / Б.В. Папков, М.В. Шарыгин // *Энергетик*. 2012. № 4. С. 12–14.
95. *Окороков В.Р.* Управление электроэнергетическими системами: технико-экономические принципы и методы. Л.: Изд-во ЛГУ, 1976.
96. *Папков Б.В.* Анализ систем взаимоотношений субъектов электроэнергетики с целью управления уровнем надежности / Б.В. Папков, М.В. Шарыгин // *Труды Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева*. Нижний Новгород. 2011. № 4 (91). С. 211–218.
97. *Папков Б.В.* Надежность и эффективность электроснабжения. Нижний Новгород: НГТУ им. Р.Е. Алексеева, 1996.
98. *Папков Б.В.* Надежность электроснабжения: учёт кризисных явлений / Б.В. Папков, М.В. Шарыгин // *Энергоэффективность*. 2006. Вып. 1–2. С. 36–42.

99. *Китушин В.Г.* Проблема надежности электроснабжения: анализ причин и подход к решению // Энергорынок. 2005. № 9. С. 8–14.
100. *Папков Б.В.* Организация договорных отношений для управления надежностью электроснабжения потребителей / Б.В. Папков, М.В. Шарыгин // Энергетическая политика. 2013. № 3. С. 25–33.
101. *Арцишевский Я.Л.* Техпереворужение релейной защиты и автоматики систем электроснабжения предприятий непрерывного производства // М.: Энергопрогресс, 2011.
102. *Онисова О.А.* Характеристика влияния распределенной генерации на функционирование релейной защиты и автоматики // Электроэнергия. Передача и распределение. 2018. № 5 (50). С. 88–93.
103. *Sortomme E.* Microgrid protection using communication-assisted digital relays / E. Sortomme, S.S.Venkata, J. Mitra // IEEE Trans. on Power Delivery. 2010. Vol. 25. № 4. pp. 2789–2796.
104. *Марченко А.И.* Моделирование и анализ системных эффектов от присоединения малой генерации к электрическим сетям / А.И. Марченко, А.Г. Фишов, Ю.В. Дронова // Сборник «Энергетика: эффективность, надежность, безопасность» материалов трудов XXI Всероссийской научно-технической конференции. В 2 т. 2015. С. 176–180.
105. *Sortomme E.* Fault analysis and protection of a microgrid / E. Sortomme, G.J. Mapes, V.A. Foster, S.S. Venkata // Proc. 40th North American Power symposium. 2008. pp. 1–6.
106. *Нудельман Г.С.* Релейная защита и автоматика в условиях развития малой распределенной энергетики / Г.С. Нудельман, О.А. Онисова // Электроэнергия. Передача и распределение. 2014. № 4 (25). С. 106–114.
107. *Nikkhajoei H.* Microgrid protection / H. Nikkhajoei, R. Lasseter // Proc. IEEE Power Engineering Soc. General Meeting. 2007. pp. 1–6.
108. *Мукатов Б.Б.* Особенности обеспечения надежности электроснабжения в изолированно работающих энергосистемах с малой генерацией / Б.Б. Мукатов, Н.А. Карджаубаев, А.Г. Фишов // Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации. 2015. № 4 (29). С. 94–104.
109. *Lopes J.A.* Integrating distributed generation into electric power systems: a review of drivers, challenges and opportunities / J.A. Lopes, N. Hatziargyriou, J. Mutale, P. Djapic, N. Jenkins // Electric Power Systems Research. 2007. Vol. 77(9). pp. 1189–1203.
110. *Самойленко В.О.* Проблемы подключения и эксплуатации малой генерации / В.О. Самойленко, С.А. Ерошенко, А.В. Паздерин // Сборник докладов «Эффективное и качественное снабжение и использо-

- вание электроэнергии» 5-й международной научно-практической конференции. Научный редактор Ф.Н. Сарапулов. 2016. С. 45–47.
111. *Бык Ф.Л.* Малая генерация и живучесть энергосистемы / Ф.Л. Бык, Л.С. Мышкина, А.Г. Фишов // Сборник докладов: Электроэнергетика глазами молодежи – 2016. Труды VII Международной молодежной научно-технической конференции. 2016. С. 165–168.
 112. *Праховник А.В.* Малая энергетика: распределенная генерация в системах энергоснабжения. К: «Освита Украины», 2007.
 113. *Беркович М.А.* Автоматика энергосистем / М.А. Беркович, В.А. Гладышев, В.А. Семенов // 3-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1991.
 114. *Барзам А.Б.* Системная автоматика // 4-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1989.
 115. *Павлов Г.М.* Автоматика энергосистем / Г.М. Павлов, Г.В. Меркурьев. С-Пб.: Центр подготовки кадров РАО «ЕЭС России», 2001.
 116. *Воропай Н.И.* Комплекс интеллектуальных средств для предотвращения крупных аварий в электроэнергетических системах / Н.И. Воропай, В.Г. Курбацкий, Н.В. Томин, Д.А. Панасецкий, Д.Н. Сидоров, А.В. Жуков, Д.Н. Ефимов, А.Б. Осак, В.А. Спиряев, А.В. Домышев. Новосибирск: ФГУП Издательство «Наука», 2016.
 117. *Воропай Н.И.* О некоторых подходах к построению систем противоаварийной автоматики нового поколения / Н.И. Воропай, И.Б. Ядыгин // Сборник докладов: Релейная защита и автоматика энергосистем XXII конференции. 2014. С. 223–227.
 118. *Рубинчик В.А.* Резервирование отключений коротких замыканий в электрических сетях. М.: Энергоатомиздат, 1985.
 119. *Нагай В.И.* Релейная защита ответвительных подстанций электрических сетей. М.: Энергоатомиздат, 2002.
 120. *Нагай В.И.* Резервирование релейной защиты и коммутационных аппаратов электрических распределительных сетей / В.И. Нагай, И.Ф. Маруда, В.В. Нагай. Ростов-на-Дону: Изд-во журнала «Известия вузов. Северо-Кавказский регион», 2009.
 121. *Нагай В.И.* Проблемы и технические решения резервирования / В.И. Нагай, И.В. Нагай // Электроэнергия. Передача и распределение. 2015. № 4. С. 100–104.
 122. *Нагай И.В.* Построение многопараметрических резервных защит электрических распределительных сетей 6-10 кВ / И.В. Нагай, В.И. Нагай // Энергетик. 2013. № 2. С. 18–21.

123. *Кобец Б.Б.* Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции SMART GRID / Б.Б. Кобец, И.О. Волкова. М.: ИАЦ Энергия, 2010.
124. *Borlase S.* Smart Grids: Infrastructure, Technology, and Solutions // CRC Press. 2012. p. 607.
125. *Hadjsaid N.* Smart Grids / N. Hadjsaid, J. Sabonnadiere, N. Hadjsaid // Wiley-ISTE, 2012. p. 350.
126. *Marnay C.* Policymaking for microgrids / C. Marnay, H. Asano, S. Pathanassiou, G. Strbac // IEEE Power & Energy Magazine. 2008. Vol. 6. № 3. pp. 66–77.
127. *Hajimiragha A.* Practical aspects of storage modeling in the framework of microgrid real-time optimal control / A. Hajimiragha, M.R.D. Zadeh // Proc. IET Conf. on Renewable Power Generat. (RPG). 2011. pp. 93–98.
128. *Alvial-Palavicino C.* A methodology for community engagement in the introduction of renewable based smart microgrid / C. Alvial-Palavicino, N. Garrido-Echeverría, G. Jiménez-Estévez, L. Reyes, R. Palma-Behnke // Energy for Sustainable Development. 2011. Vol. 15, № 3. pp. 314–323.
129. *Bidram A.* Hierarchical structure of microgrids control system / A. Bidram, A. Davoudi // IEEE Trans. Smart Grid. 2012. vol. 3, №4. pp. 1963–1976.
130. *Bahramipanah M.* Network Clustering for Voltage Control in Active Distribution Network Including Energy Storage Systems / M. Bahramipanah, M. Nick, R. Cherkaoui, M. Paolone // Innovative Smart Grid Technology IEEE PES Conference ISGT. 2015.
131. *Hatziargyriou N.* Microgrids / N. Hatziargyriou, H. Asano, R. Iravani, C. Marnay // IEEE Power Energy Mag. 2007. Vol. 5, № 4. pp. 78–94.
132. *Hatziargyriou N.* Microgrids: Architectures and Control // Wiley IEEE Press, 2014. p. 340.
133. *Keyhani A.* Design of Smart Power Grid Renewable Energy Systems // Wiley IEEE Press, 2011. p. 592.
134. *Mohamed Y.A.* Hierarchical control system for robust microgrid operation and seamless mode transfer in active distribution systems / Y.A. Mohamed, A.A. Radwan // IEEE Trans. Smart Grid. 2011. Vol. 2, № 2. pp. 1949–1953.
135. *Biabani M.* Operation of a Multi-Agent System for Load Management in Smart Power Distribution System / M. Biabani, A. Golkar, A. Sajadi // Proc. of 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC). 2012. Venice.
136. *Molderink A.* Management and control of domestic smart grid technology / A. Molderink, V. Bakker, M.G. Bosman, G.L. Hurink, G.J. Smit // IEEE Trans. Smart Grid. 2010. Vol. 1. pp. 109–119.

137. *Morozumi S.* Micro-grid Demonstration Projects in Japan // Power Conversion Conference. Nagoya. 2007. pp. 635–642.
138. *Nguyen P.H.* Distributed routing algorithms to manage power flow in agent-based active distribution network / P.H. Nguyen, W.L. Kling, G. Georgiadis, M. Papatriantafidou, T. Le Anh, L. Bertling // Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), IEEE PES. 2010. pp. 1–7.
139. *Varaiya P.* Smart operation of smart grid: Risk limiting dispatch / P. Varaiya, F. Wu, J. Bialek // Proc. of the IEEE. 2011. Vol. 99, № 1. pp. 40–57.
140. *Hernandez-Aramburo C.* Fuel consumption minimization of a microgrid / C. Hernandez-Aramburo, T. Green, N. Mugniot // IEEE Trans. Ind. Appl. 2005. Vol. 41. № 3. pp. 673–681.
141. *Pudjianto D.* Microgrids and virtual power plants: concepts to support the integration of distributed energy resources / D. Pudjianto, C. Ramsay, G. Starbac // Proc. Inst. Mech. Engineers, Part A: J. Power and Energy (IMechE). 2008. Vol. 222. pp. 731–741.
142. *Barnes M.* Real-world microgrids an overview // IEEE International Conference on System of Systems Engineering. 2007.
143. *Brabandere K.* Control of microgrids / K. Brabandere, K. Vanthournout, J. Driesen, G. Deconinck, R. Belmans // Proc. IEEE Power Engineer. Soc. general meet. 2007. pp. 1–7.
144. *Buchholz B.* Long term European field tests for microgrids // Power Conversion Conference. Nagoya. 2007. pp. 643–645.
145. *Choi J.* Overview of microgrid research and development in Korea // Communities for Advanced Distributed Energy Resources. Microgrids Symposium. 2009.
146. *Chowdhury S.* Microgrids and active distribution networks / S. Chowdhury, S.P. Chowdhury, P. Crossley. IET, 2009. p. 320.
147. *Goda T.* Microgrid research at Mitsubishi // California Energy Commission Symposium. 2006.
148. *Guerrero J.M.* Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids: a general approach towards standardization / J.M. Guerrero, J.C. Vasquez, J. Matas, L.G. Vicuña, M. Castilla // IEEE Trans. Ind. Electron. 2011. Vol. 58, № 1. pp. 158–172.
149. *Katiraei F.* Microgrids management / F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziairgiyiou, A. Dimeas // IEEE Power and Energy Mag. 2008. Vol. 6, № 3. pp. 54–65.

150. *Kroposki B.* Making microgrids work / B. Kroposki, R. Lasseter, T. Ise, S. Morozumi, S. Papathanassiou, N. Hatziargyriou // *IEEE Power and Energy Mag.* 2008. Vol. 6, № 3. pp. 40–53.
151. *Lasseter B.* Microgrids: distributed power generation // *Proc. IEEE Power Engineer. Soc. Winter Meet.* 2001. Vol. 1. pp. 146–149.
152. *Li Y.W.* Design, analysis, and realtime testing of a controller for multibus microgrid system / Y.W. Li, D.M. Vilathgamuwa, P.C. Loh // *IEEE Trans. on Power Electronics.* 2004. Vol. 19. № 5. pp. 1195–1204.
153. *Logenthiran T.* Multiagent system (MAS) for short-term generation scheduling of a microgrid / T. Logenthiran, D. Srinivasan, A. Khambadkone, H. Aung // *Proc. IEEE Internat. Conf. on Sustainable Energy Technolog. (ICSET).* 2010. pp. 1–6.
154. *Loh P.C.* Hybrid AC-DC microgrids with energy storages and progressive energy flow tuning / P.C. Loh, D. Li, Y.K. Chai, F. Blaabjerg // *IEEE Trans. Power Electron.* 2013. Vol. 28. № 4. pp. 1533–1543.
155. *Tsikakalis A.G.* Centralized control for optimizing microgrids operation / A.G. Tsikalakis, N.D. Hatziargyriou // *IEEE Trans. on Energy Conversion.* 2008. Vol. 23, № 1. pp. 241–248.
156. *Ustun T.* Modeling of a centralized microgrid protection system and distributed energy resources according to IEC 61850-7-420 / T. Ustun, C. Ozansoy, A. Zayegh // *IEEE Trans. Power Syst.* 2016. Vol. 27, № 3. pp. 1560–1567.
157. *Zamora R.* Controls formicrogrids with storage: Review, challenges, and research needs / R. Zamora, A. K. Srivastava // *Renewable and Sustainable Energy Reviews.* Vol. 14, № 7. pp. 2009–2018.
158. *Zheng W.D.* A multi-agent system for distributed energy resources control in microgrid / W.D. Zheng, J.D. Cai // *Proc. IEEE 5th Internat. Conf. on Critical Infrastructure (CRIS).* 2010. pp. 1–5.
159. *Куприяновский В.П.* Микрогриды энергетика, экономика, экология и ИТС в умных городах / В.П. Куприяновский, Ф.Ю. Фокин, С.А. Буланча, Ю.В. Куприяновская, Д.Е. Намиот // *International Journal of Open Information Technologies.* 2016. Vol. 4. № 4. pp. 10–19.
160. *Mocci S.* Multi-Agent Control System for increasing hosting capacity in Active Distribution Networks with EV / S. Mocci, N. Natale, S. Ruggeri, F. Pilo // *Proc. of Energycon IEEE International Energy Conference.* 2014. Dubrovnik.
161. *Marwali M.N.* Control of distributed generation systems Part I: Voltages and currents control / M.N. Marwali, A. Keyhani // *IEEE Trans. Power Electron.* 2004. Vol. 19. № 6. pp. 1541–1550.

162. *Marwali M.N.* Control of distributed generation systems Part II: Load sharing control / M.N. Marwali, J.W. Jung, A. Keyhani // IEEE Trans. Power Electron. 2004. Vol. 19. № 6. pp. 1551–1561.
163. *Семендяев Р.Ю.* Восстановление нормального режима в локальных системах энергоснабжения, работающих автономно или параллельно с региональными электрическими сетями / Р.Ю. Семендяев, А.Г. Фишов, Э. Энхсайхан // Новое в российской электроэнергетике. 2018. № 11. С. 50–61.
164. *Фишов А.Г.* Идентификация классов состояния автономной системы энергоснабжения для управления режимом ее параллельной работы с централизованной электрической сетью / А.Г. Фишов, А.В. Петрищев, О.В. Сердюков // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2018. Т. 22. № 1 (132). С. 168–185.
165. *Семендяев Р.Ю.* Анализ актуальности ограничений по устойчивости в сетях с распределенной генерацией / Р.Ю. Семендяев, А.Г. Фишов // Известия Кыргызского государственного технического университета им. И. Раззакова. 2017. № 4 (44). С. 240–246.
166. *Атанов И.В.* Формализация процесса направленной композиции структур систем автономного электроснабжения при проектировании / И.В. Атанов, В.Я. Хорольский, А.Б. Ершов, А.В. Ефанов // Электротехника. 2017. № 8. С. 3–8.
167. *Горбачев Е.Е.* Автономные источники возобновляемой энергии в электроснабжении фермерских хозяйств России / Е.Е. Горбачев, П.Ю. Грачев // Труды Кольского научного центра РАН. 2011. № 2 (5). С. 220–225.
168. *Новиков А.А.* Роль дизельных электростанций в автономном электроснабжении / Новиков А.А., Анашкин С.С. // Сборник: Технические науки: проблемы и решения. Материалы X международной научно-практической конференции. 2018. С. 63–66.
169. *Gao F.* A control strategy for a distributed generation unit in grid-connected and autonomous modes of operation / F. Gao, M.R. Iravani // IEEE Trans. Power Del. 2008. Vol. 23. № 2. pp. 850–859.
170. *Илюшин П.В.* Структура систем противоаварийного управления распределительными сетями крупных городов / П.В. Илюшин, О.А. Суханов // Электротехника. 2014. № 3. С. 14–19.
171. *Илюшин П.В.* Применение коэффициента запаса по приращению нагрузки при планировании и ведении режимов работы распределительных сетей // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2015. № 6. С. 2–8.

172. *Илюшин П.В.* Применение алгоритма введения режима распределительной сети с распределенной генерацией в допустимую область // Релейная защита и автоматизация. 2016. № 1 (22). С. 36–41.
173. *Илюшин П.В.* Новые подходы в обеспечении надежности электроснабжения потребителей / В.А. Непомнящий, П.В. Илюшин // Надежность и безопасность энергетики. 2013. № 4 (23). С. 14–25.
174. *Бухгольц Б.М.* Smart grid основы и технологии энергосистем будущего / Б.М. Бухгольц, З.А. Стычински // пер. с англ.: науч. ред. перевода Ю.В. Шаров, П.Ю. Коваленко, К.А. Осинцев; под общ. ред. Н.И. Воропая. М.: Издательский дом МЭИ, 2017.
175. *Farhangi H.* Smart Microgrids – Lessons from Campus Microgrid Design and Implementation. Taylor & Francis Group, LLC, 2017. p. 324.
176. *Wood A.J.* Power generation, operation, and control / A.J. Wood, B.F. Wollenberg // Second edition. John Wiley & Sons, Inc., 1996. p. 593.
177. *Fusheng L.* Microgrid Technology and Engineering Application / Li Fusheng, Li Ruisheng, Z. Fengquan // Academic Press is an imprint of Elsevier. London, UK. 2016. p. 183.
178. *Keyhani A.* Integration of Green and Renewable Energy in Electric Power Systems / A. Keyhani, M.N. Marwali, M. Dai. John Wiley & Sons, Inc., 2010. p. 327.
179. *Shawkat A.* Smart Grids: Opportunities, Developments, and Trends. Springer Verlag London, 2013. p. 233.
180. *Bevrani H.* Microgrid: Dynamics and Control / H. Bevrani, B. Francois, T. Ise. JohnWiley & Sons, Inc., 2017. p. 701.
181. *Mahmoud M.S.* Microgrid: advanced control methods and renewable energy system integration // Elsevier Ltd. 2017. p. 389.
182. *Логинов Е.Л.* Интеллектуальная электроэнергетика: новый формат интегрированного управления в единой энергетической системе России / Е.Л. Логинов, А.Е. Логинов // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. 2012. Т. 8. № 29 (170). С. 28–32.
183. *Логинов Е.Л.* Проблемы прогнозирования критических технических ситуаций в ЕЭС России с учетом SMART GRID / Е.Л. Логинов, С.И. Борталевич // Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций. 2018. № 1. С. 30–37.
184. *Шульгинов Н.Г.* Развитие нормативно-технического обеспечения системной надежности ЕЭС России / Н.Г. Шульгинов, С.А. Павлушко, Ю.Н. Кучеров, З.С. Мальцан, Ю.Г. Федоров // Энергия единой сети. 2014. № 1 (12). С. 4–15.
185. *Чукреев Ю.Я.* Особенности оценки показателей балансовой надежности при перспективном развитии ЕЭС России // Сборник докладов

- «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики» Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко. 2015. С. 213–222.
186. *Марченко А.И.* Моделирование и анализ влияния присоединения малой генерации на качество электроэнергии в электрической сети / А.И. Марченко, А.Г. Фишов // Сборник докладов: Электроэнергетика глазами молодежи 2015. Труды VI международной научно-технической конференции. 2015. С. 322–327.
187. СТО 59012820.29.020.003-2016. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Микропроцессорные устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования. Утверждены и введены в действие приказом № 207 от 16.08.2016 в редакции приказа № 106 от 05.04.2019.
188. *Ilyushin P.V.* Approaches to organization of emergency control at isolated operation of energy areas with distributed generation / P.V. Ilyushin, A.V. Pazderin // The Proceedings of International Urals Conference on Green Energy (UralCon). pp. 1–7. October 4 6, 2018. Chelyabinsk, Russia. doi: 10.1109/URALCON.2018. 8544361.
189. *Воропай Н.И.* Будущие электроэнергетические системы и проблемы управления их режимами // Книга: Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2018). Материалы 11-ой международной конференции. В 2-х т. / под общей редакцией С.Н. Васильева, А.Д. Цвиркуна. 2018. С. 34–38.
190. *Воропай Н.И.* Интегрированные энергетические системы: вызовы, тенденции, идеология / Н.И. Воропай, В.А. Стенников, Е.А. Барахтенко // Проблемы прогнозирования. 2017. № 5 (164). С. 39–49.
191. *Воропай Н.И.* Будущие электроэнергетические системы тенденции и проблемы / Н.И. Воропай, А.Б. Осак // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2015. № 4. С. 2–4.
192. *Илюшин П.В.* Особенности противоаварийного управления при аварийных дефицитах мощности в автономных энергосистемах // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2016. № 5. С. 2–10.
193. *Илюшин П.В.* Подходы к оценке возможности обеспечения надежного электроснабжения потребителей за счет строительства объектов распределенной генерации / П.В. Илюшин, Ю.Н. Кучеров // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2014. № 5. С. 2–7.

194. Антонов В.И. Распознавание информационного образа электрического сигнала в условиях его структурной неопределенности / В.И. Антонов, В.А. Наумов, Д.Е. Васильева, Н.Г. Иванов, А.В. Солдатов, В.Я. Васильева // Релейная защита и автоматизация. 2017. № 4 (29). С. 42–48.
195. Антонов В.И. Адаптивный структурный анализ электрических сигналов: теория и ее приложения в интеллектуальной электроэнергетике // Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та, 2018.
196. Куликов А.Л. Введение в методы цифровой релейной защиты высоковольтных ЛЭП: учеб. пособие. / А.Л. Куликов, М.Ш. Мисриханов. М.: Энергоатомиздат, 2007.
197. Нагай И.В. Методика оценки информационных признаков, характеризующих режимы работы электрических сетей, по критерию распознаваемости релейной защитой / И.В. Нагай, В.И. Нагай, С.В. Сарры, С.Ю. Березкина // Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Серия: Технические науки. 2017. № 4 (196). С. 27–33.
198. Илюшин П.В. Анализ влияния распределенной генерации на алгоритмы работы и параметры настройки устройств автоматики энергосистем // Энергетик. 2018. № 7. С. 21–26.
199. Сейдж Э. Теория оценивания и ее применение в связи и управлении: пер. с англ. / Э. Сейдж, Дж. Мелс / под ред. проф. Б.Р. Левина. М.: Связь, 1976.
200. ГОСТ Р 55105-2012. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования. М.: Стандартинформ, 2013.
201. Селезнева Н.А. Делительная автоматика для ТЭС «Международная» // Тезисы докладов XVI научно-технической конференции «Обмен опытом проектирования, наладки и эксплуатации устройств РЗА и ПА в энергосистемах Урала». Екатеринбург, 2010.
202. Онисова О.А. Делительная защита в электроэнергетических системах, содержащих электростанции малой мощности // Электрические станции. 2014. № 6. С. 33–41.
203. Патент на изобретение № 2662728 Российская Федерация, МПК H02J 3/46. Способ противоаварийного управления режимом параллельной работы синхронных генераторов в электрических сетях / А.Г. Фишов, Б.Б. Мукатов, А.И. Марченко. Опубл. 30.07.2018, Бюл. № 22.

204. *Фишов А.Г.* Автоматика опережающего деления в схемах присоединения малой генерации к электрической сети / А.Г. Фишов, А.И. Марченко // Оперативное управление в электроэнергетике. Подготовка персонала и поддержание его квалификации. 2017. № 5. С. 8–18.
205. *Фишов А.Г.* Smart технологии для подключения к электрическим сетям и управления режимами малой генерации / А.Г. Фишов, А.К. Ландман, О.В. Сердюков // Сборник докладов: Электроэнергетика глазами молодежи 2017. Труды VIII Международной молодежной научно-технической конференции. В 3 т. Самара: СамГТУ, 2017. Т. 1. С. 27–34.
206. *Илюшин П.В.* Требования к делительной автоматике объектов распределенной генерации с учетом влияния параметров прилегающей сети и нагрузки / П.В. Илюшин, А.В. Паздерин // Электроэнергия. Передача и распределение. 2018. № 4 (49). С. 42–47.
207. *Арцишевский Я.Л.* Принципы противоаварийного управления в системах электроснабжения с собственным источником / Я.Л. Арцишевский, А.А. Земцов // Электрические станции. 2010. № 10. С. 33–38.
208. *Фишов А.Г.* Реконфигурация электрических сетей с распределенной генерацией и мультиагентным управлением / А.Г. Фишов, Б.Б. Мукатов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2015. Т. 326. № 9. С. 143–152.
209. *Ilyushin P.V.* Requirements for power stations islanding automation / P.V. Pyushin, A.V. Pazderin // The Proceedings of 2018 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). pp. 1-6. May 15-18, 2018. Moscow, Russia. doi: 10.1109 / ICIEAM.2018.8728682.
210. *Шпиганович А.Н.* Анализ кратковременных нарушений электроснабжения сетей среднего напряжения / А.Н. Шпиганович, А.Я. Шачнев // Вести высших учебных заведений Черноземья. 2015. № 3 (41). С. 21–25.
211. *Кучеров Ю.Н.* Обеспечение безопасности при нарушении электроснабжения / Кучеров Ю.Н., Гуревич Ю.Е. // Компетентность. 2006. № 10 (39). С. 3–10.
212. *Шабанов В.А.* Оценка длительности кратковременного нарушения электроснабжения предприятия при внешних коротких замыканиях / В.А. Шабанов, В.Ю. Алексеев, Т.А. Леонтьева, Е.С. Резник // Электротехнические и информационные комплексы и системы. 2018. Т. 14. № 1. С. 5–12.

213. *Eroshenko S.A. [et al.]* Island Mode of Low Capacity Generators Operation. *Advanced Materials Research*, 2014. Vol. 1008–1009, pp. 426–429.
214. *Schifani M.* Supervisory control of microgrids in grid-connected and islanding mode Investigations using a real-time digital simulation platform / M. Schifani, E. Waffenschmidt, R. Irvani // *Proc. of the Int. Energy and Sustainability Conf. (IESC)*. 2017. Farmingdale, USA.
215. *Singh M.* Islanding scheme for power transmission utilities / M. Singh, K.S. Meera, P. Joshi, P. Prakash // *6th International Conference on Computer Applications In Electrical Engineering-Recent Advances (CERA)*, Roorkee. 2017. pp. 69–73.
216. *Abdallatif M.* Assessment of cut-sets for generator coherency based power system islanding approaches / M. Abdallatif, S. Schramm, J. Götze, A. Kubis, C. Rehtanz // *IEEE Innovative Smart Grid Technologies Asia (ISGT-Asia)*, Auckland, New Zealand. 2017. pp. 1–5.
217. *Mishra M.* Variation of parameters in a grid-tied DG system during islanding under different load conditions / M. Mishra, P.C. Panda, S.C. Swain // *2nd International Conference on Communication and Electronics Systems (ICCES)*, Coimbatore. 2017. pp. 885–895.
218. *Sharma M.K.* Intentional islanding of microgrid / M.K. Sharma, P. Kumar, V. Kumar // *6th International Conference on Computer Applications In Electrical Engineering-Recent Advances (CERA)*, Roorkee. 2017. pp. 247–251.
219. *Raza S.* Passive islanding detection technique for synchronous generators based on performance ranking of different passive parameters / S. Raza, H. Arof, H. Mokhlis, H. Mohamad, H.A. Illias // *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2017. Vol. 11. pp. 4175–4183.
220. *Ruchika P. Gupta.* Islanding detection technique for a distributed generation with perfectly matched load condition / Ruchika P. Gupta, D.K. Jain, R.S. Bhatia // *International Conf. on Computing, Communication and Automation (ICCCA)*, Greater Noida. 2017. pp. 1503–1506.
221. *Arguence O.* Impact of Power Regulations on Unwanted Islanding Detection / O. Arguence, F. Cadoux, B. Raison, L. De Alvaro // *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2017. Vol. 99. pp. 1–5.
222. *Ramadan M.* Islanding detection of distributed generation in presence of fault events / M. Ramadan, E. Hao, T. Logenthiran, R. Naayagi, W. Woo // *Proc. of the IEEE Region 10 Conf. (TENCON)*, 2017. Penang, Malaysia.
223. *Murugesan S.* Hybrid analysing technique based active islanding detection for multiple DGs / S. Murugesan, V. Murali // *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. doi: 10.1109/TII.2018.2846025.

224. *Dob B.* Communications assisted islanding detection: Contrasting direct transfer trip and phase comparison methods / B. Dob, C. Palmer // 71st Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX. 2018. pp. 1–6.
225. *Alam M.R.* Characterization of Voltage Dips and Swells in a DG Embedded Distribution Network During and Subsequent to Islanding Process and Grid Re-connection / M.R. Alam, K.M. Muttaqi, A. Bouzerdoum // IEEE Transactions on Industry Applications.
226. *Илюшин П.В.* Анализ влияния технических характеристик генерирующих установок объектов распределенной генерации на возможность обеспечения надежного электроснабжения потребителей / Ю.Н. Кучеров, П.В. Илюшин // Сборник докладов Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». Выпуск 65, Иркутск, 2015. С. 186–195.
227. *Илюшин П.В.* Внедрение распределенной генерации. Анализ существующего опыта, возникающие проблемы, комплексное решение технических вопросов интеграции в распределительные сети // Сборник докладов XXI заседания Ассоциации электроснабжения городов России «ПРОГРЕССЭЛЕКТРО». 25–26 марта, 2015, Москва, Россия. С. 114–122.
228. *Eroshenko S.A.* Distributed generation siting and sizing with implementation feasibility analysis / S.A. Eroshenko, A.I. Khalyasmaa, S.A. Dmitriev, A.V. Pazderin and A.A. Karpenko // 2013 International Conf. on Power, Energy and Control (ICPEC), Dindigul, 2013. pp. 717–721.
229. *Илюшин П.В.* Распределенная генерация: применение обосновано, не ограничено // Энергонадзор. 2015. № 6 (70). С. 4–7.
230. *Илюшин П.В.* Влияние технического состояния оборудования объектов распределенной генерации на надежность функционирования распределительных сетей / П.В. Илюшин, А.Н. Назарычев // Сборник докладов научно-практической конференции «Контроль технического состояния оборудования объектов энергетики» / АО «Техническая инспекция ЕЭС», 06 декабря 2018, Москва, Россия. С. 104–122.
231. *Гемке Р.Г.* Неисправности электрических машин. 9 изд. перераб. и доп. Л.: Энергоатомиздат. Ленинградское отделение, 1989.
232. *Федосеев А.М.* Релейная защита электроэнергетических систем: учебник для вузов. 2 изд., перераб. и доп. / А.М. Федосеев, М.А. Федосеев. М.: Энергоатомиздат, 1992.
233. *Илюшин П.В.* Перспективы развития и инструменты автоматизации задач эксплуатации устройств РЗА / П.В. Илюшин, А.А. Небера,

- О.А. Федоров // Релейная защита и автоматизация. 2017. № 2 (27). С. 28–37.
234. *Илюшин П.В.* Комплексный подход к моделированию устройств РЗ и ПА, расчету уставок и анализу правильности их работы / П.В. Илюшин, Я.М. Королев, А.В. Симонов // Релейная защита и автоматизация. 2017. № 3 (28). С. 13–19.
235. *Илюшин П.В.* Анализ особенностей выбора устройств РЗА в распределительных сетях с собственными генерирующими объектами небольшой мощности // Электрические станции. 2017. № 9. С. 29–34.
236. *Куликов А.Л.* Применение сеточных функций для задания уставочных областей цифровой релейной защиты / А.Л. Куликов, М.В. Шарьгин, П.В. Илюшин // Электрические станции. 2019. № 5. С. 50–57.
237. *Рабинович Р.С.* Автоматическая частотная разгрузка энергосистем. М.: Энергоатомиздат, 1989.
238. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.
239. Правила полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии. Утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии».
240. *Непша Ф.С.* К вопросу обеспечения правильной работы устройств автоматической частотной разгрузки в кузбасской энергосистеме / Ф.С. Непша, А.И. Глушкова, Д.Ю. Воробьева // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2017. Т. 19. № 9–10. С. 77–84.
241. *Яндульский А.С.* Некоторые аспекты работы автоматической частотной разгрузки / А.С. Яндульский, А.В. Тимохин, А.А. Тимохина // Научные труды Винницкого национального технического университета. 2014. № 4. С. 3.
242. *Арестова А.Ю.* Создание программируемой автоматической частотной разгрузки на базе технологии Smart Grid / А.Ю. Арестова, К.С. Савенкова // Автоматика и программная инженерия. 2016. № 2 (16). С. 9–13.
243. *Васильев В.В.* Усовершенствованный принцип управления нагрузкой энергоузла при дефиците активной и реактивной мощностей / В.В. Васильев, В.Е. Глазырин // Энергетик. 2011. № 3. С. 34–37.
244. *Коган Ф.Л.* Применение компьютерной модели для анализа аварийных ситуаций в энергосистеме / Ф.Л. Коган, А.С. Рубашкин,

- А.И. Пойдо, В.А. Рубашкин, А.М. Поляков // Электрические станции. 2009. № 1. С. 36–44.
245. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2008.
246. Отчет по расследованию аварии в ЕЭС России, произошедшей 25.05.2005. М. РАО «ЕЭС России», 2005.
247. СТО 59012820.29.020.004-2018. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования // Стандарт АО «СО ЕЭС». М.: АО «СО ЕЭС», 2018.
248. Постановление Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».
249. Положение «О единой технической политике в электросетевом комплексе», утверждено Советом Директоров ПАО «Россети» (протокол от 22.02.2017 г. № 252).
250. СТО 56947007-29.060.20.071-2011. Силовые кабельные линии напряжением 110-500 кВ. Условия создания. Нормы и требования // Стандарт ПАО «ФСК ЕЭС». М.: ПАО «ФСК ЕЭС», 2011.
251. *Илюшин П.В.* Пути повышения надежности работы и снижения затрат на эксплуатацию силовых трансформаторов 6-220 кВ в распределительных сетях» / П.В. Илюшин, Д.И. Догадкин // Энергоэксперт. 2012. № 5. С. 10–14.
252. *Илюшин П.В.* Интеллектуальная система управления охлаждением силовых трансформаторов с функцией «precooling» / П.В. Илюшин, В.А. Русов // Энергоэксперт. 2014. № 1. С. 54–56.
253. *Илюшин П.В.* Выбор управляющих воздействий противоаварийной автоматики в распределительных сетях для повышения надежности электроснабжения потребителей // Релейная защита и автоматизация. 2013. № 3 (12). С. 74–81.
254. *Илюшин П.В.* Анализ особенностей сетей внутреннего электроснабжения промышленных предприятий с объектами распределённой генерации // Энергетик. 2016. № 12. С. 21–25.
255. СТО 59012820. 27.100.002-2005. Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты // Стандарт АО «СО ЕЭС». М.: АО «СО ЕЭС», 2005.
256. ГОСТ 21558-2000. Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия» М: ИПК Издательство стандартов, 2003.

257. СТО 59012820.29.160.20.001-2012. Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов // Стандарт АО «СО ЕЭС». М.: АО «СО ЕЭС», 2012.
258. Макаровский С.Н. Проблемы управления напряжением и реактивной мощностью в основных сетях ЭЭС России / С.Н. Макаровский, З.Г. Хвощинская // Энергетик. 2002. № 6. С. 16–23.
259. Горожанкин П.А. Управление напряжения и реактивной мощностью в электроэнергетических системах. Европейский опыт / П.А. Горожанкин, А.В. Майоров, С.Н. Макаровский, А.А. Рубцов // Электрические станции. 2008. № 6. С. 40–47.
260. Илюшин П.В. Подходы к формированию технических требований по участию объектов распределённой генерации в регулировании напряжения в энергосистеме / П.В. Илюшин, П.К. Березовский // Энергетик. 2019. № 3. С. 12–18.
261. Исмоилов С.Т. Моделирование и анализ эффективности регулирования напряжения в электрической сети с распределенной генерацией / С.Т. Исмоилов, А.Г. Фишов // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. 2014. № 1–2. С. 302–305.
262. СТО 59012820.29.160.20.001-2012. Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам сильного действия синхронных генераторов // Стандарт АО «СО ЕЭС». М.: АО «СО ЕЭС», 2012.
263. Герасимов А.С. Сравнительный анализ отечественных и зарубежных технических требований к системам возбуждения синхронных машин / А.С. Герасимов, А.Х. Есипович, И.Б. Романов // Известия НИИ постоянного тока: научный сборник. Санкт-Петербург. 2011. Вып. 65. С. 104–114.
264. Кучеров Ю.Н. Анализ общих технических требований к распределенным источникам энергии при их интеграции в энергосистему / Ю.Н. Кучеров, П.К. Березовский, Ф.В. Веселов, П.В. Илюшин // Электрические станции. 2016. № 3. С. 2–10.
265. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электроэнергии, объектов по производству электроэнергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям. Утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 № 861.
266. ГОСТ Р 55890-2013. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление.

- Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования. М.: Стандартинформ, 2014.
267. Приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 09.09.2005 № 603 «О приведении систем телемеханики и связи на генерирующих предприятиях электроэнергетики, входящих в состав холдинга ОАО РАО «ЕЭС России», в соответствие с требованиями балансирующего рынка».
268. Волков М.С. Особенности проектирования схем выдачи мощности объектов распределенной генерации // Энергоэксперт. 2015. № 5. С. 68–73.
269. Мукатов Б.Б. Управление режимом параллельной работы автономной системы энергоснабжения на базе малой синхронной генерации с внешней электрической сетью / Б.Б. Мукатов, А.Г. Фишов // Сборник научных трудов: НАУКА. ТЕХНОЛОГИИ. ИННОВАЦИИ. В 9 ч. Новосибирский государственный технический университет. 2016. С. 30–32.
270. Мукатов Б.Б. Исследование реконфигурации электрических сетей с распределенной генерацией в аварийных режимах / Б.Б. Мукатов, И.А. Ефремов, А.Г. Фишов // Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации. 2014. № 4 (25). С. 90–103.
271. Лоскутов А.Б. Разработка и исследование гибкой интеллектуальной электрической сети среднего напряжения, основанной на гексагональной структуре / А.Б. Лоскутов, А.А. Лоскутов, Д.В. Зырин // Труды НГТУ им. Р.Е. Алексеева. 2016. № 3. С. 85–94.
272. Eroshenko S.A. Renewable energy sources for perspective industrial clusters development / S.A. Eroshenko, V.O. Samoilenko, A.V. Pazderin // Proc. of the Int. Conf. on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), 2017, Chelyabinsk, Russia.
273. Samoilenko V.O. Semiconductor power electronics for synchronous distributed generation / V.O. Samoilenko, A.V. Pazderin // Proc. of the Int. Conf. on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), 2017, Chelyabinsk, Russia.
274. Eroshenko S.A. Intelligent model of decision support system of distributed generation integration / S.A. Eroshenko, A.I. Khalyasmaa // 2017 8th IEEE International Conference on Software Engineering and Service Science (ICSESS), Beijing, 2017. pp. 79–82.
275. Ядыкин И.Б. Системные аспекты интеллектуального управления в интеллектуальных энергетических системах // Сборник: XII всероссийское совещание по проблемам управления ВСПУ-2014 Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН. 2014. С. 4244–4253.

276. *Илюшин П.В.* Особенности выбора статических устройств для расширения области допустимых режимов работы генерирующих установок // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. 2019. Том 62. № 1. С. 97–105.
277. *Илюшин П.В.* Современные подходы к ликвидации асинхронных режимов объектов распределенной генерации с учетом их конструктивных особенностей / П.В. Илюшин, П.В. Чусовитин // Релейная защита и автоматизация. 2014. № 4. С. 16–22.
278. *Илюшин П.В.* Инновационный адаптивный комплекс автоматики ликвидации асинхронного режима электроэнергетического объекта / П.В. Илюшин, А.В. Мокеев, В.Г. Наровлянский // Электрические станции. 2019. № 1. С. 52–59.
279. *Илюшин П.В.* Особенности учета параметров нагрузки при анализе переходных процессов в сетях с объектами распределенной генерации // Электроэнергия. Передача и распределение. 2018. № 6 (51). С. 54–60.
280. *Илюшин П.В.* Анализ причин возникновения крутильных субсинхронных колебаний ГТУ в узлах промышленной нагрузки при работе энергорайона в изолированном режиме / П.В. Илюшин, С.Н. Томкин // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Сборник научных статей. Выпуск 66. Актуальные проблемы надежности систем энергетики / отв. ред. Н.И. Воропай, М.А. Короткевич, А.А. Михалевич. Минск: БНТУ, 2015. С. 140–146.
281. *Дворкин Д.В.*, Проблемы оценки вклада потребителя в искажение качества электроэнергии / М.А. Силаев, В.Н. Тульский, Ш. Палис // Электричество. 2017. № 7. С. 12–19.
282. *Суслов К.В.* Современные подходы к оценке качества электрической энергии / К.В. Суслов, Н.Н. Солонина, Д.О. Герасимов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2017. Т. 19. № 7–8. С. 85–93.
283. *Юревич Е.Н.* Теория автоматического управления. Л.: Энергия, 1975.
284. *Сидоренко Ю.А.* Теория автоматического управления: учеб. пособие. Минск: БГАТУ, 2007.
285. *Евсюков В.Н.* Нелинейные системы автоматического управления: учеб. пособие для студентов вузов. Оренбург: ГОУ ОГУ, 2007.
286. *Davarifar M.* Real-Time Diagnosis of PV System By using the Sequential Probability Ratio Test (SPRT) / A. Rabhi, A. Hajjaji, Z. Daneshifar // 16th International Power Electronics and Motion Control Conference and Exposition Antalya, Turkey 21–24 Sept. 2014, pp. 508–513.

287. Шнейерсон Э.М. Цифровая релейная защита. М.: Энергоатомиздат, 2007.
288. Радиоэлектронные системы: Основы построения и теория. Справочник. Изд. 2-е, перераб. и доп. / под ред. Я.Д. Ширмана. М.: Радиотехника, 2007.
289. Сосулин Ю.Г. Теоретические основы радиолокации и радионавигации: учеб. пособие для вузов. М.: Радио и связь, 1992.
290. Статистические методы оценивания и проверки гипотез: Межвузовский сборник научных трудов / Пермский ордена Трудового Красного Знамени государственный университет имени А.М. Горького. Пермь, 1986.
291. Subudhi B. A Comparative Study on different Power System Frequency Estimation Techniques / B. Subudhi, P.K. Ray, A.M. Panda, S.R. Mohanty // Intl. Journal of Automation and Control. 2009. Vol. 3. No. 2/3. pp. 202–215.
292. Нуссбаумер Г. Быстрое преобразование Фурье и алгоритмы вычисления свертки: пер. с англ. М.: Радио и связь, 1985.
293. Венцель Е.С. Теория вероятностей: учеб. для вузов. М.: Высш. шк., 1998.
294. Куликов А.Л. Цифровое дистанционное определение повреждений ЛЭП / под ред. М.Ш. Мисриханова. Н. Новгород: Изд-во Волго-Вятской академии гос. службы, 2006.
295. Обалин М.Д. Применение адаптивных процедур в алгоритмах определения места повреждения ЛЭП / М.Д. Обалин, А.Л. Куликов // Промышленная энергетика. 2013. № 12. С. 35–39.
296. Ван Трис Г. Теория обнаружения, оценок и модуляции. Том 1. / пер. с англ.; под ред. В.И. Тихонова. М.: Советское радио, 1972.
297. Rebizant W. Digital signal processing in power system protection and control / W. Rebizant, J. Szafran, A. Wiszniewski. London: Springer, 2011.
298. Куликов А.Л. Алгоритмы подавления аperiodической составляющей в аварийных токах / А.Л. Куликов, В.А. Фальшина, П.А. Колобанов // Электричество. 2014. № 11. С. 26–35.
299. Фальшина В.А. Алгоритмы упрощенной цифровой фильтрации электрических сигналов промышленной частоты / В.А. Фальшина, А.Л. Куликов // Промышленная энергетика. 2012. № 5. С. 39–46.
300. Куликов А.Л. Упрощенная адаптивная цифровая фильтрация электрических сигналов в условиях изменения частоты / В.А. Фальшина, А.Л. Куликов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2013. № 1–2. С. 57–67.

301. *Рабинер Л.* Теория и применение цифровой обработки сигналов / перевод с англ. / Л. Рабинер, Б. Гоулд. М.: Мир, 1978.
302. *Блейхут Р.* Быстрые алгоритмы цифровой обработки сигналов: перевод с англ. Грушко И.И. М.: Мир, 1989.
303. *Phadke A.G.* Computer relaying for power systems / A.G. Phadke, J.S. Thorp. A John Wiley and Sons, Ltd., 2009.
304. *Аржанников Е.А.* Определение места короткого замыкания на высоковольтных линиях электропередачи / Е.А. Аржанников, В.Ю. Лукоянов, М.Ш. Мисриханов. М.: Энергоатомиздат, 2003.
305. *Илюшин П.В.* Особенности организации противоаварийного управления в сетях с современными генерирующими установками // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2018. Т. 22. № 5 (136). С. 134–151.
306. *Вальд А.* Последовательный анализ. М.: Физматлит, 1960.
307. *Храмов Л.Д.* Особенности цифровой обработки сигналов в системах электроэнергетики на основе микроконтроллеров / Л.Д. Храмов, А.Л. Михайлов, Ю.Н. Тикушев // Сборник: Проблемы и перспективы развития наукоемкого машиностроения. Международная научно-техническая конференция. 2013. С. 156–159.
308. *Шарыгин М.В.* Статистические методы распознавания режимов в релейной защите и автоматике сетей электроснабжения / М.В. Шарыгин, А.Л. Куликов // Электрические станции. 2018. № 2. С. 32–39.
309. *Фукунага К.* Введение в статистическую теорию распознавания образов: пер. с англ. М.: Наука. Главная редакция физико-математической литературы, 1979.
310. *Фу К.* Последовательные методы в распознавании образов и обучении машин. М.: Наука, 1971.
311. *Ширяев А.Н.* Статистический последовательный анализ. Оптимальные правила остановки. М. Наука, 1976.
312. *Башаринов А.Е.* Методы статистического последовательного анализа и их радиотехнические приложения / А.Е. Башаринов, Б.С. Флейшман. М.: Советское радио, 1962.
313. *Sochman J.* Waldboost-learning for time constrained sequential detection / J. Sochman, J. Matas // Proceedings of IEEE Computer Society Conference on Computer Vision and Pattern Recognition. 2005. Vol. 2. pp. 150–156.
314. *Lorden G.* Structure of sequential tests minimizing an expected sample size // Zeitschrift fur Wahrscheinlichkeits-theorie und verwandte gebiete. 1980. Bd. 51. No 3. pp. 291–302.

315. Айвазян С.А. Различение близких гипотез о виде плотности распределения в схеме обобщенного последовательного критерия // Теория вероятностей и ее применения. 1965. Т. X. Вып. 4. С. 713–726.
316. Илюшин П.В. Статистические методы оценки параметров аварийного режима энергорайонов с объектами распределенной генерации / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов // Электричество. 2019. № 5. С. 4–11.
317. Илюшин П.В. Применение дискриминаторных методов для оценки параметров режима энергорайонов с объектами распределенной генерации / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов, П.С. Пелевин // Электричество. 2019. № 7. С. 22–35.
318. Илюшин П.В. Применение последовательной процедуры Вальда в автоматике управления режимами энергорайонов с объектами распределенной генерации / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов // Энергетик. 2019. № 6. С. 23–29.
319. Илюшин П.В. Установки средней и малой мощности. Решение проблемных вопросов интеграции объектов распределенной генерации в электрические сети 6-20 кВ // Энергонадзор. 2013. № 6. С. 44–46.
320. Pyushin P.V. DG Integration into the Distribution Network and the Problem of Reliability Provision in Normal and Emergency Operation / Yu.N. Kucherov, Yu.G. Fedorov, P.V. Pyushin // The Proceedings of Distribution Systems and Dispersed Generation CIGRE SC C6 Colloquium-2013, pp. 1–4, October 6 9, 2013, Yokohama, Japan.
321. Илюшин П.В. Перспективные направления в автоматизации объектов распределенной генерации при их интеграции в распределительные сети / Н.А. Горшкова, Ю.Е. Гуревич, П.В. Илюшин // Релейная защита и автоматизация. 2013. № 1 (10). С. 48–55.
322. Илюшин П.В. Особенности реализации многопараметрической делительной автоматики в энергорайонах с объектами распределенной генерации // Релейная защита и автоматизация. 2018. № 2 (31). С. 12–24.
323. Илюшин П.В. Подходы к организации противоаварийного управления в автономных энергосистемах с объектами распределенной генерации при аварийных дефицитах мощности // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 67. Проблемы надежности систем энергетики / отв. ред. Н.И. Воропай, Ю.Я. Чукуре-ев Сыктывкар: Издательство ООО «Коми республиканская типография». 2016. С. 90–99.
324. Илюшин П.В. Особенности реализации первичного и вторичного регулирования режимных параметров микроэнергосистем / П.В. Илюшин, С.Г. Музалев // Релейная защита и автоматизация. 2016. № 4 (25). С. 39–44.

325. *Илюшин П.В.* Особенности применения объектов распределенной генерации в сетях внутреннего электроснабжения промышленных предприятий // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 67. Проблемы надежности систем энергетики / отв. ред. Н.И. Воропай, Ю.Я. Чукуреев Сыктывкар: Издательство ООО «Коми республиканская типография». 2016. С. 100–109.
326. *Илюшин П.В.* Особенности обеспечения надёжного электроснабжения промышленных потребителей в изолированных энергосистемах / П.В. Илюшин, А.М. Тыквинский // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2019. Том 11, № 1(41). С. 39–50.
327. *Гуревич Ю.Е.* Применение математических моделей электрической нагрузки в расчетах устойчивости энергосистем и надежности электроснабжения промышленных предприятий / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова. М.: Элекс-КМ, 2008.
328. *Илюшин П.В.* Возможности обеспечения надежного электроснабжения потребителей первой категории надежности (включая особую группу) в изолированном режиме от объектов распределенной генерации // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Сборник научных статей. Выпуск 66. Актуальные проблемы надежности систем энергетики / отв. ред. Н.И. Воропай, М.А. Короткевич, А.А. Михалевич. Минск: БНТУ. 2015. С. 147–153.
329. *Илюшин П.В.* Особенности реализации делительной автоматики на генерирующих установках объектов распределенной генерации // Сборник докладов международной научно-технической конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем 2017» (РЗА-2017), С. 1–8. 25–28 апреля 2017, Санкт-Петербург, Россия.
330. *Илюшин П.В.* Учет особенностей объектов распределенной генерации при выборе алгоритмов противоаварийного управления в распределительных сетях // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2011. № 4. С. 19–25.
331. *Нудельман Г.С.* Совершенствование делительной автоматики по напряжению для электростанций распределённой энергетики / Г.С. Нудельман, О.А. Онисова // Сборник докладов Международной конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем 2017». 2017, Санкт-Петербург, Россия.
332. *Белослудцев К.А.* Возможные пути развития аварий, вызванных большим дефицитом мощности / К.А. Белослудцев, Ю.Е. Гуревич // Электрические станции. 2004. № 9. С. 27–31.

333. Бернер М.С. Проблемы применения аварийной разгрузки больших распределительных сетей / М.С. Бернер, Г.Л. Брухис, Ю.Е. Гуревич, Ю.Н. Кучеров // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2008. № 5. С. 12–19.
334. Илюшин П.В. Режимные особенности реализации делительной автоматики на объектах распределенной генерации // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 69. Надежность развивающихся систем энергетики. В 2-х книгах. / Книга 1 / отв. ред. Н.И. Воропай. Иркутск: ИСЭМ СО РАН. 2018. С. 18–27.
335. Илюшин П.В. Требования к разгрузке при вынужденном отделении от сети электростанции с собственными нуждами и нагрузкой на напряжении 6-10 кВ // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2011. № 6. С. 23–27.
336. Илюшин П.В. Особенности интеграции малых распределительных ТЭЦ в энергосистему / Ю.Н. Кучеров, Ю.Г. Федоров, Д.Н. Ярош, П.В. Илюшин, А.З. Жук, Ю.А. Зейгарник, С.А. Некрасов, Ф.В. Веселов, С.П. Филиппов // Академия энергетики. 2014. № 6 (62). С. 36–41.
337. ГОСТ Р 58058-2018. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Устойчивость энергосистем. Нормы и требования. М.: Стандартинформ, 2018.
338. Ilyushin P.V. Features of implementing multi-parameter islanding protection in power districts with distributed generation units / S.A. Eroshenko, P.V. Pyushin // The Proceedings of 2018 IEEE 59th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON). pp. 1-6. November 12 14, 2018. Riga, Latvia. doi: 10.1109/RTUCON.2018.59857.
339. Патент на изобретение № 2692054 Российская Федерация, МПК H02J 3/46. Способ противоаварийного управления режимом параллельной работы синхронных генераторов и делительной автоматики в электрических сетях / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. Опубл. 20.06.2019, Бюл. № 17.
340. Ядыкин И.Б. Новые технологии автоматизации в интеллектуальных энергетических системах России // Сборник: Труды международной научно-практической конференции «Передовые информационные технологии, средства и системы автоматизации и их внедрение на российских предприятиях», АПТА-2011. 2011. С. 187–201.
341. Илюшин П.В. Влияние объектов распределенной генерации на построение схем РЗА и выбор алгоритмов устройств противоаварийной автоматики распределительных сетей // Оперативное управление в

- электроэнергетике: подготовка персонала и поддержание его квалификации. 2014. № 5. С. 31–40.
342. *Илюшин П.В.* Анализ особенностей выбора устройств РЗА в распределительных сетях с объектами распределенной генерации // Сборник докладов международной научно-технической конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем 2017» (РЗА-2017), С. 1–8, 25–28 апреля 2017, Санкт-Петербург, Россия.
343. *Куликов А.Л.* Принципы автоматического расчёта параметров срабатывания релейной защиты относительной селективности для распределительных сетей / А.Л. Куликов, М.В. Шарыгин, П.В. Илюшин // Электрические станции. 2019. № 3. С. 45–55.
344. *Ilyushin P.V.* Analysis of the specifics of selecting relay protection and automatic (RPA) equipment in distributed networks with auxiliary low-power generating facilities // Power Technology and Engineering. Vol. 51, № 6, March, 2018. PP. 713-718. doi: 10.1007/s10749-018-0898-0.
345. *Куликов А.Л.* Принципы организации релейной защиты в микросетях с объектами распределённого генерирования электроэнергии / А.Л. Куликов, М.В. Шарыгин, П.В. Илюшин // Электрические станции. 2019. № 7. С. 50–56.
346. *Илюшин П.В.* Подходы к решению задач РЗА и ПА при подключении к электрической сети объектов распределенной генерации // Релейщик. 2014. № 4. С. 52–59.
347. *Илюшин П.В.* Проблемные вопросы и перспективы применения цифровых устройств РЗА и ПА в электроэнергетике // Релейная защита и автоматизация. 2014. №1 (14). С. 42–50.
348. *Сулов К.В.* Проблемы функционирования изолированных систем электроснабжения России // Сборник: Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием / под общей редакцией В.В. Федчишина. 2012. С. 444–449.
349. *Шарыгин М.В.* Оценка последствий отключений потребителей электроэнергии. Методы и модели. Нижний Новгород: Нижегород. гос. техн. ун-т им. Р.Е. Алексеева, 2014.
350. *Илюшин П.В.* Подходы к обеспечению динамической устойчивости по напряжению ответственной нагрузки промышленных предприятий / П.В. Илюшин, С.Г. Музалев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Выпуск 68. Исследование и обеспечение надежности систем энергетики / отв. ред. Н.И. Воропай, ИСЭМ СО РАН. 2017. С. 338–347.

351. *Илюшин П.В.* Использование современных подходов в контроле технического состояния цифровых устройств РЗА и ПА для повышения надежности работы распределительных электрических сетей // Сборник докладов Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». Выпуск 65, Иркутск. 2015. С. 126–135.
352. *Илюшин П.В.* Анализ эффективности технических решений по обеспечению динамической устойчивости нагрузки по напряжению / П.В. Илюшин, С.Г. Музалев // Энергетик. 2017. № 12. С. 11–15.
353. *Илюшин П.В.* Перспективные направления в выборе и реализации управляющих воздействий противоаварийной автоматики // Сборник тезисов докладов II-ой Международной научно-практической конференции «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем России», РЕЛАВЭКСПО-2013. 22–25 апреля, 2013, Чебоксары, Россия. С. 34–35.
354. *Илюшин П.В.* Современные подходы к выбору управляющих воздействий противоаварийной автоматики // Оперативное управление в электроэнергетике: подготовка персонала и поддержание его квалификации. 2014. № 2. С. 31–34.
355. *Алексеев Б.А.* Применение накопителей энергии в энергетике // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2005. № 1. С. 42–46.
356. *Бурман А.П.* Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем: учебное пособие / А.П. Бурман, Ю.К. Розанов, Ю.Г. Шакарян. М.: Издательский дом МЭИ, 2012.
357. *Глушкин И.З.* Сверхпроводниковые токоограничивающие устройства и накопители энергии для электроэнергетических систем / И.З. Глушкин, Г.А. Дмитриева, М.Ш. Мисриханов, В.Г. Наровлянский, И.В. Якимец. М.: Энергоатомиздат, 2002.
358. *Петропавловский Ю.* Современные полупроводниковые приборы на основе карбида кремния фирмы ROHM Semiconductor // Компоненты и технологии. 2011. № 4. С. 108–112.
359. *Воропай Н.И.* Адаптивные алгоритмы автоматики распределённого отключения нагрузки / Н.И. Воропай, Д.Н. Ефимов, Б.Н. Каратаев, Е.А. Новиков, А.Б. Осака, Д.А. Панасецкий // Электрические станции. 2016. №11. С. 27–35.
360. *Илюшин П.В.* Расширение области допустимых режимов генерирующих установок объектов распределённой генерации при провалах напряжения // Кибернетика энергетических систем: Сборник матери-

- алов ХХХХ научного семинара по тематике «Электроснабжение», г. Новочеркасск, 25-26 сентября 2018 / Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова. Новочеркасск: ЮРГПУ(НПИ). 2018. С. 3–13.
361. *Илюшин П.В.* Расширение области допустимых режимов для генерирующих установок объектов распределенной генерации при провалах напряжения // Энергетик. 2018. № 11. С. 21–27.
362. Патент на изобретение № 2576652 Российская Федерация, МПК H02P 9/08. Способ управления переходными электромеханическими процессами в электроэнергетических системах / П.В. Илюшин, В.А. Макеечев, О.А. Суханов. Опубл. 10.03.2016, Бюл. № 7.
363. *Илюшин П.В.* Комплексные энергетические обследования основа для обеспечения надёжного электроснабжения промышленных потребителей // Энергонадзор. 2018. № 3. С. 11–13.
364. *Илюшин П.В.* Комплексное моделирование электрических режимов в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения предприятий с собственной генерацией // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2018. Т. 22. № 4 (135). С. 122–135.
365. *Воропай Н.И.* О некоторых подходах к построению систем противоаварийной автоматики нового поколения / Н.И. Воропай, И.Б. Ядыкин // Сборник докладов: Релейная защита и автоматика энергосистем XXII конференции. 2014. С. 223–227.
366. *Илюшин П.В.* Совершенствование противоаварийного управления распределительными сетями с учетом внедрения объектов распределенной генерации // Сборник докладов Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». Выпуск 64. Иркутск. 2014. С. 47–56.
367. *Илюшин П.В.* Особенности организации противоаварийного управления электроэнергетическими режимами микроэнергосистем / П.В. Илюшин, С.Г. Музалев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Выпуск 68. Исследование и обеспечение надежности систем энергетики / отв. ред. Н.И. Воропай ИСЭМ СО РАН. 2017. С. 222–231.
368. *Ilyushin P.V.* Emergency and post-emergency control in the formation of micro-grids // The Proceedings of Methodological Problems in Reliability Study of Large Energy Systems (RSES), pp. 1-6. September 11 15, 2017. Bishkek, Kyrgyzstan. E3S Web of Conferences, Vol. 25. doi:10.1051/e3sconf/20172502002.

369. *Ilyushin P.V.* The structure of emergency-management systems of distribution networks in large cities / P.V. Ilyushin, O.A. Sukhanov // Russian Electrical Engineering. 2014. Vol. 85. № 3. pp. 133–137. doi:10.3103/S1068371214030067.
370. *Ilyushin P.V.* Creation of distributed system for solution of planning and dispatching problems in European interconnection / P.V. Ilyushin, V.A. Makeechev, Y.V. Sharov, O.A. Soukhanov // Sixth International OPAL-RT Users Conference REALTIME 2013, pp. 1-6, April 22 23, 2013, Lyon, France.
371. *Илюшин П.В.* Анализ влияния распределенной генерации на алгоритмы работы и параметры настройки устройств автоматики энергосистем // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 69. Надежность развивающихся систем энергетики. В 2-х книгах. Книга 1 / отв. ред. Н.И. Воропай. Иркутск: ИСЭМ СО РАН. 2018. С. 237–246.
372. *Ilyushin P.V.* The analysis of dispersed generation influence on power system automatics settings and function algorithms // The Proceedings of Methodological Problems in Reliability Study of Large Energy Systems (RSES). pp. 1-5, July 02 07, 2018. Irkutsk, Russia. E3S Web of Conferences, Vol. 58. doi:10.1051/e3sconf/20185802001.
373. *Илюшин П.В.* О повышении эффективности применения систем мониторинга температуры кабельных линий напряжением 110-500 кВ / П.В. Илюшин, М.В. Дмитриев // Релейная защита и автоматизация. 2018. № 1 (30). С. 20–27.
374. *Илюшин П.В.* Совершенствование алгоритма работы автоматики ограничения перегрузки оборудования при интеграции с системами мониторинга и диагностики силовых трансформаторов // Релейная защита и автоматизация. 2014. № 3. С. 44–49.
375. *Илюшин П.В.* Использование мобильных электростанций для противоаварийного управления в энергосистемах / В.Е. Жмурко, П.В. Илюшин, Л.Н. Кандауров, М.А. Хвошинская // Сборник научных докладов ОАО «Институт «Энергосетьпроект» «Электроэнергетика России: современное состояние, проблемы и перспективы». Иваново. 2012. С. 145–159.
376. *Илюшин П.В.* Использование коэффициента запаса по приращению нагрузки для планирования и ведения режима работы распределительной сети // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Сборник научных статей. Выпуск 66. Актуальные проблемы надежности систем энергетики / отв. ред. Н.И.

- Воропай, М.А. Короткевич, А.А. Михалевич. Минск: БНТУ. 2015. С. 154–161.
377. *Илюшин П.В.* Возможности и перспективы применения УСВИ в энергорайонах с распределенными источниками энергии / П.В. Илюшин, А.В. Мокеев, В.Г. Наровлянский // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 69. Надежность развивающихся систем энергетики. В 2-х книгах. Книга 1 / отв. ред. Н.И. Воропай. Иркутск: ИСЭМ СО РАН. 2018. С. 28–37.
378. *Ilyushin P.V.* Opportunities and perspectives of PMU application in power districts with distributed energy resources / P.V. Ilyushin, A.V. Mokeev, V.G. Narovylyanskii // The Proceedings of Methodological Problems in Reliability Study of Large Energy Systems (RSES). pp. 1-5. July 02 07, 2018. Irkutsk, Russia. E3S Web of Conferences, Vol. 58. doi: 10.1051/e3sconf/20185801001.
379. *Илюшин П.В.* Особенности функционирования устройств автоматической частотной разгрузки в энергорайонах с объектами распределенной генерации // Релейная защита и автоматизация. 2018. № 3 (32). С. 20–27.
380. *Арцишевский Я.Л.* Адаптация АЧР к переменному уровню ответственности электроприёмников 0,4 кВ / Я.Л. Арцишевский, Б.М. Гиёев // Энергетик. 2017. № 5. С. 18–21.
381. *Арцишевский Я.Л.* Эффективность АЧР с передачей команд на отключение электроприёмников 0,4 кВ / Я.Л. Арцишевский, Б.М. Гиёев // Известия вузов. Электромеханика. 2017. № 6. С. 37–44.
382. *Ilyushin P.V.* Photovoltaic power plants participation in frequency and voltage regulation / P.V. Ilyushin, A.V. Pazderin, R.I. Seit // The Proceedings of 17th International Ural Conference on AC Electric Drives (ACED). pp. 1-7. March 26 30, 2018. Yekaterinburg, Russia. doi: 10.1109/ACED.2018.8341712.
383. *Горькаева Е.Ю.* Применение адаптивной автоматической частотной разгрузки в энергосистеме // Сборник: Технические науки: теория и практика: Материалы IV Международной научной конференции. 2018. С. 25–27.
384. *Вахитов А.Х.* Управление электрической нагрузкой потребителей энергии с помощью автоматической частотной разгрузки / А.Х. Вахитов, М.Р. Минлибаев // Научный альманах. 2015. № 11–3 (13). С. 61–63.
385. *Ilyushin P.V.* Under-frequency load shedding strategies for power districts with distributed generation / P.V. Ilyushin, S.P. Filippov // The Proceedings of 2019 International Conference on Industrial Engineering, Applica-

- tions and Manufacturing (ICIEAM). pp. 1–6. March 25-29, 2019. Sochi, Russia. doi: 10.1109/ICIEAM.2019.8743001.
386. Патент на изобретение № 2690667 Российская Федерация, МПК H02J 3/24. Способ автоматической частотной разгрузки энергорайона / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. Опубл. 05.06.2019, Бюл. № 16.
387. *Илюшин П.В.* Адаптивный алгоритм автоматики ограничения снижения напряжения промышленных энергорайонов с объектами распределенной генерации / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов // Релейная защита и автоматизация. 2019. № 1 (34). С. 55–65.
388. ГОСТ Р 58085-2018. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем. Нормы и требования. М.: Стандартинформ, 2018.
389. *Коган Ф.Л.* Особенности мощных турбогенераторов и недопустимые для них режимы / Ф.Л. Коган, Ю.Г. Шакарян, П.В. Сокур // Электрические станции. 2018. № 5. С. 22–26.
390. *Веников В.А.* Кибернетические модели электрических систем / В.А. Веников, О.А. Суханов. М.: Энергоиздат, 1982.
391. *Суханов О.А.* Иерархические модели в анализе и управлении режимами электроэнергетических систем / О.А. Суханов, Ю.В. Шаров. М.: Издательский дом МЭИ, 2007.
392. *Илюшин П.В.* Проблемные вопросы и опыт эксплуатации кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена в распределительном сетевом комплексе // Энергоэксперт. 2012. № 2. С. 72–75.
393. *Дмитриев М.В.* Выбор параметров загруженности кабельных линий 110-500 кВ // Новости Электротехники. 2015. № 1(91). С. 28–31.
394. *Дмитриев М.В.* Выбор оборудования 6-500 кВ с учетом перегрузок // Новости Электротехники. 2015. № 2(92). С. 32–34.
395. *Дмитриев М.В.* Система поправочных коэффициентов при выборе кабелей // Электроэнергия: передача и распределение. 2017. № 4(43). С. 84–90.
396. МЭК 60853-2 «Кабели. Расчет циклических и аварийных токовых нагрузок. Часть 2. Циклические нагрузки на напряжение свыше 18/30(36) кВ и критические нагрузки кабелей на любые напряжения», 1989.
397. СТО 56947007-29.060.20.072-2011 «Силовые кабельные линии напряжением 110-500 кВ. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования» // Стандарт ПАО «ФСК ЕЭС», Москва, 2011.

398. Методические указания по выбору логики действия и уставок срабатывания автоматики ограничения перегрузки оборудования // АО «СО ЕЭС», Москва, 2008.
399. Патент на изобретение № 2680816 Российская Федерация, МПК H02H 5/04. Способ ограничения перегрузки кабельной линии электропередачи / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. Опубл. 27.02.2019, Бюл. № 6.
400. Патент на полезную модель № 181981 Российская Федерация, МПК H02H 5/04. Устройство автоматического ограничения перегрузки высоковольтной кабельной линии электропередачи / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. Опубл. 31.07.2018, Бюл. № 22.
401. *Илюшин П.В.* Разработка и внедрение устройств автоматического ограничения перегрузки линий / Г.Л. Брухис, В.А. Воронин, П.В. Илюшин, Н.А. Горшкова // Электрические станции. 2012. № 6. С. 36–42.
402. *Илюшин П.В.* Опыт разработки технологических алгоритмов и внедрения устройств автоматического ограничения перегрузки линий / Г.Л. Брухис, В.А. Воронин, П.В. Илюшин, Н.А. Селезнева // Сборник научных докладов ОАО «Институт «Энергосетьпроект» «Электроэнергетика России: современное состояние, проблемы и перспективы». Иваново. 2012. С. 131–144.
403. *Ilyushin P.V.* Power systems and electric networks: The development and introduction of devices for the automatic limiting of line overload / G.L. Brukhis, V.A. Voronin, P.V. Ilyushin, N.A. Gorshkova // Power Technology and Engineering. 2012. Vol. 46. № 4. pp. 305–311. doi:10.1007/s10749-012-0350-9.
404. *Илюшин П.В.* Анализ эффективности алгоритма работы автоматики ограничения перегрузки линий / П.В. Илюшин, А.Ю. Хостанцев, А.Г. Шенкман, А.Д. Шмелькин // Релейная защита и автоматизация. 2013. № 2 (11). С. 52–56.
405. ГОСТ 11677-85. «Трансформаторы силовые. Общие технические условия». М.: ИПК Издательство стандартов, 2002.
406. МЭК 60076-2. «Трансформаторы силовые. Часть 2. Повышение температуры трансформаторов с жидким диэлектриком», 2011.
407. ГОСТ 14209-97. «Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов», 1997.
408. МЭК-60354 «Трансформаторы силовые масляные. Руководство по нагрузке», 1991.
409. *Илюшин П.В.* Интеграция систем мониторинга и диагностики силовых трансформаторов в устройства автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО) для повышения надежности электро-

- снабжения потребителей / Л.А. Дарьян, П.В. Илюшин // Сборник докладов Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». Выпуск 65, Иркутск. 2015. С. 136–145.
410. Патент на полезную модель № 185478 Российская Федерация, МПК H02H 3/08. Устройство для автоматического ограничения перегрузки трансформатора / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. Оpubл. 06.12.2018, Бюл. № 34.
411. *Ilyushin P.V.* Features of gas turbine and gas-piston generator units and special requirements for them / P.V. Ilyushin, Yu.E. Gurevich // CIGRE Session 44. August 27–31, 2012, Paris, France. pp. 1–6.
412. *Илюшин П.В.* О влиянии распределенной генерации на работу устройств автоматического включения резервного питания // Релейная защита и автоматизация. 2017. № 4 (29). С. 28–36.
413. *Гуревич Ю.Е.* О специальном воздействии на систему возбуждения автономно работающих генераторов при больших набросах нагрузки / Ю.Е. Гуревич, П.В. Илюшин // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2016. № 2. С. 2–7.
414. *Илюшин П.В.* О системах автоматического регулирования возбуждения генерирующих установок объектов распределенной генерации / П.В. Илюшин, К.В. Перевалов // Релейная защита и автоматизация. 2016. № 4 (25). С. 23–27.
415. Патент на изобретение № 2694070 Российская Федерация, МПК H02J 9/00. Способ управления электроснабжением промышленного энергорайона с источниками распределенной генерации при коротком замыкании на участке резервируемой линии / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. Оpubл. 09.07.2019, Бюл. № 19.
416. Патент на изобретение № 2692758 Российская Федерация, МПК H02J 9/06, H02J 13/00. Способ управления электроснабжением промышленного энергорайона с источниками распределенной генерации при коротком замыкании на резервируемой секции шин подстанции / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. Оpubл. 27.06.2019, Бюл. № 18.
417. Патент на полезную модель № 187429 Российская Федерация, МПК H02J 9/06. Устройство управления электроснабжением энергорайона с источниками распределенной генерации при коротком замыкании на участке резервируемой линии / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. Оpubл. 06.03.2019, Бюл. № 7.
418. Патент на полезную модель № 188256 Российская Федерация, МПК H02J 9/06. Устройство управления электроснабжением промышлен-

- ного энергорайона с источниками распределенной генерации при коротком замыкании на резервируемой секции шин подстанции / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. Оpubл. 04.04.2019, Бюл. № 10.
419. *Перевалов К.В.* Особенности участия объектов распределенной генерации в регулировании напряжения / К.В. Перевалов, П.В. Илюшин // Сборник: «Электроэнергетика глазами молодежи 2017». Материалы VIII Международной научно-технической конференции. 2017. С. 68–71.
420. *Илюшин П.В.* Анализ допустимости применения модулей согласования нагрузки на генерирующих установках объектов распределенной генерации при их работе в изолированном режиме / П.В. Илюшин, Ю.Е. Гуревич // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 67. Проблемы надежности систем энергетики / отв. ред. Н.И. Воропай, Ю.Я. Чукреев Сыктывкар: Издательство ООО «Коми республиканская типография». 2016. С. 81–89.
421. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям. Утверждены Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 (ред. от 13.08.2018).
422. *Ilyushin P.V.* Features of small dispersed CHP integration into the power system / P.V. Ilyushin, Yu.G. Fedorov, S.P. Filippov, Yu.N. Kucherov, S.A. Nekrasov, F.V. Veselov, D.N. Yarosh, Yu.A. Zeygarnik, A.Z. Zhuk // The Proceedings of 45th International Conference on Large High Voltage Electric Systems, CIGRE Session 45. pp. 1–10. August 24–29, 2014. Paris, France.
423. *Илюшин П.В.* Разработка схем выдачи мощности объектов распределительной генерации с учетом особенностей современных генерирующих установок // Электроэнергия. Передача и распределение. 2019. № 2 (53). С. 28–35.
424. *Илюшин П.В.* Анализ результатов проведения обследований сетей внешнего и внутреннего электроснабжения предприятий / П.В. Илюшин, А.Н. Назарычев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Выпуск 68. Исследование и обеспечение надежности систем энергетики / отв. ред. Н.И. Воропай ИСЭМ СО РАН. 2017. С. 525–534.
425. Reliability Standards for the Bulk Electric Systems of North America. January 1. 2007. North American Electric Reliability Council.

426. *Кучеров Ю.Н.* Проблемы обеспечения безопасности потребителей и объектов электроэнергетики при нарушениях работы энергосистемы / Ю.Н. Кучеров, Ю.Е. Гуревич // Энергетик. 2007. № 8. С 8–12.
427. Приказ Минэнерго России от 6 июня 2013 г. № 290 «Об утверждении правил разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики», зарегистрирован в Минюсте России 9 августа 2013 г., № 29348.
428. *Шарыгин М.В.* Статистические методы распознавания режимов в релейной защите и автоматике сетей электроснабжения / М.В. Шарыгин, А.Л. Куликов // Электрические станции. 2018. № 2. С. 32–39.
429. *Бовыкин В.Н.* Эффективные решения по автоматизации подстанций / В.Н. Бовыкин, А.В. Мокеев // Автоматизация и ИТ в энергетике. 2017. № 9 (98). С. 15–20.
430. *Мокеев А.В.* Повышение надежности и эффективности работы энергосистем на основе технологии синхронизированных векторных изменений // Электричество. 2018. № 3. С. 4–10.
431. *Илюшин П.В.* Подходы к созданию систем управления микроэнергосистем / П.В. Илюшин, С.Г. Музалев // Релейная защита и автоматизация. 2016. № 3 (24). С. 39–45.
432. *Ilyushin P.V.* Applying the algorithm of driving an operation point of distribution network with dispersed generation back to the feasible domain // International Seminar on Learning from Differences in Energy Sector. Proceedings. Edited by A. Nazarychev and M. Huhtinen. Saint-Petersburg, Kotka: PEIPK, KYAMK. 2016, pp. 32–42.
433. *Илюшин П.В.* Особенности реализации автоматики управления режимами энергорайонов с объектами распределительной генерации / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов // Релейная защита и автоматизация. 2019. № 3 (36).
434. *Осак А.Б.* Кибербезопасность объектов электроэнергетики, как фактор надежности ЭЭС / А.Б. Осак, А.Б. Панасецкий, Е.Я. Бузина // Сборник: Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Актуальные проблемы надежности систем энергетики. Международный научный семинар им. Ю.Н. Руденко. 2015. С. 258–264.
435. *Папков Б.В.* Киберугрозы и кибератаки в электроэнергетике / Б.В. Папков, А.Л. Куликов, В.Л. Осокин. Нижний Новгород: НИУ РАНХиГС, 2019.

Оглавление

Аннотация.....	3
Условные обозначения	4
Список сокращений	6
Введение	10

ГЛАВА 1. Анализ современного состояния и проблем управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с объектами РГ..... 21

1.1. Вводная часть.....	21
1.2. Особенности электрических режимов и измерений их параметров в энергорайонах с современными ГУ объектов РГ.....	29
1.2.1. Отключение части ГУ без КЗ в сети энергорайона	30
1.2.2. Отключение части генерации при КЗ в энергорайоне.....	35
1.2.3. Особенности измерений параметров режимов.....	37
1.3. Совершенствование принципов построения делительной автоматики энергорайонов с объектами РГ.....	38
1.4. Расширение области допустимых режимов ГУ объектов РГ.....	41
1.5. Совершенствование алгоритмов устройств сетевой и противоаварийной автоматики	44
1.6. Адаптация алгоритмов АВР, АРЧВ и АРВ ГУ к особенностям сетей внутреннего электроснабжения энергорайонов.....	51
1.7. Разработка схем выдачи мощности ГУ объектов РГ и построение автоматики управления режимами энергорайонов.....	55
1.8. Выводы по Главе 1	57

ГЛАВА 2. Применение статистических методов для оценки параметров режима и идентификации режимных областей в энергорайонах с объектами РГ..... 60

2.1. Вводная часть.....	60
2.2. Статистические подходы к оцениванию параметров режима	61
2.3. Потенциальная точность измерения (оценки) параметров	66
2.4. Структурные схемы измерителей параметров аварийного режима на основе метода максимального правдоподобия.....	68
2.5. Примеры оценки параметров аварийного режима на основе метода максимального правдоподобия.....	70
2.6. Принципы формирования дискриминаторных методов оценки параметров аварийного режима	74
2.7. Вариант схемного решения измерителя параметров аварийного режима с применением дискриминаторных методов.....	78

2.8. Оценка параметров аварийного режима с применением дискриминаторных методов	80
2.9. Статистическая задача последовательного принятия решений при идентификации нормального и аварийного режимов энергорайонов.....	93
2.10. Реализация алгоритма АЧР на основе процедуры последовательного анализа.....	100
2.11. Усечение процедуры последовательного анализа	105
2.12. Выводы по Главе 2	107

ГЛАВА 3. Режимные особенности и способ реализации многопараметрической делительной автоматики энергорайонов с объектами РГ

ГЛАВА 3. Режимные особенности и способ реализации многопараметрической делительной автоматики энергорайонов с объектами РГ	109
3.1. Вводная часть.....	109
3.2. Ограничения на применение МДА	111
3.2.1. Допустимость перехода ГУ в островной режим работы	111
3.2.2. Возможность сохранения ГУ в работе при кратковременных отклонениях напряжения на выводах	113
3.3. Особенности выделения энергорайонов в случаях понижения частоты при допустимых уровнях напряжения	114
3.4. Ограничения допустимых режимов работы при понижениях напряжения	115
3.4.1. Особенности электроприемников потребителей	115
3.4.2. Особенности расчетов параметров режима, устанавливаемого после выделения энергорайона	120
3.4.3. Особенности переходных процессов, требующих срабатывания МДА	121
3.5. Особенности выделения при плавном снижении напряжения	122
3.6. Особенности выделения при провалах напряжения с угрозой развития лавины напряжения	124
3.7. Оценка эффективности быстрого действия МДА	131
3.8. Влияние выбора уставки АРВ ГУ на результат выделения энергорайона	136
3.9. Особенности моделирования нагрузки при проектировании МДА	139
3.10. Структурная схема разработанного способа реализации МДА	145
3.11. Выводы по Главе 3	147

ГЛАВА 4. Метод расширения области допустимых режимов генерирующих установок объектов РГ в различных схемно-режимных условиях.....

4.1. Вводная часть.....	150
4.2. Анализ особенностей технических решений	152

4.3. Применение НЭЭ в энергорайонах с объектами РГ	154
4.4. Предотвращение отключений ГУ при провалах напряжения в режиме параллельной работы с энергосистемой	157
4.4.1. Оценка целесообразности повышения напряжения в процессе ликвидации КЗ	157
4.4.2. Выдача реактивной мощности для управления напряжением	159
4.4.3. Учет самозапуска АД после ликвидации КЗ	164
4.4.4. Определение необходимых объемов УВ на НЭЭ	166
4.4.5. Оценка необходимых объемов УВ на НЭЭ	168
4.5. Предотвращение отключений ГУ при отклонениях частоты в случае выделения энергорайона с объектом РГ в островной режим	169
4.5.1. Реализация УВ по активной мощности при параллельной работе с энергосистемой	169
4.5.2. Процесс выделения энергорайона с объектом РГ в островной режим работы	171
4.6. Функционирование энергорайона в островном режиме	178
4.7. Предотвращение отключений ГУ при отклонениях частоты в результате возмущений в островном режиме работы	181
4.8. Выводы по Главе 4	187

ГЛАВА 5. Совершенствование алгоритмов функционирования устройств противоаварийной автоматики энергорайонов с объектами РГ	190
5.1. Вводная часть	190
5.2. Принципы формирования перечня потребителей, заводимых под действие АЧР	192
5.3. Особенности переходных процессов с дефицитом мощности в энергорайонах с объектами РГ	194
5.4. Определение необходимых объемов и быстродействия разгрузки	200
5.5. Усовершенствованный алгоритм АЧР	202
5.6. Особенности процессов со снижением напряжения	204
5.7. Меры по предотвращению лавины напряжения в энергорайоне	211
5.8. Схемно-алгоритмическое решение АОСН	217
5.9. Подходы к проектированию КЛ и обоснованию применения СМТ	219
5.10. Повышение эффективности использования СМТ на КЛ	221
5.11. Усовершенствованный алгоритм АОПО КЛ	222
5.12. Анализ современных систем мониторинга и диагностики СТ	225
5.13. Схемно-алгоритмическое решение АОПО СТ	227
5.14. Выводы по Главе 5	229

ГЛАВА 6. Разработка схемных решений и способов адаптации алгоритмов функционирования сетевой и режимной автоматики	233
6.1. Вводная часть.....	233
6.2. Расчетные условия для анализа режимов работы устройств АВР	235
6.3. Особенности функционирования линейного АВР при снижении напряжения	238
6.3.1. ГУ с СНВ не отключающиеся при снижении напряжения	239
6.3.2. ГУ с ССВ не отключающиеся при снижении напряжения	242
6.3.3. ГУ, отключающиеся при снижении напряжения.....	244
6.4. Особенности функционирования секционного АВР в энергорайонах с объектами РГ	245
6.4.1. Применение ГУ, не допускающих несинхронных включений.....	246
6.4.2. Оценка эффективности применения ПОН и ПОЧ в АВР.....	249
6.5. Анализ допустимости срабатывания устройств АВР	251
6.6. Схемное решение для линейного и секционного АВР	252
6.7. Особенности функционирования АРЧВ ГУ объектов РГ	254
6.8. Причины применения модуля согласования нагрузки в АРВ ГУ	261
6.9. Анализ эффективности применения модуля LAM	263
6.10. Выводы по Главе 6	271
ГЛАВА 7. Особенности разработки схем выдачи мощности ГУ объектов РГ и построения автоматики управления режимами энергорайонов	274
7.1. Вводная часть.....	274
7.2. Разработка схем выдачи мощности ГУ объектов РГ.....	276
7.2.1. Сводный перечень технических характеристик ГУ.....	278
7.2.2. Методика проведения натуральных испытаний и измерений в энергорайонах с объектами РГ	281
7.2.3. Методика выполнения расчетов электрических режимов в энергорайонах с объектами РГ	284
7.2.4. Дополнительные технические требования к ГУ	293
7.3. Автоматика управления нормальными и аварийными режимами (АУНиАР) энергорайонов с объектами РГ.....	297
7.3.1. Требования к быстродействию алгоритмов АУНиАР.....	302
7.3.2. Основные принципы построения АУНиАР.....	308
7.3.3. Функциональные задачи, реализуемые в АУНиАР	309
7.4. Выводы по Главе 7	312
Заключение	315
Библиографический список	319

Научное издание

**Павел Владимирович Илюшин,
Александр Леонидович Куликов**

**АВТОМАТИКА УПРАВЛЕНИЯ
НОРМАЛЬНЫМИ И АВАРИЙНЫМИ
РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОРАЙОНОВ
С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ**

Монография

Издается в авторской редакции

Технический редактор
Комп. верстка

*С.Е. Речнова
Е.Я. Владимирова*

Сдано в набор 9.07.2019. Подписано в печать 22.08.2019.
Формат 60×84/16. Печать офсетная. Бумага офсетная.
Уч.-изд. л. 22,65. Усл. печ. л. 21,14. Тираж 500 экз. Зак. 7148.

Нижегородский институт управления – филиал Российской академии
народного хозяйства и государственной службы при Президенте РФ
603950, Нижний Новгород-292, пр. Гагарина, 46
тел.: (831) 412-33-01