

Ю.Е. Гуревич, П.В. Илюшин

**ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТОВ
РЕЖИМОВ В ЭНЕРГОРАЙОНАХ
С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ**

МОНОГРАФИЯ

Нижний Новгород 2018

УДК 658.26
ББК 31.24
Г 95

Рецензенты:

В.И. Нагай, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Электрические станции и электроэнергетические системы» ФГБОУ ВО «Южно-Российский государственный технический университет» (Новочеркасский политехнический институт);

Ю.Г. Шакарян, доктор технических наук, профессор, научный руководитель АО «Научно-технический центр Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы»;

А.В. Шунтов, доктор технических наук, профессор, заместитель заведующего кафедрой «Электроэнергетические системы» ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ».

Гуревич Ю.Е.

Г95

Особенности расчетов режимов в энергорайонах с распределенной генерацией: монография / Ю.Е. Гуревич, П.В. Илюшин. – Н. Новгород: НИУ РАНХиГС, 2018. – 280 с.

ISBN 978-5-00036-226-6

В монографии рассмотрены проблемные вопросы интеграции генерирующих установок объектов распределенной генерации в распределительные сети или сети внутреннего электроснабжения промышленных предприятий. Показаны подходы, благодаря которым возможно минимизировать затраты на строительство объектов распределенной генерации, осуществив правильный выбор типа генерирующих установок до момента их приобретения.

Особое внимание уделено различным методическим вопросам, относящимся к проведению расчетов установившихся и переходных режимов в энергорайонах с объектами распределенной генерации. Детально рассмотрены особенности генерирующих установок, проявляющиеся в аномальных установившихся и переходных режимах энергорайонов с объектами распределенной генерации, а также вопросы математического моделирования электроприемников потребителей.

Монография рассчитана на широкий круг читателей, включающий собственников и руководителей промышленных предприятий, планирующих строительство и ввод в эксплуатацию собственных объектов распределенной генерации, а также специалистов, занятых в сфере проектирования, строительства и эксплуатации объектов распределенной генерации.

УДК 658.26
ББК 31.24

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

Протокол № 5 от «28» ноября 2018 г.

ISBN 978-5-00036-226-6

© Гуревич Ю.Е., 2018
© Илюшин П.В., 2018

Аннотация

Рассмотрены особенности процессов в распределительных сетях или сетях внутреннего электроснабжения промышленных предприятий при интеграции в них генерирующих установок (ГУ) объектов распределенной генерации (РГ), в случае возникновения различных нарушений нормального режима генерации и электропотребления.

Проведен анализ установившихся и переходных режимов в энергорайонах с объектами РГ, содержащих газотурбинные (ГТУ) и газопоршневые (ГПУ) ГУ при их работе как параллельно с энергосистемой, так и в изолированном (автономном) и островном режиме.

Показано на основании расчетов режимов, выполненных для различных схемно-режимных условий, что возможности надежного функционирования энергорайонов с объектами РГ после возникновения различного рода возмущений решающим образом зависят от технических характеристик применяемых ГУ, а так же процессов в двигательной нагрузке.

Комплексный расчетный анализ целесообразно проводить на этапе выбора конкретного типа ГУ для применения в рассматриваемом энергорайоне, а не после их приобретения, что позволяет осуществить его оптимально, предусмотрев разработку и реализацию перечня минимально необходимых противоаварийных мероприятий. В противном случае различного рода возмущения в распределительных сетях или сетях внутреннего электроснабжения энергорайона будут приводить к нарушениям в работе ГУ объектов РГ, участков распределительной сети, и, что особенно критично, к нарушению электроснабжения потребителей. Это потребует реализации дополнительного перечня технических мероприятий и существенных финансовых затрат на их выполнение.

В монографии рассмотрены многие методические вопросы, от которых зависит достоверность расчетов режимов.

Работа авторов была распределена следующим образом.

Гуревич Ю.Е. — адаптация математических моделей, имеющихся в существующем программных комплексах для выполнения расчетов установившихся и переходных режимов, к решению рассматриваемых задач, анализ особенностей электрических сетей напряжением 110 кВ и ниже в отношении взаимного влияния ГУ и электроприемников промышленных потребителей в аномальных режимах, а также помощь в выполнении расчетных работ.

Илюшин П.В. — анализ особенностей ГУ, существенных в отношении надежности распределительных сетей и сетей внутреннего электроснабжения предприятий, определение требований к расчетным моделям в отношении: учета особенностей современных ГУ и полноты отображения взаимного влияния ГУ и электроустановок потребителей, корректного учета возмущений в распределительных сетях, алгоритмов работы и параметров настройки устройств противоаварийной автоматики (ПА), а также планирования расчетных работ и анализа их результатов.

Оглавление

Аннотация	3
Предисловие	7
Условные обозначения	11
Список сокращений.....	14
Введение	17
Глава 1. Общие вопросы расчетного анализа схем энергорайонов с объ- ектами распределенной генерации	21
1.1. Роль расчетов для обеспечения надежности электрических сетей, содержащих ГУ	21
1.2. Основные факторы системной надежности	26
1.3. Факторы надежности электроснабжения потребителей.....	32
1.3.1. Общая характеристика.....	32
1.3.2. Проблемы кратковременных нарушений электроснаб- жения	38
1.3.3. Взаимозависимость «независимых источников питания» в аварийных режимах	42
1.3.4. О вероятностных расчетах надежности электроснабжения с учетом переходных процессов	48
1.3.5. О ненормативных (сверхнормативных) возмущениях	57
1.3.6. Функционирование «опасных» объектов при нарушениях электроснабжения	58
1.4. Минимально необходимые объемы расчетных схем и основ- ные расчетные задачи	60
Глава 2. Особенности ГУ, проявляющиеся в аномальных установив- шихся и переходных режимах в энергорайонах	67
2.1. Газотурбинные установки.....	67
2.1.1. Принципиальные различия одновальных и многовальных конструкций газотурбинных двигателей	67
2.1.2. Особенности ГТД, связанные с пониженной скоростью вращения, а также со сбросами и набросами нагрузки	75
2.1.3. Защиты генераторов, обусловленные особенностями ГТД.....	77
2.2. Газопоршневые и дизельные установки	77
2.2.1. Минимально допустимая мощность	79
2.2.2. Минимально допустимая скорость вращения	79
2.2.3. Особенности мощных двигателей внутреннего сгорания. Турбонаддув. Проблемы больших набросов мощности.....	80
2.2.4. Особенности защит и их влияние на работоспособность ГПУ	84

2.3. Особенности регулирования скорости вращения и активной мощности ГУ.....	93
2.3.1. Параллельная работа с энергосистемой (в мощной сети).....	93
2.3.2. Автономный (изолированный) и островной режим работы.....	95
2.3.3. Комбинированное регулирование с переключением.....	97
2.4. Механическая стойкость ГУ при КЗ и АПВ в сети.....	109
2.4.1. Качественная характеристика проблемы.....	109
2.4.2. Величина электромагнитного момента при КЗ.....	115
2.4.3. Противоаварийные мероприятия.....	118
2.5. Выбор ГУ и противоаварийных мероприятий для автономного электроснабжения промышленных объектов.....	120
2.5.1. Определение запаса мощности ГУ по условиям обеспечения прямых пусков электродвигателей.....	121
2.5.2. Особенности питания объектов, в которых используется частотно-регулируемый привод электродвигателей.....	121
2.5.3. Комплексные задачи управления отдаваемой мощностью ГУ.....	124
2.5.4. Использование накопителей электрической энергии.....	126
2.5.5. Задачи, требующие применения специальных ПК.....	128
2.6. Определение механической постоянной инерции ГУ.....	132
2.7. Способ питания системы возбуждения и его регулирование.....	135
2.8. Получение информации от заводов-изготовителей ГУ.....	138

Глава 3. Математическое моделирование электроприемников в энерго-районах с объектами РГ в установившихся и переходных режимах.....

3.1. Статические характеристики нагрузки для расчетов установившихся режимов.....	147
3.1.1. Основные понятия.....	147
3.1.2. Основные аппроксимации СХН. Регулирующие эффекты нагрузки.....	155
3.1.3. Выбор между использованием СХН или допущения P_n , $Q_n = \text{const}$	157
3.1.4. Возможность учета источников активной и реактивной мощности вместе с нагрузками при использовании СХН.....	159
3.1.5. Способы получения параметров СХН.....	161
3.1.6. Обобщенные СХН и их применение.....	174
3.2. Критическое напряжение питания нагрузки и его определение.....	185
3.3. Динамические модели нагрузки для расчетов переходных процессов.....	189
3.3.1. Процессы и расчетные задачи, в которых решающую роль играют динамические свойства электроприемников.....	189
3.3.2. Влияние аварийных процессов в нагрузке на режим работы генераторов и сети.....	194

3.4. Моделирование асинхронных и синхронных двигателей	195
3.4.1. Общие вопросы	195
3.4.2. О допустимых динамических моделях нагрузки в расчетах переходных процессов распределительной сети.....	202
3.4.3. Параметры простейшей динамической модели нагрузки с обобщенным АД.....	207
3.4.4. Возможности повысить точность моделей нагрузки.....	210
3.4.5. Расчет остаточного напряжения АД после отключения его от сети	214
3.4.6. Моделирование синхронных двигателей.....	218
3.4.7. Дополнительные аспекты моделирования электродвигателей.....	222
Глава 4. Расчеты последовательностей установившихся режимов.....	225
4.1. Общие особенности расчетов ПУР.....	226
4.1.1. Располагаемая реактивная мощность генераторов и синхронных компенсаторов в установившихся режимах	228
4.1.2. Регулирование трансформаторов под нагрузкой.....	239
4.2. Коэффициент запаса надежности электроснабжения по приращению нагрузки	245
4.2.1. Определение запаса по приращению нагрузки	247
4.2.2. Общие закономерности.....	249
4.3. Выбор управления ГУ для нормализации режима по напряжению	250
4.4. Введение режима работы распределительной сети в допустимую область.....	257
4.4.1. Основы алгоритма ВРДО.....	258
4.4.2. Возможная целевая функция.....	261
4.4.3. Пример расчета ВРДО.....	262
Заключение. О совершенствовании подходов и программных комплексов	264
Список литературы	273

Предисловие

Термин *«распределенная генерация»* обозначает такой принцип развития распределительных сетей или сетей внутреннего электроснабжения предприятий, в том числе промышленных, с растущей нагрузкой, при котором *современные генерирующие установки (ГУ) малой и средней мощности* размещаются в узлах электропотребления, что позволяет снижать нагрузку на электрическую сеть и потери при передаче и распределении электроэнергии.

Развитие распределенной генерации (РГ) в последние годы происходило в большинстве случаев за счет строительства объектов РГ на базе: газотурбинных (ГТУ), газопоршневых (ГПУ) и дизельных (ДГУ) генерирующих установок.

Основными причинами строительства объектов РГ предприятиями являются: ограничение на подключение новых потребителей к существующим распределительным сетям при увеличении мощности присоединенной нагрузки; стремление снизить затраты на электроэнергию, включая затраты на передачу и распределение по распределительным сетям; необходимость обеспечения или повышения надежности электроснабжения электроприемников потребителей. В ряде случаев на первый план выходит наличие у предприятия вторичных энергоресурсов — доменный и конвертерный газ, попутный нефтяной газ, шахтный газ (метан), а также местных относительно недорогих видов топлива — отходы лесопереработки, сельского хозяйства и т.п., которые пригодны для выработки электрической и тепловой энергии.

Под объектом РГ в представленной монографии понимается электростанция, состоящая из одной или нескольких ГУ, подключаемая к распределительным сетям или сетям внутреннего электроснабжения потребителей электроэнергии на напряжении до 110 кВ включительно, максимально приближенная к узлу(-ам) электропотребления, работающая параллельно с электроэнергетической системой или в изолированном (автономном) и островном режимах, имеющая в точке общего присоединения суммарную установленную мощность не превышающую 25 МВт включительно, использующая для производства всех видов энергии (электрическая; тепловая; холододовая и др.) любые первичные источники энергии, включая возобновляемые.

Интеграция ГУ объектов распределенной генерации может, при определенных условиях, содействовать повышению надежности работы распределительных сетей или сетей внутреннего электроснабжения предприятий в целом, а также надежности электроснабжения особо ответственных и социально-значимых потребителей. Однако, эти цели достижимы только в том случае, если при выборе ГУ и разработке схем выдачи мощности анализируются не только их технико-экономические показатели, но и корректно проводится *анализ возможности их функционирования как в нормальных, так и в аномальных режимах*. В противном случае различного рода возмущения в распределительных сетях или сетях внутреннего электроснабжения предприятия будут приводить к нарушениям в работе ГУ объектов РГ, участков распределительной сети, и, что особенно критично, к нарушению электроснабжения потребителей.

Поэтому технические решения по интеграции объектов РГ в распределительные сети или сети внутреннего электроснабжения предприятий, в том числе энергоемких и нуждающихся в надежном электроснабжении, должны опираться на результаты комплексного расчетного анализа установившихся и переходных процессов с участием объектов РГ и электроприемников потребителей. Такой анализ должен являться основой для разработки и реализации перечня противоаварийных мероприятий.

Принципиально возможно существование трех режимов работы энергорайонов с объектом (-ами) РГ в случае решения задачи обеспечения надежного электроснабжения потребителей:

– параллельная работа с энергосистемой с выдачей или без выдачи мощности в сеть, позволяющая объекту РГ работать в базе за счёт получения из энергосистемы пиковой мощности для электроснабжения потребителей и выдачи в энергосистему избытков мощности для повышения технико-экономических показателей работы объекта РГ;

– изолированный (автономный) режим работы с обеспечением электроснабжения потребителей, с учётом их графиков нагрузки, а также обеспечения ремонтного и аварийного резерва;

– островной режим работы, когда объект РГ в нормальном режиме работает параллельно с энергосистемой, но в случае возникновения режима высоких рисков или при аварии в распределительных сетях может быть выделен на электроснабжение энергорайона от объекта (-ов) РГ.

Под островным режимом понимается такой режим работы энергорайона с одним или несколькими объектами РГ и соответствующей нагрузкой, который допустим по всем условиям электроснабжения и электропотребления и образуется в результате отключения линии(-й) связи с энергосистемой (при КЗ или без КЗ по какой-либо причине). Отключение связи с энергосистемой может осуществляться непреднамеренно или превентивно автоматически (по параметрам электрического режима), а также вручную оперативным персоналом для обеспечения надежного функционирования объектов РГ и/или электроснабжения электроприемников потребителей. Работа энергорайона в островном режиме может быть сколь угодно длительной, что зависит от состояния линий электропередачи, по которым осуществляется связь с энергосистемой, параметров режима в энергосистеме и/или в выделенном энергорайоне, решения оперативного персонала и др.

Следовательно, необходимо проводить *комплексный расчетный анализ возможности надежной работы энергорайонов с объектами РГ во всех возможных режимах работы, не допуская повреждений или отключений ГУ, а также особо ответственных и социально-значимых потребителей.*

Не смотря на то, что к настоящему времени реализовано значительное количество проектов строительства объектов РГ, которые успешно функционируют, имеется немалое количество примеров, когда с ГУ объектов РГ возникали серьезные технические проблемы, которые влекли за собой негативные финансовые последствия. Кроме того, отсутствие проявления проблемных аспектов в текущем периоде времени, которые на самом деле существуют, можно объяснить не возникновением до настоящего момента определенных схемно-режимных условий для ГУ объекта (-ов) РГ или возмущений в прилегающей сети.

В представленной монографии рассматриваются *особенности решения задач, связанных с выполнением комплексных расчетов установившихся и переходных режимов в энергорайонах с объектами РГ.* Приведенные в монографии рекомендации по выполнению расчетов в различных режимах работы ориентированы на широко используемые программные комплексы, предназначенные для расчетов установившихся и переходных режимов работы энергосистем. Данные рекомендации не распространяются на те ГУ, которые включаются в сеть через преобразователи частоты. Для выполнения расчетов переход-

ных режимов в сетях с такими ГУ должны использоваться их верифицированные модели.

В отношении традиционных задач анализа установившихся и переходных режимов работы распределительных сетей или сетей внутреннего электроснабжения предприятий желательно совершенствование математических моделей газотурбинных двигателей (ГТД) и двигателей внутреннего сгорания (ДВС), промышленных электродвигателей различных конструкций и назначений, а так же современных устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), применяемых в рассматриваемых энергорайонах.

Широко используемые в настоящее время программные комплексы для расчетов режимов позволяют рассчитывать процессы, обусловленные аномальными режимами в распределительных сетях энергосистем и в сетях внутреннего электроснабжения промышленных предприятий, содержащих в своем составе объекты РГ. Но *в случае массового применения объектов РГ, в том числе на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), в указанных сетях, повышения требований к обеспечению надежности и управляемости этих сетей, а также надежности электроснабжения потребителей, перечень работ, по крайней мере на начальном этапе, должен охватывать решение многих научно-технических и организационно-методических задач.*

Условные обозначения

$\cos\varphi_{\text{ном}}$	– номинальный коэффициент мощности
D	– доля активной мощности потребляемой электродвигателями
$d_{\text{кр}}$	– критический начальный дефицит мощности
E_q	– синхронная ЭДС по поперечной оси
E'_q	– переходная ЭДС по поперечной оси
E''_q	– сверхпереходная ЭДС по поперечной оси
f	– текущее значение частоты
$f_{\text{ном}}$	– номинальная частота
I	– действующее значение основной гармоники тока (<i>по контексту</i>)
i	– мгновенное значение тока (<i>по контексту</i>)
$I_{\text{ХХ}}$	– ток холостого хода
$K_{\text{ВЗ}}$	– коэффициент взаимозависимости источников питания
$K_{\text{Рf}}$	– регулирующий эффект активной мощности нагрузки по частоте
$K_{\text{РУ}}$	– регулирующий эффект активной мощности нагрузки по напряжению
K_{Qf}	– регулирующий эффект реактивной мощности нагрузки по частоте
K_{QU}	– регулирующий эффект реактивной мощности нагрузки по напряжению
K_U	– коэффициент запаса по напряжению
$K_{\text{РН}}$	– коэффициент запаса по приращению нагрузки
K_{T}	– коэффициент трансформации силового трансформатора
$k_{\text{загр}}$	– коэффициент загрузки электродвигателя
l	– длина линии электропередачи (<i>по контексту</i>)
l_{Σ}	– сумма погонных длин линий сети внешнего электро-снабжения, примыкающих к узлу, где рассматривается КЗ
$m_{\text{КЗ, max}}$	– ударное значение электромагнитного момента
M	– момент сопротивления приводимого механизма (<i>по контексту</i>)
M	– вращающий момент (<i>по контексту</i>)
$n_{i, \text{ПС}}$	– число данного вида КЗ в год и данной длительности на шинах подстанции и на ЛЭП (от шин до середины линии)
N	– количество (<i>по контексту</i>)
$N_{\text{КНЭ, } \Sigma}$	– суммарное количество кратковременных нарушений электроснабжения за год
N_{T}	– число ответвлений РПН от среднего положения до крайних

$P_{\text{вид}}$	– вероятность КЗ данного вида
$P_{\text{КЗ}}$	– вероятность отключения поврежденной ЛЭП при КЗ
$P_{\text{АПВ}}$	– вероятность реализации действия АПВ
$P_{\text{неусп.АПВ}}$	– вероятность неуспешного действия АПВ
P	– активная мощность (<i>по контексту</i>)
Q	– реактивная мощность (<i>по контексту</i>)
r	– активное сопротивление цепи (<i>по контексту</i>)
s	– статизм регулирования (<i>по контексту</i>)
$s_{\text{АД.ном}}$	– номинальное скольжение асинхронного двигателя
$s_{\text{кр}}$	– критическое скольжение
S	– полная мощность (<i>по контексту</i>)
t	– абсолютное время (<i>по контексту</i>)
$\text{tg}\varphi_{\text{ном}}$	– номинальный коэффициент мощности
T_J	– механическая постоянная инерции
$T_{\text{кр}}$	– критическое время перерыва электроснабжения
$T_{\text{КНЭ}}$	– продолжительность кратковременного нарушения электроснабжения
$T_{\text{ДНЭ}}$	– продолжительность длительного нарушения электроснабжения
T_{d0}	– постоянная времени по продольной оси в режиме холостого хода
T'_{d0}	– переходная постоянная времени по продольной оси в режиме холостого хода
T''_{d0}	– сверхпереходная постоянная времени по продольной оси в режиме холостого хода
T''_q	– сверхпереходная постоянная времени по поперечной оси в режиме короткого замыкания
T_a	– постоянная времени обмотки статора
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_{max}	– максимально допустимое напряжение
U_{min}	– минимально допустимое напряжение
$u_{\text{к}}$	– напряжение короткого замыкания силового трансформатора
W	– число витков обмотки силового трансформатора
x	– реактивное сопротивление цепи (<i>по контексту</i>)
x_d	– синхронное индуктивное сопротивление по продольной оси

x_q	– синхронное индуктивное сопротивление по поперечной оси
x'_d	– переходное индуктивное сопротивление по продольной оси
x'_q	– переходное индуктивное сопротивление по поперечной оси
x''_d	– сверхпереходное индуктивное сопротивление по продольной оси
x''_q	– сверхпереходное индуктивное сопротивление по поперечной оси
x_σ	– реактивное сопротивление рассеяния статора
x_μ	– реактивное сопротивление ветви намагничивания
x_k	– сопротивление короткого замыкания
Z	– полное сопротивление цепи (по контексту)
Δk_T	– изменение числа витков при изменении ответвления на ед., %
$\Delta P_{нк}$	– амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в сечении
δ_G	– внутренний угол генератора
$\lambda_{уд}$	– число КЗ за год на 100 погонных км линий электропередачи
$\omega_{ном}$	– номинальная скорость вращения (<i>по контексту</i>)

Список сокращений

АВР	– автоматическое включение резервного питания
АВРЧМ	– автоматическое вторичное регулирование частоты и мощности
АД	– асинхронный двигатель
АЛАР	– автоматика ликвидации асинхронного режима
АО «СО ЕЭС»	– Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы»
АПВ	– автоматическое повторное включение
АР	– асинхронный режим
АРВ	– автоматический регулятор возбуждения
АРН	– автоматический регулятор напряжения
АРЧВ	– автоматический регулятор частоты вращения
АЧР	– автоматическая частотная разгрузка
АЭ	– активный эксперимент
БСК	– батарея статических конденсаторов
ВДТ	– вольтодобавочный трансформатор
ВЛ	– воздушная линия электропередачи
ВН	– высокое напряжение
ВНА	– входной направляющий аппарат
ВНИИЭ	– Всесоюзный научно-исследовательский институт электроэнергетики
ВРДО	– введение режима в допустимую область
ГБЦ	– головка блока цилиндров
ГПП	– главная понизительная подстанция
ГПУ	– газопоршневая установка
ГПЭС	– газопоршневая электростанция
ГРЭС	– государственная районная электростанция
ГТД	– газотурбинный двигатель
ГТУ	– газотурбинная установка
ГТЭС	– газотурбинная электростанция
ГУ	– генерирующая установка
ДВС	– двигатель внутреннего сгорания
ДГУ	– дизельная генерирующая установка
ДНЭ	– длительное нарушение электроснабжения
ДПТ	– двигатель постоянного тока
ДЭС	– дизельная электростанция
ЕЭС России	– Единая энергетическая система России
ИП	– источник питания
К	– компрессор

КВД	– компрессор высокого давления
КЗ	– короткое замыкание
КЛ	– кабельная линия электропередачи
КНД	– компрессор низкого давления
КНЭ	– кратковременное нарушение электроснабжения
КС	– камера сгорания
ЛРТ	– линейный регулировочный трансформатор
ЛЭП	– линия электропередачи
НАПВ	– несинхронное автоматическое повторное включение
НН	– низкое напряжение
НПА	– нормативно-правовой акт
НСВ	– несинхронное включение
НТД	– нормативно-технический документ
НЭЭ	– накопитель электрической энергии
ОАПВ	– однофазное автоматическое повторное включение
ОДР	– область допустимых режимов
ОМВ	– ограничитель минимального возбуждения
ОН	– отключение нагрузки
ОП	– ограничитель перегрузки
ОЭ	– объект эксперимента
ПА	– противоаварийная автоматика
ПАУ	– противоаварийное управление
ПГЭС	– парогазовая электростанция
ПК	– программный комплекс
ПО	– промежуточный охладитель
ПС	– подстанция
ПТУ	– паротурбинная установка
ПТЭ	– правила технической эксплуатации
ПУР	– последовательность установившихся режимов
ПУЭ	– правила устройства электроустановок
ПЭ	– пассивный эксперимент
РГ	– распределенная генерация
РЗ	– релейная защита
РЗА	– релейная защита, противоаварийная, режимная, сетевая автоматика, устройства регистрации аварийных событий и процессов, технологическая автоматика
РИП	– резервный источник питания
РПН	– регулирование напряжения под нагрузкой
РЭН	– регулирующий эффект нагрузки
САОН	– специальная автоматика отключения нагрузки
САР	– система автоматического регулирования
САУ	– система автоматического управления
СВ	– секционный выключатель (<i>по контексту</i>)

СВ	– система возбуждения (<i>по контексту</i>)
СВМ	– схема выдачи мощности
СД	– синхронный двигатель
СК	– синхронный компенсатор
СКРМ	– средство компенсации реактивной мощности
СН	– среднее напряжение
СНВ	– система независимого возбуждения
СНиП	– строительные нормы и правила
ССВ	– система самовозбуждения
СТ	– силовая турбина
СТАТКОМ	– статический компенсатор
СТБ	– системы технологической безопасности
СТК	– статический тиристорный компенсатор
СУВ	– система управления выработкой электроэнергии
СХН	– статическая характеристика нагрузки
ТВД	– турбина высокого давления
ТЗ	– техническое задание
ТК	– турбина компрессора
ТНД	– турбина низкого давления
ТОР	– токоограничивающий реактор
ТОУ	– токоограничивающее устройство
ТЭО	– технико-экономическое обоснование
ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль
УР	– установившийся режим
УРОВ	– устройство резервирования отказа выключателя
ЧРП	– частотно-регулируемый привод
ЭДС	– электродвижущая сила
ЭЭС	– электроэнергетическая система
СIGRE	– Международный совет по большим электроэнергетическим системам
IEEE	– Институт инженеров по электротехнике и электронике, США
NERC	– Североамериканская корпорация по надежности электроснабжения

Введение

Ключевые вопросы организации и решения расчетных задач при анализе установившихся и переходных режимов в энергорайонах с объектами РГ, применяемых газотурбинные или газопоршневые ГУ (ГТУ, ГПУ), связаны с двумя группами специфических обстоятельств.

1. Современные ГУ малой и средней мощности оснащаются устройства РЗА, в соответствие с интересами заводов-изготовителей ГУ, которым задаются такие уставки, действующие на отключение ГУ при нарушениях нормального режима, которые для ГУ не представляют опасности. Например, защитой, отключающей ГУ при кратковременном понижении напряжения в сети. Вследствие этого, ГУ объектов РГ могут при нарушениях в сетях внешнего электроснабжения (распределительных сетях), при определенных условиях, которые должны быть детально проанализированы, стать не спасением, а фактором, усугубляющим аварию, когда будет нарушено и внешнее и внутреннее электроснабжение. Очевидно, что все факторы, которые могут приводить к такому результату, нужно выяснять с необходимым учетом конкретных особенностей ГУ для конкретных условий электроснабжения и электропотребления – и *притом до закупки генерирующих установок.*

2. В энергорайонах с объектами РГ существенное влияние нагрузки на общие переходные процессы обусловлено двумя обстоятельствами:

– электрические сопротивления между ГУ и электроприемниками минимальны, поэтому их взаимное влияние на режимы работы друг друга – максимально;

– суммарная нагрузка вблизи ГУ объектов РГ часто существенно больше суммы номинальных мощностей ГУ, поэтому характер переходных процессов определяется в этом случае свойствами электроприемников.

Таким образом, для получения корректных результатов расчетов переходных процессов в отношении ГУ объектов РГ требуется *повышенное внимание к математическому моделированию основных электроприемников.* Это – общее и принципиальное отличие от расчетов режимов и устойчивости магистральных сетей и крупных электростанций, которые отдалены от нагрузки сетями высокого и среднего напряжения с целым рядом ступеней трансформации. В

противном случае в расчетах переходных процессов возможны *значительные ошибки, которые приведут к принятию некорректных технических решений по обеспечению надежности электроснабжения потребителей.*

В вышеупомянутых расчетах одна из основных задач сводится к тому, чтобы установить, насколько свойства и характеристики выбранного вида ГУ удовлетворяют конкретным условиям функционирования в рассматриваемом энергорайоне. Здесь имеется в виду не выставление оценок в виде «хорошие ГУ» или «плохие ГУ», а *оценок относительно большей или меньшей пригодности выбранного вида ГУ для конкретных условий и режимов работы, с учетом необходимых затрат на модернизацию существующих устройств противоаварийной автоматики (ПА) и ввод, в случае необходимости, новых.*

Поэтому выполнение комплексных расчетов режимов для различных схемно-режимных условий, включая возможные нарушения нормального электроснабжения потребителей, должны *по возможности предшествовать принятию решения о выборе конкретного типа ГУ для применения в рассматриваемом энергорайоне.* Однако приходится констатировать, что в целом ряде случаев закупка ГУ проводилась без оценки влияния различных возмущений в прилегающих сетях на работоспособность ГУ, которая впоследствии приводила к существенным дополнительным затратам на реализацию большого перечня дополнительных технических мероприятий.

Для выполнения комплексных расчетов режимов необходимо не только иметь информацию о параметрах и характеристиках самих ГУ, включая алгоритмы работы и параметры настройки устройств РЗА, а также систем автоматического регулирования (автоматический регулятор частоты вращения — АРЧВ; автоматический регулятор возбуждения — АРВ), но и то, какие *анормальные и аварийные режимы характерны в конкретных условиях электроснабжения и электропотребления,* а также какие из них могут приводить к повреждениям или отключениям ГУ.

Выполнение расчетов электрических режимов в энергосистемах не вызывает трудностей у специалистов-расчетчиков различных проектных, проектно-исследовательских, инжиниринговых и эксплуатационных организаций электроэнергетического направления. Соответствующие программные комплексы (ПК) отечественных и иностранных разработок широко представлены на российском рынке и совершенствуются, расширяя библиотеки и наполняя их верифицированными моделями современного оборудования.

Однако приходится учитывать, что переход от решения типовых расчетных задач для сетей высокого, сверхвысокого и ультравысокого классов напряжения (на что была ориентирована разработка ПК) к анализу процессов в сетях среднего и низкого напряжения, вызывает определенные трудности у опытных специалистов-расчетчиков, так как предъявляет дополнительные требования к применяемому ПК.

Особенности выполнения расчетов режимов в сетях энергорайонов с объектами РГ обусловлены, как минимум, тремя обстоятельствами.

1. Параметры и характеристики ГУ в расчетах переходных процессов могут значительно отличаться от привычных параметров и характеристик традиционных паротурбинных генераторов. Кроме того, изменяется состав учитываемых устройств РЗА. Следовательно, придется вносить изменения в типовые наборы исходных данных.

В этом вопросе главной и наиболее серьезной трудностью является получение необходимых качественных и количественных данных (алгоритмов работы и параметров настройки) от заводоизготовителей ГУ. Следует отметить, что иностранные заводы-изготовители ГУ, как правило, не стремятся представлять вышеуказанную информацию до заключения договора на поставку ГУ, а это, в свою очередь, не позволяет выполнить необходимые расчеты и принять решение о выборе конкретного типа ГУ.

2. Математическое моделирование основных электроприемников при выполнении расчетов установившихся и переходных процессов в распределительных сетях или сетях внутреннего электроснабжения должно (по причине электрической близости к ГУ) решаться максимально корректно – в пределах реально допустимых упрощений, потому что при моделировании нагрузки обычным является дефицит исходной информации.

Сбор данных по всем электроприемникам и эквивалентирование однотипных, как это делается для генераторов, – не реален по причине значительного количества видов электроприемников. Поэтому важно использовать все возможности, какие могут быть найдены для корректного моделирования нагрузки.

Если расчеты ведутся с целью анализа переходных процессов в сетях напряжением 220–750 кВ, то нагрузка в расчетах переходных процессов – если нет возможности моделировать сети напряжением 0,4–110 кВ – может быть представлена статическими характери-

ками $P_n(U, f)$, $Q_n(U, f)$, т. е. так же, как в расчетах установившихся режимов. Такое допущение возможно, так как рассматриваемые возмущения происходят в сетях напряжением 220–750 кВ и поэтому электрически удалены от распределительных сетей, доходя до них ослабленными и сглаженными из-за влияния различных электростанций, средств компенсации реактивной мощности (СКРМ), расположенных в распределительных сетях, а также параметров электросетевого оборудования.

Однако, замена динамических характеристик нагрузки основных электроприемников статическими при выполнении расчетов переходных процессов в энергорайонах с ГУ объектов РГ в общем случае недопустима.

Применение математических моделей электродвигателей обычно не вызывает больших трудностей, но требует значительно большего времени и внимания на получение и обработку исходной информации о составе и параметрах нагрузки, т. е. технологических особенностях приводимых во вращение механизмов.

3. Все рассматриваемые расчеты установившихся и переходных режимов работы энергосистем *практически всегда являются приближенными* по многим причинам, а именно:

- уменьшение в расчетной модели энергосистемы количества учитываемых электрических машин и аппаратов, что обусловлено не столько возможностями расчета очень больших схем, сколько затратами на подготовку всех исходных данных;
- приближенности математических моделей элементов;
- неточности в задании исходных параметров;
- вычислительные погрешности и пр.

Обычно при выполнении типовых и апробированных расчетов режимов не вызывает сомнений корректность получаемых результатов. При переходе к задачам расчетов режимов в энергорайонах с объектами РГ могут возникать ситуации с получением неудовлетворительных по точности результатов. В таких случаях необходимо перепроверять допустимость принятых упрощений, привычных в типовых расчетах, и набирать опыт их проведения в новых расчетных условиях.

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ РАСЧЕТНОГО АНАЛИЗА СХЕМ ЭНЕРГОРАЙОНОВ С ОБЪЕКТАМИ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

1.1. Роль расчетов для обеспечения надежности электрических сетей, содержащих ГУ

Интеграция ГУ объектов РГ в распределительные сети или сети внутреннего электроснабжения предприятий, приводит к изменению параметров аномальных и аварийных режимов работы сети. При воздействии различных факторов, утяжеляющих режим (например, при отключении линий электропередачи или силовых трансформаторов), процессы могут изменяться как в лучшую сторону, так и в худшую, по сравнению со схемно-режимными условиями до интеграции ГУ.

Ухудшение схемно-режимных условий, как показывает опыт эксплуатации ГУ объектов РГ в России, в значительной мере связано с тем, что многие ГУ имеют параметры и характеристики, неблагоприятные для работы в отечественных электрических сетях (см. главу 2). В большинстве случаев неблагоприятные факторы не были своевременно изучены собственниками объектов РГ и поэтому не были своевременно реализованы противоаварийные мероприятия. Следует перечислить такие обстоятельства (без указания места, времени и типов оборудования), которые известны авторам из отечественной практики:

– значительные механические повреждения ГУ при правильных действиях устройств РЗ при ликвидации КЗ в прилегающей сети (при том, что нормативно-технические документы разных стран, включая российские, не допускают возникновения таких повреждений на ГУ);

– механическое повреждение ГУ в результате несинхронного автоматического повторного включения (НАПВ) в ремонтной схеме прилегающей сети, когда остается в работе одна линия электропере-

дачи (ЛЭП), связывающая энергорайон с объектом РГ с энергосистемой;

- отключение ГУ при небольших кратковременных отклонениях напряжения (ниже 90 % и выше 110 % от $U_{\text{ном}}$) или частоты (более, чем на 1,0–1,5 Гц), вызванные переходными процессами в сети;

- отключение ГУ при набросе нагрузки на генератор в размере 20–30 % от номинальной мощности без перегрузки ГУ в устанавливаемом режиме (относится к газопоршневым ГУ);

- отключение ГУ при резком сбросе нагрузки генератором в результате внезапного разделения энергосистемы на части, по причине погасания факела в камере сгорания (относится к газотурбинным ГУ);

- отключение ГУ при нормальной (не аварийной) коммутации в сети без понижения напряжения, но со скачком фазы напряжения на шинах ГУ меньше 10° ;

- значительно более жесткие ограничения номинальной мощности электродвигателей при их прямом пуске от ГУ объекта РГ в изолированном (автономном) или островном режимах работы, чем это имело место при использовании традиционных паротурбинных или дизельных ГУ.

Итак, общая задача выполнения комплексных расчетов режимов состоит в том, чтобы:

- давать количественные оценки влиянию различных нарушений нормальных режимов работы электрических сетей на функционирование ГУ объектов РГ;

- в случаях, если интеграция ГУ объектов РГ приводит к появлению отрицательных факторов, существенно влияющих на обеспечение надежности работы электрических сетей и/или электроснабжения потребителей, предусматривать разработку и реализацию эффективных и экономически целесообразных противоаварийных мероприятий.

Таким образом, в монографии рассматриваются вопросы, относящиеся к расчетам установившихся и переходных процессов в энергорайонах с объектами РГ. Особенности расчетных задач состоят в том, что в поле зрения дополнительно попадают вопросы надежности функционирования распределительных сетей и/или сетей внутреннего электроснабжения предприятий, а также надежности электроснабжения потребителей.

Строго говоря, такое требование должно относиться ко всем расчетным задачам в электроэнергетике. Однако переходные процессы в магистральных сетях могут мало влиять на надежность электроснабжения потребителей, так как последние больше всего зависят от технического состояния оборудования и схемно-режимных условий в распределительных сетях, в которые происходит выдача мощности ближайшими электростанциями. И наоборот, переходные процессы в энергорайонах с объектами РГ оказывают несущественное влияние на надежность энергосистемы в целом. Поэтому, зона влияния ГУ объектов РГ будет, как правило, ограничиваться распределительными сетями общего назначения и схемами внутреннего электроснабжения предприятий.

Из сказанного выше следует, что надежность работы энергорайонов с объектами РГ и надежность электроснабжения потребителей во многом зависят от свойств ГУ, проявляющихся в различных аномальных режимах. В отличие от прошлого опыта решения разнородных проектных задач по развитию распределительной сети, когда все особенности паротурбинных и дизельных электростанций – как в отношении нормальной работы, так и в аномальных режимах – были хорошо известны, в наше время проектировщик или, что еще хуже, эксплуатационник неожиданно сталкиваются с ситуациями, не известными им ранее, когда выбранные, закупленные и смонтированные ГУ не выполняют своих функций и, следовательно, нужно было заранее запроектировать специальные средства автоматики или принять другие меры.

Реальный пример: промышленный потребитель на своем объекте установил ряд ГУ на случаи потери питания от энергосистемы. Вскоре в результате КЗ во внешней сети связь с ней данного объекта была разорвана. Но при этом отключились и все ГУ, которые – как оказалось – имеют быстродействующую защиту от понижения напряжения. В результате объект с весьма строгими требованиями к бесперебойности электроснабжения на время повторного запуска ГУ оказался и без собственного, и без внешнего питания.

Чем раньше покупатель ГУ будет осведомлен об особенностях их работы во всех аномальных схемно-режимных условиях, тем проще будет обеспечить надежность электроснабжения электроприемников потребителей в энергорайоне с объектом(-ами) РГ при минимизации финансовых затрат.

Оперируя такой категорией, как *надежность систем энергетики* [1], нужно иметь в виду, что в принципе не существует такого

общего понятия, которое охватывает все объекты электроэнергетики и все аспекты надежности. При рассмотрении вопросов влияния ГУ объектов РГ на процессы в электрических сетях и нагрузках приходится анализировать разные аспекты надежности.

Первый из аспектов надежности – *надежность электроэнергетической системы* (ЭЭС) или *системная надежность*. Она рассматривается в [2] как совокупность *балансовой надежности* и *режимной надежности*. Балансовая надежность зависит от запасов энергоресурсов, характеристик оборудования, уровня резервов, схем выдачи, передачи и распределения мощности, планирования и организации ремонтов, диспетчерского управления и оперативной политики, систем режимного и противоаварийного управления. Режимная надежность понимается как способность ЭЭС противостоять внезапным возмущениям без необходимости ограничивать потребление.

В реальных условиях надежность любой технической системы может быть сохранена только тогда, когда внешнее воздействие не превышает некоторой определенной величины. Поэтому определение режимной надежности, приведенное выше, при практическом применении должно быть скорректировано, имея в виду, что возмущение в ЭЭС может, в зависимости от конкретных условий, потребовать ограничений электропотребления в течение некоторого времени и на некоторой территории. Здесь ограничение электропотребления рассматривается как компонент вынужденных событий, что приводит к формулировке системной надежности как *способности ЭЭС противостоять внезапным возмущениям без непредусмотренных воздействий на потребителей электроэнергии* [2]. Практически такая же формулировка используется в международной терминологии (CIGRE, IEEE, NERC¹) и соответствует понятию *безопасность*.

Второй аспект надежности – это *надежность электроснабжения конкретного энергообъекта*. В этом случае надежность, разумеется, решающим образом зависит от системной надежности, особенно от сохранения нормального режима на тех участках распределительной сети, которые электрически близки к понизительным подстан-

¹ CIGRE – Conseil International des Grands Reseaux Electriques – Международный совет по большим электроэнергетическим системам. IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers – Институт инженеров по электротехнике и электронике, США.

NERC – North American Electric Reliability Corporation – Североамериканская корпорация по надежности электроснабжения.

циям (ПС) данного потребителя или соединяют их с источниками питания (электростанциями, работающими на данную сеть, или с понижающими подстанциями более высоких классов напряжения). При этом, в вопросе обеспечения надежности электроснабжения конкретного энергообъекта значительную роль играют противоаварийные мероприятия в системе внутреннего электроснабжения.

В конкретных схемно-режимных условиях оценка системной надежности и надежности электроснабжения энергообъекта могут не совпадать по следующим причинам.

1. *Нарушение нормальной работы ЭЭС может не отразиться на надежности электроснабжения конкретного энергообъекта.* Например, разделение ЭЭС на несинхронно работающие части, вследствие возмущения в «опасном сечении» энергосистемы с отключением линий в этом сечении, может не повлиять на электроснабжение конкретного энергообъекта, если в той части ЭЭС, к которой подключен энергообъект, удастся сохранить значения напряжений и частоты в области допустимых режимов.

2. *Нарушение нормальной работы конкретного энергообъекта может не рассматриваться как системное нарушение.* Например, отключение тупиковой линии, которое привело к нарушению электроснабжения конкретного энергообъекта. К этой же группе событий относятся КЗ в распределительных сетях с успешным АПВ, которые создают кратковременный провал напряжения на шинах потребительских ПС, что приводит к нарушениям в работе промышленных потребителей со сложным и непрерывным производственным процессом. В этом случае распределительная сеть, после выполнения штатных автоматических коммутаций, остается в нормальном состоянии, а у потребителей это может повлечь за собой значительные ущербы и нарушения производственных процессов на несколько часов.

3. *Нарушение нормальной работы конкретного энергообъекта может стать причиной нарушения нормальной работы части энергосистемы.* Например: затяжное КЗ в сети 6 кВ в крупном узле промышленной нагрузки приводит к возникновению лавины напряжения и, как следствие, снижению напряжений в смежных узлах, увеличению токов и каскадному отключению линий в прилегающей распределительной сети. Такие события особенно значимы, если крупные потребители питаются от слабой сети.

1.2. Основные факторы системной надежности

Надежность работы энергосистемы проверяется обычно по трем группам факторов:

- обеспечение статической и динамической устойчивости энергосистем и их объединений;
- обеспечение термической стойкости электрооборудования;
- обеспечение допустимых уровней напряжений и частоты.

При этом мерой надежности являются суммарные оценки нарушений электроснабжения и нарушений его качества [3].

Статическая и динамическая устойчивость регламентируется в [4] и другими требованиями, изложенными в Стандартах организации АО «СО ЕЭС». Принцип регламентации устойчивости в установленных режимах – требование обеспечивать коэффициенты запаса статической устойчивости не меньше нормированных:

- по активной мощности в контролируемых сечениях;
- по напряжению в узлах нагрузки.

Принцип регламентации устойчивости при возмущениях в энергосистемах – требование не нарушения устойчивости при нормативных возмущениях, заданных специальным перечнем.

Выбор видов нормируемых параметров и их конкретизация: конкретные значения нормативных коэффициентов запаса, составление списка нормативных возмущений, привязка тех и других к особенностям режима работы энергосистемы (нормальный, послеаварийный и пр.) – сделаны с целью обеспечения надежности работы энергосистем с учетом технических и экономических возможностей.

При этом нужно иметь в виду, что в каждом конкретном случае существует некий *оптимальный уровень устойчивости*. Снижение уровня устойчивости по отношению к оптимальному, как и ослабление нормативных требований, приведет к росту числа аварий, связанных с нарушениями устойчивости, а также ухудшению экономических показателей работы субъектов электроэнергетики по причине увеличения затрат, связанных с восстановлением нормальных режимов работы, а в перспективе – увеличению штрафных санкций, обусловленных нарушением электроснабжения потребителей. Повышение уровня устойчивости по отношению к оптимальному, как и усиление нормативных требований, приведет, во-первых, к ограничениям перетоков мощности, с соответствующим увеличением затрат на строительство дополнительных источников питания (электростан-

ций, в т. ч. объектов РГ), а также к ограничениям электропотребления потребителей, что также невыгодно субъектам электроэнергетики. Во-вторых, повышение уровня устойчивости приведет к дополнительным финансовым затратам, так как потребует реализации перечня технических мероприятий.

Поиск оптимального уровня устойчивости требует учета значительного количества разнородных факторов, причем трудности возникают не только и не столько вычислительные, сколько связанные с тем, что значительная часть факторов плохо формализуема. В частности – технические, экономические и юридические взаимоотношения субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии по вопросам нарушений электроснабжения. Кроме того, в настоящее время для целей управления режимами работы ЭЭС применяются достаточно простые системы нормативов и достаточно простые расчеты, подтверждающие выполнение этих нормативов.

Поэтому, оптимизация устойчивости энергосистем – это задача на перспективу. Но основные направления поиска удовлетворительных решений известны уже сегодня, они таковы.

1. Коррекция нормативов по мере накопления статистических данных о возмущениях в электрических сетях и последствиях этих возмущений для потребителей и для самих сетей.

2. Переход от фиксированных нормативов устойчивости к плавающим, учитывающих особенности электрической схемы сети, интересы потребителей и субъектов электроэнергетики [5].

Рассмотрим простейший пример: в упрощенной принципиальной схеме электроснабжения энергорайонов, показанной на рис. 1.2.1, показаны два энергорайона, 1 – избыточный, 2 – дефицитный, присоединены к мощной энергосистеме связями с одинаковыми пределами статической устойчивости (в указанных направлениях) и с одинаковыми пределами динамической устойчивости.

При фиксированных нормативах оба допустимых перетока согласно [4] равны из-за равенства пределов. Однако последствия нарушения устойчивости, сопровождающиеся разрывом связи с энергосистемой, будут для потребителей этих районов принципиально различными. Разрыв связи энергорайона 1 с энергосистемой гораздо менее опасен для потребителей по сравнению с разрывом связи с энергорайоном 2, в котором часть потребителей, по причине возникновения дефицита активной мощности, будет отключена устройствами автоматической частотной разгрузки (АЧР).

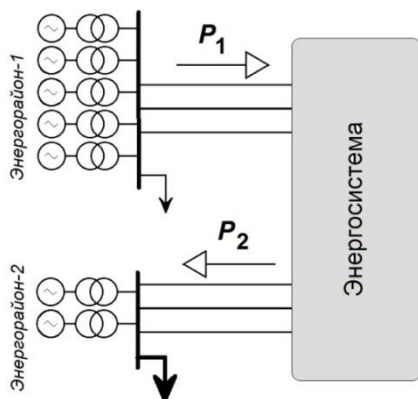


Рис. 1.2.1. Упрощенная принципиальная схема электроснабжения энергорайонов

Поэтому представляется целесообразным нормативные запасы устойчивости в двух рассмотренных случаях иметь разные — в частности такие, чтобы снизить вероятность нарушения устойчивости по второй связи и ее отключения.

Несомненно, в будущем нормативные запасы статической устойчивости по передаваемой мощности будут поставлены в зависимости от прямых последствий нарушений электроснабжения, что потребует проведения анализа как вероятностей возмущений, так их последствий.

В отношении последнего фактора целесообразно в процессе соответствующих разработок ориентироваться на суммарную мощность энергообъектов потребителей, отключаемых действием устройств РЗА и теряющих питание в результате отключений во внешней электрической сети, а также на возможные ущербы магистральных и распределительных сетевых компаний от снижения полезного отпуска. При более глубоком анализе нужно учитывать:

- категоричность потребителей;
- величины ущербов у потребителей, потерявших питание;
- величины ущербов, вызванные снижением напряжения ниже критических величин (без полного прекращения питания), т. е. ущербы от возникновения лавины напряжения;
- нарушения сложных и непрерывных производственных процессов на энергообъектах потребителей, которые вызваны кратковременными (на время действия устройств РЗА) перерывами пита-

ния, требующих от потребителей длительного времени, а также значительных трудовых, финансовых и иных ресурсов для восстановления производственных процессов;

– ожидаемые времена восстановления нормальной схемы внешнего электроснабжения в различных частях энергосистемы;

– технико-экономические возможности, которые имеются у промышленных потребителей для снижения ущерба от нарушений внешнего электроснабжения, за счет применения резервных источников питания (РИП), средств быстрого восстановления нормальной работы электродвигателей (автоматика повторных пусков) и пр.

3. Коррекция нормативов при подключении к сети новых энергообъектов, так как действующие нормативы приводят к неоптимальной надежности работы энергосистемы.

На последнем нужно остановиться в связи с тем, что ГТУ со свободной силовой турбиной, появляющиеся сейчас в энергосистемах, проигрывают в динамической устойчивости обычным турбогенераторам (и тем более одновальным ГТУ, см. п. 2.1), и в ряде случаев не удовлетворяют нормативам по динамической устойчивости [4], которые разрабатывались главным образом для паротурбинных электростанций, работающих в магистральных и распределительных сетях. Это иллюстрирует рис. 1.2.2, отражающий результаты расчетов динамической устойчивости различных ГТУ в сравнении с обычными паротурбинными установками в условиях распределительной сети мегаполиса.

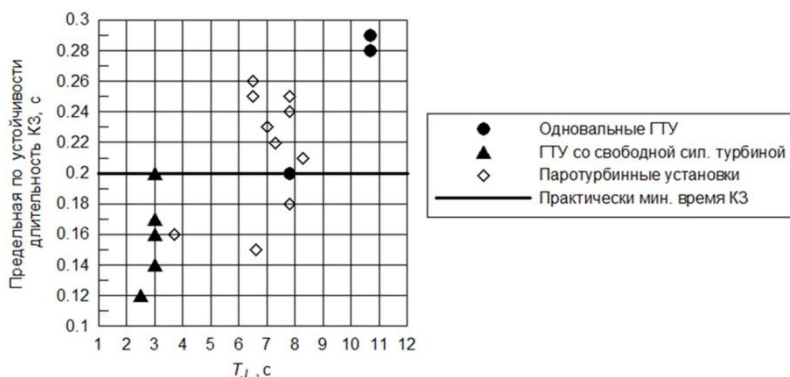


Рис. 1.2.2. Общая оценка пределов по динамической устойчивости ГТУ малой и средней мощности, в случаях трехфазных КЗ в сетях напряжением 110–220 кВ

Результаты расчета позволяют сделать вывод, что пределы по динамической устойчивости ГТУ со свободной силовой турбиной во многих случаях меньше, чем требуется в условиях ликвидации близких трехфазных КЗ устройствами РЗА при правильном их функционировании¹.

Исходя из [4], если нормативные требования по динамической устойчивости не выполняются, то должны быть приняты соответствующие меры. Оперативной мерой, принимаемой в магистральных сетях, является снижение перетока в контролируемом сечении. Для рассматриваемых ГТУ, которые подключаются к распределительным сетям в районах сосредоточения больших нагрузок, возможность управления потоками мощности и эффективность такого управления крайне ограничены. Единственное, что возможно сделать в отношении оперативного управления для повышения динамической устойчивости рассмотренных ГТУ, – это снижение мощности, отдаваемой ГТУ, что является экономически нецелесообразным.

Принципиально возможны изменения в составе электрооборудования: замена коммутационных аппаратов (высоковольтных выключателей) в прилегающей сети и применение современных устройств РЗА для снижения времени ликвидации КЗ, но при высокой плотности сетей мегаполиса эту меру придется реализовывать на значительном количестве линий электропередачи и подстанций. Возможно применение токоограничивающих реакторов, электрического торможения² и т. п. Все указанные меры приводят фактически к увеличению стоимости реализации схемы выдачи мощности таких ГТУ.

С другой стороны, асинхронный режим (АР) ГУ малой и средней мощности, к тому же обладающих хорошими возможностями для быстрой ресинхронизации, в одних случаях может не приводить к дополнительным нарушениям работы электроустановок в прилегающей сети, а в других вызвать вторичные нарушения устойчивости генераторов и двигательной нагрузки у потребителей.

Однако в отношении допустимости АР для конкретных ГУ необходимо дать пояснения. Во-первых, при АР возникают значительные механические нагрузки на все конструктивные элементы ГУ,

¹ В международной практике длительности КЗ в распределительных сетях меньше, чем в отечественных, и вероятности КЗ, как правило, меньше.

² Устройство электрического торможения (ЭТ) синхронных генераторов [6] содержит резисторы, подключенные к шинам генераторного напряжения через элегазовые выключатели. Дозировка торможения осуществляется управлением времени включенного состояния ЭТ.

включая приводной двигатель, подшипники и фундаменты. В ряде случаев затяжные АР (несколько проворотов) являются недопустимыми по условиям механической прочности ГУ. Но ГУ отечественных заводов-изготовителей малой и средней мощности выдерживают такие режимы, как правило, без разрушений, поэтому традиционные устройства автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР) имеют два основных органа: угловой орган – измеряющий разностный угол между напряжениями на концах контролируемого участка, в котором проворот используется в качестве выявительного признака АР, и орган контроля количества проворотов, после чего формируется управляющее воздействие на ликвидацию АР в соответствии с направлением проворота (знаком скольжения угла). Во-вторых, большинство современных ГУ иностранных заводов-изготовителей по условиям механической прочности вообще не допускают АР и должны отключаться от сети до возникновения первого проворота. Для ликвидации АР на таких ГУ должны использоваться устройства АЛАР, позволяющие задавать уставку срабатывания по углу до проворота (до 180°) с целью недопущения перехода ГУ в АР. Следовательно, вопросы допустимости АР и их длительности, а также выбора соответствующих устройств АЛАР и алгоритмов их работы для конкретных ГУ должны решаться на этапе разработки схемы выдачи мощности.

Такого рода факты свидетельствуют о том, что:

– для разного электрооборудования могут быть оптимальными различные требования к устойчивости;

– если в каких-то конкретных случаях появляются обоснованные сомнения в оптимальности действующих требований к устойчивости, то решения нужно принимать на основе квалифицированного технико-экономического анализа, учитывающего интересы как субъектов электроэнергетики, так и ее потребителей со справедливым распределением затрат между ними.

Последнее – это дело будущего, когда будет создана соответствующая нормативно-правовая основа. В настоящее же время, вероятно, действующие требования по устойчивости следует сохранять, так как они актуальны в ЕЭС России, так как магистральные (системообразующие) сети уязвимы в отношении нарушений устойчивости.

В отношении рассмотрено вопроса целесообразно в [4], в раздел 3, дополнительно ввести следующий параграф общего применения:

«Нарушения динамической устойчивости генераторов могут быть допущены при нормативных возмущениях, если:

а) электростанция выдает мощность в распределительную сеть

или сеть внутреннего электроснабжения предприятия на среднем напряжении (6–35 кВ).

б) расчетами доказано, что асинхронный режим этой электростанции:

- в нормальных режимах работы сети заканчивается ресинхронизацией;
- не вызывает вторичных нарушений устойчивости других генераторов или двигательной нагрузки у потребителей;
- резервируется действием устройства АЛАР.

1.3. Факторы надежности электроснабжения потребителей

1.3.1. Общая характеристика

Проектирование конкретного энергообъекта у потребителей требует проведения детального анализа факторов, определяющих надежность электроснабжения в конкретных условиях электропотребления и электроснабжения. Бесперебойное функционирование потребителей зависит – в части обеспечения электрической энергией – от трех составляющих:

- надежности внешнего электроснабжения от электрической сети общего назначения;
- надежности сети внутреннего электроснабжения и собственных источников питания (РИП или объектов РГ);
- возможности технологического оборудования сохранять работоспособность при кратковременных нарушениях нормального электроснабжения, которые обусловлены различными возмущениями (например, КЗ в грозовой период).

Каждый потребитель (кроме тех, у которых есть только внешнее электроснабжение) решает технико-экономическую задачу распределения собственных средств между вышеуказанными способами электроснабжения. При этом необходимо обеспечить такое сочетание общих технических требований, положений методических указаний и рекомендаций по проектированию, а также конкретных технических решений, которое бы содействовало обеспечению оптимального уровня надежности электроснабжения конкретного энергообъекта (энергорайона), а указанные документы не препятствовали выбору и реализации соответствующих проектных решений.

Надежность внешнего электроснабжения и перечень реализуемых противоаварийных мероприятий оцениваются по влиянию нарушений нормального электроснабжения на функционирование конкретного энергообъекта потребителя. В этом отношении объекты потребителей делятся на две характерные группы, как это показано на рис. 1.3.1, и множество смешанных подгрупп. В первой группе относятся объекты, у которых ущерб пропорционален времени перерыва электроснабжения T (рис. 1.3.1а), простейший пример – неавтоматизированное производство.

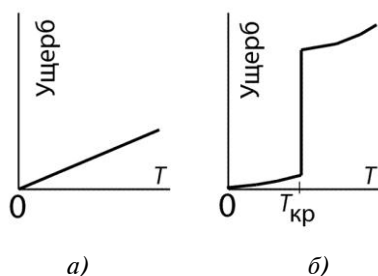


Рис. 1.3.1. Упрощенные отображения зависимостей ущерба у потребителей в функции от длительности перерыва внешнего электроснабжения

Во второй группе (рис. 1.3.1б), в случаях, когда перерыв электроснабжения меньше, чем его критическая величина $T_{кр}$, ущерб не велик. На промышленном предприятии это возможно, если после восстановления внешнего электроснабжения происходит своевременный самозапуск двигательной нагрузки, когда другие ответственные электроприемники остаются включенными в сеть, поэтому кратковременное отклонение технологических параметров проходит с минимальными экономическими последствиями или практически без них.

Когда длительность перерыва внешнего электроснабжения больше критического, то отклонения технологических параметров становятся необратимыми и производственный процесс вынужденно прекращается. На его останов с минимально возможным ущербом (т. е. по специальной программе технологического управления), удаление испорченной продукции, подготовку к повторному запуску, включение электроприемников, контроль и регулирование технологических параметров уходит значительное время. Нередко на устранение последствий от нарушения внешнего электроснабжения уходит больше

рабочей смены, особенно если при внезапном прекращении питания произошли повреждения основного технологического оборудования. Поэтому при $T > T_{кр}$ ущерб от нарушения внешнего электроснабжения многократно возрастает по сравнению со случаями, когда $T < T_{кр}$.

Если внешнее электроснабжение не прерывается полностью, связь с генераторами внешней сети сохраняется, но значительно ослаблена и соответственно снижено напряжение на шинах промышленного энергообъекта, то значение $T_{кр}$, как правило, будет больше, чем при полном перерыве питания. Здесь всё зависит от величины напряжения в аномальном режиме работы сети: если оно больше критического в данных условиях, то нарушения работы потребителя не произойдет. Если же напряжение на шинах оказалось ниже критического, то работа электроприемников нарушится в темпе развития лавины напряжения, как это показано на рис. 1.3.2. (с натурной осциллограммы, ВНИИЭ, 1966 г.) [7]. Практический интерес представляет наихудший вариант, т. е. наименьшее значение $T_{кр}$, соответствующее полной потере внешнего электроснабжения.

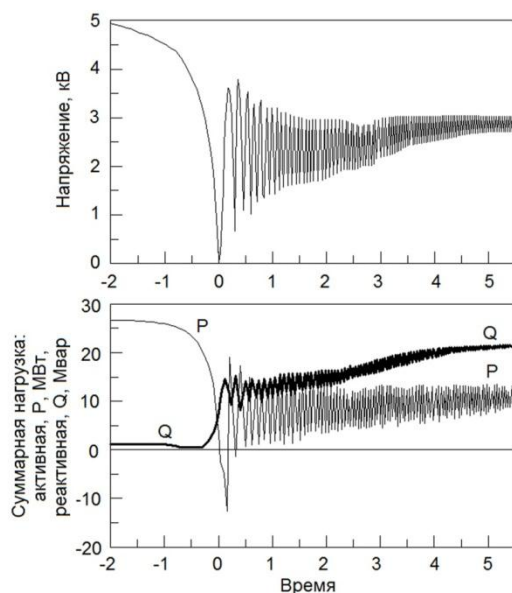


Рис. 1.3.2. Лавина напряжения на шинах 6 кВ промышленного энергообъекта, возникшая в результате медленного понижения напряжения в питающей сети

Значения $T_{кр}$ для различных видов производств различны. На предприятиях, где еще не внедрены системы автоматического управления технологическим процессом, встречаются следующие значения $T_{кр}$:

– порядка 0,1 с – когда при провале напряжения сложный и непрерывный производственный процесс необратимо нарушается по причине самоотключений магнитных пускателей, срабатываний технологических блокировок, не имеющих выдержек времени и аналогичным причинам;

– единицы секунд (КЗ плюс АВР, АПВ и т. п.) – когда причиной нарушений работы энергообъекта является увеличение длительности перерыва электроснабжения на время бестоковой паузы устройства автоматического включения резервного питания (АВР) или АПВ;

– секунды или десятки секунд – когда 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 производственный 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 происходит нарушение процесса со всеми негативными последствиями (выбросы веществ в атмосферу из химических реакторов при неуправляемом повышении давления и температуры, застывание расплавов в электропечах и пр.).

На современных производствах в различных отраслях промышленности применяются системы автоматического управления технологическим процессом, жестко контролирующие сам производственный процесс и условия электроснабжения отдельных электроприемников, отключая электрооборудование от сети, с целью защиты технологических линий от воздействий аномальных режимов в сети внешнего электроснабжения. Известны случаи, когда такие системы, разработанные иностранными заводами-изготовителями, имели уставки электрических защит, выбранные в соответствии с иностранными нормативами времени ликвидации КЗ (пример: уставка по снижению напряжения $U = 80 \%$, выдержка времени 0,2 с), при-

водили к полному останову непрерывного производственного процесса. И это при том, что до перехода на новую систему управления производственный процесс при том же составе технологического оборудования не нарушался. Необходимо отметить, что это происходило в условиях правильной работы устройств РЗ элементов прилегающей сети, ликвидирующих удаленное многофазное КЗ. Указанная здесь ситуация – принудительный останов производственного процесса при провалах напряжения, не опасных для электрооборудования и технологического процесса в целом, – аналогична излишним действиям устройств РЗ ГУ объектов РГ (см. п. 2.2.4).

Необходимо отметить, что в России нормирование показателей качества электроэнергии на границе балансовой принадлежности между электросетевой компанией и потребителем производится во всех режимах работы сетей внешнего электроснабжения, за исключением содержащих режимные отклонения, связанные со случайными событиями. К таким событиям в [8] относятся: провалы напряжения ($< 90\%$ номинального (согласованного) фазного напряжения хотя бы в одной фазе), прерывания напряжения ($< 5\%$ номинального (согласованного) фазного напряжения во всех фазах), а также перенапряжения и импульсные напряжения (коммутационные и атмосферные).

Следовательно, циклы КЗ – АПВ или АВР и связанные с ними самозапуски двигательной нагрузки, составляющие подавляющее большинство случаев кратковременного снижения напряжения, относятся к провалам или прерываниям напряжения. Однако характеристики провалов и прерываний напряжения не устанавливаются в договорах между потребителем и электросетевой компанией, ввиду отсутствия их регламентированных значений в нормативно-технических документах [9].

Учитывая вышеизложенное, во всех случаях требуется соблюдение принципа селективности функционирования устройств РЗА, согласование их уставок с параметрами технологических процессов на промышленном производстве и, при необходимости, применение специальных средств противоаварийного управления (ПАУ), электрических и технологических. В целом же, это является достаточно серьезной проблемой, относящейся как ранее упоминавшимся устройствам РЗ ГУ объектов РГ, так и к ряду систем автоматического управления технологическим процессом на предприятиях. Не редко данная проблема выявляется только в процессе проведения пуско-наладочных работ или приемке объекта в эксплуатацию.

Нарушения нормального электроснабжения в реальных условиях эксплуатации делятся на две группы с совершенно разными свойствами:

– кратковременные нарушения электроснабжения (КНЭ) – когда питание восстанавливается действием устройств РЗА за десятые доли секунды или за несколько секунд;

– длительные нарушения электроснабжения (ДНЭ) – когда питание восстанавливается вручную дежурным персоналом по месту нахождения или оперативно-выездной бригадой за счет проведения переключений в сети, необходимых для проведения ремонта электрооборудования или его замены.

Эти нарушения различаются не только и несколько по длительности, что очевидно, но по количеству, приходящемуся на один энергообъект. Количество КНЭ за год гораздо больше, чем количество ДНЭ. Такая диспропорция легко объяснима. Если рассмотреть обычные, нормально ликвидируемые устройствами РЗ КЗ, которые являются самой частой первопричиной нарушений электроснабжения, то для энергообъекта, питающегося по двум линиям электропередачи, ДНЭ может наступить, если устойчивое КЗ (при котором АПВ не успешно) возникнет на одной питающей линии при ремонте другой. Для того же энергообъекта КНЭ будут иметь место при возникновении КЗ на многих линиях электропередачи, находящихся на незначительном удалении от него, т. е. в десятки раз чаще.

Наибольшие ущербы для промышленных потребителей связаны со случаями, когда нарушение электроснабжения приводит к нарушению сложного и непрерывного технологического процесса.

Различие между ДНЭ и КНЭ проявляется еще и в том, что при определении суммарного времени нарушений электроснабжения за год суммировать значения $T_{ДНЭ}$ и $T_{КНЭ}$ вместе было бы некорректно. Для потребителей, к которым относится рис. 1.3.1,а, в годовом ущербе решающее значение имеют ДНЭ и их продолжительности $T_{ДНЭ}$. Если же на промышленном предприятии функционируют сложные технологические линии с непрерывным производственным процессом для которых значения $T_{кр}$ настолько малы, что опасными становится большая часть КНЭ, то суммарный ущерб определяется в основном количеством этих нарушений $N_{КНЭ}$. Это связано с частотой возникновения КПЭ, при том что их продолжительности всегда малы по сравнению с затратами времени на восстановление непрерывного производственного процесса.

Поэтому при оценках годовых ущербов конкретного потребителя целесообразно характеризовать надежность электроснабжения двумя показателями:

1. Суммой продолжительностей ДНЭ за год, $T_{\text{ДНЭ.}\Sigma} = \sum_{\text{год}} T_{\text{ДНЭ}}$.

2. Суммарным количеством КНЭ за год, $N_{\text{КНЭ.}\Sigma} = \sum_{\text{год}} N_{\text{КНЭ}}$.

Подробная информация о расчетах количественных показателей надежности электроснабжения и соответствующих экономических показателей содержится в [10–16].

1.3.2. Проблемы кратковременных нарушений электроснабжения

Необходимо отметить, что многие современные отечественные промышленные предприятия не защищены от КНЭ, поскольку КЗ на воздушных линиях электропередачи (ВЛ) возникают достаточно регулярно, что приводит к значительным ущербам.

Основной причиной возникновения провалов напряжения в сетях 110–220 кВ в большинстве случаев являются однофазные КЗ на ВЛ, составляющие, согласно статистике, 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 отечественных распределительных сетей являются провалы напряжения глубиной 35–99 %, длительностью 1,5–3 с и параметрами потока 10–30 провалов (и более) в год [17].

Значительные ущербы обусловлены прежде всего тем, что отсутствуют общие требования (в нормах проектирования, СНиП и пр.), относящиеся к проектированию промышленных объектов со сложными и непрерывными производственными процессами и соответствующих систем внешнего и внутреннего электроснабжения. Нет соответствующих указаний о целесообразности проработки вопросов реализации технически возможных и экономически эффективных мероприятий, относящихся к системам электроснабжения и (или) к технологиям производства, снижающих вероятность нарушения производственных процессов в результате КНЭ.

Эти требования необходимы для обоснования со стороны проектных организаций перед заказчиками проектов строительства новых или модернизации действующих промышленных производств, обязательности проведения проверки влияния КНЭ на производственный процесс для оценки потенциальных величин ущербов.

Нужно подчеркнуть, что *основными заказчиками по разработке перечня противоаварийных мероприятий в системах внешнего и внутреннего электроснабжения* промышленных, общественных, железнодорожных и пр. объектов – для обеспечения их бесперебойной работы – *должны быть именно потребители*. Дело в том, что персонал распределительных сетевых компаний не располагает информацией об особенностях различных непрерывных производственных процессов, в частности, значений $T_{кр}$.

С другой стороны, качественное проектирование систем внешнего и внутреннего электроснабжения предприятий невозможно без информационного обеспечения со стороны магистральных и распределительных сетевых компаний: необходимы данные по параметрам схемы внешнего электроснабжения, алгоритмам работы и параметрам настройки устройств РЗ и ПА, удельной повреждаемости линий¹, без которых нельзя определять $N_{КНЭ,Σ}$, а также другие важные исходные данные. Очевидно, что затраты на проектирование и реализацию противоаварийных мероприятий будут минимально возможными, когда такая задача решается в процессе проектирования систем электроснабжения промышленного предприятия, а не после того, как возникнут проблемы с обеспечением надежности электроснабжения в процессе эксплуатации.

Выбор противоаварийных мероприятий *не должен ограничивать* *определением числа необходимых независимых источников питания*. Увеличение их числа может быть решающим положительным фактором, если основной проблемой являются ДНЭ. Если же производственный процесс нарушается в основном из-за провалов напряжения при КЗ, то увеличение числа линий электропередачи в сети внешнего электроснабжения приведет к росту их суммарной протяженности, увеличив тем самым количество КНЭ, воздействующих на потребителя.

¹ Удельная повреждаемость линии – это количество КЗ в год в пересчете на 100 погонных км линии. Удельные повреждаемости зависят как от региона и от его грозовой активности, так и от самой ВЛ. Например, если ВЛ проходит по скальным грунтам, то обеспечить требуемые сопротивления заземления опор может оказаться слишком трудным; увеличение же сопротивлений заземления опор приводит к росту числа КЗ в периоды грозовой активности. Другой фактор, из-за которого растет удельная повреждаемость на ВЛ и ПС – загрязнение линейных изоляторов ВЛ выбросами нефтехимических и других промышленных предприятий при отсутствии своевременных методов очистки и защиты изоляторов.

Возможными техническими решениями и противоаварийными мероприятиями в системах внутреннего электроснабжения потребителей для снижения величины ущербов от КНЭ могут быть:

- установка дополнительных источников питания, т. е. ГУ, постоянно работающие и имеющие достаточно большой запас по динамической устойчивости;

- техническое перевооружение устройств РЗ для уменьшения времени ликвидации КЗ (в частности, защит от междуфазных КЗ в сетях 6–10 кВ);

- применение дополнительных или резервных технологических агрегатов, с помощью которых достигается увеличение критической длительности нарушения электроснабжения;

- применение неэлектрического (например, газотурбинного) привода для наиболее ответственных агрегатов;

- предотвращение излишних самопроизвольных отключений электроприемников, действий устройств технологической автоматики, которые не отстроены по времени от не опасных перерывов питания и пр.;

- применение автоматики повторного пуска электродвигателей;

- применение быстродействующих устройств АВР;

- применение накопителей электрической энергии (динамических корректоров прерываний напряжения) для питания потребителей во время бестоковой паузы при АВР, АПВ и т. п.

В состав технических решений и противоаварийных мероприятий, возможных к реализации в сетях общего назначения (внешнего электроснабжения) в интересах потребителей, входят:

- оптимальное секционирование сети с учетом необходимости снижения взаимного влияния «независимых источников питания» во время КЗ (см. п. 1.3.3);

- установка токоограничивающих устройств или разделительных трансформаторов;

- модернизация первичного оборудования (переход с ВЛ на КЛ; применение высоковольтных выключателей с меньшим собственным временем отключения; совершенствование системы грозозащиты);

- техническое перевооружение устройств РЗ и электроавтоматики (применение быстродействующих основных и резервных защит, быстродействующих устройств АВР и АПВ);

- применение средств регулирования напряжения в сети¹,

¹ Имеются в виду устройства FACTS – Flexible AC Transmission Systems (гибкие системы передачи переменного тока).

– при необходимости ограничения электропотребления применять вместо устройств специальной автоматики отключения нагрузки (САОН) дистанционное *выборочное отключение групп электроприемников* [18-20]; в международной практике выборочные отключения используются достаточно широко, аналогичная система разрабатывается в России.

В перспективе необходимо переходить к количественному анализу надежности, как системной, так и электроснабжения потребителей. Для этого следует отойти от выполнения обычных расчетов надежности, в которых выполняется перебор возможных отказов с упрощенной проверкой послеаварийных режимов: нарушено электроснабжение или нет. В отношении КНЭ эти расчеты дают принципиально неправильную картину по следующим причинам:

– случаи успешного АПВ трактуются как отсутствие нарушения электроснабжения, хотя за время паузы АПВ непрерывные производственные процессы могут необратимо нарушиться;

– они не обнаруживают такие последствия, как лавина напряжения;

– они не обнаруживают нарушения устойчивости ГУ и вызванные этим нарушения производственного процесса;

– в этих расчетах нет места противоаварийным мероприятиям в системах внутреннего электроснабжения промышленных объектов.

Все вышеперечисленные обстоятельства могут быть выявлены, если для каждого исходного возмущения рассчитывать переходные процессы с учетом всех основных факторов, действующих на электростанциях, в электрических сетях и в нагрузках¹. Для этого целесообразно модернизировать ПК:

1. Дополнить используемые программные комплексы для расчетов надежности, учтя особенности расчетов установившихся режимов (УР) и переходных процессов в распределительных сетях.

2. Обеспечить возможность проведения пакетных расчетов для перебора:

– всех вероятных возмущений в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения с заданием вероятностей возмущений;

¹ Такая задача – объединить упрощенные расчеты собственно надежности с расчетами переходных процессов ставилась во второй половине прошлого века, когда появились первые электронно-вычислительные машины (Ф.И. Синчугов и один из авторов). Тогда эта задача не была реализована, так как оказалась чересчур сложной в вычислительном отношении, но в настоящее время эти трудности преодолены.

– разветвлений дерева событий с соответствующими вероятностями (КЗ может быть отключено основной, или резервной защитой, или в результате срабатывания УРОВ; АПВ может отказать или сработать, успешно или неуспешно и т. п.);

3. Разработать алгоритмы оценки последствий для потребителей и для энергосистемы.

Комплексное решение данной задачи предполагает, кроме общего расчета электромеханических переходных процессов на электростанциях, в сетях и электроустановках потребителей, также выполнение расчетов изменений технологических параметров, с использованием соответствующих математических моделей. Без этого невозможно определить, в какой момент времени технологические параметры выйдут за допустимые границы и вызовут аварийный останов производственного процесса.

При таком значительном расширении содержания решаемых задач для каждой отрасли промышленности потребуются создание особой версии программного комплекса, учитывающей особенности технологических процессов и применяемого оборудования. Реализация предложенного подхода позволит на принципиально новом уровне подходить к разработке в процессе проектирования основных технических решений по обеспечению надежности электроснабжения промышленных предприятий, формируя оптимальный набор решений и противоаварийных мероприятий, подлежащих реализации в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения.

1.3.3. Взаимозависимость «независимых источников питания» в аварийных режимах

Согласно ПУЭ [21], параграф 1.2.10, источник питания считается *независимым от других источников*, если его отключение не препятствует электроснабжению от остальных источников. В ПУЭ «источник питания» – это шины, с которых поступает питание. У этих шин тоже есть источники питания, и применительно к ним тоже проверяется их независимость.

Понятие о независимых источниках питания было сформировано в те времена, когда существенными были только ДНЭ. Глава 1.2 ПУЭ (во всех предшествующих изданиях, кроме 7-го), определяла независимый источник питания как *источник, на котором сохраняется напряжение при исчезновении его на других источниках*. Очевидно,

что такая формулировка, если иметь в виду КНЭ, становится некорректной [22, 23] и допускает разные прочтения.

Исходя из общего смысла формулировок ПУЭ, нужно было полагать, что это определение просто не распространяется на КНЭ. Но это в ПУЭ не было оговорено, что давало потребителям I категории надежности электроснабжения повод обосновывать на протяжении десятилетий свои претензии, связанные с ущербами от КНЭ, несоответствием реального электроснабжения требованию иметь независимые источники питания. Приводился аргумент такого плана: «В ПУЭ сказано, что напряжение на независимом источнике питания должно сохраняться при его исчезновении на другом источнике, а в реальных схемах внешнего электроснабжения КЗ на одном источнике питания вызывает настолько глубокое снижение напряжения на другом источнике, что работа нарушается у всех электроприемников. Следовательно, потребителю I категории надежности не обеспечено наличие двух независимых источников питания».

В 7-м издании ПУЭ, параграф 1.2.10 [21] был наконец-то отредактирован: «Независимый источник питания – источник питания, на котором *сохраняется напряжение в послеаварийном режиме* в регламентированных пределах при его исчезновении на другом или других источниках питания». Тем самым было указано, что на аварийные режимы понятие независимых источников питания не распространяется.

Поскольку обращение к этому понятию остается частым аргументом в обсуждениях технических руководителей и специалистов, то рассмотрим главные аспекты в вопросе наличия «независимых источников питания».

1. Если иметь в виду КНЭ, то нужно признать, что независимых источников питания *не бывает в принципе*. Даже в схеме, показанной на рис. 1.3.3а, где сами источники питания никак не связаны между собой, кроме как на шинах потребителя, взаимозависимость источников питания существует и при том сильная: КЗ на одном из вводов вызовет такое же снижение напряжения на другом вводе.

На рис. 1.3.3б показана схема, в которой взаимозависимость источников питания при отключенном выключателе в шинном «мостике» меньше, чем в предыдущем случае, но тоже имеется. Полной независимости источников питания можно было бы достичь в схеме, где между источниками питания вообще нет электрической связи. Такая ситуация может возникать в системах автономного электроснабжения, как упрощенно показано на рис. 1.3.3в. Но такие схемы,

в которых части одного энергообъекта работают с разной частотой, иначе, как в особых послеаварийных условиях, недопустимы. Разумеется, схема с полностью независимыми источниками питания может быть создана с применением современных преобразовательных устройств на базе элементов силовой электроники, но в ПУЭ такие возможности не рассматриваются.

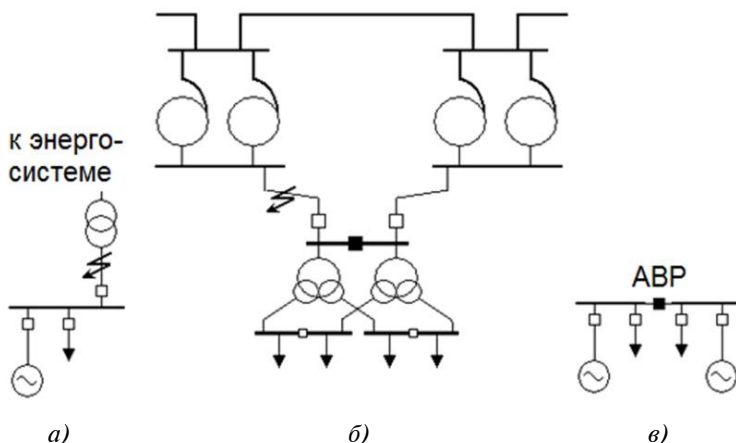


Рис. 1.3.3. К взаимозависимости «независимых» источников питания

2. Требования ПУЭ о числе независимых источников питания к проблеме защиты потребителей от воздействия кратковременных возмущений отношения не имеют. Противоаварийные мероприятия на случай возникновения КНЭ должны разрабатываться помимо требований ПУЭ к числу независимых источников питания.

3. Количественная оценка взаимозависимости источников питания в аварийных режимах могло бы быть важным показателем, от которого зависит выбор противоаварийных мероприятий. Эта взаимозависимость может быть оценена, если сравнивать значения глубины снижения напряжения на каждом их источников питания.

$$\Delta U = U_{\text{норм}} - U_{\text{КЗ}},$$

где

$U_{\text{норм}}$ — напряжение в нормальном режиме,

$U_{\text{КЗ}}$ — напряжение в начальный момент трехфазного КЗ.

Определим коэффициент взаимозависимости источников питания КВЗ как отношение глубины снижения напряжения на неповрежденном (втором) источнике питания к глубине снижения напряжения на том источнике питания (первом), где возникло КЗ:

$$K_{ВЗ} = \Delta U_2 / \Delta U_1.$$

Чем больше $K_{ВЗ}$ стремиться к 1, тем сильнее взаимозависимость источников. У источников питания, показанных на рис. 1.3.3а, $K_{ВЗ} = 1$.

В общем случае нужно учесть, что разные источники питания в одной и той же схеме могут иметь разные номинальные напряжения. Поэтому:

$$K_{ВЗ} = \frac{U_{2,норм} - U_{2,КЗ}}{U_{1,норм} - U_{1,КЗ}} \cdot \frac{U_{1,норм}}{U_{2,норм}} \quad (1.3.1)$$

На рис 1.3.4. приведен пример схемы внешнего электроснабжения предприятия для проведения анализа надежности его электроснабжения с учетом взаимозависимости источников питания.

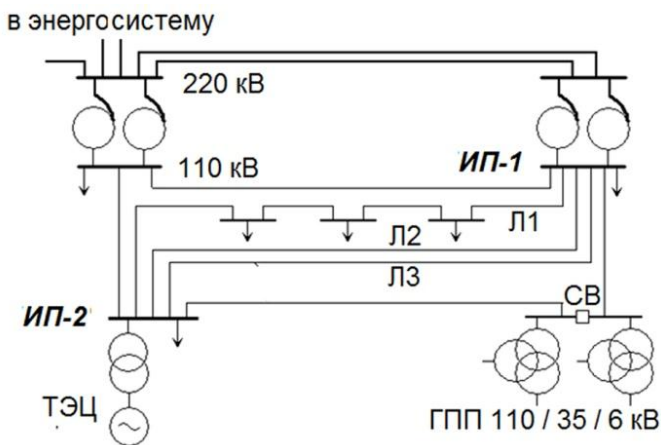


Рис. 1.3.4. Пример схемы внешнего электроснабжения предприятия.
ИП-1 и ИП-2 – источники питания главной понижающей подстанции (ГПП) объекта

Пример значений коэффициентов взаимозависимости источников питания для схемы на рис. 1.3.4 приведен в табл. 1.3.1.

Таблица 1.3.1

Коэффициенты взаимозависимости источников питания

Состояние схемы внешнего электроснабжения			Коэффициенты взаимозависимости	
Генератор на ТЭЦ	Линии <i>Л1, Л2, Л3</i>	Секционный выключатель на ГПП (<i>СВ</i>)	Снижение напряжения <i>ИП-2</i> при КЗ на <i>ИП-1</i>	Снижение напряжения <i>ИП-1</i> при КЗ на <i>ИП-2</i>
Включен	Включены	Включен	0,89	0,92
Включен	Включены	Отключен	0,88	0,89
Отключен	Включены	Отключен	0,92	0,89
Включен	Отключены	Включен	0,69	0,76
Включен	Отключены	Отключен	0,28	0,30

Из представленного примера видно, что взаимозависимость источников питания может быть значительно ослаблена, но лишь путем очень существенного ослабления схемы. Какой вариант предпочтительнее: более слабая сеть с небольшой взаимозависимостью источников питания или более жесткая сеть с большой их взаимозависимостью — должно определяться на основании расчетов электрических режимов, с учетом конкретных параметров сети внешнего и внутреннего электроснабжения и нагрузок.

Известны критерии « $N-1$ » и « $N-2$ » (« N минус 1», « N минус 2») — это современное отображение понятия «независимых источников питания». Согласно критерию « $N-1$ », если число работающих элементов энергосистемы (ЛЭП, силовой трансформатор, генератор) уменьшится на единицу, то она должна продолжать выполнять все свои функции без ограничений. Иначе говоря, отключение *одного любого* элемента энергосистемы не должно нарушать работу самой энергосистемы и не должно нарушать электроснабжения потребителей. Критерий « $N-2$ » означает такое же требование, но в отношении потери *двух любых* элементов энергосистемы (например, при наложении аварии на ремонтный режим).

В международной практике критерий « $N-1$ » рассматривается как очевидное требование к электрической сети. В большинстве случаев нарушение критерия « $N-1$ » рассматривается как обоснование необходимости строительства и ввода в эксплуатацию нового оборудования (линии электропередачи, силового трансформа-

тора, генератора). Если же критерий «N-1» выполняется, но не выполняется критерий «N-2», то это служит обоснованием для применения дополнительных устройств РЗА и средств диспетчерского управления.

Требования, вытекающие из критерия «N-1», применительно к вопросам электроснабжения имеют очевидное исключение: отключение линии, которая непосредственно осуществляет питание конкретного электроприемника, не рассматривается. Отключение или повреждение конкретного электроприемника возможно и по многим другим причинам, что не должно приводить к нарушению работы объекта.

В отношении электроснабжения потребителей критерий «N-1» равнозначен требованию по наличию двух независимых источников питания. Что касается электроприемников особой группы I категории надежности, то к ним вместо критерия «N-1» должен применяться, согласно ПУЭ, критерий «N-2». К таким электроприемникам относятся системы, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства, и все остальные электроустановки, необходимые для предотвращения тяжелых последствий нарушений электроснабжения, безотносительно к тому, связаны ли они с основным производственным процессом или нет, например, пожарные насосы (см. п. 1.3.6).

Следует понимать, что ПУЭ во всех случаях устанавливает *минимально необходимые требования*. В условиях советской экономической модели попытки заметного превышения минимальных требований при создании систем электроснабжения не воплощались в реальные проекты, так как при формировании технико-экономического обоснования (ТЭО) допускалось включать в расчеты только прямые затраты, связанные с сооружением и эксплуатацией объекта, без учета величины ущербов от ненадежности электроснабжения. В условиях современной экономической модели необходимо, наоборот, *препятствовать попыткам принятия самых простых и дешевых технических решений, без серьезного технического и экономического обоснования*.

При проектировании систем электроснабжения промышленных и других объектов с применением ГУ объектов РГ нужно учитывать, что местная электростанция не может рассматриваться как независимый источник электроснабжения, если ГУ могут быть отключены при нарушении нормального режима работы в сетях внешнего или внутреннего электроснабжения (действием устройств РЗ ГУ, дей-

ствием технологических защит ГУ, в результате нарушения топливоснабжения ГУ и др.).

1.3.4. О вероятностных расчетах надежности электроснабжения с учетом переходных процессов

Целью выполнения таких расчетов является определение общего возможного количества нарушений производственного процесса на конкретном промышленном объекте в течение года, вызванных КНЭ при том или ином реализуемом перечне противоаварийных мероприятий.

В расчетном плане задача сводится к проведению большого количества однотипных расчетов, различающихся местом возникновения КЗ и способами его ликвидации: действием основной или резервной защиты, при правильной работе выключателей или при отказе выключателя, с успешным или неуспешным действием АПВ ВЛ или с отказом АПВ. Другие возмущения в сети внешнего и внутреннего электроснабжения тоже подлежат анализу, но отдельно от основных этапов рассматриваемых ниже расчетов. В основном это – возможные асинхронные режимы ГУ, находящихся в непосредственной близости к промышленному объекту.

Каждому сочетанию расчетных условий соответствует некоторое ожидаемое число таких случаев в годовом разрезе, полученное на основании статистических данных по нарушениям работы в сетях внешнего электроснабжения. В расчетах должны рассматриваться переходные процессы на промышленном объекте и выполняться проверка, приводит ли данное возмущение к значительному нарушению работы объекта. По результатам проведения всех расчетов должно определяться суммарное число всех ожидаемых нарушений работы в годовом разрезе.

Пример оценки эффективности противоаварийных мероприятий для одного из промышленных объектов приведен в табл. 1.3.2, где:

a – предотвращение излишних отключений двигателей,

б – повышение устойчивости СД,

в – применение отключения нагрузки (ОН),

г – однофазное АПВ (ОАПВ) питающих ВЛ 220 кВ,

д – повышение быстродействия устройств РЗ этих ВЛ. Как видно из величин суммарных ущербов, выполнение большего количества противоаварийных мероприятий из технически возможных приводит к существенному снижению их величины со 100 до 4 %.

Таблица 1.3.2

Оценка противоаварийных мер при КЗ во внешней сети

Внешнее электроснабжение	Выполненные мероприятия:					Суммарный ущерб, %
	<i>а</i>	<i>б</i>	<i>в</i>	<i>г</i>	<i>д</i>	
Существующая, две цепи 220 кВ	—	—	—	—	—	100
	—	—	—	вып.	—	75
	—	—	—	вып.	вып.	62
	—	—	вып.	—	—	49
	вып.	—	вып.	—	—	44
	вып.	вып.	вып.	—	—	38
	вып.	вып.	вып.	вып.	—	37
	вып.	вып.	вып.	вып.	вып.	24
С дополнительной ВЛ 330 кВ	вып.	вып.	—	вып.	—	79
	вып.	вып.	—	вып.	вып.	10
	вып.	вып.	вып.	—	—	6
	вып.	вып.	вып.	вып.	вып.	4

Разумеется, проведение подобных расчетов режимов без автоматизации процесса их выполнения потребует значительных трудозатрат со стороны высококвалифицированных специалистов-расчетчиков. Принимать решение о выполнении таких расчетов и реализации конкретных противоаварийных мероприятий должен собственник промышленного объекта. Но единственное, чего следовало бы в любой ситуации избегать, так это выполнения проектирования систем внешнего и внутреннего электроснабжения промышленного объекта со сложным и непрерывным технологическим процессом таким образом, как будто в системах электроснабжения вообще не возникают КЗ или другие возмущения.

Для проведения указанных расчетов режимов необходим следующий минимальный набор исходных данных:

- принципиальная схема и все параметры элементов сетей внешнего и внутреннего электроснабжения с допустимыми упрощениями;

- информация об электростанциях, включая объект(-ы) РГ, ближайшие к рассматриваемому промышленному предприятию, и основные технические характеристики установленного оборудования;

- информация об основных электроприемниках, главным обра-

зом электродвигателях переменного тока напряжением 6–10 кВ, и их технические характеристики, определяющие участие в переходных процессах;

– информация об алгоритмах работы и параметрах настройки устройств РЗА с сетях внешнего и внутреннего электроснабжения, которые могут срабатывать при КЗ и в послеаварийных режимах, вызывая прекращение производственного процесса;

– информация об основных нагрузочных узлах: величина суммарного электропотребления каждого из них, доля нагрузок 0,4 кВ, питающихся через магнитные пускатели, в суммарных нагрузках узлов;

– критическое время перерыва питания $T_{кр}$ (желательно для каждого из нагрузочных узлов);

– статистические данные по КЗ в системе внешнего электроснабжения:

- средняя удельная повреждаемость линий электропередачи;
- доля однофазных КЗ на ВЛ 110–220 кВ (остальные КЗ на этих ВЛ и все КЗ в сетях с изолированной нейтралью могут рассматриваться как трехфазные, в статистике КНЭ это дает небольшой запас надежности);

- вероятность ликвидации КЗ резервной защитой;
- суммарное время УРОВ и средняя вероятность отказа выключателя со срабатыванием УРОВ;

- вероятности успешных срабатываний устройств АПВ, отказов АПВ и неуспешных срабатываний;

- основные ремонтные режимы в электрических сетях, влияющие на надежность электроснабжения промышленного объекта, и их длительности (часов в год).

Получение корректных статистических данных по конкретному району распределительной сети может вызывать значительные трудности, но они важны для принятия экономически обоснованных технических решений при формировании перечня противоаварийных мероприятий.

Можно ввести некоторые упрощения:

– использовать единое среднее значение удельной повреждаемости ВЛ в рассматриваемой сети ($\lambda_{уд}$ – число КЗ за год на 100 погонных км линий электропередачи);

– принять, что при малых длинах линий электропередачи в распределительных сетях одно КЗ в узле сети отображает влияние всех

КЗ на половинах длин линий, примыкающих к этому узлу¹.

На *первом этапе* выполнения расчетов режимов должны рассматриваться КЗ на линиях электропередачи, непосредственно питающих промышленных объект. При этом в расчетной схеме точками, в которых моделируются КЗ, должны быть узлы примыкания этих линий электропередачи к ПС объекта, так как именно они являются худшими местами возникновения КЗ в сети внешнего электроснабжения для рассматриваемого промышленного объекта. Необходимо в расчетах варьировать виды КЗ, способы их ликвидации (основными, резервными устройствами РЗ, устройствами РЗ дальнего резервирования), рассчитывать переходные процессы без АПВ (или с отказом АПВ), а также с успешным и неуспешным АПВ на ВЛ.

По результатам выполнения каждого из этих расчетов необходимо получить ответы на следующие вопросы:

– сохраняются ли в работе ответственные электроустановки 0,4 кВ (для этого необходимо, чтобы напряжения в узлах 0,4 кВ схемы внутреннего электроснабжения были во время КЗ выше критических по условиям самоотключений магнитных пускателей²)?

– обеспечиваются ли самозапуски электродвигателей?

– время отсутствия электроснабжения (или глубокого снижения напряжения) меньше $T_{кр}$?

Если хотя бы один ответ отрицателен, то для данного (i -го) события, т. е. для данного места и вида КЗ, определяется число нарушений работы промышленного объекта при близких КЗ (n_i , 1/год):

$$n_i^{\text{близ.КЗ}} = p_{\text{вид}} p_{\text{КЗ}} p_{\text{АПВ}} \lambda_{\text{уд}} \frac{l}{100}, \quad (1.3.2)$$

где

$p_{\text{вид}}$ – доля КЗ данного вида (например, для однофазных КЗ в сетях напряжением 110–220 кВ $p_{\text{вид}} \approx 85\text{--}98\%$);

$p_{\text{КЗ}}$ – вероятность отключения поврежденной линии электропередачи способом, реализованным в i -м событии (отказ основной за-

¹ При значительной протяженности линий электропередачи в подробных расчетах должны учитываться в том числе КЗ в середине линий. КЗ в середине линии обычно дает провалы напряжения в узлах сети меньшие, чем КЗ по ее концам.

² Ориентировочно – 80 % от номинального.

щиты, или отказ выключателя со стороны рассматриваемого промышленного объекта, или штатное отключение; в последнем случае $p_{КЗ} \approx 1$);

$P_{АПВ}$ – вероятность реализации данного действия АПВ; l – длина линии электропередачи, на которой рассматривается КЗ, км.

По всем нарушениям, выявленным на первом этапе выполнения расчетов режимов, определяется сумма $\sum n_i^{\text{близ.КЗ}}$.

В данном случае предполагается, что промышленный объект может находиться только в двух состояниях: нормальном или нарушенном. Если же на большом промышленном объекте с распределенным по территории производственным процессом (цеха питаются от разных ПС; производственный цикл в каждом цехе завершается и не влияет на функционирование соседнего цеха и т. п.) различные возмущения могут создавать существенно разные степени влияния нарушения, то при анализе рассчитываемых режимов нужно дополнительно вводить градацию таких нарушений и суммировать нарушения, соответствующие каждой степени, отдельно.

На *втором этапе* выполнения расчетов режимов должны рассматривать КЗ на более далеких от рассматриваемого промышленного объекта участках сети. Для этого целесообразно предварительно очертить границы того участка внешней сети, КЗ на которых могут вызывать нарушения работы промышленного объекта. При этом в качестве основного контролируемого параметра следует использовать величину напряжения в том узле распределительной сети, от которого питается промышленный объект. Если питание секционировано (пример на рис. 1.3.3б), то число контролируемых узлов соответственно возрастает. В примере на рис. 1.3.4 один контролируемый узел – шины 110 кВ ГПП рассматриваемого промышленного объекта, так как секционный выключатель (СВ) нормально включен.

Практически любое возмущение в системе электроснабжения характеризуется двумя параметрами, как это показано на рис. 1.3.5: длительностью провала напряжения T и наименьшим значением контролируемого напряжения U_{\min} .

Для расчетов выбираются несколько точек КЗ в сети внешнего электроснабжения, взаимно удаленных, при этом узел сети внешнего электроснабжения, от которого осуществляется питание промышленного объекта, будет контролируемым узлом. Для каждой точки КЗ должны варьироваться величины шунтов КЗ, определяющие глу-

бину провалов напряжения в месте КЗ и имитирующие разные виды КЗ¹. Каждой выбранной точке и шунту КЗ соответствует некоторое значение параметра U_{\min} в контролируемом узле. Вариации длительности выбранного КЗ (параметр T) позволяют определить для этого значения U_{\min} предельную по возможности самозапусков длительность КЗ $T_{\text{пр}}$.

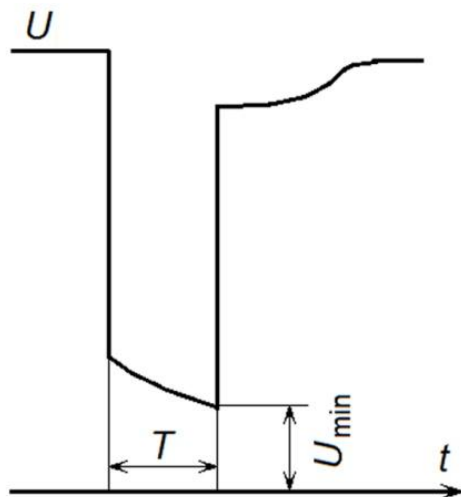


Рис. 1.3.5. Параметры возмущения

Пределы определяются ответами на три поставленные выше вопроса. В отношении самозапусков электродвигателей учитываются, в зависимости от постановки задачи, либо все не отключенные электродвигатели, либо только особо ответственные, необходимые для продолжения производственного процесса и обеспечения его безопасности.

Полученные значения $T_{\text{пр}}$, U_{\min} образуют граничные кривые, пример которых показан на рис. 1.3.6; каждая кривая (1–4) относится к одной точке КЗ и разным величинам шунтов КЗ.

¹ Если КЗ несимметричное, то в расчетах, выполняемых в программных комплексах, в которых используется однолинейная (не трехфазная) расчетная модель сети, рассчитываемое напряжение есть напряжение прямой последовательности.

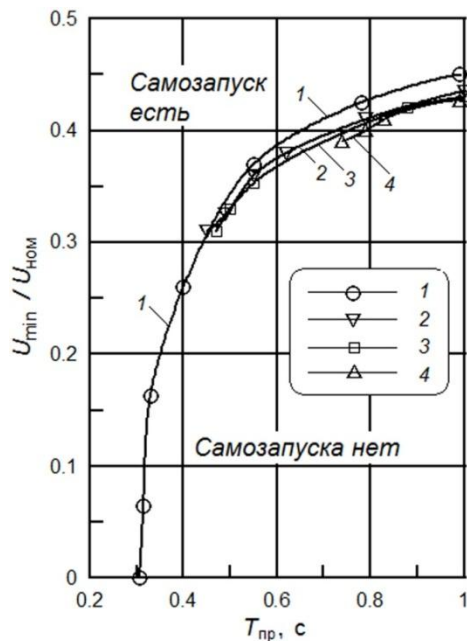


Рис. 1.3.6. Предельные условия самозапусков при внешних КЗ:
 1 – КЗ в контролируемом узле (в этом случае при трехфазном КЗ $U_{\min} = 0$), 2–4 – удаленные КЗ ($U_{\min} > 0,3 U_{\text{ном}}$)

Если эти предельные кривые близки (что при внешних КЗ встречается достаточно часто), то в дальнейшем можно пользоваться усредненной кривой. Такая кривая заметно облегчает выполнение расчетов, но ею можно пользоваться только в той сети, в которой отключение одной из линий электропередачи (кроме непосредственно питающих объект) мало влияет на напряжение в контролируемом узле, и только применительно к первичному КЗ. Дело в том, что последствия возмущения при вторичном КЗ, например в случае неуспешного АПВ на ВЛ, нужно рассчитывать другим образом, см. ниже.

При использовании предельной кривой $U_{\min}(T_{пр})$ должно выполняться большое количество коротких расчетов: только режимы КЗ, режимы после КЗ не рассматриваются. В этих расчетах для отображения каждого вида КЗ требуется задание величины шунта КЗ, соответствующего виду КЗ, по общим правилам или программ-

но¹. Необходимо предусмотреть варьирование условиями ликвидации КЗ: основной защитой, резервной защитой, действием УРОВ (последние в общей статистике нарушений работы промышленных объектов, как правило, встречаются редко).

Влияние КЗ на работу электроприемников ослабляется по мере удаления точки КЗ от рассматриваемой нагрузки вглубь сети внешнего электроснабжения. Поэтому осуществлять перебор точек КЗ следует в этом же направлении, прекращая выполнение расчетов, когда нарушения работы промышленного объекта перестанут встречаться при самых больших их продолжительностях T .

Искомыми являются возмущения, по которым один или несколько ответов на поставленные выше вопросы отрицательны, при этом о невозможности самозапусков свидетельствует положение точки с координатами T , U_{\min} ниже кривой $U_{\min}(T_{\text{пр}})$. Вероятность i -го события (количество за год) определяется выражением:

$$n_i^{\text{КЗ}} = n_{i.\text{ПС}} + p_{\text{вид}} p_{\text{КЗ}} \lambda_{\text{уд}} \frac{0,5 l_{i\Sigma}}{100}, \quad (1.3.3)$$

где

$n_{i.\text{ПС}}$ – число данного вида КЗ в год и данной длительности в самом узле (в зоне защиты соответствующих шин ПС) и на присоединениях линий к этому узлу (от узла до середины линии);

$l_{i\Sigma}$ – сумма погонных длин линий сети внешнего электроснабжения, примыкающих к узлу, где рассматривается КЗ; остальные обозначения см. выше

Соответственно, суммарное число нарушений, выявленных на втором этапе расчетов, равно $\sum n_i^{\text{КЗ}}$.

На *третьем этапе* выполнения расчетов режимов необходимо осуществлять учет АПВ на ВЛ. Список возмущений, для которых нужно рассматривать процессы с АПВ, составляется по результатам расчетов по второму этапу. Очевидно, что:

- если само КЗ не приводит к нарушению работы объекта, то расчет того же КЗ с успешным АПВ не нужен;
- если само КЗ на линии вызывает нарушение работы объекта, то расчет того же КЗ с неуспешным АПВ не нужен.

Остается рассмотреть два случая.

¹ Ориентировочно: для узлов в сетях 110–220 кВ величина шунта подбирается так, чтобы напряжение в месте КЗ в начальный момент КЗ составляло около 50 % от исходного при однофазном КЗ и 75 % при двухфазном КЗ на землю.

1. Успешное АПВ, когда КЗ привело к нарушению работы промышленного объекта, могло бы исправить ситуацию и обеспечить благоприятные возможности для самопусков и автоматических повторных пусков. Но вероятность благополучного исхода все-таки мала: за время паузы АПВ (несколько секунд) электродвигатели будут продолжать тормозиться, какие-то будут отключены устройствами РЗ (по причине снижения напряжения или токовой перегрузки) или технологическими защитами. Поэтому данный случай мало существен, так как влияние успешного АПВ на питающих линиях электропередачи было проверено на первом этапе выполнения расчетов.

2. Если КЗ само по себе не приводит к нарушению работы промышленного объекта, но в совокупности с неуспешным АПВ, т. е. с повторным КЗ, вызывает нарушение, то нужно учесть дополнительные компоненты в перечне нарушений. Для каждого такого i -го события число случаев в год определяется выражением:

$$n_i^{\text{неусп.АПВ}} = \lambda_{\text{уд}} p_{\text{вид}} p_{\text{КЗ}} p_{\text{неусп.АПВ}} \frac{l}{100}, \quad (1.3.4)$$

где

$p_{\text{неусп.АПВ}}$ — вероятность неуспешного действия АПВ;
 l — длина ВЛ.

Итоговая величина по третьему этапу расчетов — суммарное число нарушений при КНЭ, вызванных КЗ, по всем i -м событиям:

$$N_{\text{КНЭ}} = \sum_i n_i^{\text{близ.КЗ}} + \sum_i n_i^{\text{КЗ}} + \sum_i n_i^{\text{неусп.АПВ}}. \quad (1.3.5)$$

Если требуются финансовые последствия ущербов от нарушений электроснабжения, то принципиально имеются две очевидные возможности. Простейшая — умножить полученное значение $N_{\text{КНЭ}}$ на среднюю величину ущерба, вызванного на данном объекте одним КНЭ. Более точные оценки требуют учета различий в ущербах при разном протекании процесса аварии. В этом случае, вероятно, можно представить весь объект как совокупность k разных объектов со своими параметрами, своим критическим временем и своими средними ущербами. Тогда одна задача предстанет как k однотипных задач с подведением общего итога по ущербу.

Вероятности ДНЭ рассчитываются по известным методикам [24] с использованием реальных статистических данных.

Другие возмущения в сети внешнего электроснабжения: нарушение работы объекта вследствие асинхронного режима генераторов, каскадной аварии и пр. — целесообразно рассматривать отдельно, в плане разработки перечня противоаварийных мероприятий. Частично эти события входят в сводные статистические данные, рассмотренные выше, тем, что они инициируются обычно теми же КЗ.

Очевидно, что расчеты вероятностей нарушений работы промышленных объектов нуждаются в оптимальном выборе программного комплекса и специализированной базе данных. В частности, ПК RUSTab в составе RastrWin3¹ обеспечивает удобные возможности для проведения серийных (многовариантных расчетов) по списку возможных аварийных событий.

При проведении рассматриваемых здесь расчетов могут встречаться различные трудности, связанные с особенностями технологических процессов на промышленных производствах при кратковременных нарушениях электроснабжения. Моделировать в расчетах эти особенности весьма затруднительно, поэтому, но чтобы не допускать значительных ошибок в получаемых результатах, необходимо иметь общее представление о технологии рассматриваемого промышленного производства и применяемых на нем системах автоматического управления.

1.3.5. О ненормативных (сверхнормативных) возмущениях

Нормативные возмущения — это такие возмущения, при которых устойчивость энергосистемы не должна нарушаться согласно требованиям, изложенным в [4]; при более тяжелых, ненормативных (сверхнормативных) возмущениях нарушения устойчивости возможны. Поэтому проверки устойчивости при проектировании развития энергосистем и в процессе их эксплуатации выполняются для нормативных возмущений.

На проектирование систем электроснабжения разделение возмущений на нормативные и ненормативные (сверхнормативные), в соответствии с [4], не распространяется.

Нормативы обеспечения устойчивости и надежности работы энергосистем ограничены различными факторами, такими как техническая возможность и целесообразность, а также экономическими критериями. При этом разработка и реализация экономически обос-

¹ Екатеринбургский городской фонд «Фонд кафедры «Автоматизированные электрические системы имени Д.А. Арзамасцева», г. Екатеринбург.

нованных противоаварийных мероприятий, *по возможности снижающих* негативные последствия аварий, не имеют нормативных ограничений.

Так, например, в Стандарте North American Electric Reliability Corporation (NERC) [25] предписывает выполнение противоаварийных мероприятий для *всех типов нарушений нормального режима работы сети*. Причем, для самых тяжелых каскадных нарушений режимов работы энергосистемы (категория «D»), требования по устойчивости и сохранения в работе всей нагрузки не выдвигаются, но *«предписывается исследовать возможные события, если необходимо, то совместно с соседними энергосистемами»*.

Иначе говоря, недопустимо оставлять без анализа возможные возмущения, считая их *«слишком тяжелыми и редкими»*. Именно такие возмущения могут стать *причиной значительных ущербов*.

Если нарушения электроснабжения ведут к существенным экономическим ущербам у потребителей, который может быть снижен 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 подлежат государственному регулированию (см. далее).

1.3.6. Функционирование «опасных» объектов при нарушениях электроснабжения

У надежности электроснабжения объектов потребителей есть чрезвычайно важная составляющая: обеспечение безопасности людей, их здоровья, окружающей среды и т. п. от потенциальных опасностей, которые могут возникать при внезапных нарушениях электроснабжения (пожары на технологическом оборудовании, взрывы, выбросы ядовитых веществ и пр.). Безопасность таких «опасных» объектов [26] должна обеспечиваться мерами, снижающими риск отключения всех внешних источников питания, и, главное, применением *специальной объектовой системы технологической безопасности (СТБ)*, которая при внезапном нарушении электроснабжения *за счет собственных резервных источников питания (РИП)* обеспечивает безаварийное прекращение производственного процесса, или переводит его на сниженные технологические параметры, или обеспечивает возможность продолжения процесса, если он не может быть прерван.

Требования к СТБ существенно шире, чем требования к «третьему независимому источнику питания» (см. ПУЭ [21], п. 1.2.18). В общем случае СТБ – это система автоматического управления, которая в аварийных условиях осуществляет управление работой электроприемников, с учетом текущих технологических параметров объекта, выдает необходимую информацию об обстановке на объекте (персоналу объекта, персоналу МЧС), а также соответствующие управляющие воздействия и пр.

В различных СТБ нуждаются не только промышленные предприятия, производство которых может стать источником опасности для людей. В медицинских учреждениях СТБ должны обеспечивать непрерывное электроснабжение всех систем, устройств и аппаратов, от бесперебойной работы которых прямо или косвенно зависят жизни людей, находящихся на лечении. В метрополитене СТБ должна обеспечивать доставку пассажиров к ближайшим станциям и подъем их на поверхность при сохранении аварийного освещения, а также минимально необходимой производительности установок водоотведения и вентиляции. В наличии СТБ нуждаются высотные здания, протяженные тоннели, крупные аэропорты и многие другие объекты.

В настоящее время в соответствии с п.п. 49, 50 раздела IV «Правила использования противоаварийной автоматики» [27] под действие устройств ПА, действующих на отключение нагрузки потребителей, 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 потребителем автономных резервных источников питания (РИП) с автоматическим запуском. Автономные РИП, в случае их необходимости, устанавливаются потребителем и поддерживаются им в состоянии готовности к использованию при введении аварийных ограничений или работе устройств ПА.

Генерирующие установки объектов РГ, принадлежащие промышленному предприятию или иному «опасному» объекту, могут выполнять функции РИП, 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 рассматриваемом энергорайоне.

В международной практике потребитель, промышленное производство которого может стать источником опасности для людей, не будет подключен к электрической сети, если у него не функционирует специальная объектовая система технологической безопасности.

В России такого требования для технологического присоединения на данный момент нет. Отсутствует в настоящее время и требование, обязывающее электросетевые компании уведомлять промышленные предприятия с опасными технологическими производствами о возникновении в сетях внешнего электроснабжения аномального, но пока еще безопасного режима, например, в случае отключения одного из независимых источников питания.

Перечень схемно-режимных условий, требующих уведомления, может быть определен либо законодательно, либо согласован сторонами договора. В случае получения уведомления на опасном технологическом производстве могут быть приняты необходимые превентивные меры.

Для такого объекта не менее важна информация о возможной длительности аномального режима работы в сетях внешнего электроснабжения, с целью определения оптимального перечня реализуемых мероприятий.

1.4. Минимально необходимые объемы расчетных схем и основные расчетные задачи

Составление расчетной схемы начинается с ответа на вопрос, где и какие возмущения должны быть рассчитаны. От этого зависит объем сети, которую нужно ввести в расчетную схему. В нее нет необходимости вводить те участки сети, чей режим не зависит от выбранных расчетных возмущений и их возможных последствий: асинхронных режимов, отключений линий электропередачи и силовых трансформаторов, а также пр.

На практике существует два способа составления необходимой расчетной схемы.

Первый способ – это использование существующих расчетных схем, применявшихся для решения задач проектирования развития энергосистем или планирования режимов в процессе их эксплуатации. Для решения задач, рассматриваемых в монографии, существующую расчетную схему требуется дополнять необходимыми объектами (ГУ объектов РГ, силовыми трансформаторами, линиями элект-

тропередачи), а также *подробнее учитывать параметры нагрузок, находящихся в непосредственной близости к ГУ объектов РГ*. Преимущество первого способа заключается в его простоте. Недостаток же проявляется в том, что в очень большой расчетной схеме сложно отслеживать локальные последствия расчетных возмущений, существенных для решаемой задачи.

Второй способ, противоположный первому, – это составление новой расчетной схемы специально для группы близлежащих объектов, руководствуясь принципом: учесть всё нужное и почти ничего лишнего (почти – так как необходим запас для обеспечения корректности расчетов).

Необходимые компоненты расчетной схемы следующие.

1. Сети 6–110 кВ, которые являются объектами анализа. Они учитываются по возможности полностью, но небольшие нагрузки $P_H + jQ_H$ на периферийных частях этих схем могут быть разнесены по соседним узлам (см. рис. 1.4.1). Здесь:

$$P_{H1} + jQ_{H1} = (P_H + jQ_H) \cdot \frac{Z_2}{Z_1 + Z_2}, \quad P_{H2} + jQ_{H2} = (P_H + jQ_H) \cdot \frac{Z_1}{Z_1 + Z_2};$$

где

сопротивления Z_1, Z_2 – комплексные, $Z = R + jX$;

в однородных схемах ($R/X = \text{const}$) значения Z заменяются на X ; потери в преобразуемой связи учитываются неточно.

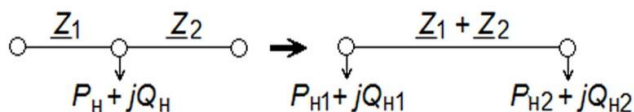


Рис. 1.4.1. Разнесение нагрузки по двум узлам

2. Подстанции, близкие к объектам анализа, высшие напряжения которых больше, чем у моделируемых объектов, и источники их питания.

3. В частях энергосистемы, внешних по отношению к моделируемым объектам, должны быть отображены все ближайшие электростанции, а из удаленных электростанций только те, которые обеспечивают устойчивость и электроснабжение данной части энергосистемы.

4. Сети, внешние по отношению к объектам анализа и имеющие более высокие классы напряжения, должны, как минимум, отобра-

жать связи между ПС и электростанциями, расположенные вне объекта анализа, а также основные нагрузки в этих сетях.

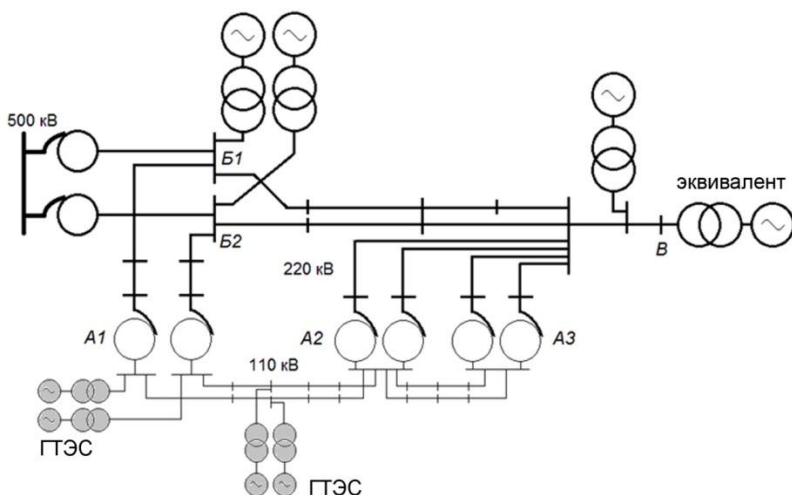


Рис. 1.4.2. Упрощенный вид расчетной схемы для анализа процессов с участием двух ГТЭС (закрашены). Электростанции в сети 220 кВ, подключенные к одним шинам, показаны эквивалентами блоков

Пример составленной таким образом расчетной схемы представлен на рис. 1.4.2. Объекты анализа: две ГТЭС и часть сети 110 кВ, опирающейся на ПС 220 кВ $A1$, $A2$, $A3$. В сети 220 кВ, питающей рассматриваемые ПС, показаны все источники питания: ПС 500 кВ и электростанции. Сеть 220 кВ представлена связями между всеми источниками питания: между ПС $B1$, $B2$ с одной стороны и ПС B с другой; электростанция в точке B — эквивалент, составленный из нескольких реальных электростанций; связь с удаленными ПС 500 кВ. Мощность и режим работы эквивалентной электростанции подобраны таким образом, чтобы мощность КЗ в точке B совпадала бы с реальной и чтобы переток в точке B в исходном режиме соответствовал действительности (или проекту данной части сети 220 кВ).

Другой пример расчетной схемы с газопоршневой электростанцией (ГПЭС) промышленного объекта, показан на рис. 1.4.3. В ней учтены трансформаторные и распределительные пункты, кабели и электроприемники 6 кВ; электроприемники 0,4 кВ эквивалентированы и представлены как нагрузки $H1-H4$, в которых доля мощности, потребляемой АД, составляет 89–90 %. Переходные процессы в

Изолированно работающая энергосистема отличается от ЕЭС России не только размерами и суммарной мощностью.

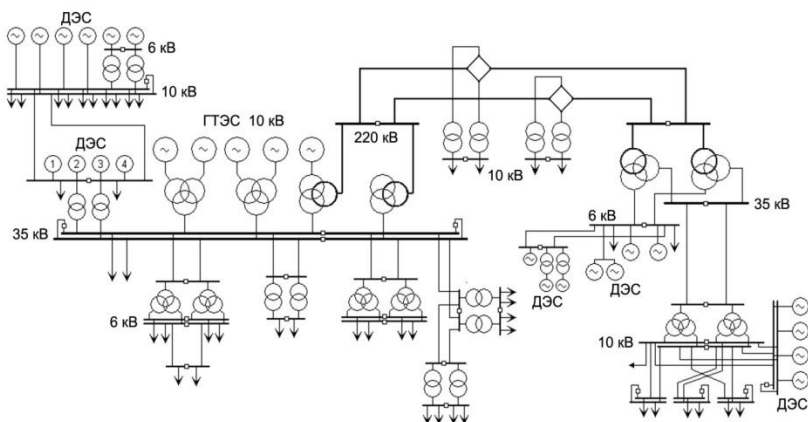


Рис. 1.4.4. Упрощенный вид расчетной схемы изолированно работающей энергосистемы; распределительные сети 0,4–6 кВ не показаны

В расчетную схему изолированно работающей энергосистемы, содержащей крупный промышленный объект, газотурбинную (ГТЭС) и пять дизельных электростанций (ДЭС), представленную на рис. 1.4.4., введена практически вся существующая электрическая сеть; в один узел объединяются несколько близко расположенных небольших нагрузок 0,4 кВ и, в некоторых случаях, 6–10 кВ.

Расчетные задачи группируются по учитываемым возмущениям. Расчеты установившихся режимов и переходных процессов, в рамках рассматриваемых в данной монографии задач, выполняют, исходя из двух целей: определить необходимость в применении противоаварийного управления (ПАУ), а также оценить вероятности нарушений работы объектов потребителей для проведения экономического анализа целесообразности реализации ПАУ (систем, комплексов, локальных устройств). Для решения последней задачи определяется произведение вероятностей возникновения возмущения (например, КЗ) и события, приведшего к тому, что данное возмущение вызовет нарушение работы объекта потребителя (например, отказ основной

защиты, ремонтное состояние электрооборудования)¹. Предварительную, ориентировочную оценку вероятностей полезно выполнять до проведения расчетов режимов, при уточнении списка расчетных возмущений, так как их значимость может существенно зависеть от конкретных условий электроснабжения и электропотребления.

Составим примерный перечень основных расчетных возмущений при решении задач надежного электроснабжения промышленного объекта:

- отключение элемента внешней сети, вызывающее ее ослабление, с трехфазным КЗ и без КЗ (могут потребоваться расчеты неполнофазных КЗ), ликвидируемым штатным образом и с учетом отказов основной защиты и выключателя; дополнительно необходимо учитывать прямые следствия этого отключения: АПВ (обычно – несинхронное, как альтернатива – АПВ с ожиданием синхронизма), успешное, неуспешное и отказ АПВ;

- аналогичные возмущения необходимо анализировать и в сети внутреннего электроснабжения, где в качестве основного расчетного возмущения, как наиболее тяжелого, следует рассматривать трехфазное КЗ;

- прямые пуски крупных электродвигателей, если они применяются в условиях эксплуатации, что особенно критично при возможности работы промышленного предприятия с объектов РГ в основном режиме;

- одномоментные и значительные по величине набросы нагрузки (особенно существенно для ГПЭС);

- одномоментные и значительные по величине сбросы нагрузки;

- возмущения, вызывающие переход СД в асинхронный режим (особенно – явнополюсных СД, у которых условия самозапуска обычно хуже, чем у СД 3000 об./мин.).

Естественно, что в центре внимания должны быть возмущения, приводящие к отключениям ГУ объектов РГ.

При выполнении расчетов следует дополнительно учитывать алгоритмы работы и параметры настройки систем управления электроприемников, которые будут участвовать в рассматриваемых переходных процессах и влиять на их протекание:

- отключения электроприемников при провалах напряжения вследствие самопроизвольных отключений магнитных пускателей;

¹ О вероятностных расчетах см. выше, п. 1.3.4.

– отключения электроприемников действием секционных или индивидуальных защит минимального напряжения, а также аналогичных;

– отключения одних электроприемников в случае отключения других электроприемников (связанные отключения, например: багерные насосы первого и второго подъема – при отключении одного действием блокировки отключается второй);

– отключения электроприемников при недопустимых отклонениях технологических параметров, вследствие срабатывания устройств технологической защиты и автоматики;

– отключения электроприемников по командам внешних систем, комплексов или локальных устройств;

повторные включения электроприемников, отключившихся действием устройств РЗА на рассматриваемом промышленном объекте.

Глава 2

ОСОБЕННОСТИ ГУ, ПРОЯВЛЯЮЩИЕСЯ В АНОРМАЛЬНЫХ УСТАНОВИВШИХСЯ И ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМАХ В ЭНЕРГОРАЙОНАХ

Применение современных ГУ на объектах РГ требует решения множества проблемных вопросов [28, 29]. В настоящее время, с учетом полученного опыта, очевидно, что изучать технические характеристики ГУ, алгоритмы и параметры настройки устройств РЗА, алгоритмы работы и особенности функционирования систем автоматического регулирования (САР) и управления (САУ) как в нормальных, так и в различных аномальных режимах необходимо *предварительно*, т. е. *до их приобретения*. Осуществлять технологическое присоединение к распределительным сетям или сетям внутреннего электроснабжения промышленных предприятий генерирующего оборудования, характеристики, алгоритмы работы и параметры настройки систем РЗА, САР (САУ) которого малоизучены, по меньшей мере, не осторожно.

Следует отметить, что иностранные заводы-изготовители ГУ, как правило, не стремятся представлять вышеуказанную информацию до заключения договора на поставку ГУ.

Не углубляясь в процессы, происходящие в приводных двигателях, рассмотрим прежде всего, в первом приближении, те *теплоэнергетические свойства двигателей привода ГУ объектов РГ, которые определяют особенности функционирования ГУ* в распределительных сетях или сетях внутреннего электроснабжения.

2.1. Газотурбинные установки

2.1.1. Принципиальные различия одновальных и многовальных конструкций газотурбинных двигателей

Газотурбинный двигатель является разновидностью теплового двигателя, в котором все процессы происходят в потоке движущейся

газо-воздушной смеси, что кардинально отличается его от газопоршневого двигателя.

Очищенный атмосферный воздух через входной направляющий аппарат (ВНА) поступает в компрессор, где осуществляется его сжатие до необходимых параметров, а затем подается в камеру сгорания.

В системе смесеобразования камеры сгорания, где установлены свечи зажигания для получения искры и форсунки для подачи топлива, он смешивается с поступающим туда газом, в результате чего образуется газо-воздушная смесь под большим давлением, которая в процессе сгорания преобразует химическую энергии топлива в тепловую энергию.

В газовой турбине за счет применения лопаток специальной конструкции происходит преобразование энергии потока раскаленных выхлопных газов в механическую работу. Часть полученной механической работы от энергии топливной смеси уходит на сжатие воздуха в компрессоре, а остальная энергия передается на приводимый во вращение синхронный генератор. Синхронный генератор, в зависимости от скорости вращения выходного вала газовой турбины, может подключаться к ней напрямую, но в подавляющем большинстве случаев, это соединение осуществляется через редуктор.

Конструктивные различия газотурбинных двигателей (ГТД), являющихся приводными двигателями газотурбинных установок (ГТУ), существенные в отношении электромеханических переходных процессов генераторов, в первом приближении сводятся к одному признаку: *большой или малый суммарный момент инерции имеют те части ГТД, которые вращаются на одном валу с ротором генератора.*

В основном это зависит от того, по какой схеме выполнен ГТД: одновальной или многовальной.

При *одновальной* схеме ГТД (рис. 2.1.1 и 2.1.2) на общем валу размещается компрессор, газовая турбина, а также синхронный генератор. Упрощенные изображения различных типов ГТД представлены на рис. 2.1.3.

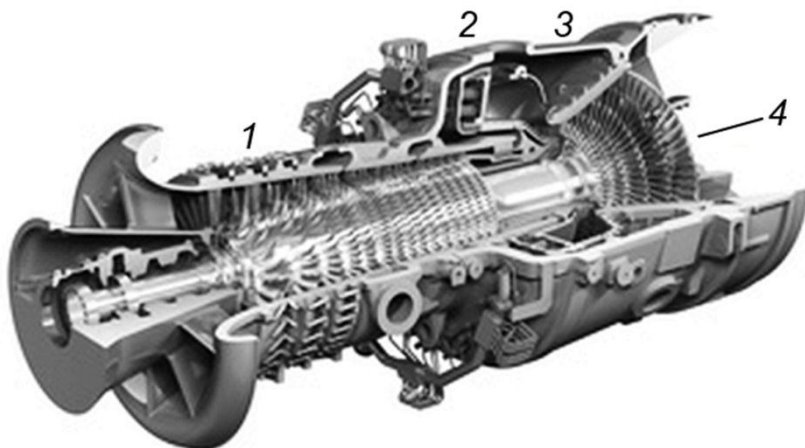


Рис. 2.1.1. Разрез одновального ГТД компании Alstom 200 МВт;
 1 – компрессор, 2 – камера сгорания, 3 – газовая турбина,
 4 – вал отбора мощности для присоединения синхронного генератора¹

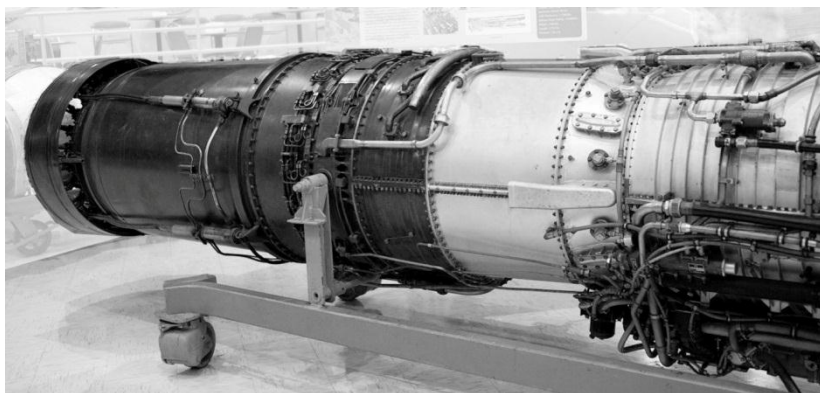


Рис. 2.1.2. Одновальный ГТД компании General Electric²

¹ <http://www.promweekly.ru/2012-9-14.php>.

² Блог в «Живом Журнале» <http://igor113.livejournal.com/88816.html>, посвященный Национальному морскому музею авиации в Пенсаколе, Флорида, США (National Naval Aviation Museum, Pensacola Fl ч.4:F-4 Phantom II).

Многовальные ГТД по конструкции сложнее одновальных и получают широкое распространение в связи с тем, что характеристики ГТД улучшаются, если повышать скорость вращения компрессора и газовой турбины, сохраняя неизменной номинальную скорость вращения выходного вала силовой турбины (3000 об./мин для синхронных генераторов с частотой переменного тока 50 Гц). Для этого турбина и вал разрезаются (см. рис. 2.1.3а, б): силовая турбина приводит во вращение только синхронный генератор со скоростью 3000 об./мин. (или другой в случае применения редуктора); газовая турбина, вращаясь со значительно большей скоростью, приводит во вращение компрессор, находящейся с ней на одном валу.

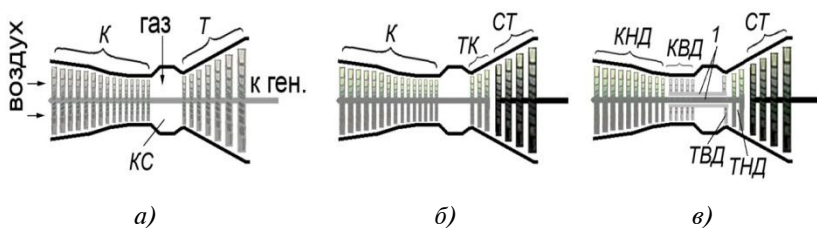


Рис. 2.1.3. Упрощенные изображения разных типов ГТД:

- а) одновальный (К – компрессор, КС – камера сгорания топлива, Т – газовая турбина), б) двухвальный (ТК – турбина компрессора, СТ – силовая турбина), в) – трехвальный (1 – коаксиальные валы, КНД и ТНД – компрессор и турбина низкого давления на одном валу, КВД и ТВД – компрессор и турбина высокого давления на другом валу).

В двух последних случаях силовая турбина – свободная

Силовая турбина по другому называется свободной, так как приводит во вращение *только* синхронный генератор, т. е. свободна от компрессора и не связана с ним общим валом.

Следующий шаг в модернизации и повышении коэффициента полезного действия (КПД) ГТД – разрезать вал компрессора и газовой турбины и подобрать еще более высокую скорость вращения для той части компрессора и части газовой турбины, которые работают в зоне высокого давления. Этот подход позволил создать трехвальную схему ГТД (рис. 2.1.3в): по направлению потока газо-воздушной смеси сначала идет компрессор низкого давления, далее – компрессор высокого давления, турбина высокого давления, турбина низкого давления и затем – свободная силовая турбина. Вид такого ГТД показан на рис. 2.1.4.

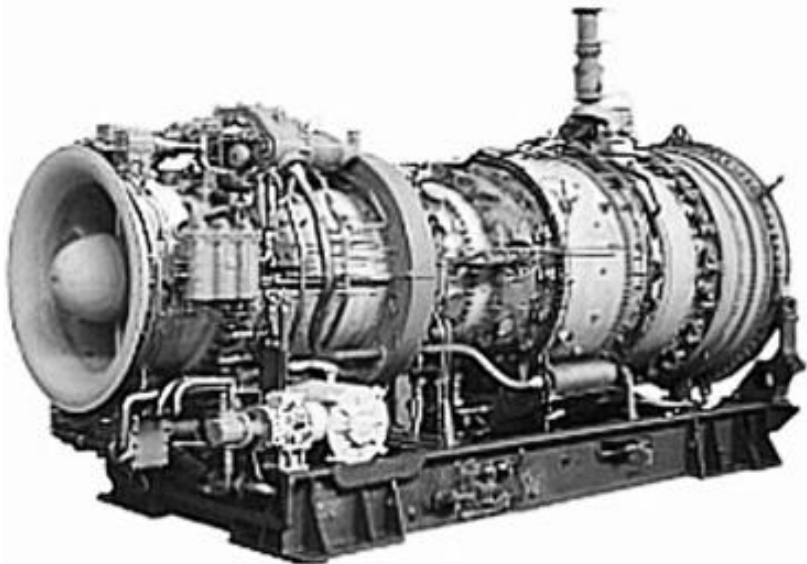


Рис. 2.1.4. Трехвальвный ГТД компании EuroTransGas¹

Технические данные о ГТД, выпускаемых в России и за рубежом, приведены в [30].

Рассмотренные виды ГТД проявляют себя по-разному в различных схемно-режимных ситуациях, происходящих в электрической сети. Это связано с принципиально разными моментами инерции J всех масс в ГТД, вращающихся вместе с ротором синхронного генератора.

Но разделение всех ГТД на два класса: одновальных (имеющих, естественно, наибольшие J) и многовальных, у которых многие части ГТД имеют свои валы, механически не связанные с ротором синхронного генератора (наименьшие J), – не охватывает всего разнообразия ГТД. С точки зрения классификации ГТД по значениям J следует рассматривать и промежуточные классы. К таким промежуточным классам необходимо отнести так называемые *блокированные схемы*. Многовальные ГТД, построенные по блокированной схеме, имеют на валу силовой турбины часть компрессора. Другие части компрессора и турбины, как в двухвальной схеме, расположены на

¹ http://eurotransgaz.hu/ru/gas_turbine+engines_utg15000.html.

отдельном валу. Две принципиальные схемы двухвального ГТД представлены для сопоставления на рис. 2.1.5а,б. В показанной блокированной схеме отбор мощности для синхронного генератора выполняется с вала компрессора и турбины низкого давления.

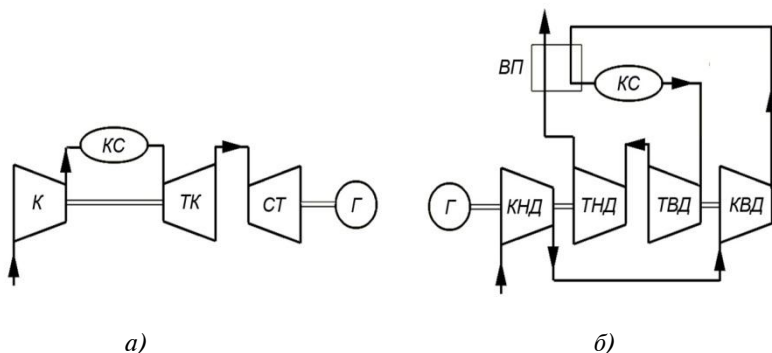


Рис. 2.1.5. Принципиальные схемы двухвальных ГТД:

- а) простой цикл, б) – блокированная схема (ВП – воздухоподогреватель, К – компрессор, КВД – компрессор высокого давления, КНД – компрессор низкого давления, КС – камера сгорания, СТ – силовая турбина, ТВД – турбина высокого давления, ТК – турбина компрессора, ТНД – турбина низкого давления, Г – синхронный генератор)¹

По значениям J блокированные схемы ГТД занимают промежуточное положение между многовальными со свободной силовой турбиной и одновальными.

Вышеприведенные сведения о ГТД интерпретируются с точки зрения особенностей электромеханических переходных процессов в энергосистеме (энергорайонах) следующим образом.

Параметром ГУ, характеризующим момент инерции ротора генератора и остальных масс, вращающихся на одном валу с ротором, является механическая постоянная инерции агрегата (T_J), которая выражается в секундах. Величина T_J пропорциональна суммарному моменту инерции всех масс, вращающихся вместе с генератором, и квадрату номинальной скорости вращения ротора, но обратно пропорциональна номинальной мощности генератора (для ГУ с редукто-

¹ Источники: http://portal.tpu.ru/SHARED/n/NATASHA/Material/Tab6/Modul_2.pdf, <http://lib.rushkolnik.ru/text/4586/index-1.html?page=3>.

ром определение T_J немного сложнее). От номинальных мощностей установок значения T_J зависят мало, так как при увеличении номинальной мощности растет и момент инерции.

При использовании одновальных ГТД значение указанного параметра составляет, как правило, $T_J = 12 \div 15$ с. В случае применения мновальных ГТД со свободной силовой турбиной $T_J = 1,5 \div 4$ с. Для сравнения: обычные паротурбинные ГУ тепловых электростанций имеют значения $T_J \approx 6 \div 9$ с.

Особенности рассматриваемых ГТУ на базе ГТД различных типов проявляются в двух отношениях.

1. Генерирующие установки со свободной силовой турбиной проигрывают в динамической устойчивости обычным турбогенераторам и, тем более, одновальным ГТУ, как это показано на рис. 2.1.6. Обобщенные результаты расчетов динамической устойчивости различных ГТУ в сравнении с обычными паротурбинными ГУ, в условиях распределительной сети мегаполиса, представлены ранее на рис. 1.2.2.



Рис. 2.1.6. Зависимость предельной по динамической устойчивости длительности трехфазного КЗ от значений T_J при средних параметрах генераторов

В табл. 2.1.1. [22] в качестве примера сопоставлены длительности трехфазных КЗ, предельные по устойчивости генераторов, а также по устойчивости и самозапуску двигателей, для трех промышлен-

ных предприятий, имеющих одинаковые по величине нагрузки, но различающиеся составом нагрузки, при практически одинаковых условиях внешнего электроснабжения и одинаковой мощности собственного объекта РГ – ГТЭС (около 130 % от величины нагрузки, с выдачей избытка мощности в сеть внешнего электроснабжения).

Таблица 2.1.1

Влияние вида ГТУ на устойчивость и самозапуск

ГТУ	Предельно допустимые длительности КЗ, с, при составе нагрузки:		
	Двигатели – только АД	СД – примерно 30 % от нагрузки (поршневые компрессоры)*	СД – примерно 30 % от нагрузки (центробежные компрессоры)
Одновалвные	0,29	0,15	0,28
Со свободной силовой турбиной	0,14	0,13	0,15

*Динамическая устойчивость явнополусных СД, приводящих во вращение поршневые компрессоры, существенно хуже, чем у неявнополусных СД центробежных компрессоров.

2. Выбег ГТУ при большом сбросе нагрузки с генератора может приводить к отключению ГТУ со свободной силовой турбиной защитой, действующей по факту превышения допустимой скорости вращения. Это происходит по той же причине, т. е. из-за малого суммарного момента инерции ротора генератора, чему способствует следующее обстоятельство.

Когда генератор сбрасывает большую электрическую нагрузку (в результате КЗ или отключении значительной части потребителей без КЗ) и начинает быстро ускоряться, система регулирования его скорости вращения снижает подачу газа в камеру сгорания ГТД. Вращающий момент газовой и силовой турбин снижается, но компрессор, имеющий большую инерцию, продолжает вращаться, подавая сжатый воздух в силовую турбину. При отсутствии электрической нагрузки (100 %-ный сброс) поток холодного воздуха от выбегающего компрессора некоторое время продолжает повышать скорость вращения силовой турбины и генератора.

Поэтому вопрос о предотвращении отключения ГТУ при полном или значительном сбросе нагрузки генератором стоит достаточно остро. С точки зрения переходных процессов в распределительной сети или сети внутреннего электроснабжения предприятия последствия сбросов нагрузки ГТУ существенны с случаях кратковременно-го разрыва связи ГТУ с энергосистемой в паузу АПВ, при близком многофазном КЗ и пр.

Конструктивные меры для преодоления указанных недостатков ГТУ находятся в процессе разработки и освоения.

2.1.2. Особенности ГТД, связанные с пониженной скоростью вращения, а также со сбросами и набросами нагрузки

Допустимые снижения скорости вращения ГТУ, а также работа ГТУ с малой загрузкой ГТД, ограничиваются необходимостью не допускать режимов работы ГТД, в которых возможно возникновение помпажа компрессора или самопроизвольное погасание факела в камере сгорания [31]. В обоих этих случаях ГТУ немедленно отключается электрическими или технологическими защитами.

Помпаж компрессора является одной из форм неустойчивой работы ГТД и представляет собой аэродинамический феномен в виде автоколебательного процесса перемещения всей массы воздуха внутри компрессора от входа и обратно. При помпаже компрессора резко снижается его КПД, мощность ГТД колеблется, повышается вибрация и динамические напряжения в рабочих лопатках, возникает опасность разрушения ГТД.

Помпаж характерен для малых расходов воздуха, т. е. при малых электрических нагрузках ГТУ, а также малых скоростях вращения.

Погасание факела в камере сгорания может быть связано как с технологическими факторами (понижение давления топлива перед горелками и другие неисправности), так и с изменениями режима работы генератора.

Значительные снижения мощности ГТУ возможны при КЗ, АПВ, синхронных качаниях, а также при внезапном переходе в островной режим работы по любой причине, а также во время работы в островном режиме при существенных изменениях величины электропотребления в меньшую сторону.

При сбросах электрической мощности подача газа в ГТД резко уменьшается, чтобы снизить мощность ГТД и избежать недопусти-

мого роста скорости вращения. Если при сниженном потоке газа факел в камере сгорания, охлаждаемый потоком воздуха от компрессора, погаснет, то ГТУ не сможет быстро набрать необходимую мощность и останавливается технологическими защитами.

Известен случай, когда одновальная ГТУ была остановлена по этой причине после того, как она вместе с небольшой нагрузкой была выделена на островной режим работы. Специалистами были проведены масштабные работы по модернизации ВНА ГТД и перенастройке горелочного режима, после чего проведены натурные испытания, которые дали положительные результаты. Учитывая термонапряженные состояния в газо-воздушном тракте ГТД резкие сбросы нагрузки приводят к ускоренному исчерпанию ресурса у ГТД.

Если газ после погасания факела будет по-прежнему поступать в камеру сгорания, то горючие и токсичные газы могут быть выброшены в атмосферу, а в ГТД возможен взрыв из-за воспламенения топлива при контакте его с деталями горячего тракта.

Нижняя граница рабочего диапазона мощностей (технологического минимума нагрузки) для разных типов ГТУ, по данным различных заводов-изготовителей, составляет, как правило, 40–60 % от номинальной мощности. Для сравнения, у большинства типов паровых конденсационных турбин этот минимум составляет 15–20 %.

Последствия набросов нагрузки на многовальные ГТУ. Значительные набросы электрической нагрузки в островном режиме работы вызывают резкое снижение скорости вращения генератора и силовой турбины, которые жестко связанными между собой, учитывая малые значения механических постоянных инерции. В свою очередь резкое снижение скорости вращения силовой турбины при работе газовой турбины приводит к возникновению газодинамического импульса направленного на проточную часть и элементы газовой турбины, скорость вращения которой максимальна и не изменяется, так как имеет отдельные с силовой турбиной валы. При этом диски и рабочие лопатки последних ступеней газовой турбины подвергаются значительным механическим напряжениям под влиянием резкого увеличения давления в газо-воздушном тракте ГТД.

В эксплуатации известны случаи разрушения лопаточного аппарата ГТД, без возможности восстановления, при НАПВ на линии электропередачи в ремонтной схеме прилегающей сети.

2.1.3. Защиты генераторов, обусловленные особенностями ГД

Для ГТУ, применительно к рассматриваемым задачам существенной является защита от помпажа компрессора.

Так, например, на ГТУ компании «Alstom» (GT13E2, 2010 г.) установлены следующие защиты по снижению скорости вращения ω

– на отключение генераторного выключателя (или отключение ГТУ в случае внешнего питания собственных нужд):

- с выдержкой времени 20 с при $\omega < 0,95 \omega_{\text{НОМ}}$;
- без выдержки времени при $\omega < (0,94-0,96) \omega_{\text{НОМ}}$ в зависимости от температуры перед компрессором: чем выше температура, тем выше уставка по скорости.

– на отключение ГТУ: то же при $\omega < (0,925-0,95) \omega_{\text{НОМ}}$.

При снижении частоты в энергосистеме или энергорайоне, выделенном на островной режим работы, возможно возникновение помпажа компрессора у однофазных ГТУ. Как правило, на таких ГТУ сигнализация срабатывает без выдержки времени при $f = 49-49,5$ Гц, а аварийное отключение ГТУ происходит при $f = 47,5-48,5$ Гц с выдержкой времени 0-20 с. Необходимо принимать во внимание, что срабатывание защиты от помпажа компрессора ГТУ может происходить либо одновременно с действием устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР), либо раньше, а действие частотной делительной автоматики (ЧДА), уставки которой выбираются в диапазоне 46,0-47,0 Гц с выдержкой времени 0,3-0,5 с, вообще невозможно, так как ГТУ уже будут отключены.

Уставки защиты от повышения скорости вращения ГТУ задаются заводами-изготовителями и, как правило, составляют:

– на снижение нагрузки ГТУ действуют с выдержкой времени 30 с при $\omega > 1,05 \omega_{\text{НОМ}}$;

– на отключение ГТУ без выдержки времени при $\omega > 1,10 \omega_{\text{НОМ}}$.

2.2. Газопоршневые и дизельные установки

Газопоршневые и дизельные двигатели являются двигателями внутреннего сгорания (ДВС) и различаются видом топлива (газ, дизельное топливо), однако существуют установки, которые могут работать с обоими видами топлива, так называемые «двухтопливные». Благодаря возможности использования двух видов топлива, можно

отметить некоторые преимущества, по сравнению с монотопливными установками:

– при отсутствии природного газа установка автоматически переходит на работу на дизельном топливе;

– во время переходных процессов установка автоматически переходит на работу на дизельном топливе, а при выходе на рабочий режим осуществляется обратный процесс перехода на работу на природном газе и дизельном топливе.

В настоящее время использование природного газа экономически целесообразнее, поэтому широкое распространение получают монотопливные газопоршневые двигатели, см. рис. 2.2.1.

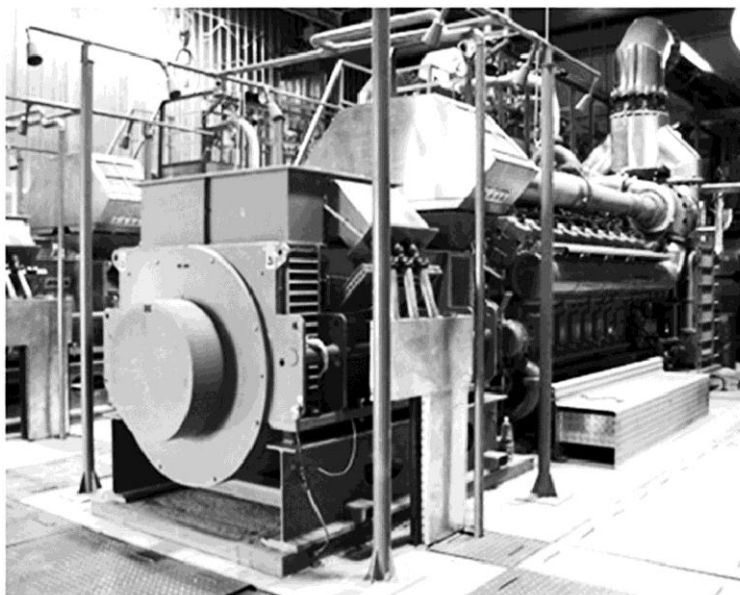


Рис. 2.2.1. Газопоршневая электростанция «GE Jenbacher»¹

Газопоршневые ГУ характеризуются малыми значениями T_J – примерно 1-2 с. Например, для ГПУ с мощностями 1000-1600 кВт компании «GE Jenbacher» $T_J = 0,85-1,6$ с; у ГПУ 7744 кВт компании

¹ Источник: URL: http://gassystems.ru/article_43.html.

«Wärtsilä» $T_J = 2,5$ с. Поэтому динамическая устойчивость ГПУ при многофазных КЗ в сети обычно не обеспечивается..

Технические данные о ДВС, выпускаемых в России и за рубежом для ГУ, приведены в [32].

2.2.1. Минимально допустимая мощность

Работа различных ДВС с мощностью, меньшей 10–40 % от номинальной, допускается лишь на ограниченное время, которое указывается в технической документации завода-изготовителя. Приведем пример таких ограничений: допускается работа ГПУ с частичной нагрузкой от 20 % до 40 % номинальной, но не чаще 6 раз в год, и на срок до 24 часов, а работа с нагрузкой ниже 50 % номинальной допускается не чаще одного раза в сутки на срок не более 4 часов.

Указанные ограничения связаны с тем, что на первом этапе минимальные нагрузки приводят к образованию нагара на внутренней поверхности головки блока цилиндров (ГБЦ), клапанах, с последующим изменением конфигурации камеры сгорания, повышенной детонацией и впоследствии к разрушению элементов шатунно-поршневой группы и ГБЦ.

Эти ограничения критичны для ГПУ работающих в автономном (изолированном) или островном режиме работы, имеющих значительные единичные мощности и питающих нагрузку, величина которой существенно изменяется в течение суток. Если у проектируемой электростанции возможны указанные режимы работы, то номинальные мощности ГПУ следует выбирать (при известной суммарной мощности) с учетом рассматриваемых факторов.

На случаи непреднамеренного снижения электропотребления в энергорайоне необходимо предусматриваются такие меры, как подключение дополнительных электроприемников и (или) выполнение переключений на электростанции: включение в работу менее мощных ГУ с отключением более мощных.

2.2.2. Минимально допустимая скорость вращения

Двигатели внутреннего сгорания имеют еще одну существенную особенность, когда при снижении скорости вращения ниже минимально допустимой величины в цилиндрах не обеспечивается давление, необходимое для ее воспламенения в фазе сжатия рабочей смеси.

Имеются и другие ограничивающие факторы. Так, например, если система смазки ДВС имеет привод от распределительного вала, при отсутствии резервного масляного электронасоса, то при низкой скорости вращения ДВС давление масла может оказаться недостаточным для продолжения нормальной работы ДВС. В этом случае произойдет отключение ДВС технологической защитой по факту снижения давления масла в системе смазки.

2.2.3. Особенности мощных двигателей внутреннего сгорания. Турбонаддув. Проблемы больших набросов мощности

Для правильной работы ДВС требуется подача воздуха тем большая, чем большую мощность развивает этот двигатель. В двигателе *Д* воздух подается, как это показано на рис. 2.2.2, 2.2.3, через компрессор *К* и промежуточный охладитель *ПО*. Компрессор вращается турбиной компрессора *ТК*. Рабочим телом, обеспечивающим вращение турбины компрессора, являются выхлопные газы двигателя. Система *ТК – К – ПО* называется турбонаддувом.

При увеличении загрузки генератора система регулирования, реагирующая на уменьшение скорости вращения выходного вала, увеличивает подачу топлива, мощность ДВС при этом увеличивается, возрастает объем выхлопа и, соответственно, скорость вращения *ТК* и компрессора, что обеспечивает необходимое увеличение подачи воздуха в двигатель.

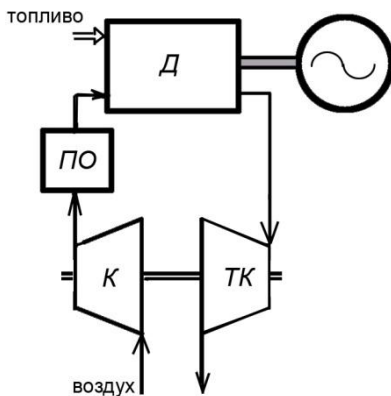


Рис. 2.2.2. Упрощенная схема ДВС с турбонаддувом

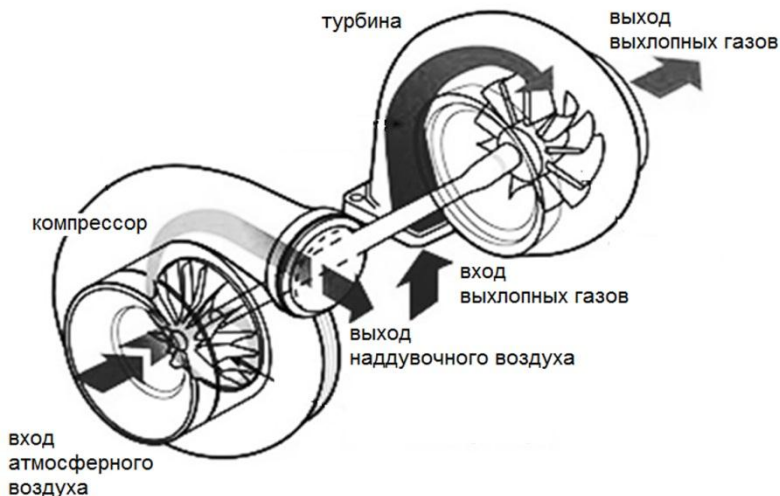


Рис. 2.2.3. Схема устройства турбонаддува автомобильного ДВС¹

Однако момент инерции системы $TK - K$ препятствует быстрым изменениям величины турбонаддува, вследствие чего выход ДВС на режим большей мощности происходит с запаздыванием (порядка 1 с) по отношению к набросу электрической нагрузки.

Некоторые возможности ускорить реакцию турбонаддува на увеличение подачи топлива известны, такая схема ДВС называется «битурбо» или «твинтурбо»². По этой схеме вместо одной турбокомпрессорной установки используются две параллельных, реже – последовательных. Каждое из двух устройств турбонаддува меньше и легче, чем единственное, и, следовательно, менее инерционно. Кроме того, управлять двумя установками турбонаддува можно по разным алгоритмам, повышая эффективность ДВС.

Запаздывание турбонаддува при сбросах нагрузки не опасно, а при набросах нагрузки ведет к перегреву ДВС, тем большему, чем больше величина наброса нагрузки, из-за недостатка воздуха, поступающего в ДВС сразу после наброса электрической нагрузки на генератор.

¹ Источник: URL: <http://mashintop.ru/term.php?id=109>.

² Источник: URL: <http://auto60.ru/ArticleDetail.aspx?id=57>.

Эффект турбонаддува приводит к тому, что реакция ДВС на сбросы и набросы нагрузки на генератор существенно различается. Это иллюстрируют два примера переходных процессов, представленных на рис. 2.2.4 [7]; кривые получены по отдельной программе, составленной с использованием данных [33] для ГУ со статической нагрузкой.

Запаздывание турбонаддува ДВС может привести к тому, что наброс электрической мощности на генератор, в пределах располагаемой, приведет к остановке ДВС технологической защитой (в отличие от того, что имеет место у гидравлических, паротурбинных, газотурбинных ГУ).

Проблемы, связанные с применением ДВС, имеющих систему турбонаддува, актуальны при автономном (изолированном) или островном режиме работы ГУ. Примеры таких ограничений, установленные четырьмя разными заводами-изготовителями ДВС, приведены на рис. 2.2.5а,б в виде графических зависимостей предельно допустимого скачкообразного, неизменного во времени наброса нагрузки в функции от исходной нагрузки.

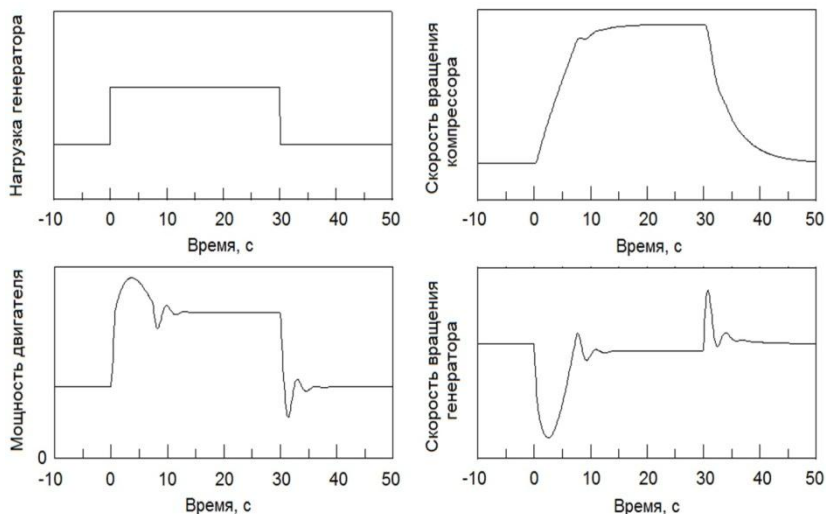


Рис. 2.2.4. Переходные процессы в ДВС при набросе и сбросе нагрузки, не зависящей от частоты и напряжения генератора

Графики даны для случая, когда мощность изменяется скачком от значения P_0 до $P_0 + \Delta P$. Интервал между набросами мощности тоже ограничивается и должен быть не меньше 1–2 мин. Выбор «класса» ГПУ, как показано на рис. 2.2.5б, учитывая режимы работы нагрузки в конкретных условиях эксплуатации, должен осуществляться заказчиком при формировании технического задания (ТЗ) на закупку ГУ. Следует учитывать, что стоимость ГПУ «класса 1» выше стоимости «класса 2» и тем более «класса 3».

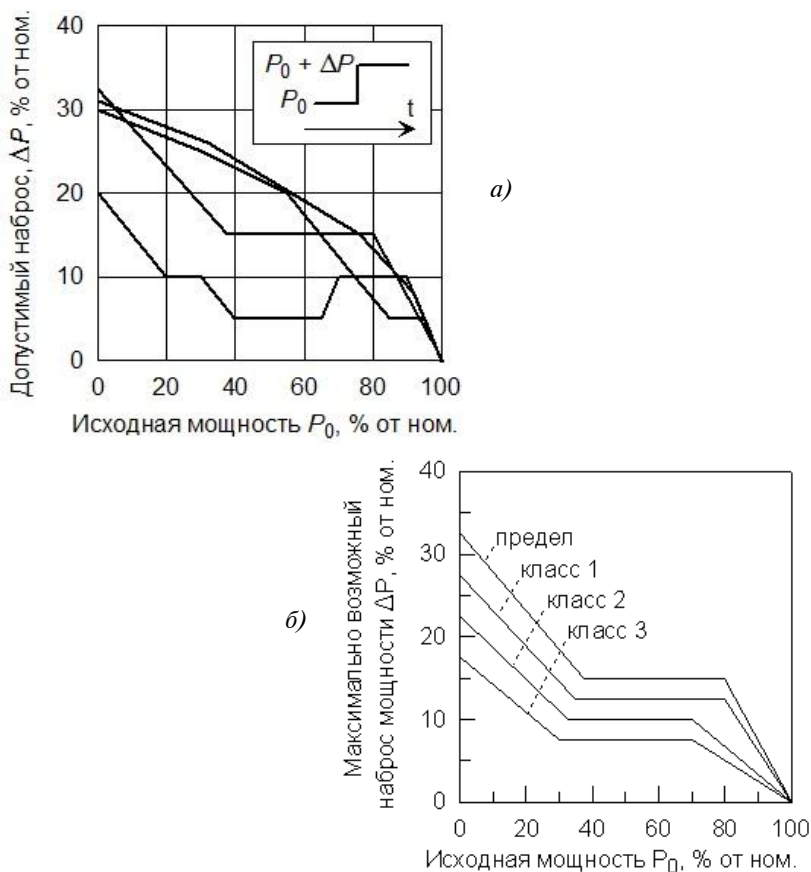


Рис. 2.2.5. Ограничения набросов нагрузки, заданные заводами-изготовителями ГПУ: а) четыре различных производителя ГПУ, б) возможные классы ГПУ одного типа

Для отечественных ДВС установлены допустимые набросы нагрузки (при начальной мощности $P_0 = 0$) в пределах 40 или 60 % от номинальной мощности в зависимости от уровня форсировки ДВС по среднему эффективному давлению.

Производители ГУ с приводом от ДВС ищут пути для обеспечения достаточной приемистости ГУ и предохранения ДВС от опасных динамических режимов при набросах нагрузки. В частности это реализуется за счет:

- применения электрических защит, действующих на отключение ГУ при недопустимом набросе мощности;

- применения специального управления током возбуждения генератора, за счет использования модуля согласования нагрузки (кратковременно понижающего напряжение возбуждения генератора по факту снижения частоты вращения) на время разворота, для того, чтобы смягчить воздействие на ДВС внезапных набросов электрической нагрузки.

2.2.4. Особенности защит и их влияние на работоспособность ГПУ

Иностранные заводы-изготовители ГПУ применяют для защиты от резких изменений режима работы выпускаемых ГУ устройства РЗА с такими алгоритмами работы и параметрами настройки (уставками), которые препятствуют нормальному функционированию ГУ объектов РГ, приводя к их частым отключениям. Стремление максимально защитить свою продукцию от влияния всевозможных аномальных режимов, которые могут возникать в процессе эксплуатации, вызвано желанием предупредить претензии покупателей по качеству ГУ в пределах гарантийного срока.

С учетом времени срабатывания резервных защит элементов прилегающей сети, а тем более уставок срабатывания защит дальнего резервирования, избежать отключений ГУ, при выбранных заводами-изготовителями ГПУ уставках, не представляется возможным. Следствие такого подхода иностранных заводов-изготовителей ГУ – сужение области допустимых режимов для ГУ. Указанный подход существенно снижает возможности обеспечения надежного электрообеспечения потребителей от объектов РГ в изолированном (автономном) и островном режимах работы.

Уставки устройств РЗА ГУ не подлежат изменению без специального согласования со стороны заводов-изготовителей, при этом мно-

гие из них отказываются согласовывать необходимые изменения уставок устройств в течение всего гарантийного срока. При самовольном изменении уставок устройств РЗА покупателем ГУ гарантийные обязательства снимаются заводом-изготовителем в одностороннем порядке, в соответствии с условиями договора на поставку ГУ.

Рассмотрим пример. В технической документации на ГПУ с утилизацией тепла одного из иностранных заводов-изготовителей указываются следующие параметры настройки устройств РЗ ГУ, имеющие существенное значение в процессе эксплуатации ГПУ:

Раздел «Контроль /отключение от сети.

Напряжение сети непрерывно контролируется с точки зрения соблюдения пределов:

роста напряжения в 3 фазах 110 % U_N .

падения напряжения в 3 фазах 90 % U_N .

роста частоты в 3 фазах 51,5 Гц.

падения частоты в 3 фазах 49 Гц.

векторных скачков – для регистрации прерывания (автоматического повторного включения) в 3 фазах в течение 100 мс.

На сбой сетевого электроснабжения контроль сети реагирует отсечением сети – размыкает выключатель генератора.

Время отключения отсекающего выключателя: не больше 60 мс при сбое в сети длительностью не менее 200 мс (3 фазы)».

Высокая чувствительность указанной выше защиты, действующей по факту снижения напряжения (уставка равна 90 % от номинального напряжения, выдержка времени – 0,2 с) задана, вероятнее всего для того, чтобы защитить ГПУ от недопустимых набросов электрической нагрузки. Однако, эта защита, а также вышеуказанные защиты по отклонениям частоты, могут, в зависимости от конкретных схемно-режимных условий, *препятствовать нормальной работе ГПУ при возмущениях в сети, которые для ГПУ вообще не опасных.*

Алгоритмы работы и параметры настройки устройств РЗА ГПУ разных заводов-изготовителей могут существенно различаться. Так, другой иностранный завод-изготовитель применяет на ГПУ защиты с меньшей чувствительностью к отклонениям параметров режима сети по сравнению с данными, приведенными выше:

аварийное отключение ГУ производится, если напряжение выше 112 % от номинального в течение 4 с, или выше 140 % от номиналь-

ного в течение 2 с, или ниже 95 % в течение 30 с, или ниже 88 % в течение 20 с;

аварийное отключение ГУ производится, если частота выше 55 Гц в течение 4 с, или ниже 47,5 Гц также в течение 2 с.

Такие защиты отстроены от многих кратковременных нарушений нормального режима работы сети.

Если основное назначение ГПУ – производство и продажа электроэнергии, выработанной за счет эффективной утилизации вторичных энергоресурсов (доменный и конвертерный газ, попутный нефтяной газ, шахтный газ (метан), отходы лесопереработки и сельского хозяйства и пр.), то не слишком частые отключения ГПУ, с учетом возможности их быстрого повторного пуска, не приводят к значительным ущербам. Аналогичная ситуация складывается, если основная цель применения ГПУ – чисто экономическая, заключающаяся в снижении затрат на покупку электроэнергии из внешней сети, с максимальным использованием произведенной электроэнергии на объекте РГ для электроснабжения собственного производства.

В последнее время все чаще встречаются случаи *использования ГПУ в качестве РИП*, подхватывающего нагрузку при аварийной потере связи с энергосистемой или в случае отделения энергорайона или энергообъекта с промышленным производством от сети внешнего электроснабжения действием делительной автоматики. Все эти случаи обычно сопровождаются значительными отклонениями напряжения и частоты, вызывая срабатывание устройств РЗА, установленных на ГПУ, и их отключение в схемно-режимных условиях, когда они, как источники питания, особенно необходимы.

В рассмотренных условиях использования ГПУ возможности их излишних отключений должны быть учтены при разработке проекта и технико-экономического обоснования системы электроснабжения промышленного предприятия. При этом необходимо подчеркнуть, что об отключениях ГУ объектов РГ, которые могут приводить к нарушениям непрерывного производственного процесса или вызывать недопустимые перегрузки элементов прилегающей сети, *нужно знать заблаговременно, чтобы была возможность осуществить выбор других ГУ или предусмотреть в проекте реализацию специальных противоаварийных мероприятий.*

Некоторые обобщенные оценки приводятся здесь для случая применения на ГПУ устройств РЗА с вышеупомянутыми уставками

(отключение, если в течение 0,2 с напряжение будет ниже 90 % от номинального или частота будет вне диапазона 49–51,5 Гц).

1. *Случаи возникновения трехфазных КЗ или неполнофазных КЗ, переходящих в трехфазные.*

Расчеты показывают, что провалы напряжения на 10 % и более, соответствующие уставкам защиты, действующей на отключение ГУ по факту снижения напряжения, в большинстве случаев получаются *во всех точках* сети внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ (нередко и в сети 220 кВ), где рассматриваются места возникновения КЗ. Такие же провалы напряжения имеют место и в сетях внутреннего электроснабжения напряжением 6–10 кВ, если в них отсутствуют мощные источники питания; влияние ГПЭС на глубину провалов напряжения во время существования внешнего КЗ незначительно.

Таким образом, указанная защита создает условия для отключений ГПУ при большом числе КЗ и без какой бы то ни было целесообразности. Необходимо 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 [34]. 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 данных значений по величине и длительности тока статора устройства РЗ действуют на отключение ГУ от сети, а тока ротора – на снижение тока возбуждения (расфорсировка возбуждения) до величины, исключающей опасный перегрев обмотки ротора [35].

Рассмотрим пример упрощенной схемы внешнего и внутреннего электроснабжения промышленного предприятия, показанной на рис. 2.2.6, с внешним трехфазным КЗ на линии 110 кВ (на некотором расстоянии от объекта), которое вызывает отключение всех четырех ГПУ на объекте РГ, как это представлено на рис. 2.2.7.

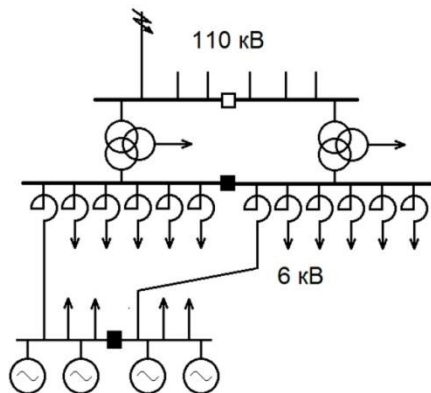


Рис. 2.2.6. Упрощенная схема подключения ГПЭС 4×2400 кВт на промышленном объекте. Нормально отключенные выключатели показаны зачерненными

На рис. 2.2.7 показан переходный процесс при трехфазном КЗ в сети 110 кВ длительностью 0,18 с. Отключения ГПУ на величины напряжения в сети внешнего и внутреннего электроснабжения в послеаварийном режиме влияют мало.

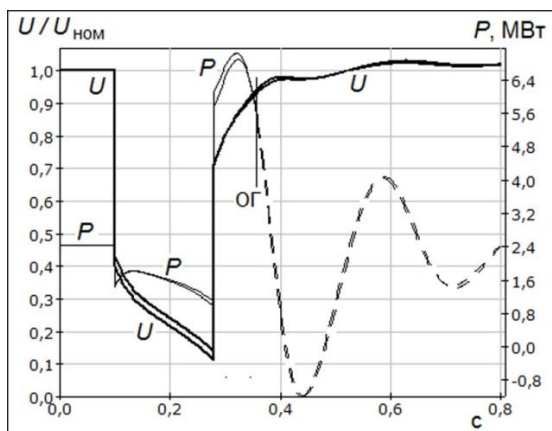


Рис. 2.2.7. Переходный процесс при трехфазном КЗ в сети 110 кВ длительностью 0,18 с. Показаны напряжение на шинах ГПУ и активные мощности, отдаваемые каждой ГПУ; ОГ – отключение ГПУ защитами от понижения напряжения; штриховая линия – изменения активных мощностей ГПУ, если бы они не были отключены

На рис. 2.2.7 полезно обратить внимание на то, что выдержка времени (0,2 с) крайне мала для надежной отстройки от срабатывания защит при КЗ в сети внешнего электроснабжения, так как полное восстановление нормального напряжения до величины, превышающей 90 %, происходит не в момент ликвидации КЗ, а после окончания процесса самозапуска электродвигателей в нагрузках, как это показано рис. 2.2.8 [36].

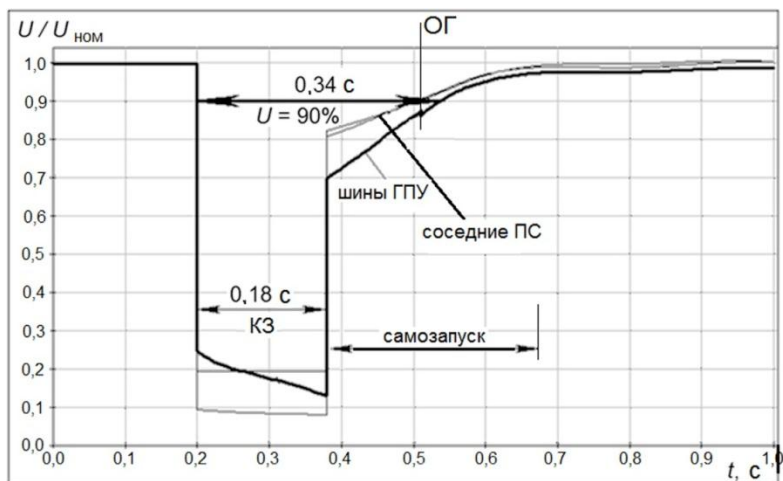


Рис. 2.2.8. Переходный процесс с увеличением длительности провала напряжения, вызванного КЗ, из-за самозапусков электродвигателей в ближайших узлах нагрузки.

Здесь $U < 90\%$ в течение 0,34 с при длительности КЗ, равной 0,18 с

Исходя из опыта проведения множества расчетов режимов для различных схем, длительность самозапуска электродвигателей в ближайших узлах нагрузки после ликвидации трехфазного КЗ примерно равна длительности самого КЗ, если оно короче 0,5–1 с. При большей длительности КЗ самозапуски затягиваются или могут стать вообще невозможными.

При оценках вероятного числа излишних отключений ГПУ нужно принимать во внимание, что ближайшими к ГПЭС являются сети внутреннего электроснабжения напряжением 6–10 кВ (как, например, на рис. 2.2.6). В подавляющем большинстве случаев линии электропередачи в них оснащены максимальными токовыми

защитами, селективными по времени, следовательно, длительности ликвидации КЗ там намного превышают выдержки времени защит ГПУ. Кроме того, количество КЗ в сетях напряжением 6–10 кВ, учитывая их техническое состояние и условия эксплуатации, значительно превышает количество КЗ в сетях напряжением 110–220 кВ в годовом разрезе.

2. Возмущения, происходящие без КЗ, но могущие приводить к срабатыванию защит ГПУ.

Здесь основная проблема – большие набросы мощности. На такие возмущения распространяются требования, показанные выше на рис. 2.2.5. Значительные скачкообразные изменения активной мощности генератора возможны как в автономном (изолированном) или островном режиме работы из-за включений или отключений различной нагрузки, так и в случае внезапного разрыва связи с сетью внешнего электроснабжения.

Переход режима работы ГУ с сетевого на автономный (изолированный) может внести существенные изменения в переходный процесс, если при этом САУ ГУ изменяет используемый закон регулирования подачи топлива. Особенности такого регулирования рассматриваются ниже. Предполагается, что никаких нежелательных воздействий со стороны системы регулирования подачи топлива на переходные процессы не происходит.

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% от номинальной мощности (соответствует классу II на рис. 2.2.5б). Поэтому мощность, максимально допустимая после наброса, составляет в данном случае $P_{\max} = 60\% + 10\% = 70\%$; минимально допустимая мощность P_{\min} принята в размере 30% (см. п. 2.2.1).

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. 2.2.9 ограничения **A** и **B** отвечают требованиям рис. 2.2.5: ограничение **A** соответствует условию $P_0 + \Delta P_0 \leq P_{\max}$, **B** – условию $P_0 + \Delta P_0 \geq P_{\min}$ (т. е. $\Delta P_0 < 0$, сброс нагрузки). Ограничения **1–3** соответствуют срабатываниям защит 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 только белый фон, в остальных случаях происходят нарушения работы ГПУ.

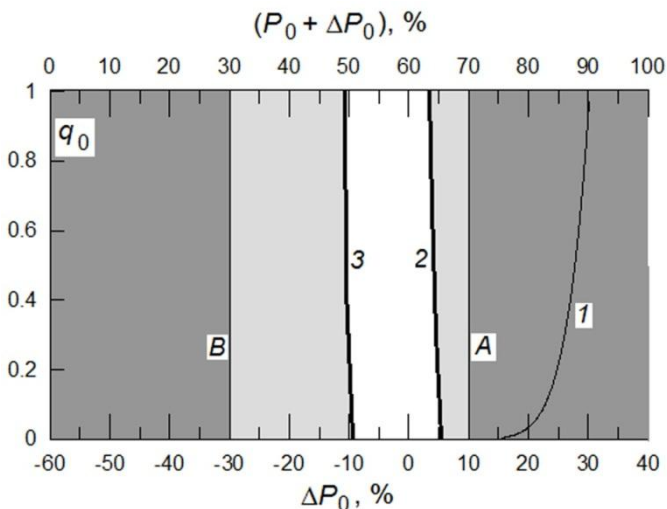


Рис. 2.2.9. Последствия набросов и сбросов мощности ГПУ.

По оси ординат q_0 — отношение реактивной мощности, генерируемой ГПУ, к реактивной мощности, получаемой из сети, в исходных режимах

На рис. 2.2.9 видно, что указанные выше защиты ГПУ, обозначенные цифрами 2 и 3, избыточны по сравнению фактически имеющимися место конструктивными ограничениями A, B. Отметим, что избыточность ограничений, обусловленных рассматриваемыми уставками защит, при сбросах мощности больше, 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 $\Delta P_0 > 0$).

Разумеется, что при рассмотрении целесообразности применения на объектах РГ тех или иных типов ГПУ различных заводоизготовителей необходимо рассчитывать последствия и других возмущений, в частности, от применения в сетях внешнего электропитания напряжением 110–220 кВ устройств АПВ.

В технической документации завода-изготовителя ГПУ, упомянутой выше в п. 2.2.4, имеется предупреждение: «Режим резервного электроснабжения не предусмотрен!». Это, вероятно, надо понимать

так, что для данных ГУ не предусмотрен режим автономного (изолированного) электроснабжения и что ГУ, работавшие параллельно с энергосистемой и внезапно отделенные от нее (например, действием делительной автоматики для электроснабжения энергорайона в островном режиме), могут быть отключены устройствами РЗА. Последнее, если учесть высокую чувствительность защит рассматриваемых ГУ, весьма вероятно. Основную роль в рассматриваемом переходном процессе будут играть защиты по отклонениям частоты.

Однако нужно иметь в виду, что покупатель ГПУ может предварительно обсудить с заводом-изготовителем (включить данное требование в договор на закупку) возможности внесения изменений в карту уставок устройств РЗА ГПУ на основании представленных результатов количественного анализа предполагаемых условий эксплуатации и режимов работы ГПУ. Возможность такого обсуждения вытекает из предупреждения в технической документации на ГПУ, где сказано: *«Внимание! В том случае, когда параметры местной сети отличаются от указанных выше значений, стандартных для объединенных энергосетей центральной Европы, просим предоставить нам анализ местной сети»*¹. Под «анализом сети», вероятно, следует понимать анализ переходных процессов в реальных условиях конкретной сети, к которой подключается ГУ, как минимум – максимального времени ликвидации КЗ. Это необходимо, чтобы обеспечить селективность работы устройств РЗА, согласовав время срабатывания защит присоединений в прилегающей сети с временем срабатывания защит ГУ.

К этому полезно добавить, что, по мнению авторов данной монографии, вопросы внесения изменений в алгоритмы работы и параметры настройки устройств РЗА ДВС (ГПУ), срабатывающих при кратковременных отклонениях параметров электрического режима в прилегающей к ГУ сети, не опасных для ГУ, до сих пор не получили удовлетворительного решения. Об этом свидетельствует выбор иностранными заводами-изготовителями параметров настройки устройств РЗА «на всякий случай», без соблюдения одного из основополагающих принципов, принципа селективности.

Известно, что наиболее целесообразными являются решения, в которых устройства РЗА контролируют именно те параметры режима, отклонения которых представляют опасность для защищаемого электрооборудования. Поэтому может оказаться эффективным применение известного принципа построения противоаварийной авто-

¹ Здесь имеется в виду германский Стандарт VDEW «Технические указания. Генерирующие установки в сети среднего напряжения» [37].

матики (ПА), использующего *контроль предшествующего режима*. Зная текущую мощность P_t и ее предшествующее значение P_0 , можно (при правильном выборе дискретности измерений) оценить параметр $\Delta P_0 = P_t - P_0$ и соответственно с достаточной точностью определить необходимость отключения ГПУ, если режим действительно является опасным.

Поэтому следует ожидать появления новых технических решений в части алгоритмов работы устройств РЗА, учитывающих интересы не только заводов-изготовителей ГУ, но и их покупателей.

2.3. Особенности регулирования скорости вращения и активной мощности ГУ

Системы автоматического регулирования у ГТД и ГПУ, в основном аналогичные по принципам работы, но могут решать разные задачи в зависимости от того, какое применение своей продукции предполагают заводы-изготовители ГУ. Ниже приводятся цитаты из технической документации на ГУ некоторых иностранных заводов-изготовителей.

2.3.1. Параллельная работа с энергосистемой (в мощной сети)

В техническом описании САР одного из иностранных заводов-изготовителей ГПУ говорится: *«Система отслеживает нагрузку, которую несет турбогенераторный агрегат, и регулирует расход топлива в турбине таким образом, чтобы поддерживать постоянную нагрузку в условиях меняющейся частоты шин бесконечной мощности»*.

Упоминание шин бесконечной мощности – прямое указание на параллельную работу с энергосистемой (в мощной сети), так как это понятие используется в расчетах установившихся режимов и обозначает точку в расчетной схеме, напряжение в которой по модулю и фазе не зависит от активной и реактивной мощности, которую потребляют все электроприемники анализируемой схемы из этой точки или выдают в нее все источники генерации этой схемы. Закон управления в этом случае очевиден: поддержание заданной активной мощности безотносительно к частоте, т. е.

$$P_T \rightarrow \text{const}, P_T \neq \varphi(f). \quad (2.3.1)$$

Если ГУ с таким алгоритмом регулирования отделяется вместе с допустимой нагрузкой от сети внешнего электроснабжения, то мощность, отдаваемая ГУ, станет равна величине нагрузки плюс потери в сети внутреннего электроснабжения энергорайона. Если потребляемая в энергорайоне мощность окажется меньше заданной, то система регулирования ГПУ будет увеличивать подачу топлива и в островном режиме частота в сети внутреннего электроснабжения энергорайона будет повышаться. Последнее приведет к тому, что нагрузка будет тоже повышаться соответственно ее регулируемому эффекту по частоте (см. п. 3.1). В результате, либо в энергорайоне установится режим с такой частотой, при которой нагрузка будет равна заданной, либо частота повысится настолько, что ГУ будет отключена защитой по факту недопустимого повышения частоты.

Если после выделения в островной режим работы нагрузка на генераторы будет увеличиваться, то САР будет снижать подачу топлива, а частота в энергорайоне и нагрузка соответственно ее регулируемому эффекту по частоте будут снижаться. При значительном снижении частоты в энергорайоне сработают устройства АЧР и/или ГУ будет отключена защитой по факту недопустимого снижения частоты.

Отклонения частоты в выделенном на островной режим работы энергорайоне могут быть значительными. Это можно показать на примере. Пусть на шинах ГУ имеется нагрузка, у которой при повышении частоты на 1 % потребляемая активная мощность увеличивается на 1,2 % (регулирующий эффект по частоте $K_{pf} = \Delta P / \Delta f = 1,2$, где мощность и частота – в относительных единицах). Тогда, если ГУ в режиме параллельной работы с энергосистемой работала с мощностью $P_{Г0} = 80$ % от своей номинальной мощности, а нагрузка после выделения энергорайона в островной режим составляет $P_{н0} = 50$ %, то после выделения САР ГУ, согласно (2.3.1), поднимет частоту в энергорайоне до 59,4 Гц – именно при такой частоте нагрузка увеличится с 50 % до 80 %, если ГУ не будут отключена устройством РЗА раньше.

В противоположном случае, когда $P_{Г0} = 50$ %, а нагрузка в выделенном на островной режим работы энергорайоне составляет $P_{н0} = 80$ %, то после выделения САР ГУ снизит частоту до 34,4 Гц. Но высока вероятность, учитывая значительный дефицит активной мощности в выделенном энергорайоне, что ГУ будет практически сразу же после выделения отключена устройством РЗА по факту снижения частоты или технологической защитой.

Таким образом, алгоритм регулирования по закону (2.3.1) можно использовать *только при работе ГУ параллельно с энергосистемой (в мощной сети)*.

Вариант такого алгоритма регулирования – это *регулирование мощности ГУ с коррекцией по частоте*, соответствующее применяемой в России системе автоматического регулирования частоты и мощности.

В этом случае, если частота в энергосистеме по причине нарушения баланса активной мощности отклоняется от номинальной в большую или меньшую сторону, то задание активной мощности ГУ медленно изменяется на величину, пропорциональную отклонению частоты и номинальной мощности ГУ, т. е.:

$$P_{\Gamma} \rightarrow P_0(f). \quad (2.3.2)$$

2.3.2. Автономный (изолированный) и островной режим работы

В автономном (изолированном) или островном режимах работы энергорайона суммарная генерация активной мощности определяется величиной нагрузки, поэтому основная задача САР ГУ заключается в распределении активных мощностей между источниками энергии, а управляемым параметром является частота в сети, т. е. принципиально иной закон регулирования, чем (2.3.1).

В технической документации одного из иностранных заводоизготовителей ГУ, приводится описание такого алгоритма САР, который принципиально отличается от рассмотренного в разделе 2.3.1. Регулирование частоты в этом случае осуществляется со статизмом s , настраиваемым в диапазоне 0–6 %. В случаях автономного (изолированного) или островного режима работы возможно поддержание номинальной частоты небольшим числом ГУ работающих со статизмом, близким к нулю, однако в последнем случае должна применяться система регулирования частоты более сложная, чем при $s = 4–6$ %.

Если высокая стабильность частоты не требуется (часто так и бывает), то допустимо работать с более высокой величиной статизма. В России стандартное первичное регулирование частоты принято с $s \approx 4–5$ %. Дополнительно подчеркнем, что этот же принцип регулирования пригоден и при параллельной работе с энергосистемой (в мощной сети), с величиной статизма $s \approx 4–5$ %.

Более того, для объектов РГ, которые являются электростанциями малой мощности, по сравнению со всей совокупностью электростанций работающих в энергосистеме, *режим регулирования с малым статизмом вреден*. Это обусловлено следующим: чем меньше величина s , тем больше будут изменения мощности при одном и том же отклонении частоты Δf в сети. Но учитывая тот факт, что электростанция малой мощности существенно повлиять на текущее значение частоты не может, то величина статизма для них должна выбираться ближе к верхней границе

Таким образом, для работы объектов РГ параллельно с энергосистемой (в мощной сети), а также в автономном (изолированном) и островной режиме работы оптимальными являются разные законы регулирования частоты и активной мощности, но в том и другом случае приемлем алгоритм регулирования со статизмом $s \approx 4-5\%$.

Интересное дополнение к алгоритму регулирования частоты применено одним из иностранных заводов-изготовителей для ГТУ мощностью около 200 МВт. Согласно технической документации, в систему регулирования введена изменяемая зона нечувствительности, вплоть до величины $\pm 0,8$ Гц, как это показано на рис. 2.3.1, чтобы исключить управляющие воздействия на ГТУ при малых отклонениях частоты близи ее номинального значения. Это позволяет существенно снизить износ регулирующих клапанов и увеличить межремонтный интервал для ГТУ.

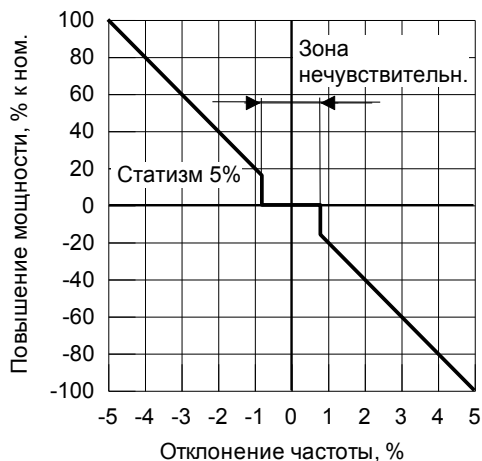


Рис. 2.3.1. Характеристика регулирования скорости вращения на ГТУ

2.3.3. Комбинированное регулирование с переключением

При комбинированном регулировании в режиме параллельной работы с энергосистемой регулирование осуществляется по закону (2.3.1), а в автономном (изолированном) или островном режимах — по закону (2.3.2). Переключение в САР ГУ с одного закона регулирования на другой производится автоматически по определенным признакам.

Очевидно, что если ГУ внезапно переходит из режима параллельной работы с энергосистемой в островной, то переключение с одного закона регулирования на другой должно происходить достаточно быстро, причем автоматика должна надежно идентифицировать такое изменение режима работы ГУ и сформировать команду на изменение алгоритма в САР.

Если переход ГУ в островной режим работы по какой-либо причине не будет правильно идентифицирован (такие обстоятельства этого рассматриваются ниже), то алгоритм поддержания заданной активной мощности, предназначенный только для режима параллельной работы с энергосистемой, продолжив действовать, создаст, как показано выше, значительные отклонения частоты и может привести к отключению ГУ. Это, в свою очередь, может привести к полному прекращению электроснабжения потребителей в выделенном на островной режим работы энергорайоне. В этом случае, сохранение ГУ в работе возможно только при очень малой разнице активных мощностей ГУ до и после выделения.

Осуществление перевода энергорайона из островного режима работы на параллельную работу с энергосистемой требует точной синхронизации.

Существует несколько способов идентификации режима работы ГУ, но на практике наиболее распространенными, реализованными в технических устройствах, применяемых на ГУ объектов РГ, являются два из них.

1. *Автоматика отслеживает положение коммутационных аппаратов* в распределительном устройстве объекта РГ. Если обнаруживается, что все контролируемые выключатели отключены и, следовательно, связи с энергосистемой нет, то формируется команда на переключение алгоритма регулирования в САР.

При использовании такого принципа идентификации режима работы ГУ главные вопросы заключаются в возможном количестве

контролируемых коммутационных аппаратов и в надежности работы автоматики, которая их контролирует.

Осуществлять контроль состояния коммутационных аппаратов (высоковольтных выключателей) в пределах распределительного устройства объекта РГ сравнительно не сложно, но если схема внешнего электроснабжения объекта РГ такова, что разрыв связи с энергосистемой может иметь место на значительном физическом удалении от объекта РГ, как это показано на рис. 2.3.2, то последствия могут быть самыми серьезными.

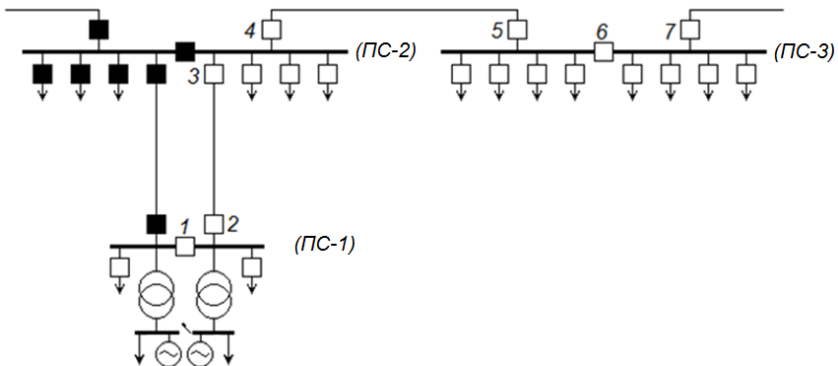


Рис. 2.3.2. Принципиальная однолинейная схема сети с объектом РГ в ремонтном режиме (выедена в ремонт одна секция ПС-2).

Пронумерованы коммутационные аппараты, отключение которых в ремонтной схеме приводит к разрыву связи с энергосистемой

В схеме на рис. 2.3.2, если применять данный принцип идентификации режима работы ГУ, то нужно контролировать значительное количество высоковольтных выключателей, в том числе удаленных от объекта РГ. К тому же, если в такой схеме разрыв связи с энергосистемой произойдет на значительном удалении от электростанции (например, отключением высоковольтного выключателя 7), то вероятен большой наброс нагрузки на ГУ объекта РГ, что может привести к необходимости отключения электроприемников потребителей.

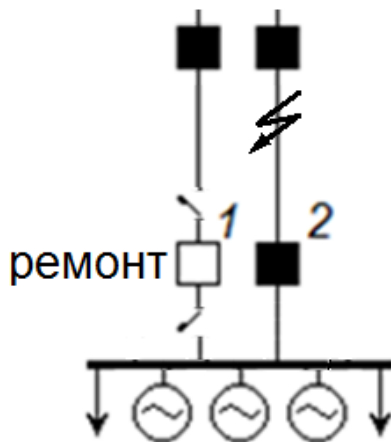


Рис. 2.3.3. Принципиальная однолинейная схема сети с объектом РГ, в которой возможно неправильное определение фактического режима работы объекта РГ

Могут быть и другие трудности идентификации разрыва связи объекта РГ с энергосистемой, например, в схеме, представленной на рис. 2.3.3.

Пример разрыва связи объекта РГ с энергосистемой (рис. 2.3.3), при котором может быть неправильно идентифицирован режим работы, если контролируются высоковольтные выключатели 1 и 2. Если высоковольтный выключатель 1 включен, но находится в ремонте, а фактически работает только вторая ЛЭП, связывающая энергорайон и объект РГ с энергосистемой, то ее отключение, вследствие КЗ, приведет к переходу энергорайона в островной режим работы. Однако автоматика этот переход не зафиксирует, так как высоковольтный выключатель 1 остается включенным и, следовательно, переключения алгоритма регулирования в САР ГУ не произойдет.

Результаты расчетов, представленные на рис. 2.2.9, и дополненные случаями выделения энергорайона на островной режим работы, который неправильно идентифицируется автоматикой ГПУ, приведены на рис. 2.3.4; соответствующие ограничения обозначены вертикальными линиями 4.

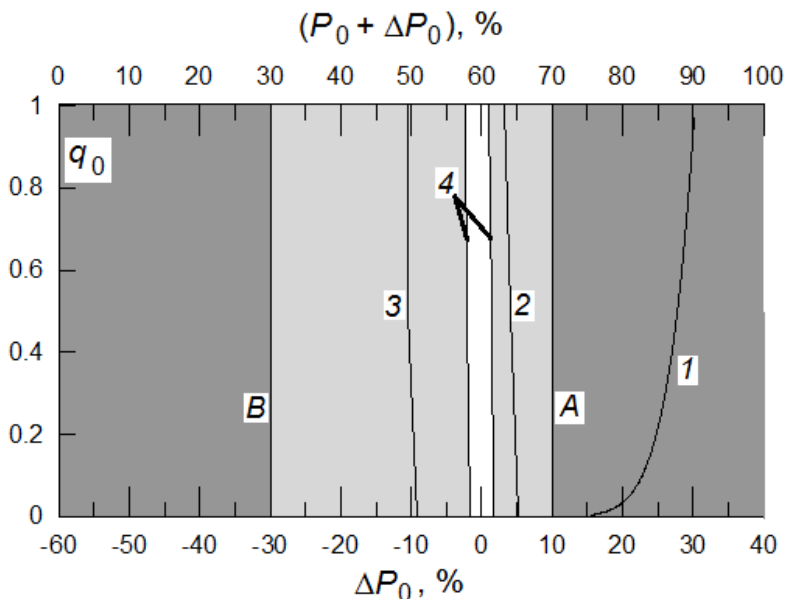


Рис. 2.3.4. Последствия набросов и сбросов мощности – то же, что рис. 2.2.9, но с учетом возможности выделения объекта РГ на островной режим работы, в случае неправильной идентификации режима работы автоматикой ГПУ

Быстродействующая автоматика ГПУ, контролирующая состояние коммутационных аппаратов на *всех тех участках схемы, на которых при самых различных нормальных и ремонтных схемах и самых различных авариях может произойти отделение ГУ от энергосистемы*, была бы, вероятно, сложной, дорогой и поэтому недостаточно надежной.

Таким образом, применение данного способа переключения алгоритмов регулирования в САУ ГУ допустимо только в тех случаях, когда:

- автоматика охватывает все вероятные схемно-режимные условия работы ГУ (возможно в простых схемах подключения к энергосистеме);

- для исключительных случаев предусматривается отключение ГУ, причем временная потеря генерации не нарушает работы потребителей.

2. *Контроль значительных и быстрых изменений генерируемой активной мощности* как признака перехода ГУ в островной режим работы, требующий переключения в САУ на алгоритм регулирования частоты.

Такой принцип идентификации перехода ГТУ из режима параллельной работы в островной режим, с питанием небольшой нагрузки с шин генераторного напряжения, реализован в САУ одного из иностранных заводов-изготовителей ГТУ (*«алгоритм I»*), который работает следующим образом:

– при величине сброса ГУ мощности свыше 50 % номинальной мощности за время до 0,2 с формируется сигнал «сброс мощности более 50 %», который идентифицируется как признак выделения ГТУ на островной режим работы;

– после этого без выдержки времени происходит формирование сигнала «смена режима горения» и переключение алгоритма регулирования в комбинированном регуляторе мощности/скорости на режим регулирования частоты вращения.

В результате неоднократной некорректной работы *«алгоритма I»* при возникновении синхронных качаний в энергосистеме он был пересмотрен. Согласно *модифицированному* алгоритму обнаружения разрыва связи с энергосистемой, названному *«алгоритмом II»*, сигнал «сброс нагрузки с переключением режима работы регулятора» вырабатывается, если изменение мощности на 50 % имеет место со скоростью не менее, чем 20 % номинальной мощности за 2 с, для того, чтобы исключить появление данного сигнала при синхронных качаниях. Сигнал «сброс нагрузки с переключением режима работы регулятора» блокируется, если частота изменяется менее, чем на 0,35 Гц¹, для предотвращения перехода ГТУ в режим регулирования частоты вращения при наличии синхронной связи с энергосистемой.

Таким образом, априори предполагается, что разрыв связи с энергосистемой вызывает очень значительный сброс нагрузки ГТУ. Этому отвечают только такие схемы, в которых на шинах генераторного напряжения ГТУ нет существенной нагрузки. Для всех иных схемно-режимных условий эта система регулирования неприменима в принципе.

¹ Величина 0,35 Гц относится к одновальным ГТУ, имеющим большую механическую инерцию.

Применимость такого способа переключения алгоритмов в САУ ГТУ должна изучаться в конкретных условиях использования ГТУ. К числу наиболее важных вопросов, на которые нужно получить ответы, относятся следующие:

– адекватен ли данный алгоритм переключения *всем* вероятным схемно-режимным ситуациям, которые могут возникнуть на конкретном объекте РГ в условиях эксплуатации?

– правильно ли выполняются переключения, если на первичные возмущения накладываются действия устройств РЗА, а на изменения текущих параметров режима влияют переходные процессы на соседних электростанциях и в узлах нагрузки?

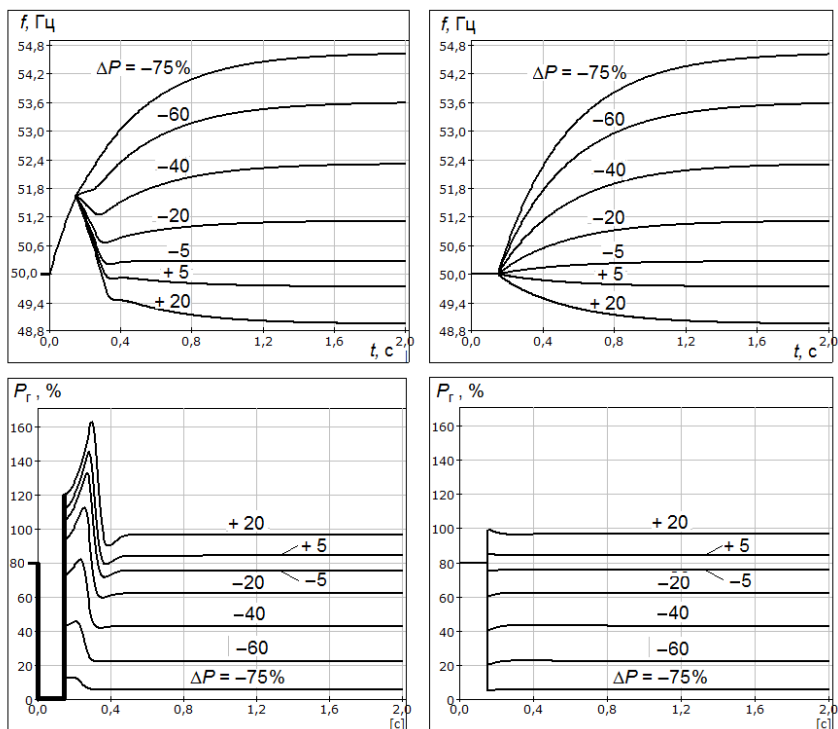
– допустимы ли запаздывания в переключении режима регулирования в САУ по условиям работы самих ГТУ, сети внешнего электроснабжения и электроустановок потребителей?

Ниже представлены иллюстрации, показывающие ограничения в применимости переключателей закона регулирования в САУ ГТУ.

В общем случае при отделении ГТУ от энергосистемы величина местной нагрузки может быть любой, но если мощность выделяемой нагрузки превышает суммарную располагаемую мощность генераторов, то одновременно с отделением должно производиться отключение части нагрузки. В приведенных ниже результатах расчетов рассматривались ГТУ, которые в исходном режиме несли нагрузку 80 % от номинальной, а после отделения от энергосистемы нагрузка изменялась на величины от $\Delta P = -75\%$ до $\Delta P = +20\%$.

Результаты расчетов, представленные на рис. 2.3.5, 2.3.6, относятся к ГТУ со свободной силовой турбиной¹. У одновальных ГТУ значения T_j примерно вчетверо больше, поэтому наименее благоприятные динамические процессы следует ожидать именно у многовальных ГТУ.

¹ В расчетах принято, что при параллельной работе с энергосистемой подтягивание ГТУ к заданной мощности (80 %) выполняется с постоянной скоростью 20 % номинальной мощности в минуту; регулирование скорости в островном режиме со статизмом 0,5 %, постоянная времени регулирования мощности ГТД на увеличение мощности – 0,8 с, то же на снижение мощности – 0,65 с. Нагрузка на 60 % состоит из асинхронных двигателей.



а)

б)

Рис. 2.3.5. Переходные процессы при отделении ГТУ от энергосистемы с разными сбросами и набросами нагрузки (ΔP), при отсутствии регулирования мощности и частоты:
а) при трехфазном КЗ, б) без КЗ

Расчеты показывают, что переходные процессы при отделении ГТУ от энергосистемы мало зависят от того, предшествовало им КЗ или нет. Это видно на рис. 2.3.5, где показаны переходные процессы при условии, что система регулирования подачи топлива в ГТД не вмешивается в процесс и, следовательно, его 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 продолжительности КЗ.

В тех же переходных процессах, при использовании «алгоритма I», переход от режима параллельной работы с энергосистемой к островному отличается следующим образом. В случаях изменения нагрузки ΔP в размере -60% и -75% эти изменения фиксируются автоматикой ГТУ правильно, соответственно включается в САУ алгоритм регулирования частоты вращения. В остальных случаях в работе остается алгоритм поддержания заданной мощности. Поэтому, когда при отделении от энергосистемы мощность ГТУ снижается (изменение генерации ΔP от -40% до -5%) с соответствующим повышением частоты, регулятор мощности увеличивает подачу топлива, пытаясь вернуть генерацию активной мощности к исходной; это мало сказывается на мощности, потребляемой нагрузкой, но приводит к еще большему повышению частоты. В обратном случае, при набросах мощности ($+5\%$, $+20\%$) действия регулятора мощности усиливает понижение частоты. Указанные переходные процессы представлены на рис. 2.3.6.

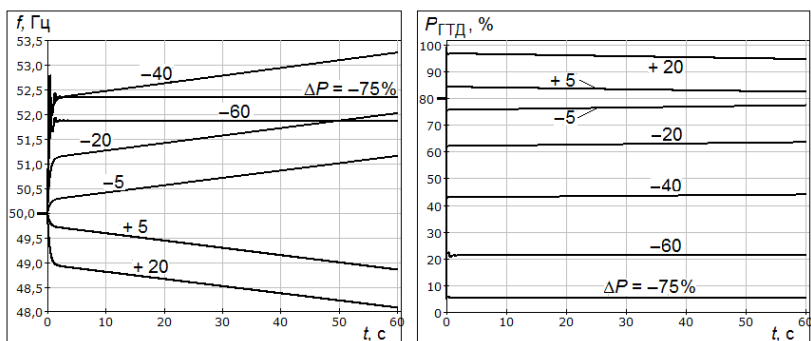
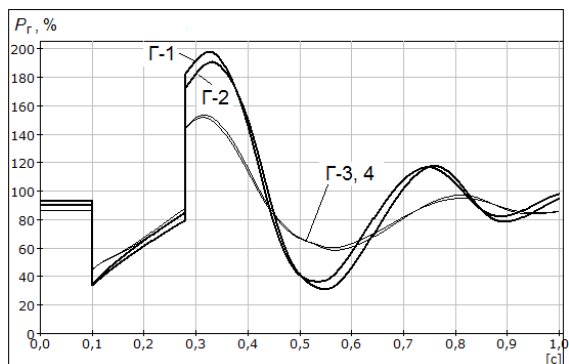
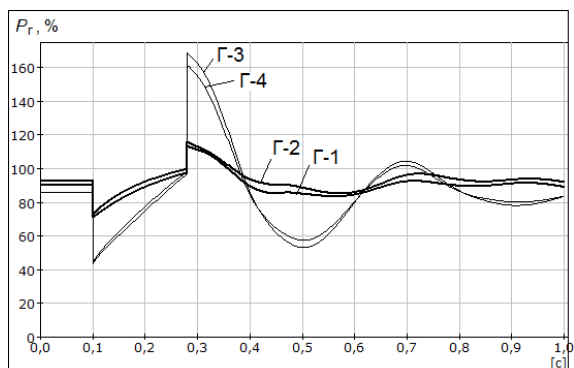


Рис. 2.3.6. Переходные процессы, что на рис. 2.3.5б, но с учетом действия системы регулирования подачи топлива на большем интервале времени

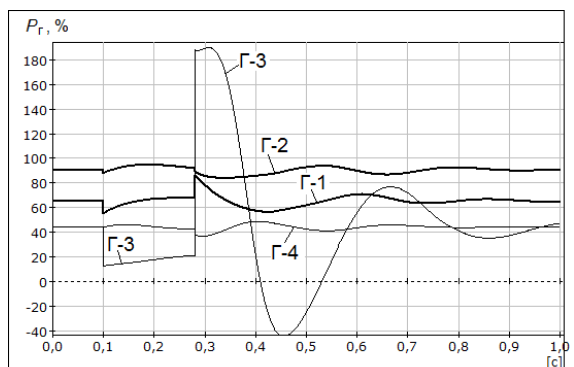
На этих графиках видно, что в пяти вариантах, где не происходит переключения алгоритмов регулирования в САУ ГТУ, частота всё больше уходит от номинальной, при этом мощности $P_{ГТД}$ медленно изменяются. Если вводится в действие алгоритм регулирования частоты ($\Delta P = -60\%$ и -75%), частота и мощности ГТД устанавливаются на значениях, соответствующих заданному статизму.



a)



б)



в)

Рис. 2.3.8. Переходные процессы с изменением мощностей ГТУ $P_r(t)/P_{\text{ном}}$ при удаленных трехфазных КЗ в разных точках сети: а) в точке K' , б) K'' , в) K'''

Таким образом, вопрос об эффективных алгоритмах идентификации перехода ГУ из режима параллельной работы с энергосистемой в островной режим работы, на данный момент, вероятно, остается открытым.

Авторы не берутся судить о том, какие способы и алгоритмы регулирования подачи топлива в двигатели ГУ оптимальны для энергосистем различных стран мира. Но в части возможности эффективного применения в ЕЭС России комбинированного регулирования с переключением алгоритмов в САУ ГУ, описанного выше, имеются существенные трудности.

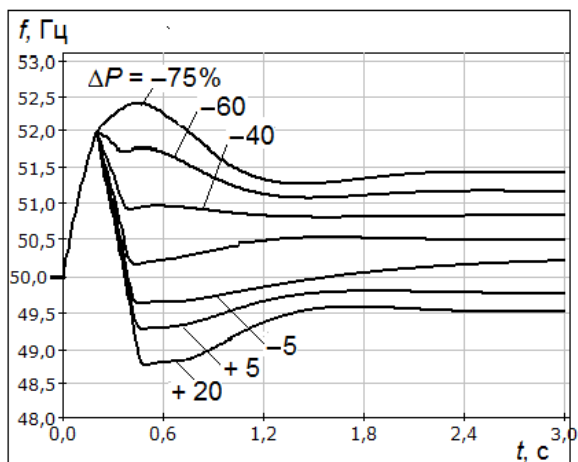


Рис. 2.3.9. Переходные процессы с непрерывно действующим регулированием частоты вращения со статизмом 4,5 %

Для сравнения: если бы в случаях, показанных на рис. 2.3.5 и 2.3.6, применялось непрерывно действующее регулирование частоты, то процессы отделения ГТУ от энергосистемы были бы значительно более удовлетворительными, как это показано на рис. 2.3.9.

При разработке указанных систем комбинированного регулирования, вероятно, не было учтено, что цена ошибки неправильной идентификации режима работы генераторов — принципиально разная в случаях, когда островной режим будет расцениваться как сетевой, и наоборот.

Если при внезапном переходе ГУ от режима параллельной работы с энергосистемой к островному режиму система регулирования

будет в островном режиме продолжать работать с алгоритмом поддержания заданной мощности, то, как показано выше, это может приводить к значительным отклонениям частоты и, вследствие этого, к отключениям самих ГТУ и к потере питания электроприемников. Цена такой ошибки велика.

Если система управления подачей топлива ложно зафиксирует переход к островному режиму работы в то время, как ГУ будут продолжать параллельно работать с энергосистемой, и произойдет переключение в САУ ГУ на алгоритм регулирования частоты с некоторым статизмом, то ничего аварийного не произойдет, хотя заданная генерация будет отрабатываться не точно. Это проявится в том, что при отклонениях частоты в сети будет немного изменяться генерация. Так, генератор, работающий параллельно с энергосистемой (в мощной сети) и регулируемый по частоте со статизмом 4,5 %, принятым в России, и не участвующий во автоматическом вторичном регулировании частоты и мощности, будет при значительных вариациях частоты, в размере $\pm 0,1$ Гц, отрабатывать заданную мощность с ошибками в размере ± 5 % от номинальной мощности. При этом, чем меньше выбранная величина статизма регулирования частоты, тем большие вариации мощности будут наблюдаться при параллельной работе с энергосистемой.

Нормированный в России статизм регулирования частоты в размере 4–5 % является компромиссом, позволяющим иметь единое регулирование для всех режимов работы с допустимыми погрешностями, при том, что на крупных электростанциях общее первичное регулирование частоты применяется совместно с автоматическим вторичным регулированием частоты и мощности генераторов (АВРЧМ).

Отметим в заключение этой темы, что привести уже реализованное комбинированное регулирование в соответствие с требованиями российских нормативно-технических документов для генерирующих установок объектов РГ (малой и средней мощности), по видимому, несложно: необходимо заблокировать систему переключения алгоритмов в режиме «автономная работа (островной режим)» для постоянного функционирования алгоритма поддержания частоты со статизмом 4–5 %.

В данном разделе остается открытым вопрос о том, какие алгоритмы регулирования должны использоваться на ГУ объектов РГ в случае применения на линиях электропередачи АПВ с ожиданием синхронизма, в паузу которых ГУ оказываются в островном режиме работы. У авторов по данному вопросу нет сведений.

2.4. Механическая стойкость ГУ при КЗ и АПВ в сети

2.4.1. Качественная характеристика проблемы

Всплески электромагнитного момента, приложенного к ротору генератора и воздействующего на другие вращающиеся части ГУ, возникают при резких изменениях режима работы генератора: при возникновении КЗ, при его ликвидации, а так же при включениях коммутационного аппарата в тот момент времени, когда на его контактах имеется значительная разница фаз напряжений при НАПВ.

При недостаточной механической стойкости конструкции ГУ всплески электромагнитного момента могут приводить к механическим повреждениям. Наиболее опасны, как показывают и практика, и расчеты, – это возникновение близкого КЗ в цепи статора генератора и НАПВ с большой разницей фаз напряжений.

В отечественных распределительных сетях имели место неоднократные случаи повреждения лопаточного аппарата ГТУ при КЗ во внешней сети (по отношению к ГУ – за повышающим трансформатором, т. е. КЗ были не максимально возможными по влиянию на ГТУ), в условиях правильных действий устройств РЗА. В этих случаях возникала необходимость проведения внеочередного капитального ремонта. Кроме того, возникали случаи с полным разрушением лопаточного аппарата ГТУ, без возможности его восстановления, при НАПВ. Необходимо обратить внимание, что повреждения различной степени при КЗ возникают как на приводных двигателях ГУ, так и на синхронных генераторах. Поэтому вопросы обеспечения механической стойкости ГУ в целом нельзя игнорировать.

Рассмотрим самые важные аспекты, относящиеся к данному вопросу.

1. Требования национальных стандартов различных стран мира по существу одинаковы: ГУ должны сохранять механическую прочность и не повреждаться при возникновении внешних КЗ, включая КЗ на выводах (в непосредственной близости к ГУ).

2. Воздействие близкого КЗ на механическую прочность ГУ не зависит от параметров схемы сети, в которой работает ГУ, и от других источников питания, – но за одним исключением: электромаг-

нитный момент, возникающий при КЗ, увеличивается с повышением величины напряжения ГУ в доварийном режиме.

3. Устройства РЗА ГУ могут, отключая ГУ от сети, защитить генератор от тепловой (термической) перегрузки током КЗ, а также от *знакопеременного* воздействия электромагнитного момента.

Однако *защита не может защитить ГУ от первого, самого большого (ударного) электромагнитного момента, потому что он наступает примерно через 5 мс от начала КЗ*, как это показано на рис. 2.4.1. За указанное время невозможно распознать возникновение КЗ и отключить коммутационный аппарат ГУ, так как на это требуются десятки миллисекунд.

Требование по обеспечению механической стойкости при КЗ на выводах ГУ потенциальным покупателям ГУ следует *в обязательном порядке* включать в технические задания на закупку ГУ, чтобы ущерб от повреждения ГУ не становился их прямыми убытками.

Возможны исключения: в отдельных случаях, при малой вероятности КЗ вблизи выводов генератора, это требование может оказаться избыточным. Тогда возникает технико-экономическая задача сопоставления вариантов выбора ГУ, отвечающих или не в полной мере отвечающих указанному требованию. Данную задачу можно решать, располагая фактическими статистическими данными о вероятном количестве таких КЗ и величине затрат на восстановление работоспособности ГУ в случае ее повреждения в результате КЗ.

Следует отметить, что повреждения синхронных генераторов ГУ при КЗ происходят, как правило, если ГУ оснащенных электрическими машинами, предназначенными для применения в бортовых системах подвижных средств наземного, водного и воздушного транспорта.

Кроме того, ГУ созданные с применением авиационных турбин в качестве приводного двигателя ГТУ, как правило, значительно легче и их вал не обладает достаточной прочностью к значительным механическим перегрузкам, которые могут возникать при КЗ и НАПВ после ликвидации КЗ.

Когда говорят об электромагнитном моменте при близком внешнем КЗ, то имеют в виду трехфазное КЗ, хотя наибольший электромагнитный момент имеет место не при трехфазном, а при двухфазном КЗ. Однако расчет процесса при несимметричном КЗ

электрической машины затруднителен, в частности, из-за обилия требуемых параметров машины. По данным [38, 39], ударный момент при двухфазном КЗ лишь ненамного превышает момент при трехфазном КЗ, поэтому допустимо ограничиваться более простыми расчетами трехфазного КЗ.

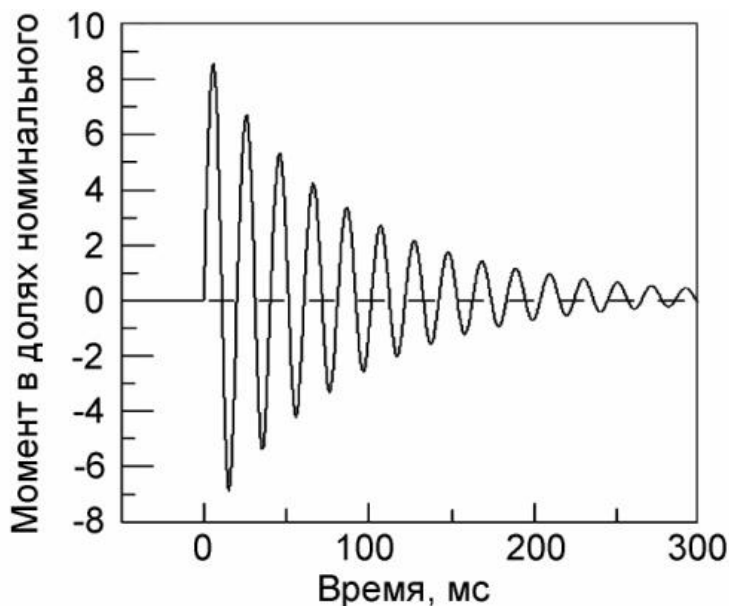


Рис. 2.4.1. Электромагнитный момент генератора, вызванный трехфазным КЗ [22]¹

¹ В примерах на рис. 2.4.1 и 2.4.3 генератор (в составе ГТУ со свободной силовой турбиной) имеет параметры: $\cos\varphi_{\text{ном}} = 0,85$, $x_d = x_q = 1,6$, $x_\sigma = 0,8$, $x'_d = 0,2$, $x''_d = 0,15$, $x''_q = 0,16$, постоянные времени в секундах: $T'_{d0} = 4$, $T''_{d0} = 0,15$, $T''_{q0} = 0,2$; $T_J = 3,5$ с; регулирование скорости: статизм — 4,5 %, постоянная времени — 0,7 с; АРВ: независимое возбуждение, кратность форсировки — 2, постоянная времени — 0,1 с, $K_{0U} = 10$ ед. ном. возб. / ед. напряж.; нормальный (исходный) режим: $P = 0,8 \cdot S_{\text{Г.ном}}$, $Q = 0,2 \cdot S_{\text{Г.ном}}$. Синхронный двигатель имеет такие же электрические параметры, но $T_J = 1,5$ с; АРВ отключен, статический момент сопротивления — 20 % от полного момента; нормальный режим: $P = 0,7 \cdot S_{\text{СД.ном}}$, $Q = 0,2 \cdot S_{\text{СД.ном}}$.

И ток статора, и электромагнитный момент, значительно бóльшие, чем при близком трехфазном КЗ, могут иметь место при трехфазном НАПВ с большой разностью фаз. Сравнить по модулю тока статора ГУ (начальные действующие значения периодических составляющих токов) при КЗ и при несинхронном включении (НСВ) с разностью фаз 180° можно по схемам, приведенным на рис. 2.4.2.

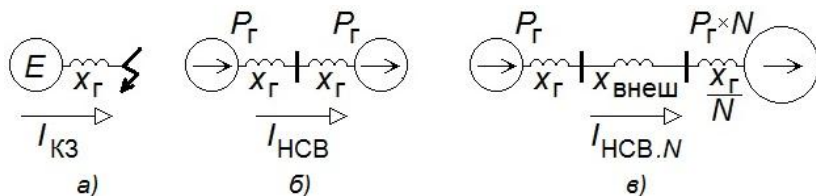


Рис. 2.4.2. Упрощенные схемы для сравнения начальных токов КЗ и НСВ

Начальный ток КЗ в схеме на рис. 2.4.2а находим из выражения:

$$I_{\text{КЗ}} = E / x_{\Gamma},$$

где

E – сверхпереходная ЭДС по поперечной оси (E_q''), ее величина немного превышает напряжение на выводах генератора;

x_{Γ} – сверхпереходное сопротивление (x_d'').

При НСВ двух одинаковых ГУ без сопротивления между ними и с ЭДС, развернутыми между собой по фазе на 180° (рис. 2.4.2б), получаем величину тока НСВ по выражению:

$$I_{\text{НСВ}} = 2E / 2x_{\Gamma} = I_{\text{КЗ}}.$$

Когда НАПВ происходит между одной или несколькими ГУ и всей остальной генерацией энергосистемы, в N раз более мощной, с некоторым сопротивлением между ГУ и эквивалентным генератором энергосистемы, получаем (в предположении, что x_{Γ} обратно пропорционально мощности генераторов, рис. 2.4.2) величину тока НСВ по выражению:

$$I_{\text{НСВ.N}} = 2E / (x_{\Gamma} + x_{\Gamma} / N) + x_{\text{внеш}}.$$

Если $x_{\text{внеш}} \approx 0$ (в распределительной сети с короткими линиями) и $N \rightarrow \infty$, то ток НСВ будет вдвое превышать ток трехфазного КЗ.

При больших значениях $x_{\text{внеш}}$, что в распределительных сетях маловероятно, ток НСВ может быть меньше тока КЗ.

Если со стороны ГУ подключены электродвигатели, особенно синхронные, то ток НСВ, посылаемый при НАПВ в энергорайон энергосистемой, распределяется между ГУ и двигателями, что уменьшает долю тока, приходящуюся на ГУ.

Электромагнитный момент, разумеется, не пропорционален току, и условия, при которых момент наибольший, не соответствуют условию наибольшего тока, но показанная тенденция изменения тока при переходе от КЗ к НСВ и от малой местной нагрузки к большой, сохраняются и по отношению к величинам моментов.

Ток при НАПВ наибольший, когда разность фаз напряжений перед замыканием выключателя, осуществляющего АПВ, равна 180° , а момент наибольший при разности фаз $120-150^\circ$ (первое значение соответствует малой местной нагрузке, второе – значительной).

Переходные процессы при КЗ и НАПВ, где видны величины электромагнитного момента ГТУ¹ (параметры расчетной схемы приведены выше) при различной величине и составе местной нагрузки (на шинах генераторного напряжения ГУ), показаны на рис. 2.4.3.

В начале процессов – трехфазное КЗ; после его отключения связь с внешней сетью разомкнута. Время АПВ, большее 2 с, подобрано так, чтобы величина ударного момента при НСВ была близка к максимальной (угол включения примерно $360^\circ n + 135^\circ$, где n – число проворотов ротора).

¹ Расчеты выполнены в специальной программе, с учетом электромеханических и электромагнитных переходных процессов в генераторах и СД в маломашинной схеме.

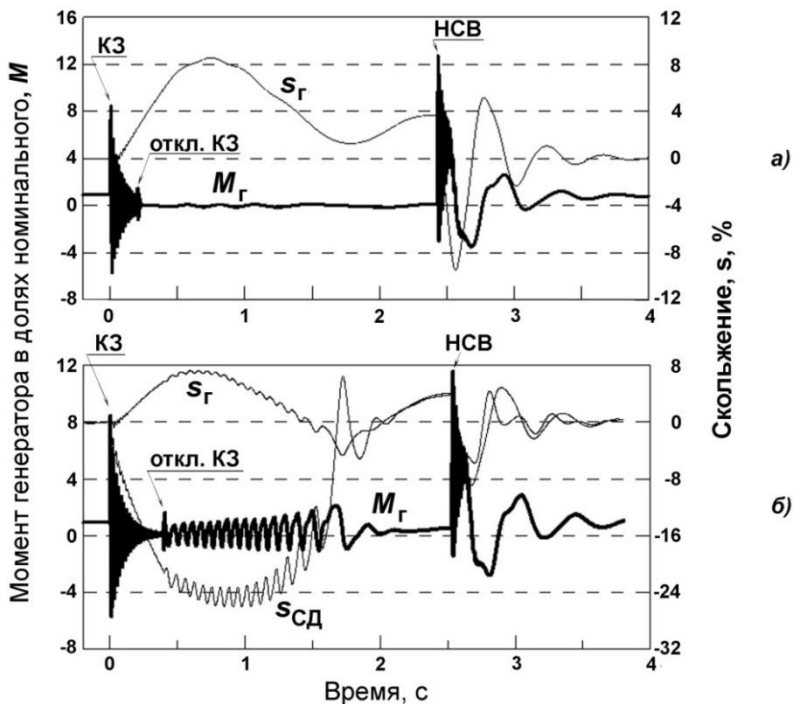


Рис. 2.4.3. Переходные процессы при КЗ и НАПВ:
 а) ГТУ без местной нагрузки, длительность КЗ – 0,2 с;
 б) местная нагрузка – $S_{сД,ном} / S_{\Gamma,ном} = 0,4$, длительность КЗ – 0,4 с

В большинстве случаев ток и ударный электромагнитный момент при НСВ существенно больше, чем при КЗ. Этому соответствует рис. 2.4.3, где максимумы электромагнитного момента (относительно номинального момента): при КЗ – 8,6, при НАПВ без местной нагрузки – 12,6, то же, но с 40 %-ной синхронной нагрузкой – 11,6.

Если учесть, что механическая стойкость к близким КЗ на современных ГУ объектов РГ обеспечивается, как видно, с трудом, то легко понять запрет, которые накладывают иностранные и отечественные заводы-изготовители ГУ на применение НАПВ в прилегающей сети.

В таких условиях, если, судя по расчетам, ударный электромагнитный момент в самом худшем случае не превышает значение того же момента при трехфазном КЗ, то возможности обосновать приме-

нение ГУ в схеме, где применяются НАПВ, сомнительны. Тем более, что величина ударного электромагнитного момента зависит от значительного количества факторов: от текущего режима ГУ, величины и состава нагрузки на шинах генераторного напряжения, выдержки времени АПВ, ускорения генераторов перед НСВ и пр.

2.4.2. Величина электромагнитного момента при КЗ

Если завод-изготовитель ГУ не заявил об обеспечении механической стойкости ГУ при близком трехфазном КЗ (при этом возможно и логично вводить ограничения на повышенное напряжение на выводах генератора), то в технической документации (паспорте) должна быть указана допустимая величина ударного момента относительно номинального момента генератора или в ньютон-метрах.

Как правило, широко используемые в России программные комплексы для расчетов электромеханических переходных процессов в энергосистеме не дают возможности определять временную функцию электромагнитного момента, воздействующего на ротор генератора при возникновении КЗ в цепи статора (см. так же п. 2.5.5), но эта функция может быть рассчитана по известным формулам.

Простейшая формула, приведенная в [40], позволяет вычислять мгновенные значения электромагнитного момента генератора при внезапном трехфазном КЗ, возникшем вблизи выводов генератора:

$$m_{\text{КЗ}}(t) = \frac{u^2}{\cos \varphi_{\text{НОМ}}} \left[\begin{array}{l} \frac{1}{x''_d} \cdot \sin(\omega_{\text{НОМ}} t) \cdot e^{-t/T_a} - \\ -0.5 \cdot \left(\frac{1}{x''_d} - \frac{1}{x''_q} \right) \cdot \sin(2\omega_{\text{НОМ}} t) \cdot e^{-2t/T_a} \end{array} \right], \quad (2.4.1)$$

где

$u = U/U_{\text{НОМ}}$ – напряжение на выводах генератора в доаварийном режиме.

В этой формуле все величины в относительных единицах, базисными величинами являются номинальные данные генератора: кажущаяся мощность и номинальное напряжение. Величина $m_{\text{КЗ}}$ здесь рассчитывается относительно номинального момента, который в этих относительных единицах равен $\cos \varphi_{\text{НОМ}}$. Ударному значению электромагнитного момента $m_{\text{КЗ,max}}$ соответствует первый максимум функции $m_{\text{КЗ}}(t)$.

В формуле 2.4.1 не учтено затухание свободных токов (т. е. токов, наведенных в момент коммутации), поэтому она дает запас, но

небольшой. Это показано на рис. 2.4.4, где представлены зависимости электромагнитного момента генератора, работающего на холостом ходу, от времени при возникновении трехфазного КЗ вблизи его выводов, с учетом и без учета затухания ¹.

Правильная величина первого максимума электромагнитного момента с учетом затухания $m_{КЗ, \max} = 5,01$, а без учета затухания эта величина по формуле 2.4.1 на 6 % больше $m_{КЗ, \max} = 5,31$.

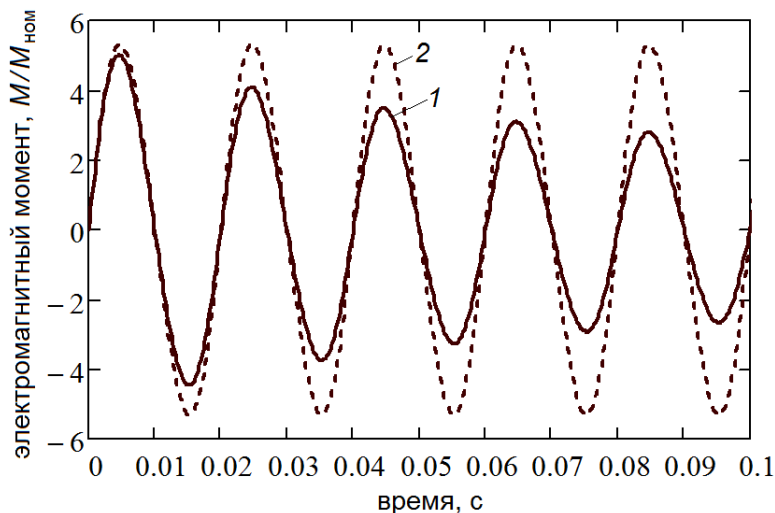


Рис. 2.4.4. Электромагнитный момент, возникающий в генераторе при внезапном трехфазном КЗ вблизи его выводов в режиме холостого хода с номинальным напряжением:
1 — с учетом затухания свободных токов; 2 — без учета затухания

Для того чтобы перевести величину допустимого момента $M_{\text{доп}}$, заданного в Н·м, в относительные единицы, в которых рассчитывается $m_{КЗ, \max}$, ее нужно разделить на номинальный момент $M_{\text{ном}}$, Н·м, вычисляемый как:

$$M_{\text{ном}} = P_{\text{ном}} / \omega_{\text{ном}},$$

¹ Расчет выполнен для генератора, имеющего следующие технические характеристики: 74,5 МВт, 93,13 МВА, $\cos\varphi_{\text{ном}} = 0,8$, $U_{\text{ном}} = 15$ кВ, $x_d = 1,97$, $x_q = 1,87$, $x'_d = 0,265$, $x''_d = 0,189$, $x''_q = 0,207$ (отн. ед.), $T'_{d0} = 8,38$, $T''_{d0} = 0,044$, $T_a = 0,315$ (сек.), $u = 1$.

где

$P_{\text{ном}}$ – номинальная активная мощность, Вт;

$\omega_{\text{ном}}$ – номинальная скорость вращения ротора, радиан/с (если скорость n задана в оборотах/мин, то $\omega = \frac{n}{60} \cdot 2\pi$, рад./с).

В случаях, когда возникают сомнения, полезно согласовать формулу, используемую для расчета электромагнитного момента, и расчетные условия, из которых главное – относительное напряжение в месте КЗ перед его возникновением (в доаварийном режиме), обозначенное u в формуле 2.4.1.

Если $m_{\text{КЗ.доп}} < m_{\text{КЗ}}$, то для принятия решения о целесообразности или нецелесообразности применения рассматриваемого типа ГУ необходимо рассчитать, являются ли допустимыми КЗ за трансформатором: если на генераторном напряжении нет разветвленной сети внутреннего электроснабжения с нагрузкой, то наиболее вероятно, что большая часть КЗ будет происходить за повышающими трансформаторами объекта РГ. В этом случае полезно использовать фактические статистические данные по КЗ на линиях электропередачи (число КЗ в общем случае пропорционально погонной длине линий), отходящих от объекта РГ (за повышающими трансформаторами) и в сети внутреннего электроснабжения на генераторном напряжении.

Если электростанция включена непосредственно в разветвленную распределительную сеть, в которой линии электропередачи преимущественно воздушные (например, в сельской местности или в районах Крайнего Севера и Дальнего Востока), то вероятность КЗ, опасных для ГУ, будет значительной.

Приближенно значение $m_{\text{КЗ}}$ при КЗ за повышающими трансформаторами объектов РГ можно определить по той же формуле 2.4.1, увеличив относительные значения x''_d и x''_q на Δx , которое рассчитывается по формуле:

$$\Delta x = \frac{u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{\sum S_{\text{Г.ном}}}{\sum S_{\text{тр.ном}}},$$

где

$u_{\text{к}}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора в процентах;
 $\sum S_{\text{Г.ном}}$ – суммарная кажущаяся мощность, МВ·А, всей группы генераторов, подключенных к параллельно работающим трансформаторам;

$\sum S_{\text{тр.ном}}$ – суммарная кажущаяся мощность повышающих трансформаторов, МВ·А.

При несимметричных КЗ электромагнитный момент несколько больше, чем при трехфазном КЗ, так как появляется составляющая момента, обусловленная полем статора обратной последовательности. Расчеты процессов в синхронной машине при несимметричных КЗ значительно сложнее, чем при симметричном КЗ, как это показано в [41, 42], а также в приложении «Power Systems» в пакете «MATLAB».

2.4.3. Противоаварийные мероприятия

Если конструкция ГУ не удовлетворяет требованиям национального стандарта в отношении обеспечения механической стойкости ГУ при внешних КЗ, то, вероятно, самое правильное рассматривать такие ГУ как *непригодные* к эксплуатации в электрических сетях. Тем более, что цена вопроса — не излишнее отключение работающих ГУ, с возможностью их повторного пуска через несколько минут, как при излишне чувствительных защитах ГУ, а повреждение группы ГУ.

В принципе, здесь тоже имеет место технико-экономическая задача, при решении которой следует использовать фактические статистические данные по удельной повреждаемости в сети, суммарное число тех КЗ за время эксплуатации ГУ, при которых электромагнитный момент превышает максимально допустимое для ГУ значение, стоимость ремонта, стоимость простоя ГУ во время ремонта и пр.

Известные возможности снизить объем повреждений ГУ при внешних КЗ или снизить вероятность опасного воздействия внешних КЗ таковы.

1. Возможна замена обычной муфты между приводным двигателем ГУ и генератором на муфту предельного момента, которая при превышении предельной величины вращающего момента разъединяет валы, снижая величину ударного момента, воздействующего на вал двигателя.

Например, в одной из конструкций муфты предельного момента соединение валов обеспечивается за счет применения специальных ламелей с пружинами. При недопустимом увеличении передаваемого момента или скорости вращения в муфте возникает скольжение, уменьшающее воздействие ударного момента на привод ГУ, но данное решение применяется только на ГУ малой мощности.

С той же целью применяются муфты со срезными штифтами: замена штифтов в муфте обойдется гораздо дешевле замены лопаточного аппарата газовой турбины и компрессора (элементов газопоршневого двигателя). Но необходимо принять во внимание, что

на замену штифтов в муфте предельного момента и балансировку ГУ в условиях эксплуатации уходит не менее 6–8 часов.

2. Возможно применение токоограничивающих реакторов или разделительных трансформаторов (силовых трансформаторов с увеличенным сопротивлением КЗ и коэффициентом трансформации 1/1).

Если предполагается применить токоограничивающий реактор, то относительное сопротивление Δx , дополнительное к значениям x''_d и x''_q , вычисляется, исходя из сопротивления токоограничивающего реактора X_{TOP} , Ом, по формуле:

$$\Delta x = X_{TOP} \cdot \frac{\sum S_{Г.НОМ}}{U_{Г.НОМ}^2}.$$

Принципиально известны токоограничивающие устройства, сопротивление $X_{ТОУ}$ которых в нормальном режиме работы сети отсутствует, а вводится в электрическую цепь по признаку возникновения КЗ. Такие быстродействующие токоограничивающие устройства (ТОУ) применяются в сетях напряжением 110–220 кВ, где величины токов КЗ стали превышать отключающую способность высоковольтных выключателей. Эти устройства основываются на разных принципах: силовой электроники, применения высокотемпературной сверхпроводимости и пр. К ТОУ предъявляют требование ограничить ток КЗ *к моменту начала расхождения контактов выключателя*, т. е. через время 40–60 мс после возникновения КЗ. Но для предотвращения повреждения ГУ от первого максимума электромагнитного момента эффект токоограничения должен проявиться через 2–3 мс после начала КЗ. Это обстоятельство значительно повышает требования к ТОУ, причем в наиболее трудно реализуемом направлении. Следует отметить, что в России существуют опытные разработки ТОУ взрывного типа на среднее напряжение, которые удовлетворяют данному требованию.

Конструктивно защищены от внешних КЗ ГУ, которые подключаются к сети через преобразователь частоты, если в законе управления выходным током предусмотрено его ограничение (а не отключение установки) при возникновении токовой перегрузки, в том числе при внешних КЗ. Но если такие ГУ являются единственными источниками питания в автономном (изолированном) или островном режимах работы энергорайона, то возникают трудности с определением места КЗ в сети для его последующей ликвидации (отсутствует превышение тока над уставкой — устройства РЗА, построенные на традиционных принципах, в таких сетях не применимы).

Токовая защита ГУ, не защищая от ударного момента, может защитить ГУ от *периодических воздействий* электромагнитного момента, если эти воздействия представляют опасность, например, для креплений лопаток в ГТД. Однако, применение такой быстродействующей токовой защиты на ГУ требует решения вопроса с обеспечением селективности работы защит в сети, а в небольших автономных энергорайонах или изолированных энергосистемах это вызовет трудности с быстрым определением места КЗ, для его последующей ликвидации.

Что касается применения устройств АПВ на участках сети вблизи ГУ, то маловероятно, что возможно представить убедительное обоснование заводу-изготовителю ГУ (поставщику ГУ), относительно безопасности НСВ в любых схемно-режимных ситуациях в конкретном энергорайоне, если согласно договору поставки вся ответственность за повреждение ГУ является его зоной ответственности. В этом случае альтернативой может стать применение в сети АПВ с ожиданием синхронизма и блокировкой НСВ, но это влечет за собой увеличение времени работы в островном режиме и соответствующие проблемы с управлением сетью внутреннего электроснабжения выделенного энергорайона и нагрузками потребителей.

2.5. Выбор ГУ и противоаварийных мероприятий для автономного электроснабжения промышленных объектов

Выбор ГУ для объектов РГ и соответствующих противоаварийных мероприятий (устройств ПА) – это обычные оптимизационные задачи в электроэнергетике удаленных энергорайонов на Крайнем Севере и Дальнем Востоке России. Однако, применение современных источников электроснабжения (газовых, дизельных, ветровых, солнечных, а также накопителей электрической энергии) может перевести эти задачи в разряд сложных и многофакторных. Особенно тогда, когда нарушение нормального электроснабжения промышленных объектов приводит к значительным ущербам, не говоря уже об угрозе для жизни и здоровья людей.

Учитывая вышеизложенное, следует подробнее рассмотреть пять групп особенностей, которые относятся к поставленной задаче –

обеспечению надежного электроснабжения промышленных объектов в автономном (изолированном) и островном режиме работы.

2.5.1. Определение запаса мощности ГУ по условиям обеспечения прямых пусков электродвигателей

Если в энергорайоне используются современные ГУ с приводом от ДВС, то для обеспечения прямых пусков электродвигателей могут потребоваться генераторы с суммарной номинальной мощностью, существенно большей, чем это было необходимо при использовании отечественных дизель-генераторных установок. Ранее существовало негласное соотношение 1:3, т. е. от ГУ установленной мощностью 1,2 МВт (1,5 МВ·А) можно было осуществить успешный прямой пуск электродвигателя 400 кВт без проведения расчетов режимов.

Это связано с тем, что иностранные заводы-изготовители ГПУ существенно ограничивают допустимые набросы активной мощности – либо явным запретом, указанным в технической документации на ГУ, либо применением устройств РЗА ГУ, с такими уставками по отклонению частоты и по снижению напряжения, которые приводят к их отключениям.

В частности, для обеспечения прямого пуска электродвигателя может потребоваться 8–10 кратное превышение номинальной мощности современной ГПУ над номинальной мощностью электродвигателя. Данное решение не является оптимальным, поэтому приходится идти на применение индивидуальных или групповых устройств плавного пуска, а также использование частотно-регулируемых приводов на электродвигателях, что приводит к существенному удорожаю стоимости реализации проекта.

Важно иметь в виду, что у разных иностранных заводов-изготовителей уставки устройств РЗА ГУ и ограничения по набросам активной мощности, указанные в технической документации, значительно различаются. Соответственно, изменяются и возможности обеспечения прямых пусков электродвигателей.

2.5.2. Особенности питания объектов, в которых используется частотно регулируемый привод электродвигателей

В частотно-регулируемом приводе (ЧРП) асинхронных или синхронных двигателей осуществляется управление частотой и напряжением подключенного к ЧРП электродвигателя таким образом, чтобы

обеспечивать потребление из сети, близкое к номинальной мощности, как при пусках, так и при регулировании производительности приводимого механизма, в соответствии с особенностями технологического процесса.

Но работа тиристорных преобразователей сопровождается появлением гармонических составляющих в токе, потребляемом из сети. По данным [43], в одном из изолированных промышленных энергорайонов зафиксировано (осциллограмма реального процесса приведена на рис. 2.5.1) появление токов ЧРП с частотой 11,8 Гц.

Совпадение этой частоты с одной из резонансных частот у многовалвных ГТУ, применяемых в этом энергорайоне (единичные мощности – 25 МВт с редуктором, генератор – с бесщеточным диодным возбуждением), вызвало появление крутильных колебаний и радиальных вибраций на редукторе ГТУ, настолько значительных, что все ГТУ были отключены технологическими защитами с полным погашением электроснабжения всего энергорайона.

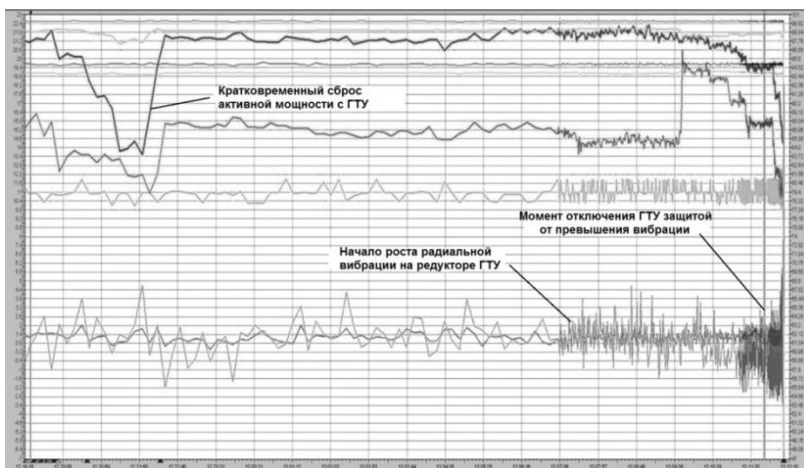


Рис. 2.5.1. Осциллограмма активной мощности и радиальной вибрации ГТУ, питающей АД погружных насосов через ЧРП с не полностью управляемыми тиристорами, после сброса нагрузки АД

Время развития аварий связано с особенностями изменения нагрузки, состоянием электрической сети изолированного энергорайона, а также величиной загрузки ГТУ и составляло в разных слу-

чаях от 2 до 16 минут (время от момента сброса нагрузки и до момента отключения ГТУ защитой от повышения вибрации). Модуляция амплитуды основной гармоники в токе фаз ГТУ при сбросах нагрузки достигали до 40 % от максимальных значений и повторялись каждые 4 цикла.

Особенностью структуры применяемых в промышленном энергорайоне тиристорных ЧРП является наличие во входном звене многофазного входного управляемого выпрямителя понижающего фазосдвигающего трансформатора ФСТ (позволяет избежать проникновения в сеть гармоник). Управляемый многофазный выпрямитель позволяет поддерживать в звене постоянного тока напряжение, необходимое для реализации вольт-частотного способа управления скоростью асинхронного электродвигателя погружного насоса. Анализ осциллограмм и спектрограмм показывает наличие значительных боковых частот в спектрах тока и напряжения генератора в районе 11–12 Гц практически во всех случаях (в ряде случаев нечетко или несимметрично), что объясняется подстройкой вольт-частотной характеристики ЧРП электродвигателя.

Проблема коммутационных провалов напряжения возникает при переходе тока нагрузки выпрямителя с вентиля на вентиль (процесс коммутации тока), при этом моменты коммутации в управляемом выпрямителе определяются углом «зажигания» тиристоров, т. е. величиной требуемого на выходе выпрямителя напряжения, в которые возникает кратковременное междуфазное КЗ.

Угол «зажигания» на каждом периоде U отсчитывается системой управления от момента перехода U сети через ноль и если коммутационные провалы достигают нулевой оси или даже пересекают ее, то возникают дополнительные точки пересечения нулевой оси, не предусмотренные алгоритмом управления, при этом необходимые углы «зажигания» нарушаются и выходное напряжение выпрямителя отличается от заданного. Замкнутая система регулирования U реагирует на это с определенным запаздыванием, вызываемым неполной управляемостью тиристоров, и процесс приобретает колебательный характер, что приводит к колебаниям амплитуды входного тока ФСТ ЧРП. Колебания тока вызывают колебания напряжения сети в точке присоединения ФСТ, но в меньшей степени, однако даже небольшие изменения напряжения на входе ЧРП, при существующих настройках алгоритмов управления ЧРП, еще больше раскачивают ток, процесс нарастает и при определенных условиях приводит к аварии. Колебания токов на входе ФСТ ЧРП достигали 50 % при нормальной

работе асинхронного электродвигателя погружного насоса, когда давление на напорном патрубке насоса и потребляемый им ток были неизменными.

Следует отметить, что в ведомственном руководящем документе ОАО «ГАЗПРОМ» [44] говорится о том, что источником электроэнергии для ЧРП могут быть сети электроснабжения с глухозаземленной или изолированной нейтралью, а также автономные электростанции (объекты РГ). В п. 7.2. отмечается, что при электроснабжении ЧРП от автономной электростанции, необходимо чтобы мощность генератора была в 5–6 раз больше мощности двигателя (данная нагрузка создает высшие гармонические составляющие тока, которые наводят в обмотке возбуждения генератора магнитное поле противоположного направления основному, увеличивая потери в обмотках генератора, приводя их к нагреву и выгоранию).

С целью исключения возникновения рассмотренных явлений возможно при новом строительстве целесообразно применять ЧРП на полностью управляемых IGBT-транзисторах. А в действующих изолированных энергорайонах требуемый эффект может быть достигнут за счет использования специальных фильтро-компенсирующих устройств на шинах электростанции для снижения воздействия пульсаций тока в статорах ГТУ до допустимых значений. Технические решения в этой ситуации могут быть различными, но наибольшего эффекта возможно достичь за счет реализации комплекса экономически обоснованных мероприятий.

2.5.3. Комплексные задачи управления отдаваемой мощностью ГУ

В нормальных режимах работы обычное управление ГУ – это управление величиной выдаваемой активной мощности, направленное на неизменность частоты в энергорайоне, и выдаваемой реактивной мощности, направленное на поддержание неизменного напряжения. Однако, в небольших изолированных энергорайонах имеются и возможности, и целесообразность, одновременно с этим решать другие задачи.

Если источники электроснабжения в изолированном энергорайоне существенно различаются принципами действия и экономичностью функционирования, то при выборе мест реализации управляющих воздействий (УВ), необходимых для повышения частоты, целесообразно направлять УВ в первую очередь на загрузку наиболее

экономичных источников, а для понижения частоты — на разгрузку менее экономичных.

В изолированном энергорайоне внезапное отключение одной ГУ может вызвать аварийный режим со значительным снижением частоты и, что самое главное, — с *быстрым* ее понижением. Значительная вероятность больших дефицитов мощности в изолированном энергорайоне обусловлена тем, что каждая их работающих ГУ покрывает долю нагрузки, во много раз большую, чем это возможно в большой энергосистеме. Высокая скорость снижения частоты обусловлена как большими аварийными дефицитами мощности, так и тем, что приводные двигатели многих современных ГУ (газотурбинные со свободной силовой турбиной; двигатели внутреннего сгорания) малоинерционны; изменения скорости вращения генераторов с такими приводными двигателями происходят в 3–10 раз быстрее, чем у обычных паротурбинных генераторов.

Последние факторы означают, что устройства АЧР, широко применяемые в больших энергосистемах, могут быть малоэффективными в автономных (изолированных) энергорайонах. Аналогичная ситуация возникает в случаях, когда в результате возникновения аварии в энергосистеме от нее отделяется в островной режим работы энергорайон с объектом(-ами) распределенной генерации.

К этому нужно добавить, что большие дефициты активной и реактивной мощности могут вызывать лавину напряжения. При этом работа всех электроприемников нарушается за десятые доли секунды; потребление активной мощности резко снижается, а частота в энергорайоне повышается. Традиционно применяемые устройства АЧР в таких схемно-режимных ситуациях неэффективны.

По указанным причинам в изолированных энергорайонах может быть экономически целесообразным применение такого управления, которое:

— при нормальной работе источников питания поддерживает заданный коэффициент горячего резерва (коэффициент запаса по активной мощности), достаточный, чтобы изменения электропотребления в процессе нормальной работы электроприемников потребителей не вызвали нарушений в функционировании сетей внутреннего электроснабжения энергорайона;

— при внезапном отключении какого-либо источника питания немедленно посылает команду на увеличение отдаваемой мощности, или включение резервного источника, или отключения части электроустановок — в зависимости от конкретных схемно-режимных усло-

вий; это сложнее традиционного АЧР, но эффективнее в отношении обеспечения бесперебойности технологических процессов на объектах промышленных потребителей.

Примером такого регулирования ГУ в автономном (изолированном) энергорайоне может служить система одного из иностранных заводов-изготовителей ГУ. В техническом описании этой системы говорится (ниже, в квадратных скобках – комментарии авторов данной монографии): *«Система управления выработкой электроэнергии (СУВ) представляет собой систему управления на основе программируемого контроллера, предназначенную для автоматического или ручного регулирования и контроля многоагрегатной электростанции. Она особенно пригодна для автоматической эксплуатации, регулирования нагрузки, в том числе сброса нагрузки, а также для регулирования изолированных многоагрегатных установок, например, на морской платформе или установок энергоснабжения населенных пунктов в удаленных районах...»*

Принцип работы СУВ заключается в поддержании устойчивости энергосистемы [имеется в виду устойчивость к разным возмущениям, нарушающим баланс активных мощностей] путем контроля горячего резерва системы генераторов. Когда горячий резерв становится слишком низким, сначала срабатывает сигнализация, за которой следует автоматический сброс нагрузки [т. е. отключения заранее выбранных электроприемников]. СУВ также можно запрограммировать на автоматический пуск и останов [газо]турбогенераторов на основе представленных заказчиком требований. Система также непрерывно контролирует горячий резерв во избежание ввода необеспеченных потребителей до тех пор, пока не будет готова достаточная мощность генераторов. Режим программируемого сброса нагрузки служит для предотвращения потери устойчивости системы генераторов [имеются в виду вопросы взаимной устойчивости генераторов, работающих в разных частях системы]».

Применение указанных систем управления в автономных (изолированных) энергорайонах позволяет комплексно подходить к решению задач управления отдаваемой мощностью ГУ, что может быть технически и экономически целесообразно, а также востребовано в энергорайонах с объектами РГ.

2.5.4. Использование накопителей электрической энергии

Под накопителями электрической энергии (НЭЭ) подразумеваются мощные накопители с системами управления выдачей активной и

реактивной мощности, настолько быстродействующие, что они в системе электроснабжения могут в первом приближении рассматриваться как мгновенно действующие. Накопление электроэнергии в них происходит либо в магнитном поле сверхпроводящего замкнутого контура, либо в емкости микропленочного конденсатора и пр.

Целесообразность применения НЭЭ определяется, как правило, экономическими факторами: их применение является дорогостоящим, но высокоэффективным решением в системах электроснабжения промышленных производств с особыми требованиями к надежности электроснабжения и значительными ущербами от кратковременных нарушений электроснабжения и, соответственно, нарушений производственных процессов (см. также п. 1.3.1).

В системах автономного электроснабжения НЭЭ нашли широкое применение в целом ряде стран для решения следующих задач:

- при аварийном отключении источника питания – на время, необходимое до восстановления нормального электроснабжения (или в некоторых случаях для безаварийного останова промышленного производства);

- для снятия местных перегрузок в распределительной сети при экстраординарных максимумах нагрузки (при резком изменении метеоусловий, аварийных отключениях элементов сети и т. п.);

- в качестве источника питания, позволяющего развернуть электростанцию (объект РГ) «с нуля» после ее аварийного отключения в результате возникновения и развития аварийной ситуации в прилегающей сети;

- для питания особенно ответственных электроприемников потребителей во время бестоковой паузы устройств АПВ и АВР;

- в качестве средства предотвращения лавины напряжения при возникновении значительного дефицита мощности в энергорайонах с большим сосредоточением двигательной нагрузки.

При выработке стратегии реализации УВ от устройств ПА с применением НЭЭ целесообразно обратить внимание на следующие обстоятельства:

- при решении задачи организации противоаварийного управления в изолированном энергорайоне с разнородными источниками питания, включая НЭЭ, решающее значение может сыграть оптимальная согласованность во взаимодействии между УВ, направленными на разные объекты управления;

- законы регулирования частоты, реализуемые иностранными заводами-изготовителями в САР ГУ, весьма строги в отношении

точности регулирования¹, однако расходовать запас энергии НЭЭ при малых снижениях частоты вряд ли целесообразно;

– в режиме КЗ, близкого к шинам электроприемников, НЭЭ не может нормализовать напряжение, для этого потребовалась бы мощность НЭЭ на порядки превышающая мощность электроприемников в данном узле нагрузки. В этом случае существенно возрастут токи КЗ, что может потребовать замены коммутационных аппаратов на другие, с большей отключающей способностью. Реально улучшить электроснабжение конечных электроприемников в случаях возникновения КЗ можно, минимизировав время ликвидации КЗ;

– при нормализации работы электродвигателей после кратковременного возмущения нужно обращать особое внимание на процессы у синхронных двигателей (СД). Их устойчивость может быть нарушена даже при небольших кратковременных провалах напряжения (особенно, если СД работают с выключенными АРВ и с коэффициентами мощности, близкими к единице). Их асинхронный режим может быть затяжным и вызывающим значительные пульсации напряжения. Все меры, улучшающие параметры асинхронного режима СД, могут быть полезными: гашение поля СД для облегчения его ресинхронизации, отключение от сети, если вероятность ресинхронизации мала (по результатам выполнения расчетов режимов) и пр.

2.5.5. Задачи, требующие применения специальных ПК

Программные комплексы (ПК), широко применяемые для расчетов переходных процессов в энергосистемах, как правило, основаны на том, что в синхронных машинах электромагнитные переходные процессы учитываются только в роторе. Это связано с тем, что электромагнитные переходные процессы в цепи *статора* менее важны для расчетов динамической устойчивости. Но они играют принципиально важную роль в расчетах электромагнитных моментов при КЗ и НАПВ, а также токов КЗ и, следовательно, могут оказаться необходимыми при решении задач, рассматриваемых в данной монографии.

¹ Система регулирования частоты в начальном переходном процессе использует не слишком большой коэффициент усиления по отклонению частоты, но в конце процесса подтягивает частоту к номинальной величине, обеспечивая, таким образом, практически нулевой статизм регулирования.

При выполнении расчетов переходных процессов в энергосистеме погрешности, связанные с отказом от учета электромагнитных переходных процессов в цепи статора, проявляются двояко.

Первое отличие связано с тем, что при любых коммутациях в сети расчет не содержит *апериодических составляющих тока* (и других составляющих процесса, физически обусловленных апериодическими составляющими тока).

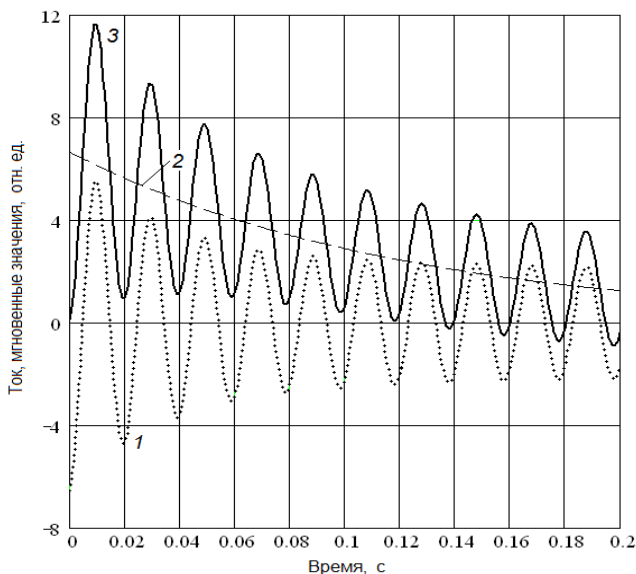


Рис. 2.5.2. Ток трехфазного КЗ на выводах генератора, работавшего на холостом ходу¹

В действительности ток, посылаемый синхронной машиной к месту трехфазного КЗ, содержит, как показано на рис. 2.5.2, периодическую составляющую тока — 1, которая правильно рассчитывается применяемыми ПК, и апериодическую составляющую тока — 2, которая в этих ПК не учитывается. При этом фактический ток КЗ является суммой этих составляющих — 3.

¹ Здесь: $x_d = x_q = 2$, $x'_d = 0,3$, $x''_d = 0,15$ (отн. ед.), $T'_{d0} = 6$ с, $T''_{d0} = 0,03$ с, $T''_{q0} = 0,05$ с, $T_a = 0,12$ с. Начальное возбуждение холостого хода, без учета АРВ. Расчеты выполнены по формулам, приведенным в [40].

Второе отличие связано с тем, что не рассчитывается знакопеременный электромагнитный момент, возникающий при коммутациях в сети и в случаях КЗ, достигающий величины, опасной для синхронных машин. В действительности это знакопеременный быстро затухающий момент с большой начальной амплитудой, как показано на рис. 2.4.1, но в расчетах с применением ПК, где не учитываются электромагнитные процессы в статоре, этот момент будет равен нулю.

Таким образом, без учета электромагнитных переходных процессов в цепи статора нельзя корректно решать несколько групп задач.

1. Расчеты КЗ, близких к выводам генератора, с определением:

– разрыва тока КЗ выключателем (на рис. 2.5.2 видно, что прохождение тока через нуль может иметь место не сразу после возникновения КЗ, а только через некоторое время, когда апериодическая составляющая снизится в достаточной мере¹);

– термического воздействия тока КЗ на генератор, пропорционального интегралу квадрата мгновенного значения тока $\int i^2 dt$;

– составляющих процессов при КЗ с применением управляемых токоограничивающих устройств;

– величины электромагнитного момента.

2. Расчеты пусковых токов электродвигателей для уточнения токовых нагрузок на генераторы объектов РГ, включенные в сеть через преобразователи частоты.

3. Расчеты несинхронного трехфазного АПВ на связи ГУ с энергосистемой, когда в паузу АПВ электростанция полностью отделена от энергосистемы, при наименее благоприятной разности фаз напряжений на контактах выключателя, выполняющего АПВ, а также перед включением – для проверки допустимости НАПВ в конкретных условиях и определения необходимых мер по токоограничению или блокировке НАПВ.

Возможности выполнения расчетов режимов в ПК, учитывающих уравнения электромагнитных процессов и в роторах, и в статорах электрических машин (такие уравнения обычно называют *полными уравнениями* Парка-Горева [45, 46]), определяются следующим.

Основное требование к методам и ПК для выполнения обычных расчетов переходных процессов в больших и малых энергосистемах –

¹ Необходимо иметь в виду, что величина апериодической составляющей тока различна в разных фазах и зависит от мгновенных значений фазных токов непосредственно перед коммутацией. Обычно задание на расчет строится так, чтобы получить наибольшую апериодическую составляющую, возможную в данных условиях.

это возможность использовать в расчетах схемы с как можно большим количеством узлов и ветвей. В настоящее время для таких больших расчетных схем создание ПК, использующих уравнения электромагнитных переходных процессов как в роторе, так и в статоре, не актуально.

Но перечисленные выше задачи, требующие наличия полных уравнений, по своей сути не нуждаются в больших расчетных схемах. Самые неблагоприятные случаи в двух перечисленных выше группах задач – это близкое КЗ и НАПВ, которые могут быть рассчитаны по полным уравнениям в упрощенной схеме, где не учитываются элементы сети, мало влияющие на искомые зависимости. Приблизительный пример такой расчетной схемы показан на рис. 2.5.3, где G – генератор, объект исследования; CD , AD – электроприемники (нужны для правильного отображения распределения токов при НАПВ между G , CD и AD); выключатель B_1 , позволяющий рассчитать разрыв тока КЗ, посылаемого к месту КЗ от G , CD и AD ; выключатель B_2 при включенном B_1 и отключенном шунте КЗ моделируется АПВ; Tr , L – связь с энергосистемой (силовой трансформатор и ЛЭП); A – активный двухполюсник, содержащий шины бесконечной мощности и индуктивное сопротивление, определяемое мощностью КЗ, – эквивалентный генератор внешней части энергосистемы.

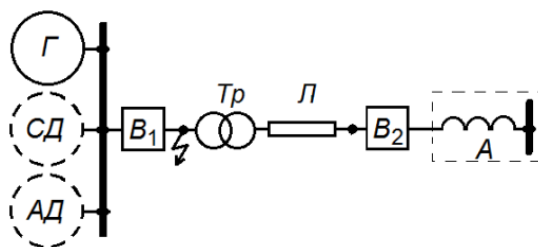


Рис. 2.5.3. Пример расчетной схемы при использовании полных уравнений

Для расчетной схемы примерно такого объема, как показано на рис. 2.5.3, возможно создание специального ПК, использующего полные уравнения¹, который целесообразно строить с применением трехфазной системы, отображающей фазные величины токов и напряжений.

¹ Графики в данной монографии, соответствующие полным уравнениям Парка-Горева, были получены в ПК, с использованием элементов конструктора «MATLAB–SIMULINK».

2.6. Определение механической постоянной инерции ГУ

Величина T_J определяется моментами инерции ротора генератора и всех других масс, вращающихся вместе с ротором на одном валу или на валах, связанных редуктором. Величина T_J равна времени, в течение которого скорость вращения ротора генератора изменяется на 100 % под воздействием *неизменного номинального момента*, приложенного к валу ротору генератора.

Величина T_J вычисляется исходя из следующих параметров: ω_Γ – номинальная скорость вращения ротора генератора; ω_Δ – номинальная скорость вращения выходного вала приводного двигателя (эти величины не равны, если между этими валами имеется редуктор; при отсутствии его $\omega_\Delta = \omega_\Gamma = \omega$); ΣJ_Γ , ΣJ_Δ – суммы моментов инерции всех масс, вращающихся на валах со скоростями ω_Γ , ω_Δ :

$$T_J = A \cdot \frac{\omega_\Gamma^2 \cdot \Sigma J_\Gamma + \omega_\Delta^2 \cdot \Sigma J_\Delta}{S_{\text{ном}}} \quad \text{или} \quad T_J = A \cdot \frac{\omega_\Gamma^2 \cdot \Sigma J_\Gamma + \omega_\Delta^2 \cdot \Sigma J_\Delta}{P_{\text{ном}}}. \quad (2.6.1)$$

Эти формулы различаются только знаменателем. Какую из них нужно использовать, зависит от того, как записано уравнение движения синхронных машин в ПК для расчетов переходных процессов¹.

В формулах 2.6.1 результат выражается в секундах, а значение коэффициента A зависит от того, в каких единицах задан момент инерции:

– если используются размерности в системе СИ, то: J – кг·м², ω – рад./с, S – В·А или P – Вт; при этом $A = 1$;

– если J – кг·м², ω – об./мин., S или P – кВ·А или кВт, то $A = 1,095510^{-5}$;

– если момент инерции задан как GD^2 , кг·м², ω – об./мин., $S_{\text{ном}}$ или $P_{\text{ном}}$ – кВ·А или кВт, то $A = 2,739^{-6}$.

Одновременная замена размерности J или GD^2 с кг·м² на т·м² и $S_{\text{ном}}$ (или $P_{\text{ном}}$) с кВ·А на МВ·А (или кВт на МВт) не изменяет значение A .

¹ Для синхронных машин в ПК «Мустанг» применяется вторая из этих форм.

В используемом в Европе и России ПК «EUROSTAG»¹ применяется величина H , аналогичная T_J , но равная времени, в течение которого скорость вращения ротора генератора изменяется на 100 % под воздействием *неизменной номинальной мощности*, а не момента. Поэтому численно величина H вдвое меньше, чем T_J .

Для корректного математического моделирования ГУ весьма полезно иметь данные натурных измерений (при отсутствии верифицированной модели ГУ в ПК), выполненных на специальном испытательном стенде, скорости вращения генератора при резком сбросе номинальной нагрузки, вызванном отключением генераторного выключателя.

График $\omega(t)$ позволяет:

– установить, какие величины сбросов нагрузки (разрыв связи с нагрузкой; КЗ в сети и т. п.) не приводят к отключению ГУ из-за недопустимого роста скорости вращения или погасания факела в камере сгорания ГТУ, так как в условиях эксплуатации встречаются неоднократные случаи отключений ГУ в таких схемно-режимных условиях;

– определить значение T_J (см. далее);

– зная T_J , подобрать такие коэффициенты в математической модели регулирования частоты вращения генератора, которые позволяют получить в расчете зависимость $\omega(t)$, близкую к полученной при проведении натурных измерений, что важно, так как сброс 100%-ной нагрузки – один из двух ключевых экспериментов для данной модели (второй – максимально допустимый резкий наброс нагрузки).

Для решения вышеуказанных задач наличие графика $\omega(t)$ является необходимым условием.

Значение T_J определяется по графику $\omega(t)$ при сбросе нагрузки, как это показано на рис. 2.6.1, причем должна быть известна относительная величина сброса активной мощности $k = \Delta P / P_{\text{ном}}$. Чем ближе коэффициент k к единице, тем меньше погрешности, обусловленные невозможностью учета влияния, которое оказывают изменения механических потерь.

¹ Разработка Научно-технического центра «Tractebel Engineering» совместно с Системным оператором энергосистемы Франции Réseau de Transport d'Électricité. Программа русифицирована.

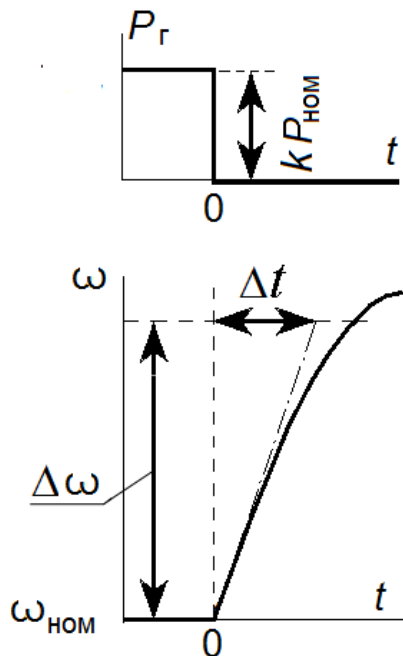


Рис. 2.6.1. Определение значения T_j по зависимости $\omega(t)$ при сбросе нагрузки

Из приведенного выше определения T_j следует, что нужно провести касательную к кривой $\omega(t)$ в точке $t = 0$ (штрих-пунктирная линия на рис. 2.6.1) и определить интервал времени Δt , в течение которого скорость ω – если бы она шла по касательной (т. е. при неизменном моменте генератора, соответствующем начальному состоянию) – изменилась бы на выбранную величину $\Delta\omega$. Далее:

$$T_j = \frac{\Delta\omega}{\omega_{\text{НОМ}}} k \Delta t .$$

Значения T_j по имеющимся данным, определенным указанным образом, не претендующим на статистически корректные, таковы:

- ГТУ одновалвные – 12–15 с;
- ГТУ со свободной силовой турбиной – 1–4 с;
- ГУ с двигателем внутреннего сгорания – 0,5–2 с.

2.7. Способ питания системы возбуждения и его регулирование

Из способов питания системы возбуждения нужно выделить способ ее питания от выводов генератора через трансформатор и выпрямитель. Это – *система самовозбуждения* (ССВ).

В *системе независимого возбуждения* (СНВ) ее питание производится не от сети, а от возбуждательного агрегата. Из различных видов СНВ широко распространенной в настоящее время является бесщеточная система возбуждения с возбуждителем переменного тока обращенного исполнения, находящегося на одном валу с генератором.

В СНВ величина потолочного возбуждения не зависит от величины генераторного напряжения U_r ; у генераторов с ССВ кратность форсировки пропорциональна отношению $U_r / U_{ном}$. Соответственно: у отечественных генераторов с СНВ потолок возбуждения обычно равен 2 (относительно номинального возбуждения), при ССВ – 2,5. Если генераторное напряжение не снижается до величин, меньших 80 % от номинального, то они равноценны, но при больших провалах напряжения эффект форсирования возбуждения при использовании ССВ значительно снижается.

В *изолированной сети* с небольшим числом источников питания – и, тем более, в режимах автономного электроснабжения от ГУ применение ССВ может оказаться неудовлетворительным. Близкое КЗ вызовет значительное снижение тока возбуждения генераторов с ССВ, т. е. приведет к развозбуждению генератора. Поэтому к моменту ликвидации КЗ ток возбуждения будет мал и недостаточен для быстрого восстановления напряжения в послеаварийном режиме.

При использовании ГУ с ССВ в изолированной сети напряжение генераторов после ликвидации КЗ нарастает постепенно. Скорость восстановления напряжения зависит как от технических характеристик самих генераторов, в частности, от нелинейности их характеристик намагничивания, так и от параметров сети и нагрузок.

Замедленное восстановление напряжения после ликвидации КЗ резко сокращает возможности самозапусков электродвигателей, провоцирует возникновение лавины напряжения, а также увеличивает вероятность отключения ГУ устройствами РЗА по факту понижения напряжения.

Различие в применении ССВ и СНВ на генераторах, работающих в изолированной сети, иллюстрирует рис. 2.7.1. Расчеты выпол-

нены для двух исходных режимов работы ГУ: без нагрузки (холостой ход генераторов) и с нагрузкой, равной 90 % номинальной мощности генераторов¹.

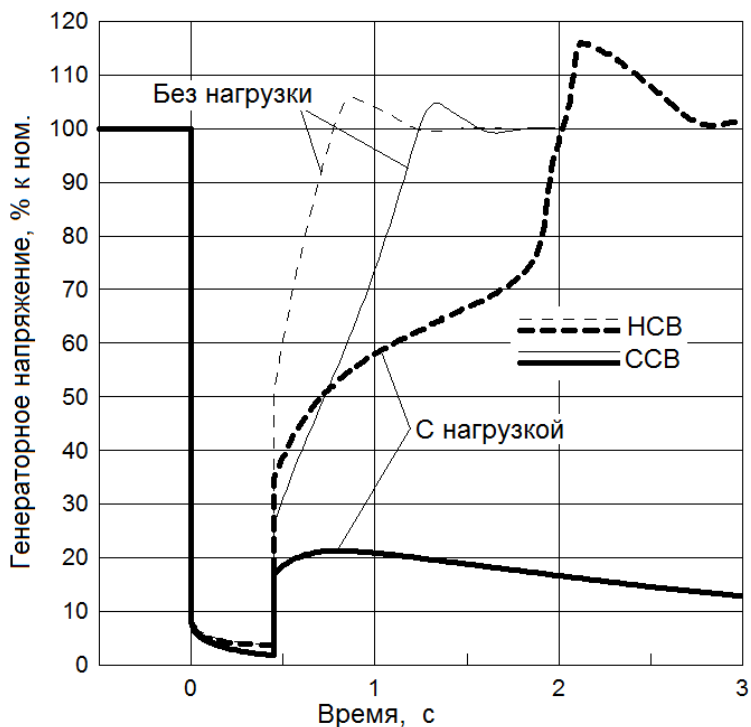


Рис. 2.7.1. Переходный процесс восстановления напряжения после трехфазного КЗ у генераторов с ССВ и СНВ (в первом случае при наличии нагрузки возникает лавина напряжения)

Закон, по которому ток возбуждения генератора изменяется при изменениях параметров режима, величина потолочного возбуждения и наличие дискретной форсировки возбуждения, срабатывающей при

¹ Нагрузка — промышленная, 90 % ее составляют асинхронные двигатели. Самозапуск всей нагрузки в таких условиях невозможен, поэтому при КЗ 50 % нагрузки отключается. Параметры генераторов (кроме вида системы возбуждения и кратности потолочного возбуждения) в данных процессах не существенны.

снижении генераторного напряжения до 80–85 % от номинального и кратковременно поднимающей возбуждение до потолочного, имеют значение как исходные данные, необходимые для расчетов, но не принципиально важные.

Но одно принципиально важное обстоятельство, относящееся к АРВ генераторов, имеется. Оно связано с такой важной функцией АРВ как демпфирование колебаний, возникающих при изменениях режима работы сети (коммутации, включения/отключения электроприемников и т. п.). Разные заводы-изготовители реализуют эту функцию (Power System Stabilization, PSS) различными средствами. Быстродействующие АРВ крупных генераторов отечественного производства, реализующие функцию демпфирования колебаний, относятся к системам регулирования сильного действия.

Для условий работы ГУ в отечественных электрических сетях, которые характеризуются большей протяженностью и загруженностью линий электропередачи, а также большими отклонениями напряжений в узлах нагрузки, при выполнении пуско-наладочных работ на электростанциях может потребоваться настройка коэффициентов усиления в каналах стабилизации АРВ. Невыполнение такой настройки или ее некорректное выполнение может привести к возникновению (в некоторых режимах и/или при некоторых нагрузках ГУ) незатухающих колебаний, проявляющихся в параметрах режима ГУ, величин активной и реактивной мощности, а также напряжения. В условиях эксплуатации такие случаи на некоторых новых парогазовых электростанциях (ПГЭС) были зафиксированы.

Если в АРВ ГУ вообще не предусмотрены каналы стабилизации, то обеспечению удовлетворительного демпфирования может помочь некоторое снижение коэффициента усиления по каналу отклонения напряжения (в пределах технически реализуемого и допустимого во всех нормальных режимах). Если данные действия не дадут необходимого положительного эффекта в условиях эксплуатации, то требуется инициировать обращение к заводу-изготовителю ГУ для корректировки существующих алгоритмов АРВ. Но может потребоваться и замена АРВ на новый, имеющий соответствующие функциональные возможности.

2.8. Получение информации от заводов-изготовителей ГУ

Если надежность работы ГУ имеет существенное значение и если отключения ГУ, не вызванные реальной опасностью ее повреждения, приводят к значительным ущербам для потребителей (из-за нарушения технологического процесса при потере питания) или для сети (из-за перегрузки линий электропередачи и силовых трансформаторов), то необходима реализация специальных противоаварийных мероприятий в аномальных и аварийных режимах работы сети и ГУ. Перечень этих мероприятий должен формироваться на этапе проектирования при разработке схемы выдачи мощности ГУ/объекта РГ, исходя из конкретных свойств ГУ, которые должны быть известными.

Выбор ГУ и заводов-изготовителей стал гораздо сложнее с появлением на мировом энергетическом рынке множества ГУ *с параметрами, значительно различающимися между собой и отличающихся от параметров привычных паротурбинных и дизель-генераторных установок*. Особенности современных ГУ, которые не были приняты во внимание в процессе формирования ТЗ на закупку ГУ, нередко оборачиваются значительными ущербами и дополнительными затратами на разработку и реализацию специальных противоаварийных мероприятий. Эти мероприятия могут включать в себя работы по установке дополнительного оборудования, например, разделительных трансформаторов, токоограничивающих реакторов, коммутационных аппаратов, устройств РЗ и ПА и пр. Однако, если в ТЗ на закупку ГУ данные вопросы не были указаны, то реакцию официальных представителей заводов-изготовителей можно считать обоснованной, когда они отвечают, например, следующее: *«заказчики после пуска ГУ выдвигают несправедливые претензии, касающиеся недостаточной надежности работы ГУ в тех или иных схемно-режимных условиях, но это происходит потому, что данные ситуации не были оговорены при заказе ГУ»*.

Если бы заводы-изготовители предоставляли полную техническую информацию по ГУ своим потенциальным заказчикам до их приобретения, то можно было бы выполнить предварительную предпроектную проработку (внестадийная работа) для определения схемно-режимных условий работы ГУ при возникновении различных возмущений в прилегающей сети. Это позволило бы решить вопрос

формирования перечня противоаварийных мероприятий, которые необходимо реализовать на объекте РГ и в прилегающей сети, а также задачу выбора типа ГУ с учетом технико-экономических показателей.

Однако зарубежные заводы-изготовители ГУ, как правило, не стремятся предоставлять потенциальным заказчикам технические характеристики, алгоритмы работы и параметры настройки устройств РЗ, алгоритмы работы и особенности функционирования систем автоматического регулирования (управления) как в нормальных, так и в различных аномальных режимах, до заключения договора на поставку ГУ. Причина такого подхода, очевидно, не в посягательствах потенциальных заказчиков на ноу-хау производителей ГУ, но именно на нее нередко ссылаются заводы-изготовители при отказе.

Получению технической информации, необходимой для разработки схемы выдачи мощности (СВМ) ГУ/объекта РГ в распределительную сеть или сеть внутреннего электроснабжения предприятия, могло бы способствовать перечисление основных технических параметров ГУ, подлежащих предоставлению в обязательном порядке, в нормативно-техническом документе (НТД) или нормативно-правовом акте (НПА) по разработке СВМ, либо в ТЗ на закупку ГУ.

Что касается вопроса получения информации от заводов-изготовителей до момента заключения договора на поставку ГУ, то было бы целесообразно осуществить сбор и обобщение той информации о свойствах ГУ отечественного и зарубежного производства, которую заказчики уже получили в технической документации при поставке ГУ. Объем собираемых данных может затрагивать многие актуальные аспекты применения ГУ в распределительных сетях или сетях внутреннего электроснабжения предприятий. Полезен, разумеется, также сбор статистики по аварийности с систематизацией данных по заводам-изготовителям ГУ. Однако в целом ряде случаев данная информация не подлежит разглашению третьим лицам и заказчиками при заключении договора на поставку ГУ подписаны соответствующие документы.

Ниже приведен ориентировочный перечень основных параметров (технических характеристик) ГУ, характеризующих переходные процессы ГУ в распределительных сетях или сетях внутреннего электроснабжения предприятий с распределенной генерацией. Если указанная информация получена до момента заключения договора на поставку ГУ, то она позволяет судить о целесообразности использо-

вания рассматриваемых ГУ в конкретных схемно-режимных условиях и сформировать обоснованный перечень противоаварийных мероприятий, которые должны быть реализованы при подключении ГУ/объекта РГ к сети. При разработке схемы выдачи мощности ГУ/объекта РГ данная информация – основа для постановки расчетных задач и выполнения расчетов электрических режимов, и, если это необходимо, формирования запроса заводу-изготовителю на получение дополнительной информации.

В приведенном ниже перечне основных параметров (технических характеристик) ГУ курсивом даны полезные пояснения для специалистов, занимающихся разработкой проектов схем выдачи мощности объектов РГ с современными 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) *[параметры, позволяющие рассчитать механическую постоянную инерции T_j , см. п. 2.6]*.
5. Продолжительность пуска из холодного и горячего состояний *[актуально 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 системы регулирования частоты вращения генератора
[от ответов на первые три вопроса зависит принципиальная применимость ГУ в конкретных схемно-режимных условиях]

1. На какую работу рассчитана система АРЧВ:

– на параллельную работу с мощной энергосистемой?
– на изолированное (автономное) электроснабжение потребителей?

– на оба эти режима с обеспечением возможности продолжать нормальную работу, если ГУ/объект РГ со своей нагрузкой внезапно отделился от сети?

2. Если предусмотрено автоматическое переключение законов регулирования, то какая информация используется для идентификации режима работы и переключения:

– отключение выключателей (каково максимальное число контролируемых выключателей)?

– 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 мощности.

5. Максимально допустимый сброс нагрузки с генератора, работавшего со 100 %-ной нагрузкой, не требующий отключения генератора, а также график изменения скорости вращения в таком процессе.

[два последние вопроса актуальны в отношении реализации необходимых противоаварийных мероприятий и обеспечения правильности математического моделирования ГУ].

Параметры системы возбуждения генератора

1. Предусмотрено ли управление возбуждением?

2. Источник управляемого 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 изолированном (автономном) и островном режимах вероятны трудности обеспечения пусков и самозапущков электродвигателей (см. п. 2.7), при параллельной работе с энергосистемой – замедление восстановления напряжения после ликвидации КЗ].

1. Имеется ли ограничитель продолжительности режима форсировки возбуждения? *[если его нет, то длительная форсировка возбуждения может привести к отключению ГУ устройствами РЗ].*

2. Потолочное напряжение возбуждения (относительно величины возбуждения в номинальном режиме) и скорость нарастания возбуждения (ед. / сек.).

3. Изменение напряжения возбуждения, % (относительно величины возбуждения в номинальном режиме) при отклонении напряжения на выводах на 1 % *[желательный, но в большинстве случаев не необходимый параметр].*

4. Какие дополнительные параметры используются для стабилизации режима ГУ? *[детализация параметров регулирования возбуждения, обеспечивающих хорошее демпфирование колебаний, не нужна: эти параметры нужно подбирать 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 $f_{\text{ном}}$).

Электрические защиты генератора, действующие на его отключение при значительных отклонениях параметров режима от нормальных значений:

[эти параметры устройств РЗ определяют, в частности, вероятность излишних отключений ГУ: при параллельной работе с энергосистемой в случае КЗ и в изолированных (автономных) и островных режимах при сбросах и набросах нагрузки].

- 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 короткого замыкания.

Механическая прочность генерирующей установки в целом и 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 КЗ должна обеспечиваться самой конструкцией ГУ].

2. Величина максимально допустимого ударного электромагнитного момента *[по этой величине может быть для конкретных условий проверена допустимость воздействия внешнего КЗ и решен вопрос о допустимости воздействий НАПВ в прилегающей сети].*

С одной стороны, необходимы или нет изначально такие подробные основные параметры (технические характеристики) ГУ, выясняется только по окончании проведения расчетного анализа. С другой стороны, трудности получения информации о ГУ от заводоизготовителей значительны, поэтому целесообразно получение указанного перечня для возможности проведения расчетов электрических режимов. Необходимость получения дополнительных специальных данных определяется на этапе проведения расчетов, но существенным в этом вопросе является следующее:

1. Нужны ли специальные данные о ГУ, предназначенных для подключения к сетям общего назначения, могут подсказать предварительные расчеты тех установившихся режимов, которые могут возникнуть, если на ремонтный или послеаварийный режим работы сети наложатся отключения ГУ/объекта РГ. Если режимы после отключения ГУ/объекта РГ могут оказаться недопустимыми и, следовательно, потребуется разработка перечня противоаварийных мероприятий, то нельзя будет обойтись без подробного расчетного анализа и необходимых для этого исходных данных.

Очевидно, что последствия внезапных отключений ГУ/объекта РГ в общем случае тем тяжелее, чем больше установленная мощность ГУ/объекта РГ, но определить «критические» значения мощности ГУ/объекта РГ можно только на основании результатов расчетов для конкретных схемно-режимных условий.

2. Для ГУ/объекта РГ в системе внутреннего электроснабжения предприятия с функцией резервного (аварийного) источника пита-

ния специальные данные в большинстве случаев нужны независимо от мощности ГУ/объекта РГ.

Во всех случаях запроса основных параметров (технических характеристик) ГУ и ответов заводов-изготовителей безусловно необходимо одинаково правильное понимание технической сущности как самих вопросов, так и получаемых ответов. В частности, нельзя запрашивать параметры, описание которых неоднозначно и может быть неправильно истолковано. Особенно это относится к параметрам математических моделей, принятых в отечественной расчетной практике, при выполнении расчетов электрических режимов в энергосистеме.

На международной практике расчетные модели АРВ и приводных двигателей ГУ с управлением активной мощностью привязаны к конкретным конструктивным решениям конкретных заводов-изготовителей. В отечественной практике эти модели используются в упрощенно-обобщенном виде, а различия в законах регулирования отображаются изменениями нескольких ключевых параметров (коэффициенты усиления по каналам регулирования; постоянные времени; ограничения сигналов регулирования по величине и по скорости изменения и т.д.). При этом запрашивать у зарубежных заводов-изготовителей значения тех параметров, которые входят в наши модели, нецелесообразно, так как это не дает ожидаемых результатов.

Примером некорректно сформулированных запросов к заводу-изготовителю ГПУ (к компании «Wärtsilä») могут служить пункты: «постоянная времени регулятора скорости на открытие T_0 » и «постоянная времени регулятора скорости на закрытие T_3 »¹. Эти параметры используются только в отечественных ПК, и не могут быть понятными разработчикам ДВС. В ответе компании «Wärtsilä» указано (на основании общих соображений, не имеющих отношения к отечественной математической модели привода ГУ), что для ГПУ с номинальной электрической мощностью 7,744 МВт $T_0 = 2,0$, $T_3 = 2,0$. Хорошо, что кроме этого были представлены данные натурных испытаний (рис. 2.8.1) по которым можно судить о реакции ДВС на наброс электрической нагрузки на ГПУ.

¹ ПК «Мустанг», расчеты переходных процессов в энергосистемах.

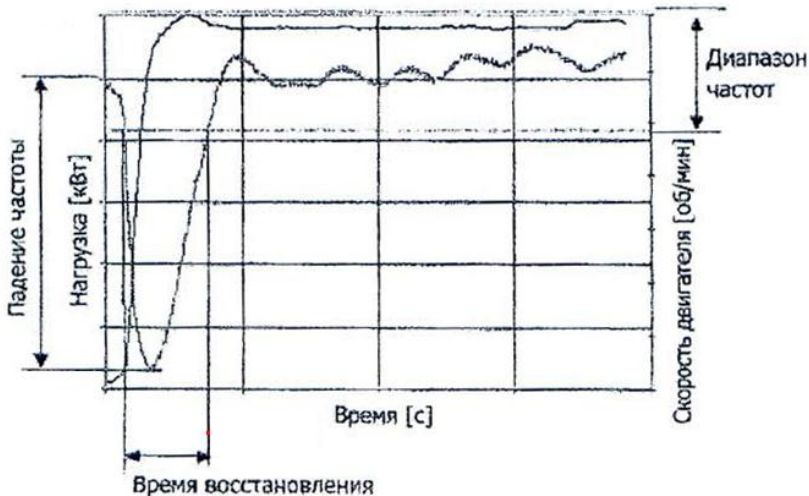


Рис. 2.8.1. Наброс электрической нагрузки на ГПУ, работавшем на холостом ходу. Величина наброса — 28 % от номинальной мощности; падение частоты — 5 Гц, время восстановления до 49 Гц — 15 с

Этот процесс с учетом всех известных параметров регулирования мощности (в том числе: статизм — 4 %, зона нечувствительности — 0,02 %), был воспроизведен в ПК «Мустанг» с тем же графиком наброса нагрузки¹. Сопоставление — на рис. 2.8.2, где f_1 — реальный ход изменения частоты (по рис. 2.8.1); f_2 — расчет того же процесса, но со значениями T_0 , T_3 , предоставленными заводом-изготовителем ГПУ ($T_0 = 2$ с, $T_3 = 2$ с).

Сравнение графиков $f_1(t)$ и $f_2(t)$ показывает, что стандартные значения параметров автоматического регулятора частоты вращения, ориентированные на паротурбогенераторы, применительно к ГПУ нуждаются в значительной корректировке, особенно это относится к T_0 . Если же подобрать такое значение T_0 , чтобы рассчитанная минимальная частота f_{\min} соответствовала реальному процессу, то получается, что $T_0 = 20$ с, как это показано на рис. 2.8.2 — график $f_3(t)$.

¹ График $P(t)$ воспроизводился мелкими ступенями изменения активной нагрузки на ГПУ.

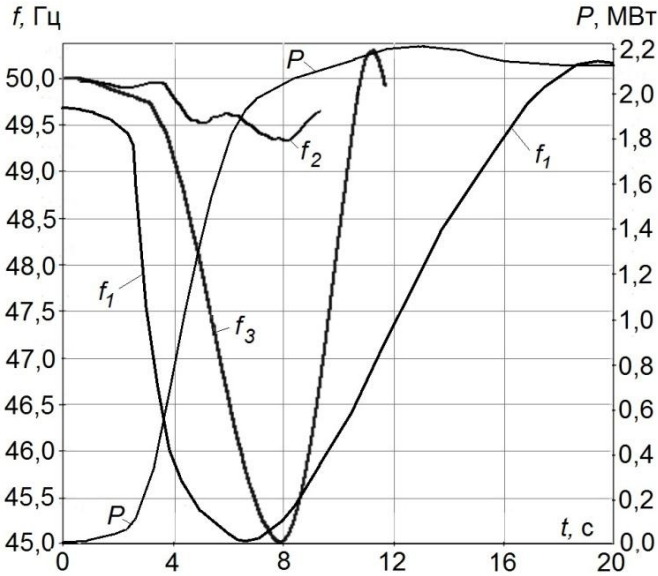


Рис. 2.8.2. Тот же процесс, что на рис. 2.8.1, и его расчетное воспроизведение

Таким образом, подобрать требуемое значение f_{\min} с помощью вариаций T_0 в данном случае возможно, но получить правильное «время восстановления частоты» (см. рис. 2.8.2) с помощью простейшей модели АРЧВ, обычно используемой в расчетах динамической устойчивости, возможности нет. Проверено, что введение запаздывания типа аperiodического звена¹, чтобы увеличить время восстановления, не решает задачи: увеличение постоянной времени этого звена приводит не столько возрастанию времени восстановления частоты, сколько снижает f_{\min} .

¹ В ПК «Мустанг» в модели паровой турбины предусмотрено аperiodическое звено для отображения инерционности парового объема. Если доля парового объема $D_{\text{по}} = 1$, то влияние постоянной времени этого звена $T_{\text{по}}$ на процесс управления мощностью максимальное.

**МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ
ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ В ЭНЕРГОРАЙОНАХ
С ОБЪЕКТАМИ РГ В УСТАНОВИВШИХСЯ
И ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМАХ**

**3.1. Статические характеристики нагрузки
для расчетов установившихся режимов**

3.1.1. Основные понятия

Статические характеристики нагрузки (СХН) [47, 48, 7] отражают зависимости активной и реактивной мощности, потребляемые в узле нагрузки, от напряжения и частоты:

$$P_{\text{H}} = F_1(U, f), \quad Q_{\text{H}} = F_2(U, f), \quad (3.1.1)$$

где величины P_{H} , Q_{H} , U измеряются в точке питания нагрузки. Статические характеристики являются главным средством отображения нагрузки в *установившихся режимах* (УР).

Статические характеристики нагрузки по напряжению при постоянной частоте востребованы значительно больше, чем СХН по двум переменным. Расчеты УР с учетом отклонения частоты далеко не всегда нужны, и поэтому расчеты УР во многих случаях выполняются в ПК, в которых частота принимается неизменной и равной $f_{\text{ном}}$. В таких случаях вместо (3.1.1) используются зависимости:

$$P_{\text{H}} = F_1(U), \quad Q_{\text{H}} = F_2(U). \quad (3.1.2)$$

В понятие нагрузки входит потребление активной и реактивной мощности электроприемниками какого-либо объекта или района, включая сюда потери в сетях, не включенных в расчетную схему. Когда СХН заданы правильно, замена ими реальной сети не даст в расчетах УР значительных погрешностей, если выполнены следующие расчетные условия.

1. Напряжения в узлах нагрузки должны быть заведомо допустимыми для электроприемников, в частности, не допускать опрокидываний электродвигателей из-за низкого напряжения. Если бы такие нарушения были в действительности, то в узле нагрузки начались бы переходные процессы, для расчета которых нужны не статические, а динамические модели.

2. В районах, где вся нагрузка отображается СХН, нет условий для срабатываний устройств РЗА, которые вызывают отключения или включения других электроприемников. Если такие отключения в реальных узлах нагрузки возможны, целесообразно в расчетной схеме эти электроприемники моделировать отдельно от основной нагрузки.

3. *Указанные районы не должны иметь другого источника внешнего питания*, кроме того узла, для которого задаются СХН. Если другой источник имеется, то электропотребление зависит не только от модулей питающих напряжений, но также *и от разности фаз этих двух напряжений*¹. В таком случае функции (3.1.2) следовало бы заменить выражением:

$$P_{\text{н}} = F_1[U_1, U_2, \arg(U_1) - \arg(U_2)], \quad Q_{\text{н}} = F_2[U_1, U_2, \arg(U_1) - \arg(U_2)].$$

Если для каждого аргумента используется квадратичный полином, обе функции содержат минимум по шесть коэффициентов, которые трудно определить в процессе натурального эксперимента; статистическая обработка таких СХН была бы не результативной. Поэтому на практике используются СХН, относящиеся к *одному* источнику питания².

Применяется, как правило, такая форма СХН, в которой активные и реактивные мощности, потребляемые в данном узле в исходном режиме ($P_{\text{н0}}$, $Q_{\text{н0}}$) задаются не в полиноме СХН, а отдельным множителем, который хранится в исходной информации. Это позволяет применять одни и те же СХН к разным узлам с похожей нагрузкой, но различающиеся значениями $P_{\text{н0}}$, $Q_{\text{н0}}$. При этом полиномы СХН (функции φ_1 и φ_2) безразмерны:

$$\frac{P_{\text{н}}}{P_{\text{н0}}} = \varphi_1 \left(\frac{U}{U_0}, \frac{f}{f_{\text{ном}}} \right), \quad \frac{Q_{\text{н}}}{Q_{\text{н0}}} = \varphi_2 \left(\frac{U}{U_0}, \frac{f}{f_{\text{ном}}} \right), \quad (3.1.3)$$

¹ Разность фаз напряжений определяет величину перетока активной мощности между двумя источниками питания.

² См., однако, п. 3.1.5.2.

т. е.:

$$P_H = P_{H0} \cdot \varphi_1 \left(\frac{U}{U_0}, \frac{f}{f_{ном}} \right), \quad Q_H = Q_{H0} \cdot \varphi_2 \left(\frac{U}{U_0}, \frac{f}{f_{ном}} \right). \quad (3.1.4)$$

3.1.1.1. Качественное описание СХН по напряжению

Зависимость активной мощности от напряжения определяется составом электроприемников и, в меньшей мере, потерями мощности. У статических электроприемников (не электродвигателей) активная мощность в простейшем случае описывается выражением:

$$P_{\text{стат}} \approx \sum \frac{U^2}{R}.$$

Если активное сопротивление R не зависит или почти не зависит от напряжения, то при изменении напряжения на 1 % величина $P_{\text{стат}}$ изменяется на 2 %. Если же сопротивление R при понижении напряжения уменьшается из-за меньшего нагрева протекающим током, то зависимость от напряжения слабее. При снижении напряжения на 1 % мощность, потребляемая лампами накаливания, снижается примерно на 1,6 %, люминесцентными лампами – по разным данным от 1 % до 2 %.

Реактивная мощность статических электроприемников $Q_{\text{стат}}$ обычно не велика и для качественного анализа не интересна.

У электродвигателей переменного тока основная часть активной мощности, потребляемой из сети, передается приводимым во вращение механизмами ($P_{\text{мех}}$). Величина $P_{\text{мех}}$ определяется формулой

$$P_{\text{мех}} = \omega_{\text{мех}} \cdot M_{\text{мех}}(\omega_{\text{мех}}), \quad (3.1.5)$$

где

$\omega_{\text{мех}}$ – скорость вращения;

$M_{\text{мех}}$ – момент сопротивления, развиваемый приводимым во вращение механизмом и зависящий от $\omega_{\text{мех}}$.

Величина $\omega_{\text{мех}}$ в случае применения синхронных двигателей (СД) зависит только от частоты (пока напряжение выше критического). В случае асинхронных двигателей (АД) небольшая зависимость $\omega_{\text{мех}}$ от U имеется, так как при изменениях напряжения меняется скольжение ротора АД относительно поля статора и соответственно немного изменяется его скорость $\omega_{\text{мех}}$.

Потери активной мощности в статоре СД и АД (и кабелях, которыми они присоединены к сети) пропорциональны квадрату тока и, следовательно, при понижении напряжения увеличиваются. Потери активной мощности, обусловленные токами намагничивания электродвигателей и трансформаторов, наоборот, при понижении напряжения существенно снижаются. В итоге, активная мощность двигательной нагрузки мало зависит от напряжения, причем производная $dP_{дв}/dU$ может быть как положительной, так и отрицательной.

Реактивная мощность, которую потребляют АД, снижается при понижении напряжения из-за уменьшения тока намагничивания (особенно в зоне нормальных и повышенных напряжений) и возрастает из-за увеличения тока и роста потерь $\Sigma I^2 X$ (особенно, когда напряжение понижено и приближается к критическому $U_{кр}$). Пример СХН АД показан на рис. 3.1.1.

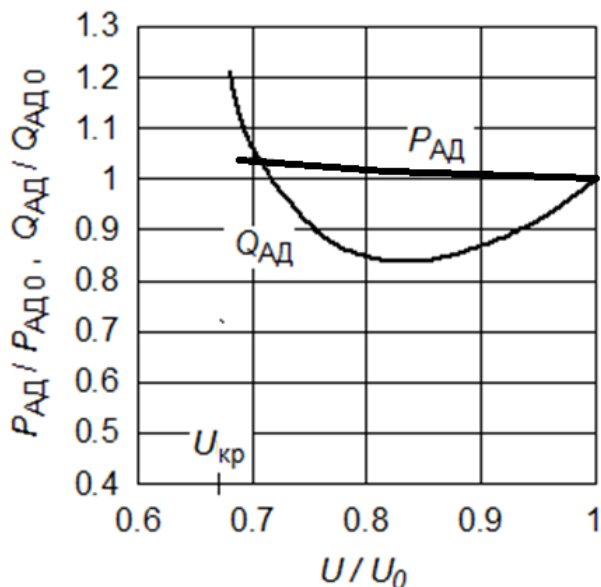


Рис. 3.1.1. СХН АД при его номинальной нагрузке и малом сопротивлении между АД и источником питания

Статические характеристики активной мощности АД и СД близки. То же самое относится в некоторой мере и к характеристикам реактивной мощности: потребление ее из сети увеличивается, когда

напряжение приближается к критическому. Но СХН $Q_{СД}$ смещена в область отрицательных значений, когда СД выдает реактивную мощность в сеть¹ (рис. 3.1.2). Когда автоматический регулятор возбуждения СД по отклонению напряжению отключен, значения реактивной мощности при снижении напряжения смещаются в сторону потребления ее из сети, а при включенном АРВ генерация Q при снижении напряжения увеличивается.

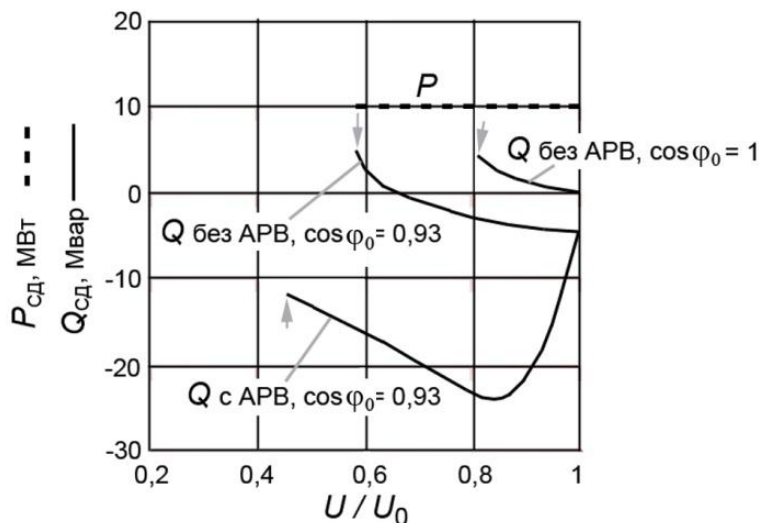


Рис. 3.1.2. СХН СД при включенном АРВ по отклонению напряжения (10 ед. ном. возбуждения на 1 ед. ном. напряжения) и при отключенном АРВ с разными коэффициентами мощности (\cos). Стрелки показывают критический режим

Переход к безразмерным СХН (3.1.3), (3.1.4) полезен в смысле упрощения задания СХН, но неудобен, когда $Q_{H0} \leq 0$, обычно – при наличии достаточно мощных СКРМ.

Когда $Q_{H0} \approx 0$, использование формул (3.1.3), (3.1.4) становится затруднительным; способ, позволяющий оперировать и с обычными СХН, и с СХН при $Q_{H0} \leq 0$, изложен в п. 3.1.6).

¹ Для всех электроприемников положительные значения активной или реактивной мощностей принимаются соответствующими потреблению из сети.

3.1.1.2. Качественное описание СХН по частоте для АД и СД

Зависимость активной мощности статических электроприемников от частоты мала. У электродвигателей переменного тока величина полезной мощности $P_{\text{мех}}$, передаваемой приводимому во вращение механизму, определяется формулой (3.1.5). Зависимости момента сопротивления приводимого механизма $M_{\text{мех}}$ от скорости $\omega_{\text{мех}}$ различны у разных механизмов, соответственно различны и зависимости $P_{\text{мех}}(\omega_{\text{мех}})$, как это показано на рис. 3.1.3.

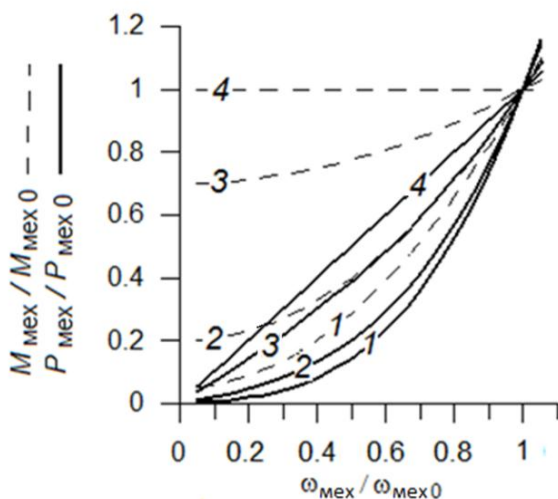


Рис. 3.1.3. Примеры зависимостей $M_{\text{мех}}(\omega_{\text{мех}})$ — штриховые линии, и $P_{\text{мех}}(\omega_{\text{мех}})$ — сплошные линии: 1 — центробежный компрессор, 2 — гидравлический насос с небольшим статическим напором, 3 — то же, но с большим статическим напором, 4 — поршневой компрессор или дробилка

Поскольку скорость $\omega_{\text{мех}}$ с точностью до изменений скольжения АД пропорциональна частоте f , а мощность приводимого механизма с точностью до потерь равна активной мощности, потребляемой из сети, то СХН АД и СД соответствуют показанным сплошными линиями на рис. 3.1.3.

Зависимости реактивной нагрузки от частоты определяются теми же факторами, что и зависимости $Q_{\text{н}}(U)$, но дополнительно нужно учесть, что индуктивные сопротивления пропорциональны частоте. Поэтому потери реактивной мощности в сети (ΣP_{X}) по мере сни-

жения частоты уменьшаются, а потери на намагничивание ($\Sigma U^2 / X_{\mu}$) возрастают.

В распределительных сетях с малой протяженностью линий электропередачи и напряжениями, близкими к номинальным, суммарные потери на намагничивание электродвигателей и трансформаторов больше, чем потери в последовательных сопротивлениях сети. Тогда суммарный эффект от небольших снижений частоты – это снижение $P_{\text{н}}$ и увеличение $Q_{\text{н}}$.

3.1.1.3. Зависимость СХН от длительности существования аномального режима

И общий анализ, и натурные эксперименты показывают, что после изменений условий питания по напряжению и/или частоте в нагрузке начинаются процессы, как быстрые, так и протяженные во времени, в какой-то мере восстанавливающие величины электропотребления. Имеются два принципиально разных вида таких процессов.

1. Изменения напряжений в энергорайоне, замещенном своими СХН, в результате срабатываний устройств автоматического регулирования напряжения (АРН), воздействующих на изменение коэффициентов трансформации понизительных трансформаторов ПС, а также в результате значительно более медленных переключений устройств РПН вручную (в основном – на ПС промышленных предприятий с постоянным дежурным персоналом).

2. Изменения числа одновременно включенных электроприемников по условиям технологического производства. Например: при пониженном напряжении процесс приготовления пищи на электрических плитах удлиняется, что вызывает рост числа одновременно включенных плит. Аналогичные эффекты дают срабатывания систем технологической автоматики, управляющих технологическими процессами и включающих, например, резервный насос, если производительность работающих насосов недостаточна.

Все такие эффекты можно рассматривать как адаптацию потребителей к изменившимся условиям электроснабжения. Распределение этих эффектов во времени зависит от конкретных свойств нагрузки.

Если автоматическое управление работой электроприемников осуществляется практически безынерционно (например, управление открытием тиристоров в системах привода постоянного тока) или малоинерционно (например, управление тяговыми усилиями на

электротранспорте), то такие процессы нельзя выделить на фоне обычной реакции электроприемников на изменение условий питания. Поэтому в таких случаях эксперимент покажет *итоговую* быструю реакцию P_H и Q_H на отклонения U и f . Это *естественные СХН*, отображающие быструю реакцию электроприемников на изменение условий питания.

Ощутимо более медленную реакцию электроприемников на изменения электропотребления можно рассматривать как адаптацию потребителей, которая изменяет вид СХН. Это *СХН с учетом адаптации* (рис. 3.1.4).

СХН с учетом адаптации целесообразно использовать в расчетах, если представляют интерес режимы, устанавливающиеся не сразу после изменений условий питания, а спустя некоторое время — примерно от 10 мин. до 1 ч. При больших интервалах связь величин электропотребления с условиями питания становится не достоверной из-за независимых нерегулярных колебаний нагрузки.

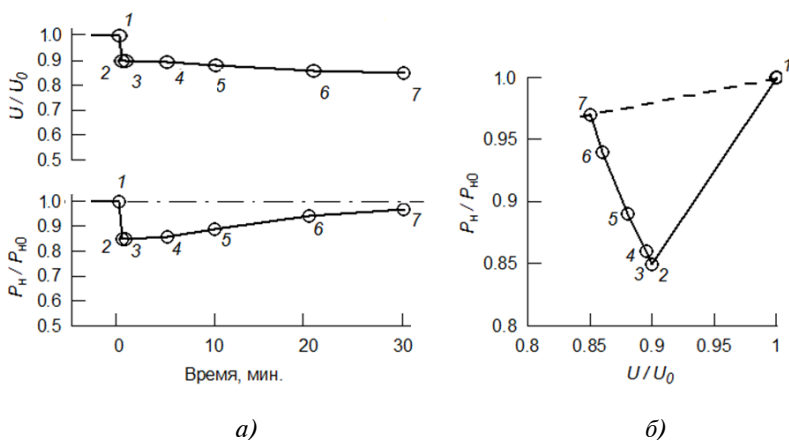


Рис. 3.1.4. Пример принудительного изменения напряжения (от точки 1 до точки 2) и адаптации к этому изменению (точки 2—7): а — процесс во времени, б — в координатах $P_H(U)$: отрезок 1—2 относится к естественной СХН, отрезок 1—7 к СХН с учетом адаптации

Действие указанных факторов после понижения напряжения обычно таково, что значения P_H , Q_H , в начальный момент снизившиеся, начинают изменяться в обратную сторону, утяжеляя послева-

рийный режим. Поэтому эффекты адаптации нагрузки целесообразно учитывать (см. ниже).

3.1.2. Основные аппроксимации СХН. Регулирующие эффекты нагрузки

Принципиально, формулы СХН (3.1.4) могут быть получены из уравнений, описывающих соотношения между параметрами электропитания и мощностями, потребляемыми различными электроприемниками с учетом всех видов потерь. Но такие математические описания были бы бесполезными, так как формулы содержали бы десятки коэффициентов, получать которые аналитическими способами или экспериментально для больших узлов нагрузки нереально.

Возможности проведения экспериментов по определению параметров СХН (при малом доступном диапазоне изменения напряжения и в условиях помех – нерегулярных колебаниях нагрузки, см. п. 3.1.5) таковы, что для одной СХН по напряжению можно определить значения не более чем одного-двух коэффициентов, по частоте – не более одного. Поэтому СХН в общем случае и для практического использования в расчетах режимов энергосистем не могут быть описаны выражениями более точными, чем:

$$P_{\text{н}} = P_{\text{н0}} \cdot \left[A_0 + A_1 \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right) + A_2 \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 + A_3 \cdot \left(\frac{f}{f_{\text{ном}}} - 1 \right) \right], \quad (3.1.6)$$

$$Q_{\text{н}} = Q_{\text{н0}} \cdot \left[B_0 + B_1 \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right) + B_2 \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 + B_3 \cdot \left(\frac{f}{f_{\text{ном}}} - 1 \right) \right]; \quad (3.1.7)$$

здесь в зависимостях от напряжения имеются по три коэффициента у каждой СХН, но нужно иметь в виду вспомогательные условия:

$$A_0 + A_1 + A_2 = 1, \quad B_0 + B_1 + B_2 = 1,$$

что легко получить из (3.1.6), (3.1.7) подстановками: $f = f_{\text{ном}}$, $U = U_0$, $P_{\text{н}} = P_{\text{н0}}$, $Q_{\text{н}} = Q_{\text{н0}}$. Поэтому в СХН для активной и для реактивной мощности нужно в общем случае определять по два независимых коэффициента по напряжению: A_1 , A_2 и B_1 , B_2 ; по одному независимому коэффициенту по частоте: A_3 , B_3 , кроме того:

$$A_0 = 1 - A_1 - A_2, \quad B_0 = 1 - B_1 - B_2.$$

Используются также формулы СХН, аналогичные (3.1.6)–(3.1.7), отличающиеся тем, как вычисляется относительное значение напряжения: как отношение U/U_0 или как $U/U_{\text{ном}}$. В последнем случае СХН имеют вид:

$$P_{\text{н}} = P_{\text{н0}} \cdot \left[A_0 + A_1 \cdot \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right) + A_2 \cdot \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2 + A_3 \cdot \left(\frac{f}{f_{\text{ном}}} - 1 \right) \right], \quad (3.1.6a)$$

$$Q_{\text{н}} = Q_{\text{н0}} \cdot \left[B_0 + B_1 \cdot \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right) + B_2 \cdot \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2 + B_3 \cdot \left(\frac{f}{f_{\text{ном}}} - 1 \right) \right]. \quad (3.1.7a)$$

Использование отношения $U/U_{\text{ном}}$ освобождает от необходимости хранить значения U_0 в специальном массиве¹, но имеет тот недостаток, что вычисленные в нормальном режиме значения $P_{\text{н}}$ и $Q_{\text{н}}$ не будут равны $P_{\text{н0}}$ и $Q_{\text{н0}}$, если $U \neq U_{\text{ном}}$.

В ПК «EUROSTAG» нагрузки описываются степенными функциями: нагрузка пропорциональна

$$P = P_0 (U/U_0)^\alpha (f/f_0)^\gamma,$$

$$Q = Q_0 (U/U_0)^\beta (f/f_0)^\delta,$$

здесь, как и везде, U и U_0 – по модулю. Показатели степени задаются в исходных данных. Такая форма СХН не рассчитана на отображение нагрузки при низких напряжениях, когда по мере снижения напряжения потребляемая реактивная мощность растет (см. рис. 3.1.1), причем этот рост может спровоцировать лавину напряжения – в натуре или при правильном задании СХН, но не в расчетах с использованием степенных зависимостей. Для рассматриваемого круга задач такая форма представления СХН не пригодна.

Погрешность применения СХН тем больше, чем ниже текущее напряжение. Это связано в основном с тем, что эксперименты, на результаты которых опираются СХН (расчеты здесь играют вспомогательную роль), выполнимы только при небольших отклонениях напряжения и не дают информации о величинах нагрузки при низких напряжениях.

Поэтому, кроме квадратичных СХН по напряжению, вынужденно применяются также их линейные аппроксимации, в которых каждая из зависимостей характеризуется *регулирующим эффектом нагрузки* (РЭН): производной мощности по напряжению или по частоте,

¹ В ПК «Мустанг» величины U_0 обозначены как $U_{\text{норм}}$.

причем переменные выражаются в относительных единицах при базисных значениях $U_0, f_{ном}, P_{н0}, Q_{н0}$. Регулирующие эффекты активной мощности нагрузки по напряжению и по частоте выражаются следующим образом:

$$K_{PU} = \frac{P_n - P_{н0}}{P_{н0}} \cdot \frac{U - U_0}{U_0}, \quad K_{Pf} = \frac{P_n - P_{н0}}{P_{н0}} \cdot \frac{f - f_{ном}}{f_{ном}}, \quad (3.1.8)$$

регулирующие эффекты реактивной мощности аналогичны.

СХН (3.1.6)–(3.2.7) могут быть линеаризованы и записаны через РЭН по (3.1.8):

$$P_n = P_{н0} \cdot \left[1 - K_{PU} + K_{PU} \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right) + K_{Pf} \cdot \left(\frac{f}{f_{ном}} - 1 \right) \right].$$

$$Q_n = Q_{н0} \cdot \left[1 - K_{QU} + K_{QU} \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right) + K_{Qf} \cdot \left(\frac{f}{f_{ном}} - 1 \right) \right].$$

При этом $A_0 = 1 - K_{PU}$, $A_1 = K_{PU}$, $A_2 = 0$, $A_3 = K_{Pf}$, $B_0 = 1 - K_{QU}$, $B_1 = K_{QU}$, $B_2 = 0$, $B_3 = K_{Qf}$.

3.1.3. Выбор между использованием СХН или допущения $P_n, Q_n = \text{const}$

Применение СХН в расчетах УР требуется тогда, когда надо определить, насколько изменятся искомые параметры УР при том или другом изменении схемы, величин генерации и потребления. При подготовке *первого* (исходного) УР такой задачи не стоит, и нагрузки, если они достоверны, могут вводиться наиболее простым образом – при допущении $P_n, Q_n = \text{const}$.

Однако, если рассчитывается УР слабой сети со значительными потерями напряжения, вполне вероятны условия, когда итерационный процесс расчета УР не сходится к решению. В этом случае, если не помогает смена предусмотренных в ПК стартовых алгоритмов, специалист-расчетчик пытается так изменить исходные данные, чтобы расчет сошелся, после чего анализирует причины отсутствия сходимости.

Чаще всего это происходит из-за ошибок при вводе исходных данных: неправильно заданы номинальные напряжения и коэффициенты трансформации трансформаторов, отсутствует необходимая связь между узлами или она имеет слишком большое сопротивление и т. п.

Во многих случаях хорошим способом добиться сходимости расчета УР является введение в расчет таких СХН, которые приближенно отображают действие мощных компенсаторов, регулирующих напряжение:

$$Q_H = Q_{исх} \cdot \left(1 - K + K \cdot \frac{U}{U_{треб}}\right), \quad (3.1.9)$$

где

$Q_{исх}$ – первоначальное задание реактивной нагрузки в данном узле; $U_{треб}$ – ожидаемое (требуемое) напряжение (см. рис. 3.1.5); коэффициент K – ориентировочно 20 (чем этот коэффициент больше, тем такая мера эффективнее, но очень большие значения K могут, наоборот, ухудшить сходимость). В СХН (3.1.9) $B_1 = K$, $B_2 = 0$, $B_0 = 1 - K$.

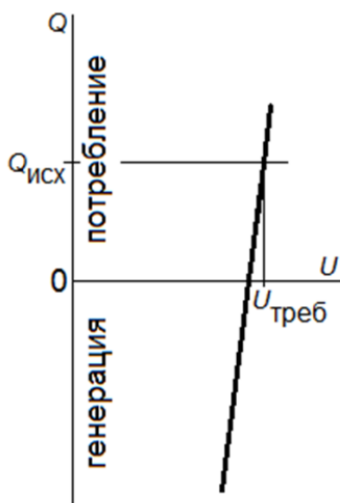


Рис. 3.1.5. Искусственная СХН (3.1.9) для улучшения сходимости расчета

Такие СХН целесообразно вводить в те узлы, где напряжения могут значительно отличаться от нормальных уровней. Применение этих СХН подтянет напряжения к требуемым значениям и улучшит сходимость расчета тяжелого режима. Получив «приблизительный»

УР легче обнаруживать недостатки в исходных данных и вносить уточнения.

Если условия сходимости рассчитываемого режима неблагоприятны, несмотря на отсутствие ошибок в исходных данных, то после того, как устранены меры искусственного воздействия на сходимость расчета, к которым относится, в частности, характеристика (3.1.9), он снова перестанет сходиться. Тогда полезно пробовать отменять искусственные меры небольшими последовательными шагами, что облегчает процесс расчета УР, если начальными условиями являются параметры предыдущего сошедшегося расчета¹.

Если подготовленный УР предназначен для расчетов переходных процессов, то он готов. Если он является исходным в последовательности установившихся режимов, отражающих изменения в расчетной схеме (см. главу 4), то в исходные данные вводятся СХН – во все нагрузочные узлы или только в те, где ожидаются существенные отклонения напряжений по сравнению с исходным УР.

Если в ПК относительные значения напряжений вычисляются как $U/U_{\text{ном}}$, а не U/U_0 , то после введения СХН будут иметь место небольшие расхождения между заданными $P_{\text{н0}}$, $Q_{\text{н0}}$, и их вычисленными значениями (см. п. 3.1.2). Если в ПК предусмотрено хранение массива значений U_0 , то после расчета исходного режима в этот массив записываются рассчитанные значения U .

3.1.4. Возможность учета источников активной и реактивной мощности вместе с нагрузками при использовании СХН

При подготовке расчетной схемы, содержащей распределительную сеть, часто встречаются районы, которые могли бы быть представленными как узлы нагрузки, описанные с помощью СХН или при допущении $P_{\text{н}}, Q_{\text{н}} = \text{const}$, если бы они не содержали ГУ, в том числе принадлежащие потребителям, или накопители электрической энергии (НЭЭ), или СКРМ, в том числе батареи статических конденсаторов (БСК), синхронные компенсаторы (СК), статические тиристорные компенсаторы (СТК), статические компенсаторы (СТАТ-КОМ) и др.

¹ При «плоском старте» обнуляются начальные фазы напряжений в узлах; в данном случае применение «плоского старта» может оказаться бесполезным.

Дилемма в этом случае такова:

1. Увеличить объем расчетной схемы, введя в нее узлы, отображающие перечисленные источники соответствующими моделями (см. п. 3.4.4).

2. Использовать единые СХН для всей совокупности электроприемников и источников, учитывая, что потребление мощности преобладает над генерацией.

Обычно эта дилемма решается с помощью контрольных расчетов, в которых сопоставляются результаты, полученные по расчетным схемам с разной подробностью отображения сети. Но этот способ трудоемок, так как требует переделки расчетной схемы. Поэтому могут быть полезными приведенные ниже самые общие рекомендации относительно того, какая свёртка указанных районов допустима (в расчетах как УР, так и переходных процессов).

1. Генераторы и СК. Электростанции целесообразно учитывать, если их суммарная мощность больше 5–15 % от величины нагрузки рассматриваемого района или если есть основания предполагать, что в этом районе возможны нарушения устойчивости генераторов или их отключение. Синхронные компенсаторы целесообразно учитывать всегда.

При необходимости учесть указанные источники в каком-либо энергорайоне, схема его сети может быть введена в общую схему полностью либо упрощенно — только основными ветвями (линиями и трансформаторами), которые связывают источники с рассчитываемой сетью, а остальную сеть с нагрузками в данном районе можно упрощать: разносить нагрузки по соседним узлам и эквивалентировать ветви. Такое упрощение схемы почти не влияет на точность расчетов, но экономит затраты времени на подготовку к ним.

2. Нерегулируемые БСК. Выделять нерегулируемые БСК не только незачем, поскольку у них СХН такие же, как СХН шунтов намагничивания, но и практически невозможно из-за множества точек, где имеются БСК (особенно в сетях внутреннего электроснабжения промышленных предприятий)¹.

3. БСК, регулируемые на постоянство $\cos\phi$. Это простейший, давно применяемый закон регулирования БСК на промышленных предприятиях, позволяющий в некоторой мере стабилизировать напряжение и снизить потери в сети. Влияние таких БСК на режим работы всего узла нагрузки и на СХН узла не велико, такие БСК могут в

¹ О параметрах СХН при различной степени компенсации реактивной мощности см. в п. 3.1.6.

большинстве случаев рассматриваться как нерегулируемые, если режимы данного энергорайона не являются объектами исследования.

4. СКРМ и НЭЭ с быстродействующим регулированием. Такие установки не могут быть свёрнуты с электроприемниками, и в расчетной схеме они должны занимать такое же положение, как в действительности. Внимательно должен быть рассмотрен вопрос о математическом моделировании этих устройств и в УР, и в динамике. Влияние этих устройств на результаты расчетов в небольшой части схемы обычно велико.

3.1.5. Способы получения параметров СХН

Основные способы получения СХН:

– активный эксперимент (АЭ), при котором условия питания узла нагрузки принудительно изменяются, параметры режимов регистрируются, что позволяет при соответствующей обработке получить СХН;

– статистическая обработка и обобщение различных СХН, полученных экспериментально, – для использования, когда конкретные СХН отсутствуют.

Эти способы рассматриваются ниже. Дополнительные:

– суммирование статических характеристик электроприемников, соответствующих их физическим свойствам;

– пассивный эксперимент (ПЭ), отличающийся от активного тем, что принудительных воздействий на режим не производится, а используются случайные, малые, но зато многочисленные, изменения условий питания рассматриваемого узла нагрузки¹.

Первый из дополнительных способов всегда возможен, но трудоёмок. Его логичное развитие предполагает, что из общей массы электроприемников (АД и статические электроприемники), которые могут быть описаны привычными СХН выделяются узлы с особыми электроприемниками, отличающимися своими свойствами: электротяга, электрические печи, основанные на разных принципах, и пр. Такие электроприемники описываются выражениями (3.1.4) соответственно их физическим свойствам.

Пассивный эксперимент может быть эффективным, если при обработке его данных правильно учтены его особенности, роль которых может оказаться решающей. Одна из его основных особенностей ПЭ такова.

¹ Методика проведения пассивного эксперимента и (главное) обработки полученных данных были разработаны Л.Е. Либовой [49, 7].

Каждое отклонение напряжения, обусловленное изменением электропотребления, изменяет величину измеряемой нагрузки. При этом, если изменение ΔU произошло во внешней сети, а состав измеряемой нагрузки неизменен, то величина изменения этой нагрузки ΔP такова, как должно быть по ее регулируемому эффекту $\Delta P / \Delta U$ (для Q , разумеется, аналогично).

Но если изменение ΔU произошло в результате коммутации *в измеряемой нагрузке*, то, как легко видеть, величины ΔP и ΔU имеют разные знаки: повышение нагрузки ($\Delta P > 0$) вызывает понижение напряжения ($\Delta U < 0$), и тогда отношение $\Delta U / \Delta P$ является характеристикой не измеряемой нагрузки, а внешней сети. В реальном ПЭ те и другие изменения выступают одновременно.

Так же влияют тренды внешних и измеряемых нагрузок. При этом, что осложняет анализ, тренды разных нагрузок коррелированы, так как они привязаны к суточным графикам. Таким образом, без специальной обработки данных ПЭ результаты часто получаются неудовлетворительными.

3.1.5.1. Экспериментальное определение СХН по напряжению при одностороннем питании узла нагрузки

Эксперимент, позволяющий определить СХН по напряжению во всем диапазоне допустимых напряжений, состоит в многошаговых изменениях напряжения в точке питания узла нагрузки с дискретной регистрацией U , P_n , Q_n . Средства изменения напряжения U должны быть вне объекта эксперимента (ОЭ), они выбираются исходя из местных условий. Чаще всего, таким средством являются РПН трансформаторов, но могут быть генераторы, СК или другие СКРМ.

В качестве ОЭ выбирается как можно большая часть нагрузки — та, для которой может быть обеспечено одностороннее питание¹. На рис. 3.1.6 показаны два примера выделения ОЭ и выключатели, отключенные на время проведения эксперимента. На рис. 3.1.6а — допустимая схема, в которой вся испытываемая нагрузка (она закрашена) переведена на питание от одного автотрансформатора. На рис. 3.1.6б — аналогичная, но *не допустимая* схема, потому что переключения линий на промышленном предприятии находятся вне контроля экспериментатора, а включение выключателя B приведет к

¹ Когда это требование не может быть выполнено, экспериментальные оценки СХН все-таки возможны, но со значительно большими погрешностями, чем в обычном эксперименте при одностороннем питании (см. п. 3.1.5.2).

несинхронному замыканию связи электростанции с энергосистемой, что приведет к возникновению аварийного режима.

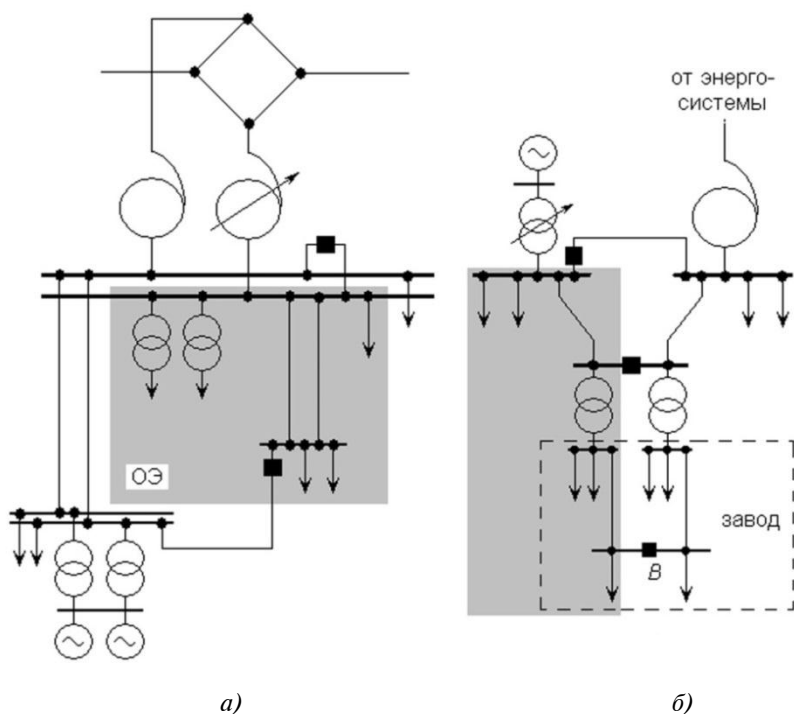


Рис. 3.1.6. Упрощенные изображения схем к вопросу о выделении объекта эксперимента

Если для выполнения эксперимента предполагается выполнение отключений в сети, как показано, например, на рис. 3.1.6а, то должны быть предусмотрены возможности достаточно быстро восстановить нормальную схему в случае производственной необходимости.

При проведении эксперимента напряжение в точке питания ОЭ изменяется от исходного (U_0) вверх до максимально допустимого (U_{\max}), вниз до минимально допустимого (U_{\min}) и обратно до исходного. Величины U_{\max} и U_{\min} назначаются исходя из технических возможностей (например, в соответствии с диапазоном регулирования РПН трансформаторов) и допустимости по режимам работы как сети, с учетом ограничений по перегрузкам сетевого оборудования, так

и электроприемников. Минимально допустимое напряжение определяется согласно [4] нормативным коэффициентом запаса по напряжению $K_U = 0,15$ и величиной критического напряжения $U_{кр}$ (о критическом напряжении см. в п. 3.2):

$$U_{\min} = \frac{U_{кр}}{1-K_U} \approx 1,2 U_{кр}$$

Время, затрачиваемое на одну ступень напряжения, составляет ориентировочно 3–5 мин. Принимаются к обработке замеры, выполненные через 20–40 с после изменения напряжения и вплоть до команды перехода на следующую ступень. Проведение замеров чаще чем через 20–40 с при небольших нерегулярных колебаниях нагрузки почти не повышают точности СХН. Но при наличии резко переменной нагрузки желательны гораздо более частые измерения (примерно 10 раз в минуту) с последующей статистической обработкой результатов.

В отношении разрешающей способности измерений важна не точность измерений в общем смысле, а точность измерения разницы между параметрами соседних по времени режимов. Если *все* замеры будут смещены относительно истинных значений на несколько процентов, на результатах эксперимента это практически не скажется. Поскольку эксперименты проводятся при небольших изменениях всех параметров режима, систематические погрешности трансформаторов тока и напряжения можно считать постоянными и, по указанной причине, несущественными.

Случайные погрешности регистрации напряжения должны быть не более 0,2–0,5 % от номинального, для активной и реактивной мощности – не более 0,5–1 % от кажущейся мощности в исходном режиме. Регистрация должна блокироваться во время переключений ответвлений трансформаторов, чтобы отсеять замеры, полученные при пофазной несимметрии во время переключения анцапф трансформатора.

Оптимальное число ступеней на интервале от U_{\max} до U_{\min} обычно 7–10. С одной стороны, чем больше ступеней, тем достовернее аппроксимация СХН. Но с другой стороны, тем продолжительнее эксперимент и, соответственно, тем больше возможный дрейф нагрузки, значительно снижающий точность эксперимента. Поэтому экспериментальное определение СХН выполняется только в периоды стационарности нагрузки – в часы суточных максимумов и минимумов. Следует отметить, что СХН в разные часы суток не одинаковы из-за разного состава нагрузки.

Перед началом эксперимента и после его окончания полезно выполнять регистрацию параметров режима в течение 5–15 мин. для контроля отсутствия существенного дрейфа нагрузки. Если дрейф нагрузки существен, эксперимент повторяют.

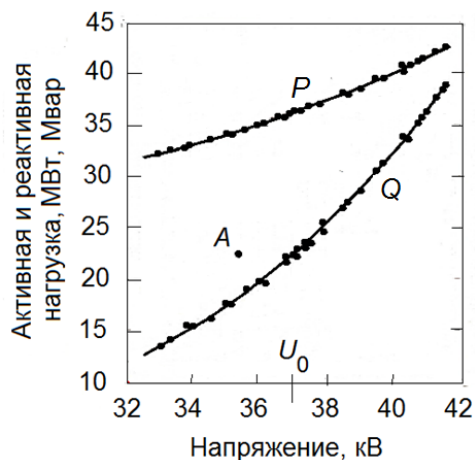


Рис. 3.1.7. Результаты эксперимента. A — случайный выброс Q_n

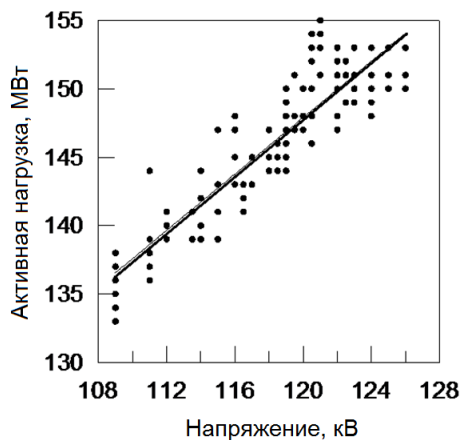


Рис. 3.1.8. Результаты эксперимента при наличии резко переменной нагрузки (рудно-термическая печь), замеры с интервалом 20 с — обработка с построением линии регрессии

Обработка данных эксперимента состоит в аппроксимации кривых $P_H(U)$, $Q_H(U)$. Если эксперимент прошел без существенных помех, то построение этих кривых не затруднительно (см. примеры на рис. 3.1.7, 3.1.8).

Самые сложные для обработки случаи возникают, когда во время эксперимента имеет место заметный дрейф нагрузки, а повторить эксперимент нет возможности. Такой пример показан на рис. 3.1.9. Режимы между точками $a-b-c$ соответствуют примерно одной и той же совокупности электроприемников, но на отрезке времени $c-d$ эта нагрузка выросла на 13 % от исходной по причинам, не связанным с изменением питающего напряжения; рост нагрузки вызвал заметное снижение напряжения в узле. На отрезке $d-e$ состав электроприемников почти не изменялся. В первом приближении СХН на рис. 3.1.9 определяется аппроксимацией всех точек на отрезке $a-b-c$ и, отдельно, на отрезке $d-e$. Регулирующие эффекты нагрузки, полученные для указанных отрезков, усредняются.

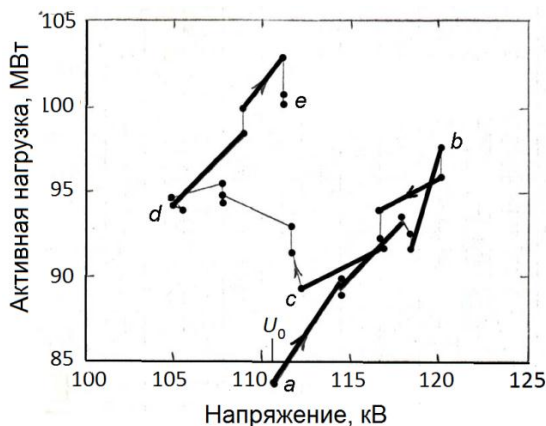


Рис. 3.1.9. Дрейф нагрузки в ходе эксперимента на интервале $c-d$

Нетрудно заметить, что формальная обработка всех вместе результатов, полученных в эксперименте и показанных на рис. 3.1.9, дала бы вполне бессмысленную линию регрессии. Поэтому надо либо выполнять обработку с участием квалифицированного специалиста, который может обеспечить получение достаточно приемлемых СХН или забраковать эксперимент и назначить повторный, указав необходимые изменения в его проведении, либо надо найти критерии автоматического блокирования одних замеров и обработку других.

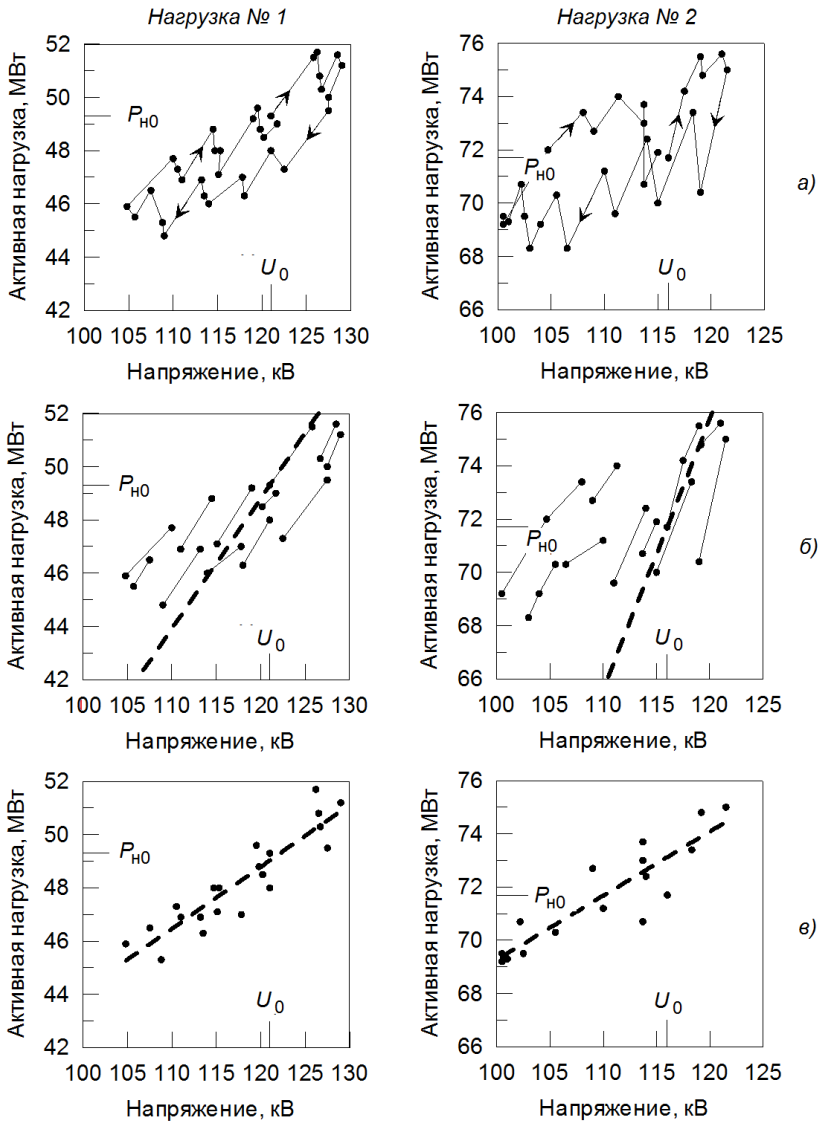


Рис. 3.1.10. Обработка данных двух активных экспериментов при наличии устройств АРН на части трансформаторов

На рис. 3.1.10 показана еще более сложная не формальная обработка результатов двух экспериментов для Нагрузки № 1 и Нагрузки № 2. Результаты экспериментов показаны на рис. 3.1.10а. В нагрузках заметны скачки: после снижения питающего напряжения и соответствующего уменьшения активной нагрузки нагрузка увеличивается — это результат срабатывания устройства автоматического регулирования напряжения (АРН) на понижающих трансформаторах в узле нагрузки.

На графиках рис. 3.1.10б показаны только те отрезки, которые соответствуют изменениям напряжения и соответствующим изменениям нагрузки при неизменных положениях РПН трансформаторов. Найдя по каждому из этих отрезков оценку соответствующего РЭН как

$$K_{PU} = \frac{\Delta P}{\Delta U} \cdot \frac{U_0}{P_0} \quad (3.1.10)$$

и усреднив их по всем данным, относящимся к каждой нагрузке, получаем значения РЭН, соответствующие их естественным СХН.

Взяв только те замеры, которые сделаны в конце шага, перед следующим изменением напряжения (рис. 3.1.10в), получаем массив значений, соответствующих состояниям нагрузки после срабатывания АРН. Эти значения соответствуют СХН с учетом АРН.

По рис. 3.1.10 для нагрузки № 1 получено, что естественный РЭН по активной мощности равен 1,2, а такой же РЭН, но учитывающий срабатывания АРН, равен 0,6. Для нагрузки № 2 — соответственно 1,5 и 0,25.

Упрощенной разновидностью описанного выше многошагового эксперимента является *одношаговый* эксперимент, в котором многократно повторяются два режима электроснабжения ОЭ: исходный и с напряжением, пониженным или повышенным примерно на 5%. Одношаговый эксперимент выполняется тогда, когда разрешенный диапазон изменения напряжения мал (порядка 2–4 %).

В одношаговом эксперименте на шаге t выполняется несколько замеров, которые в пределах одного шага усредняются и запоминаются. Для каждого перехода с напряжения U_t на U_{t+1} выполняется оценка РЭН для активной нагрузки

$$K_{PU}^{(t)} = \frac{P_{t+1} - P_t}{U_{t+1} - U_t} \cdot \frac{U_t}{P_t},$$

и аналогично для реактивной. Усреднение этих оценок дает искомые значения РЭН.

При вычислении средних значений РЭН полезно отбрасывать такие значения $K_{PU}^{(t)}$, $K_{QU}^{(t)}$ которые резко отличаются от остальных. Они соответствуют случаям, когда изменение питающего напряжения (вектор \underline{A} на рис. 3.1.11а) совпадает со включением или отключением крупных электроприемников (векторы \underline{B} , \underline{B}). В результате после замера t могут быть получены любые из замеров $t+1$, и оценки РЭН (штриховые линии) будут ошибочными.

На рис. 3.1.11б показана гистограмма реального эксперимента. Здесь среднее значение, полученное при исключении выбросов¹, равно $K_{PU} \approx 1,0$.

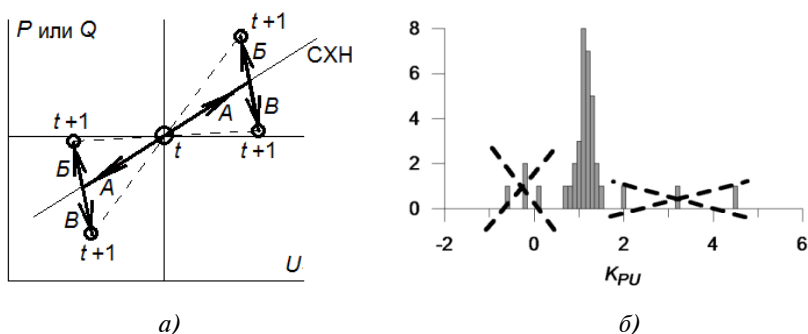


Рис. 3.1.11. Возможности получения ошибочных оценок СХН (а) и их отбраковка при обработке результатов натурного эксперимента (б)

Для нагрузок с большим влиянием АРН одношаговые эксперименты не пригодны и для них целесообразен многошаговый эксперимент по типу показанного на рис. 3.1.10. Для нагрузок, мощность которых быстро колеблется (см. рис. 3.1.8), получение удовлетворительных результатов сомнительно, но в этом случае может помочь уменьшение продолжительности шага и увеличение числа шагов.

Примеры активных экспериментов, приведенные выше, подобраны так, чтобы показать неэффективность формальной обработки замеров, когда она выполняется без анализа и понимания того, как и почему изменялся режим в ходе эксперимента. Если для экспери-

¹ Выбросами можно считать значения, отличающиеся от математического ожидания более, чем на два среднеквадратических отклонения.

мента рис. 3.1.8 пригодно и уместно построение линии регрессии с применением соответствующего алгоритма *для всех замеров*, то для рис. 3.1.9 этот алгоритм применим только после отбора замеров и отбраковки некоторых из них, а рис. 3.1.10 требует неоднократных отборов и отбраровок.

Практика показывает, что на последнем этапе, при построении самой СХН, трудно обойтись без участия специалиста, хотя отсутствие опыта можно компенсировать многократным повторением экспериментов для одного и того же ОЭ и статистической обработкой полученных РЭН.

3.1.5.2. Экспериментальное определение СХН по напряжению при многостороннем питании нагрузки

В случаях многостороннего питания ОЭ (рис. 3.1.12) нужно либо дробить объект так, чтобы получить одностороннее питание каждой из его частей (или, реально: *хотя бы основных его частей*), либо попытаться определить значения РЭН, общие для всего района.

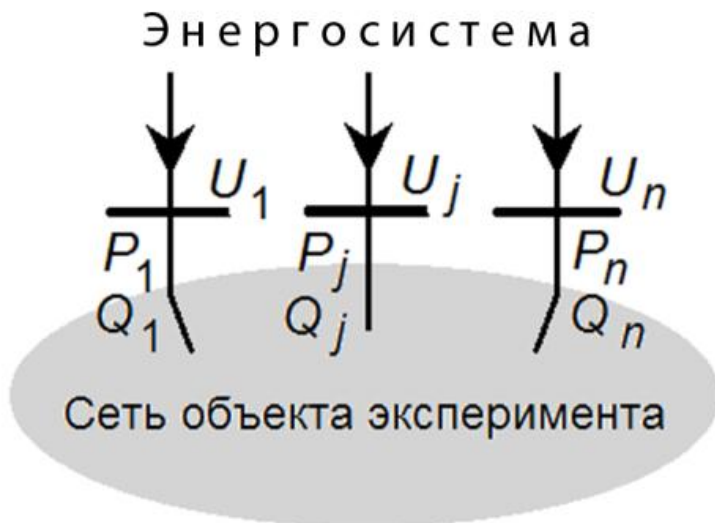


Рис. 3.1.12. Многостороннее питание объекта эксперимента

При многостороннем питании ОЭ единственная, по-видимому, возможность оценить РЭН состоит в том, чтобы ориентироваться на

средние значения напряжений в точках питания ОЭ (U_j , где $j = 1$ ч n ; n – число точек питания ОЭ) и на суммарное электропотребление ОЭ ($\Sigma P_j, \Sigma Q_j$).

Здесь используется допущение о том, что ОЭ – это часть концентрированной распределительной сети с небольшими сопротивлениями линий электропередачи внутри. В такой сети уровни напряжения близки. Перетоки активных и реактивных мощностей между питающими ПС по сети ОЭ в общем случае неизбежны (особенно, когда в процессе эксперимента режим удаляется от планируемого нормального), но эти перетоки увеличивают мощности, отдаваемые в одних точках питания и уменьшают в других. Суммарные мощности, которые потребляются в ОЭ из точек питания, могут дополнительно увеличиваться за счет роста потерь от перетоков мощности между ПС, но обычно перетоки мало влияют на оценки РЭН, если ОЭ – часть концентрированной распределительной сети с небольшими сопротивлениями связей.

Сам эксперимент выполняется аналогично тому, что написано выше, как многошаговый или одношаговый. Но в данном случае предпочтительнее фиксировать три ступени: $U_0, U_0 + \Delta U, U_0 - \Delta U$.

Расчетный пример. В схеме, показанной на рис. 3.1.13, ОЭ отображен одним узлом нагрузки, в котором задано: $P_H = 100$ МВт, $Q_H = 50$ Мвар; СХН в относительных единицах ($u = U / U_0, p = P_H / P_{H0}, q = Q_H / Q_{H0}$):

$$p = 0,6 + 0,4 u^2, \quad q = 8,4 - 19u + 11,6u^2 ;$$

номинальное напряжение ОЭ – 110 кВ; питающей сети – 220 кВ; эквивалентный генератор 100 МВт, напряжение 6,3 кВ.

Сопротивления в ОЭ Z_j взяты существенно различными, так как это увеличивает погрешности измерений РЭН. Реактивные сопротивления составляют: $x_1 = 0,01, x_2 = 0,03, x_3 = 0,10$ в относительных единицах рассматриваемой нагрузки (ее базисное сопротивление $Z_{баз} = 128,5$ Ом); $r_j = x_j$. Суммарные сопротивления эквивалентных ветвей 220 кВ $Z_{ВН1} = Z_{ВН3} = 3 + j60$ Ом; коэффициенты трансформации автотрансформаторов 220/110 кВ соответственно 4,128, 4,168; трансформатор на электростанции имеет коэффициент трансформации 19,3 ($0,5 + j12$ Ом на стороне 110 кВ). Устройство АРВ генератора поддерживает неизменным напряжение на его выводах.

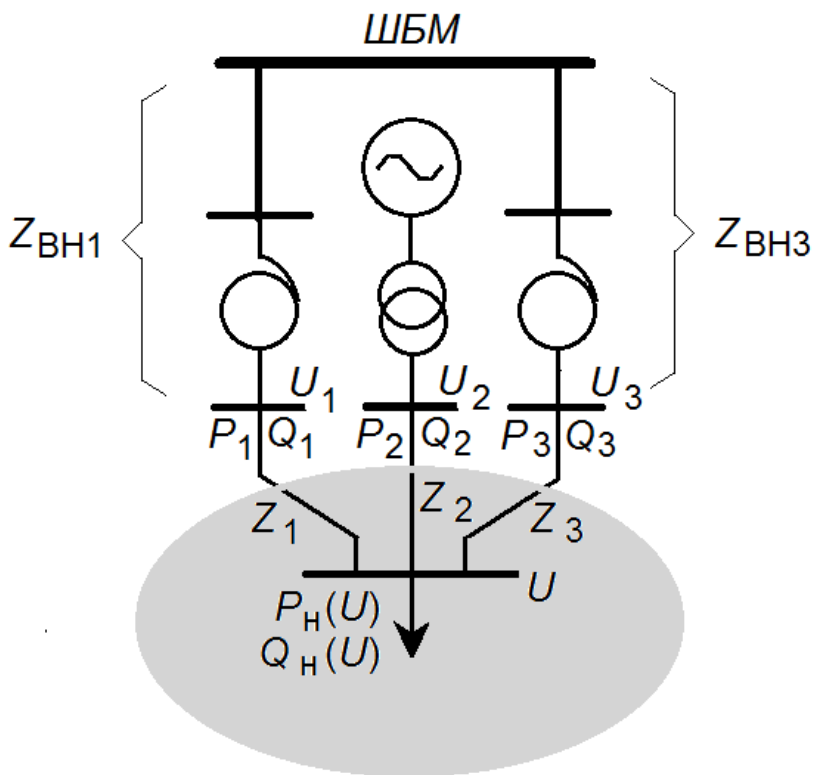


Рис. 3.1.13. Схема к расчетному примеру

Исходный режим: $U_{10} = 118,20$; $U_{20} = 119,04$; $U_{30} = 119,00$ кВ, напряжение в узле нагрузки, недоступное в реальном эксперименте, $U = 117,31$ кВ; мощности, передаваемые в ОЭ, соответственно для трех ПС равны: $56,60 + j26,20$, $29,95 + j23,70$, $14,69 + j1,04$ МВА. Результаты расчетов показаны в табл. 3.1.1 и на рис. 3.1.14. Управление напряжениями: изменения коэффициентов трансформации 220/110 кВ в первом и третьем узлах и управление возбуждением эквивалентного генератора во втором узле.

Таблица 3.1.1.

Результаты расчетов для расчетного примера
с одним узлом нагрузки

ПС	Управление напряжением		U_1 , кВ	U_2 , кВ	U_3 , кВ	U , кВ, в нагр.	U среднее по ПС-1-3	ΣP_i , МВт	ΣQ_i , Мвар
	K_T	U_T							
Исходный режим			118,20	119,94	119,00	117,31	118,74	100,94	50,94
1	$\Delta K_T = -8\%$	-	126,08	125,10	119,95	124,20	123,71	107,33	66,89
	$\Delta K_T = +8\%$	-	111,23	114,20	118,19	111,30	114,54	99,36	44,13
2	-	$\Delta U_T = +8\%$	118,91	121,01	119,16	118,26	119,69	102,23	53,31
	-	$\Delta U_T = -8\%$	117,66	117,52	118,87	116,57	118,81	100,47	49,67
3	$\Delta K_T = -6\%$	-	118,84	119,85	125,56	118,39	121,41	103,17	54,41
	$\Delta K_T = +6\%$	-	117,63	118,30	112,99	116,32	116,31	101,20	50,15

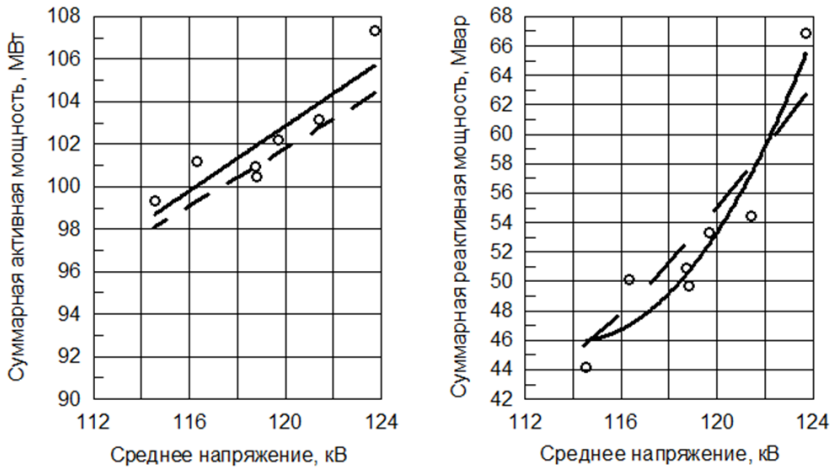


Рис. 3.1.14. СХН заданные (штриховые линии) и полученные (сплошные линии)

Влияние изменений перетоков мощности между точками питания на замеры в ходе этого эксперимента можно видеть в табл. 3.1.1, в строках, относящихся к замерам на ПС-1: повышение U_1 по сравнению с исходным режимом на 7,9 кВ повышает ΣP на 6,4 МВт, а снижение на 7,0 кВ понижает ΣP только на 1,6 МВт. Разница в 3,5 раза между значениями $\Delta P / \Delta U$ обусловлена тем, что в

данной схеме повышение U_1 увеличивает уравнильные токи и потери от этих токов, а при уменьшении U_1 уравнильные токи близки к минимуму.

В расчетной схеме необходимость отображать основные линии свёрнутого района (рис. 3.1.15,а) зависит от конкретных условий.

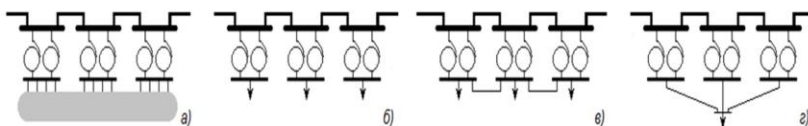


Рис. 3.1.15. Фрагмент расчетной схемы. Возможные решения

Простейший вариант – полное пренебрежение сетью рассматриваемого района – показан на рис. 3.1.15б; в этом случае пропускная способность данного участка сети может оказаться существенно ниже, чем в действительности. Упрощенное отображение связей рассматриваемого района, хотя бы в виде эквивалентных ветвей, как показано на рис. 3.1.15в–г, может повысить корректность расчетной схемы.

Всем нагрузкам на данном участке сети приписываются одни и те же СХН, полученные в эксперименте или другими способами, описанными ниже.

3.1.6. Обобщенные СХН и их применение

Под обобщением СХН понимаются:

- 1) статистическая обработка и анализ экспериментальных данных;
- 2) введение в формулу СХН $Q_H(U, f)$ дополнительного параметра, позволяющего снизить разнообразие этих СХН и прийти к единой форме представления $Q_H(U, f)$.

3.1.6.1. Естественные СХН $P_n(U, f)$

Статические характеристики активной нагрузки, как показано выше, с достаточной точностью определяются долей D активной мощности, потребляемой электродвигателями, в активной нагрузке узла ($D = P_{дв.0}/P_{н0}$):

$$P_H = P_{H0} \cdot \left[g + (1 - D) \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 + D \cdot \beta \cdot \frac{f - f_{\text{ном}}}{f_{\text{ном}}} \right] \quad (3.1.11)$$

где g – свободный член полинома; $(1 - D)$ – доля статической нагрузки, величина которой пропорциональна квадрату напряжения; коэффициент β определяется характеристиками приводимых электродвигателями во вращение механизмов, $\beta = 1 \div 3$.

Таким образом, параметры СХН $P_H(U, f)$ определяются в первом приближении (без учета потерь) только составом нагрузки. Значение D можно приближенно оценить, имея представление об электропотреблении в рассматриваемом районе: $P_{\text{быт.0}}$ – в быту и $P_{\text{пром.0}}$ – промышленностью без электропотребления мощными статическими устройствами, например, печами и др.:

$$D \approx [(0,8 \div 0,9) P_{\text{пром.0}} + (0,1 \div 0,2) P_{\text{быт.0}}] / P_{H0}$$

Средние значения A_1 , A_2 и A_3 и наиболее вероятные диапазоны их вариаций приведены в табл. 3.1.2. Там же указаны диапазоны вариаций коэффициентов СХН. Они требуются при оценке влияния неточности задания СХН на расчетные параметры УР.

Таблица 3.1.2

Коэффициенты обобщенной естественной СХН $P_H(U, f)$

Особенности состава нагрузки	A_1	A_2	A_3
Общий случай	0	0,5 (0,3÷0,8)	1,2 (0,5÷1,5)
Преобладают крупные промышленные предприятия	0	0,3 (0,1÷0,4)	1,5 (1,0÷2,0)
Крупные промышленные предприятия отсутствуют	0	0,7 (0,6÷0,9)	0,6 (0,3÷0,9)

Если регулирующий эффект активной нагрузки по напряжению K_{PU} известен из натурного эксперимента, то коэффициенты СХН могут быть приняты как:

$$A_1 = 0, \quad A_2 = 0,5 \cdot K_{PU}$$

Если известен регулирующий эффект активной нагрузки по частоте K_{Pf} , то $A_3 = K_{Pf}$. Но в последнем случае нужно быть уверенны-

ми в том, что значение K_{Pf} получено при отклонениях частоты и неизменном напряжении в узле нагрузки.

На последнее (требование $U = \text{const}$) нужно обратить внимание. В общем случае эксперименты с изменениями частоты (пассивные или активные) имеют два вида. Первый – когда определяются СХН для выделенного ОЭ. Тогда эксперимент по частоте выполняется при поддержании неизменного напряжения в точке питания нагрузки. Второй вид эксперимента с изменениями частоты выполняется для ЭЭС в целом или для ее части без попыток воздействия на уровни напряжения. В таком случае между частотой и напряжениями обычно имеется положительная корреляция.

Если зависимость активной нагрузки от частоты получена без поддержания неизменного напряжения, то при этом будет получен регулирующий эффект нагрузки, равный

$$K_{PfU} = K_{Pf} + \frac{\Delta U}{\Delta f} \cdot \frac{f_{\text{ном}}}{U_0} \cdot K_{PU},$$

где отношение $\frac{\Delta U}{\Delta f}$ отражает зависимость напряжения в узле нагрузки от частоты, которая имела место при измерениях.

3.1.6.2. Зависимость характеристик $Q_n(U, f)$ от степени компенсации реактивной мощности и принцип обобщения этих характеристик

Разработка такой формы представления СХН и соответствующий анализ представлены в [50].

Выше (п. 3.1.1.1) было отмечено, что при больших изменениях значения $Q_{н0}$ вид СХН $Q_n(U, f)$ может существенно измениться. Особенно сильны различия, когда изменяется степень компенсации реактивной мощности

$$k = \frac{Q_{\text{эп}} - Q_n}{Q_n},$$

где

$Q_{\text{эп}}$ – реактивная мощность, потребляемая электроприемниками,
 Q_n – реактивная мощность, потребляемая от источника питания (т. е. реактивная нагрузка + потери).

На рис. 11.3.16 показаны характеристики нагрузки, у которой $Q_{\text{эп},0} = 100$ Мвар, при разной степени компенсации реактивной нагрузки статическими конденсаторами.

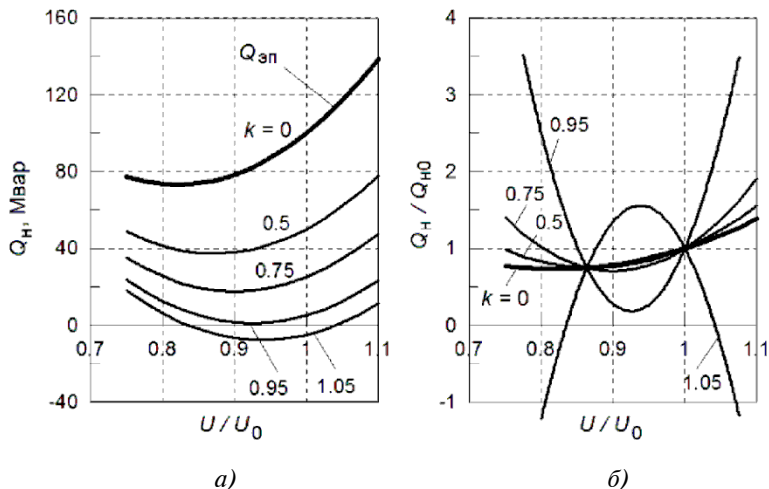


Рис. 3.1.16. Пример характеристик $Q_H(U)$: а – зависимости Q_H , Мвар, от напряжения при разной степени компенсации реактивной мощности k (при $k = 0$ характеристики Q_H и $Q_{Эп}$ совпадают); б – те же характеристики, но значения Q_H представлены в долях Q_{H0}

Графики $Q_H(U)$ на рис. 3.1.16а при увеличении степени компенсации смещаются вниз, в сторону снижения потребления реактивной мощности, и немного изменяется кривизна характеристик. Если же построить графики для величин Q_H/Q_{H0} , соответствующих полиному

$$B_0 + B_1 (U/U_0) + B_2 (U/U_0)^2,$$

то при разной степени компенсации реактивной мощности графики оказываются совершенно различными (рис. 3.1.16б). Кривые на рис. 3.1.16б тем сильнее зависят от напряжения, чем ближе к единице значение k , причем кривые, полученные или построенные для $k > 1$ (т. е. при $Q_{H0} < 0$), перевернуты относительно кривых для $k < 1$.

В целом кривые на рис. 3.1.16б для усреднения непригодны.

Способ усреднения характеристик реактивной мощности, несмотря на различия в степени компенсации реактивной мощности, основан на том, что всякая реактивная нагрузка рассматривается состоящей из двух компонент:

1. $Q_{Эп}$ – мощность электроприемников (плюс потери), которая в своей совокупности обладает некоторым неизвестным (базовым) коэффициентом мощности $\cos\varphi_{Эп.0}$.

2. $Q_{КУ}$ – мощность компенсирующих устройств, выбранных так, чтобы обеспечить фактический коэффициент мощности в узле нагрузки $\cos\varphi_{H0}$.

Характеристики компенсирующих устройств $Q_{КУ}(U)$ известны. Эта мощность может в общем случае иметь любой знак и быть равной нулю, если $\cos\varphi_{H0} = \cos\varphi_{Эп.0}$.

Преимущество такой двухкомпонентной модели состоит в том, что, используя равенство

$$Q_H(U) = Q_{Эп}(U) - Q_{КУ}(U), \quad (3.1.12)$$

можно переходить от СХН $Q_H(U, f)$, в которой значение $\cos\varphi_{H0}$ варьирует сильно, к СХН $Q_{Эп}(U, f)$, где значения $\cos\varphi_{Эп.0}$ гораздо более стабильны, и усреднять не характеристику $Q_H(U, f)$, для усреднения неудобную, а характеристику самих потребителей $Q_{Эп}(U, f)$. Взяв для конкретной задачи эту усредненную характеристику и зная конкретное значение $\cos\varphi_{H0}$ можно выполнить обратное преобразование и определить искомую характеристику $Q_H(U, f)$.

Покажем это в общем виде. Пренебрегая потерями активной мощности, т. е. полагая, что $P_H = P_{Эп}$, получаем:

$$Q_{H0} = P_{H0} \operatorname{tg}\varphi_{H0}, \quad Q_{Эп.0} = P_{H0} \operatorname{tg}\varphi_{Эп.0}.$$

При произвольном напряжении $u = U/U_0$ вместо (3.1.12) имеем:

$$Q_{H0} \cdot f_{H0}(u) = Q_{Эп.0} \cdot f_{Эп}(u) - Q_{КУ.0} \cdot f_{КУ.0}(u); \quad Q_{КУ.0} = Q_{Эп.0} - Q_{H0}.$$

Тогда, заменяя функции f квадратичными полиномами и переходя от Q к $P \cdot \operatorname{tg}\varphi$, получаем:

$$\begin{aligned} P_{H0} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{H0} \cdot (B_0 + B_1 u + B_2 u^2) &= P_{H0} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{Эп.0} \cdot (B_{0.Эп} + B_{1.Эп} u \\ &\quad + B_{2.Эп} u^2) - \\ - P_{H0} \cdot (\operatorname{tg}\varphi_{Эп.0} - \operatorname{tg}\varphi_{H0}) \cdot (B_{0.КУ} + B_{1.КУ} u + B_{2.КУ} u^2); \end{aligned} \quad (3.1.13)$$

здесь коэффициенты полиномов, описывающих СХН, снабжены дополнительными индексами в соответствии с (3.1.12).

Из (3.1.13) следует, что:

$$B_{1.Эп} = (B_1 - B_{1.КУ}) \cdot \frac{\operatorname{tg}\varphi_{H0}}{\operatorname{tg}\varphi_{Эп.0}}, \quad B_{2.Эп} = (B_2 - B_{2.КУ}) \cdot \frac{\operatorname{tg}\varphi_{H0}}{\operatorname{tg}\varphi_{Эп.0}} + B_{2.КУ}. \quad (3.1.14)$$

Рассмотрим соответствующие экспериментальные данные относительно регулирующих эффектов реактивной мощности по напряжению [48] применительно к наиболее распространенному СКРМ – БСК, у которых мощность $Q_{КУ}$ пропорциональна квадрату напряжения и, следовательно,

$$B_{0.кУ} = B_{1.кУ} = 0, \quad B_{2.кУ} = 1.$$

Для упрощения перейдем от коэффициентов СХН B_1 и B_2 к регулирующим эффектам K_{QU} , равным $B_1 + 2B_2$. Продифференцировав (3.1.13) по u , получаем для $u = 1$ соотношение между регулирующими эффектами реальной нагрузки K_{QU} и регулирующими эффектами собственно электроприемников $K_{QU.эп}$. Переход от K_{QU} к $K_{QU.эп}$ и обратно выражается симметричными формулами:

$$K_{QU.эп} = (K_{QU} - 2) \cdot \frac{\text{tg}\varphi_{н0}}{\text{tg}\varphi_{эп.0}} + 2, \quad K_{QU} = (K_{QU.эп} - 2) \cdot \frac{\text{tg}\varphi_{эп.0}}{\text{tg}\varphi_{н0}} + 2.$$

На рис. 3.1.17 показаны регулирующие эффекты реактивной мощности по напряжению K_{QU} , полученные экспериментально для реальных нагрузок в 60–80-х годах, а также регулирующие эффекты электроприемников $K_{QU.эп}$, рассчитанные для тех же экспериментальных данных [48].

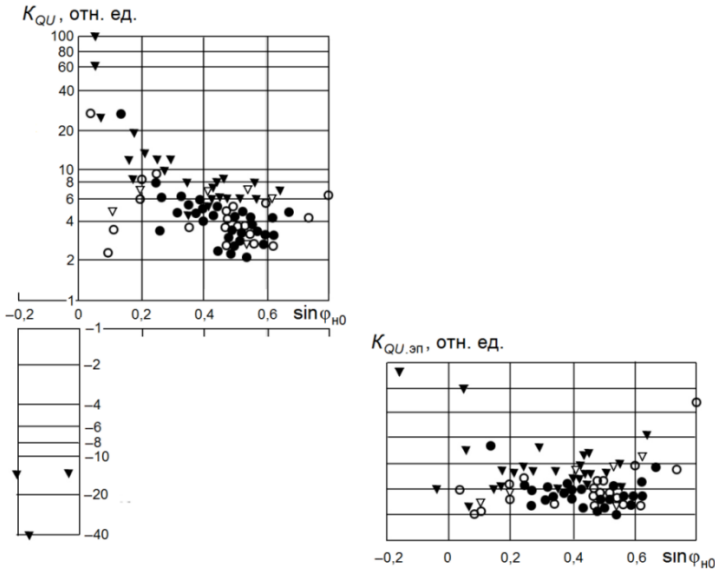


Рис. 3.1.17. Регулирующие эффекты реактивных нагрузок по напряжению, полученные для крупных узлов в сетях 220 кВ и ниже (а) и соответствующие расчетные значения $K_{QU.эп}$ (б): ●, ○ – режимы максимальной нагрузки;

▼, ▽ – нагрузка ниже максимальной;

○, ▽ – эксперименты Л.Н. Горбуновой и Э.М. Мерпорта;

●, ▼ – эксперименты Л.Е. Либовой, Э.А. Хачатряна и Ю.Е. Гуревича

Как видно на рис. 3.1.17, разброс РЭН, полученных экспериментально, K_{QU} велик: от -40 до $+100$; разброс соответствующих величин $K_{QU.эп}$ гораздо меньше: от 2 до 14. При этом обнаруживается корреляция этих величин с режимом нагрузки: в режимах максимума значения $K_{QU.эп}$ лежат в диапазоне 2–6, а в режимах, где нагрузка ниже максимальной, эти значения в среднем выше. Это объяснимо тем, что при малой нагрузке преобладают составляющие реактивной мощности, связанные с намагничиванием и имеющие большой РЭН по напряжению, а при большой нагрузке усиливается влияние потерь реактивной мощности в сети, которые характеризуются отрицательным регулирующим эффектом по напряжению и снижают общий РЭН реактивной нагрузки.

И, наконец, что особенно существенно, регулирующие эффекты электроприемников $K_{QU.эп}$ практически не коррелированы с коэффициентами мощности реальных нагрузок $\cos\varphi_{н0}$, что свидетельствует о том, что рассматриваемая двухкомпонентная модель принципиально правильна.

Таким образом, имеется возможность усреднения параметров нагрузки – регулирующих эффектов K_{QU} и коэффициентов СХН. При этом конечные результаты не зависят от реальных величин коэффициента мощности потребителей $\cos\varphi_{эп.0}$.

Последнее означает, что $\cos\varphi_{эп.0}$ – промежуточный параметр, который может быть задан произвольно, но в пределах реально возможного. В числовых расчетах принималось значение $\cos\varphi'_{эп.0} = 0,85$ ($\operatorname{tg}\varphi'_{эп.0} = 0,620$).

Итак, могут использоваться две разнонаправленные процедуры.

1. По результатам эксперимента получить форму СХН $Q_H(U)$, удобную для статистической обработки:

- по данным натурных измерений определить обычным образом коэффициенты квадратичного полинома B_1, B_2 ;

- по формуле (3.1.14) при $B_{1.КУ} = 0, B_{2.КУ} = 1$ вычислить коэффициенты $B_{1.эп}$ и $B_{2.эп}$ СХН электроприемников и предъявить их для статистической обработки;

- коэффициенты СХН, полученные в результате статистической обработки, обозначить как $B'_{1.эп}, B'_{2.эп}$.

2. Располагая статистическими данными по $B'_{1.эп}, B'_{2.эп}$, получить наиболее вероятную СХН $Q_H(U)$ в обычной форме для конкретных значений $Q_{н0}$ и $\operatorname{tg}\varphi_{н0}$:

- если компенсирующие устройства иные, чем нерегулируемые конденсаторные батареи, определить необходимые значения $B_{1.КУ}$,

$B_{2.КУ}$ и вычислить искомые коэффициенты B_1, B_2 по формулам, вытекающим из (3.1.14):

$$B_1 = (B'_{1.эп} - B_{1.КУ}) \cdot \frac{\operatorname{tg}\varphi'_{эп.0}}{\operatorname{tg}\varphi_{н0}} + B_{1.КУ}, \quad B_2 = (B'_{2.эп} - B_{2.КУ}) \cdot \frac{\operatorname{tg}\varphi'_{эп.0}}{\operatorname{tg}\varphi_{н0}} + B_{2.КУ};$$

– в обычном случае применения нерегулируемых батарей статических конденсаторов, вычислить искомые коэффициенты B_1, B_2 по формулам:

$$B_1 = B'_{1.эп} \cdot \frac{\operatorname{tg}\varphi'_{эп.0}}{\operatorname{tg}\varphi_{н0}}, \quad B_2 = (B'_{2.эп} - 1) \cdot \frac{\operatorname{tg}\varphi'_{эп.0}}{\operatorname{tg}\varphi_{н0}} + 1; \quad (3.1.15)$$

– вычислить $B_0 = 1 - B_1 - B_2$.

Общий вид СХН, где дополнительно выполнено аналогичное преобразование для зависимостей реактивных мощностей от частоты, следующий:

$$Q_H = Q_{н0} \cdot \left[\frac{b_0}{\operatorname{tg}\varphi_{н0}} + \frac{b_1}{\operatorname{tg}\varphi_{н0}} \cdot \frac{U}{U_0} + \left(1 + \frac{b_2}{\operatorname{tg}\varphi_{н0}}\right) \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^2 + \left(1 + \frac{b_3}{\operatorname{tg}\varphi_{н0}}\right) \cdot \frac{f - f_{ном}}{f_{ном}} \right]; \quad (3.1.16)$$

здесь b_0, b_1, b_2, b_3 – числовые коэффициенты, полученные в результате статистической обработки натуральных экспериментов (числовые значения приведены ниже).

Полученные СХН, включающие в себя в качестве важного дополнительного параметра величину соотношения между $P_{н0}$ и $Q_{н0}$ (или значения $\operatorname{tg}\varphi_{н0}$ либо $\cos\varphi_{н0}$), названы *обобщенными СХН*.

Таким образом, формула (3.1.16) сводит *всё разнообразие СХН к зависимости Q_H от одной переменной* ($\operatorname{tg}\varphi_{н.0}$), характеризующей размеры компенсации реактивной мощности, если $Q_{н0}$ известно и известны коэффициенты b_0, b_1, b_2, b_3 (по статистическим данным или для аналогичной нагрузки).

Форму представления СХН (3.1.16) полезно ввести в программные комплексы, предоставив специалисту-расчетчику выбор: использовать обычную форму (3.1.7) либо обобщенную (3.1.16). В последнем случае $\operatorname{tg}\varphi_{н0} = Q_{н0} / P_{н0}$ – величина, вычисляемая для любой нагрузки. Если же по-прежнему использовать форму (3.1.7), то для однотипных нагрузок, но с разными коэффициентами мощности, придется использовать разные наборы коэффициентов B_1 и B_2 , что усложняет подготовку расчетной модели.

3.1.6.3. Естественные обобщенные характеристики $Q_n(U, f)$

Результаты экспериментальных работ¹ по определению СХН позволяют рекомендовать значения коэффициентов для формы (3.1.14). Они приведены в табл. 3.1.3 («средние СХН»). Если нужно расчетным путем определить, каких погрешностей можно ожидать в расчете УР от замены истинных (неизвестных) СХН на предлагаемые статистически средние, то могут быть использованы крайние СХН (на основе тех же экспериментальных данных): «пологая СХН» и «крутая» СХН.

Таблица 3.1.3

Коэффициенты обобщенной естественной
СХН $Q_n(U, f)$, $\xi = P_{н0} / Q_{н0}$.

Активная нагрузка в данном режиме, % от суточного максимума	Вид СХН	Форма (3.1.14)			Форма (3.1.7)		
		b_1	b_2	b_3	B_1	B_2	B_3
Свыше 70%	Средняя	-9,5	5,3	-1,5	-9,5 ξ	1+5,3 ξ	1-1,5 ξ
	Пологая	-11,2	5,6	-0,7	-11,2 ξ	1+5,6 ξ	1-0,7 ξ
	Крутая	-12,3	7,4	-2,5	-12,3 ξ	1+7,4 ξ	1-2,5 ξ
50–70%	Средняя	-8,9	5,3	-1,5	-8,9 ξ	1+5,3 ξ	1-1,5 ξ
	Пологая	-10,5	5,5	-1,5	-10,5 ξ	1+5,5 ξ	1-0,7 ξ
	Крутая	-10	7,5	-1,5	-10 ξ	1+7,5 ξ	1-2,5 ξ

В случаях, когда при $U = U_0$ реактивная нагрузка по модулю меньше $0,01P_{н0}$, нужно принимать, что $|Q_{н0}| = 0,01P_{н0}$ с сохранением знака $Q_{н0}$. Значение b_0 и B_0 определяются исходя из условия, что при $U = U_0$ и $f = f_{ном}$ потребление мощности равно $P_{н0}$ и $Q_{н0}$:

$$b_0 = -(b_1 + b_2), \quad B_0 = 1 - B_1 - B_2.$$

Если известны полученные в результате натурных экспериментов регулирующие эффекты нагрузки по напряжению K_{QU} , то ориентировочно:

$$B_1 \approx -4K_{QU}, \quad B_2 \approx 2,5K_{QU}.$$

Если известны коэффициенты B_1 , B_2 , полученные в результате натурных экспериментов или специальных расчетов для некоторого

¹ ВНИИЭ, публикации 1965–1993 гг. – [48, 7] и др.

значения $\operatorname{tg}\varphi_{\text{H0}}$, то можно вычислить коэффициенты B''_1 , B''_2 для той же (или такой же) нагрузки, но при другом значении $\operatorname{tg}\varphi''_{\text{H0}}$, т.е. при другой степени компенсации реактивной мощности:

$$B''_1 = B_1 \cdot \frac{\operatorname{tg}\varphi_{\text{H0}}}{\operatorname{tg}\varphi''_{\text{H0}}}, \quad B''_2 = 1 + (B_2 - 1) \cdot \frac{\operatorname{tg}\varphi_{\text{H0}}}{\operatorname{tg}\varphi''_{\text{H0}}}.$$

3.1.6.4. Изменения обобщенных СХН вследствие переключений РПН трансформаторов и адапционных эффектов

Выше были рассмотрены эффекты, обусловленные переключениями РПН устройствами АРН или вручную и адаптацией потребителей к изменившимся условиям питания.

Если активная нагрузка может через большее или меньшее время вернуться к значению, близкому к исходному, то в отношении реактивной нагрузки условия несколько иные. Регулирование производительности электроустановок может изменять реактивную мощность пропорционально активной (если регулируется число работающих одноступенчатых установок) и может почти не влиять на величину реактивной мощности (если основные потери реактивной мощности связаны с намагничиванием неизменного количества трансформаторов и электродвигателей).

Регулирование ответвлений трансформаторов восстанавливает потребление реактивной мощности в меньшей мере, чем потребление активной мощности, так как часть реактивной мощности связана с намагничиванием тех трансформаторов, у которых переключаются ответвления, и эта составляющая реактивной мощности почти не изменяется при срабатываниях устройств АРН.

Для расчетов УР, выполняемых для моментов времени, наступающих через 5–15 мин. и после изменения напряжения, СХН допустимо задавать приведенными выше коэффициентами A_1 , A_2 , B_1 , B_2 , но уменьшенными в соответствии с фактической долей $m_{\text{АРН}}$ активной нагрузки, питающейся через трансформаторы, оснащенные устройствами АРН.

Если распределительная сеть в узле нагрузки, общая для всех групп потребителей, невелика, то коэффициенты СХН, учитывающие влияние устройств АРН, могут быть приняты следующими:

$$A_{1\text{T}} \approx A_1 \cdot 0,8 \cdot (1 - 0,7 m_{\text{АРН}}), \quad A_{2\text{T}} \approx A_2 \cdot 0,8 \cdot (1 - 0,7 m_{\text{АРН}}) \quad (3.1.17a)$$

$$B_{1\text{T}} \approx B_1 \cdot 0,9 \cdot (1 - 0,7 m_{\text{АРН}}), \quad B_{2\text{T}} \approx B_2 \cdot 0,9 \cdot (1 - 0,7 m_{\text{АРН}}), \quad (3.1.17b)$$

где множители 0,8 для активной мощности и 0,9 для реактивной используются для того, чтобы учесть снижение регулирующих эффектов нагрузки за счет адаптации без участия устройств АРН; множитель 0,7 приближенно учитывает влияние зон нечувствительности АРН и ограничений по максимальному и минимальному коэффициенту трансформации трансформаторов.

При протяженной распределительной сети значительная часть трансформаторов со своими потерями реактивной мощности на намагничивание находится вне действия устройств АРН, поэтому в данном случае вместо (3.1.17,б) лучше использовать выражение:

$$B_{1T} \approx B_1 \cdot (1 - 0,5 m_{\text{АРН}}), \quad B_{2T} \approx B_2 \cdot (1 - 0,5 m_{\text{АРН}}), \quad (3.1.17в)$$

Приведенные СХН с учетом устройств АРН пригодны для расчетов с небольшими отклонениями напряжения (ориентировочно — не более, чем на 5–8 %), потому что при больших отклонениях напряжения будут достигаться крайние ответвления трансформатора и воздействие устройств АРН на напряжение прекратится.

В случаях значительного влияния АРН на режим работы сети и на величину электропотребления полезно изменить расчетную схему распределительной сети в тех ее частях, которые имеют наибольшее значение и содержат трансформаторы с устройствами АРН, удвоив число нагрузок (рис. 3.1.18). Здесь по-прежнему $m_{\text{АРН}}$ — доля активной нагрузки, питающейся через трансформаторы с устройствами АРН. Представление реальной нагрузки двумя частями, не регулируемой и регулируемой, позволяет правильнее учитывать переключения устройств РПН (см. п. 4.1.2).

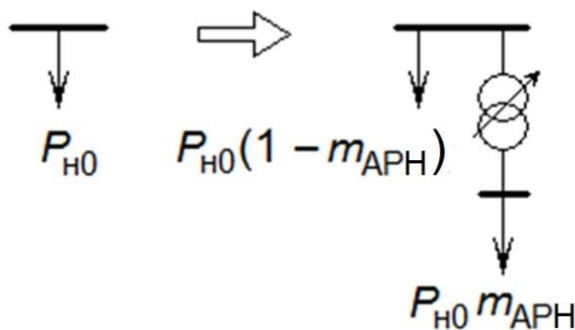


Рис. 3.1.18. К учету влияния устройства АРН

3.2. Критическое напряжение питания нагрузки и его определение

В теории критическим напряжением ($U_{кр}$) называется такое самое низкое напряжение, при котором сохраняется статическая устойчивость электроустановок, при этом, как правило, подразумеваются электроприемники. У электродвигателей переменного тока процесс нарушения статической устойчивости называется «прокидыванием», — когда двигатель не может обеспечить требуемую на валу мощность и тормозится, потребляя большой ток и реактивную мощность. Когда двигатель останавливается, потребляемые им мощности будут пропорциональны U^2 ; отключение его от сети выполняет в этом случае токовая защита.

На практике у многих электроприемников снижение напряжения вызывает их отключение, которое не имеет отношения к нарушению статической устойчивости: отключаются люминесцентные лампы, в промышленных сетях происходят отключения электроприемников низкого напряжения вследствие самоотключения магнитных пускателей, срабатывают защиты минимального напряжения и пр.

Новые, чистые магнитные пускатели имеют напряжение самоотключения примерно 60–70% от номинального; у старых, загрязненных пускателей эта величина возрастает до 80–90%. Самопроизвольные отключения магнитных пускателей часто становятся причиной многих других отключений. Например, отключение магнитного пускателя маслонасоса, обеспечивающего давление масла в подшипниках СД, вызывает срабатывание его технологической защиты, реагирующей на понижение давления в масляной системе, и СД отключается; это вызывает нарушение технологического процесса и отключения других электроприемников.

Все такие процессы физически разнородны, но все они нарушают нормальное функционирование потребителей. Поэтому, с учетом практической направленности расчетных задач, *в понятие критического напряжения целесообразно включать все нарушения работы электроприемников, обусловленные низкими уровнями напряжения.*

Величину критического напряжения на шинах электродвигателей несложно рассчитать. Максимальный вращающий момент, развиваемый АД при напряжении U , равен $M_{\max}(U / U_{\text{ном}})^2$, где M_{\max} — максимальный момент при номинальном напряжении. Отбрасывая факторы, которые в данном случае являются второстепенными, и

полагая, что АД должен при нормальной работе развивать вращающий момент, равный $M_{\text{раб}}$, получаем для критического режима:

$$M_{\text{max}} (U_{\text{кр}} / U_{\text{ном}})^2 \approx M_{\text{раб}},$$

откуда:

$$U_{\text{кр}} = U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{\frac{M_{\text{раб}}}{M_{\text{max}}}}.$$

Отношение рабочего момента к номинальному примерно равно коэффициенту загрузки $k_{\text{загр}}$, вычисляемому как $P / P_{\text{ном}}$; отношение M_{max} к $M_{\text{ном}}$ есть кратность максимального момента m_{max} . Тогда:

$$U_{\text{кр}} = U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{\frac{k_{\text{загр}}}{m_{\text{max}}}}. \quad (3.2.1)$$

Итак: критическое напряжение АД зависит главным образом от загрузки АД. При номинальной загрузке ($k_{\text{загр}} = 1$) и $m_{\text{max}} = 2,2$ критическое напряжение равно 67,5 %.

Критическое напряжение СД также зависит от загрузки, но в еще большей степени зависит от величины тока возбуждения. Если ток возбуждения СД при изменениях напряжения поддерживается на неизменном уровне, то критическое напряжение определяется тем, какое рабочее значение коэффициента мощности ($\cos\varphi_{\text{раб}}$) установлено. Бóльшим значениям тока возбуждения соответствует выдача реактивной мощности Q в сеть, малым значениям – потребление Q ; в последнем случае значения $U_{\text{кр}}$ велики.

Если понижение напряжения вызывает рост тока возбуждения (при действии АРВ или дискретной форсировки), то критические напряжения СД примерно такие же как у АД или ниже.

Однако не редки случаи, когда АРВ выведен из действия, а $\cos\varphi_{\text{раб}}$ поддерживается около единицы. Такой режим СД считается предпочтительным: ток статора минимально возможен ($Q \approx 0$) и ток возбуждения значительно меньше номинального, значит, нагрев СД минимально возможный. Следует отметить, что при снижении напряжения в сети статическая устойчивость может нарушаться раньше, чем сработает дискретная форсировка возбуждения СД, уставка срабатывания которой находится в диапазоне 80–85 %.

В [48] показано, что критическое напряжение на шинах группы СД, если их токи возбуждения неизменны, может быть вычислено по формуле:

$$U_{кр} \approx U_{ном} q^{-0,5}, \quad (3.2.2)$$

где

$$q = 1 + \frac{1}{P^2} \cdot \left(\frac{U_{ном}^2}{X} - Q \right)^2; \quad X = x_d \cdot \frac{U_{ном}^2 \cos \varphi_{ном}}{P_{ном}};$$

$U_{ном}$ – номинальное напряжение СД, кВ; P и Q – мощности, потребляемые всей группой СД, МВт, Мвар, причем $Q > 0$, если СД работают с потреблением реактивной мощности из сети; x_d – синхронное сопротивление, отн. ед. Зависимость $U_{кр}$ от рабочего значения $\cos \varphi_{раб}$ по формуле (3.2.2) показана сплошной линией на рис. 3.2.1.

Если же СД при отключенных АРВ имеют статические системы возбуждения, когда ток возбуждения пропорционален напряжению (а также бесщеточное возбуждение без гармонического возбудителя) критическое напряжение определяется формулой, отличающейся от (3.2.2):

$$U_{кр} \approx U_{ном} q^{-0,25} \quad (3.2.3)$$

при той же формуле для q , что и выше. В этом случае зависимость $U_{кр}$ от рабочего значения $\cos \varphi_{раб}$ показана на рис. 3.2.1 штриховой линией. Здесь устойчивость еще хуже, чем при неизменных токах возбуждения, и все значения $U_{кр}$ больше, чем напряжения срабатывания форсировки.

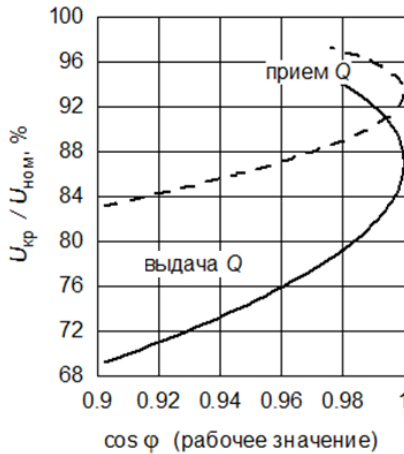


Рис. 3.2.1. Зависимость $U_{кр}$ на шинах СД типа STD-5000-2 от $\cos \varphi_{раб}$

Полезно помнить, что режим, сохраняющий статическую устойчивость за счет форсировки возбуждения СД, не может быть длительным: СД будут отключены защитой от токовых перегрузок, и, следовательно, работа потребителей будет нарушена. Таким образом, для СД, работающих без АРВ по напряжению, такие режимы работы, когда $\cos\varphi_{\text{раб}} \approx 1$, крайне нежелательны.

Значения критического напряжения в узлах нагрузки напряжением 110 кВ и выше, удаленных от шин электроприемников, могут быть существенно больше, чем критические напряжения самих электроприемников, так как при пониженных напряжениях потери напряжения в сети возрастают. Для правильного определения критических напряжений в узлах нагрузки приходится дополнять расчетную схему основными линиями и трансформаторами, связывающими узел нагрузки с шинами электроприемников 6–10 кВ. В отношении этих шин допустимо объединять их, пренебрегая небольшими сопротивлениями между ними, и суммировать их нагрузки.

Критические напряжения на этих шинах для АД и СД могут быть оценены, как показано выше по условиям их статической устойчивости [формулы (3.2.1)–(3.2.3)]; для остальных электроприемников $U_{\text{кр}} \approx 0,75 U_{\text{ном}}$ – в основном по причинам, связанным с самоотключениями.

Расчеты УР выполняются обычным образом, но с контролем напряжений на шинах электроприемников. Если в какой-либо точке напряжение ниже критического, этот режим нужно рассматривать как реально не существующий.

Ориентировочные расчетные данные могут быть получены, если считать, что величина критического напряжения в узлах 110–330 кВ составляет, согласно [4],

$$U_{\text{кр}} \approx \max(0,7 U_{\text{ном}}; 0,75 U_{\text{ном}}), \quad (3.2.4)$$

где $U_{\text{ном}}$ – напряжение в рассматриваемом узле нагрузки при нормальном режиме энергосистемы. Это выражение неприменимо в следующих случаях, в которых критические напряжения могут значительно превышать значения, вычисленные по (3.2.4):

– в узле нагрузки имеются протяженные сильно загруженные линии (т. е. имеют место значительные потери напряжения);

- понижающие трансформаторы снабжены устройствами АРН¹;
- в нагрузке значительная доля активной мощности (свыше 10–15 %) приходится на синхронные двигатели.

Выполняя расчеты УР, необходимо помнить, что при попытке рассчитать УР, в котором одно или несколько напряжений ниже соответствующих критических значений, возможны *как остановка расчета из-за отсутствия сходимости, так и получение формального результата, не имеющего отношения к действительности*. Последнее может быть потому, что в расчете УР не фигурируют ни электродвигатели, которые могут опрокидываться, ни остальные электроприемники, которые могут самопроизвольно отключаться, а формула СХН позволяет вычислить P и Q при любом напряжении. Последнее свойство придано выражениям СХН намеренно: в итерационном процессе расчета УР значения переменных могут изменяться в больших пределах, и если бы СХН были бы применимы только при $U > U_{кр}$, итерационный расчет во многих случаях был бы невозможным.

Поэтому контроль низких напряжений должен осуществлять специалист-расчетчик². В перспективе целесообразно дополнить исходную информацию о параметрах нагрузки в узлах значениями $U_{кр}$ и после успешного окончания итераций контролировать выполнение по всем узлам условия $U > U_{кр}$.

3.3. Динамические модели нагрузки для расчетов переходных процессов

3.3.1. Процессы и расчетные задачи, в которых решающую роль играют динамические свойства электроприемников

Процессы в нагрузках в основном определяются асинхронными двигателями, так как из электроприемников, электропотребление которых может значительно изменяться во времени после наруше-

¹ Действие устройств АРН при снижении питающего напряжения увеличивает напряжения на шинах электроприемников (по сравнению с отсутствием АРН) и увеличивает потребляемые из сети токи, что увеличивает потери напряжения в питающей сети и снижает запас статической устойчивости по напряжению узла нагрузки в целом.

² В ПК «Rastr», «RastrWin» предусмотрены возможности, чтобы легко следить за отклонениями напряжения.

ний нормального электроснабжения, АД – самый массовый (другая группа «сильно влияющих» электроприемников – СД).

Из внешних воздействий, влияющих на работу комплексов электроприемников различных промышленных предприятий, наиболее существенны провалы напряжения при КЗ в сети, однократные в случаях КЗ без АПВ или с успешным АПВ или двукратные при неуспешном АПВ. Основные особенности таких расчетов приведены ниже.

1. Помимо электромеханических изменений скоростей вращения электродвигателей, необходимо учитывать действие устройств РЗА, которые могут вызвать отключения и включения электроприемников. Необходимо моделировать действия тех устройств РЗА как в сети внешнего, так и в сети внутреннего (внутриплощадочного) электроснабжения.

2. Если объект имеет значительное электропотребление на напряжении 0,4 кВ и если эти электроприемники коммутируются магнитными пускателями, то в расчетах необходимо учитывать, что при снижении напряжения примерно на 30 % от номинального (или менее), даже если длительность КЗ менее 0,1 с, магнитные пускатели самопроизвольно отключаются, создавая сброс нагрузки в размере, примерно соответствующем промышленной нагрузке на напряжении 0,4 кВ.

3. Самое плохое из возможных последствий, вызванных кратковременными провалами напряжения, – это опрокидывание многих электродвигателей, вызывающее дополнительные снижения напряжения и, как следствие, – опрокидывания тех электродвигателей, которые до этого момента работали со скоростями, близкими к нормальным. Это – лавина напряжения. Установившиеся значения напряжений, по данным расчетов, могут быть в диапазоне 10–40 % от номинальных значений. Затормозившиеся электродвигатели при этом будут отключены, технологические процессы будут нарушенными.

При разных условиях электроснабжения и электропотребления лавина напряжения может захватить весь объект или его часть. В некоторых условиях (в частности, на нефтепромыслах) лавина напряжения, начавшись на одном объекте, может захватить и другие, соседние.

Основным противоаварийным мероприятием в этом случае должно быть предотвращение возникновения лавины напряжения в виде разгрузки соответствующего участка сети. При этом основная расчетная задача – выбрать величину разгрузки и время ее реализации от момента, когда обнаруживается неизбежность снижения напряжения. Устройства РЗ и ПА, действующие при снижении

напряжения на отключение электроприемников, должна быть алгоритмами или уставками по возможности отстроены от тех процессов, когда разгрузка не требуется (например, при нормально ликвидируемых КЗ). Но следует отметить, что чем позже реализуется разгрузка, тем больший объем отключений минимально необходим.

4. Если в узле нагрузки развивается лавина напряжения и электродвигатели останавливаются, то электропотребление значительно снижается: механизмы, приводимые во вращение электродвигателями, мощности не потребляют; механические потери снижены; потери, связанные с намагничиванием, пропорциональные второй или еще более высокой степени напряжения, малы; потери в активных сопротивлениях внутренней сети объекта тоже не велики; соответственно низкому уровню напряжения статические электроприемники потребляют также малую мощность. В итоге — значительный сброс активной нагрузки.

5. Если лавина напряжения является следствием отделения узла нагрузки от внешней сети с большим дефицитом активной мощности [48, 22], то сброс нагрузки в этом узле приводит к тому, что снижение частоты, начавшееся в момент отделения от сети, прекращается. Время, в течение которого частота снижается, соответствует времени прохождения лавины напряжения (около секунды или менее). Последствия отделения узла нагрузки от внешней сети с различными значениями начальных дефицитов активной мощности представлены на рис. 3.3.1.

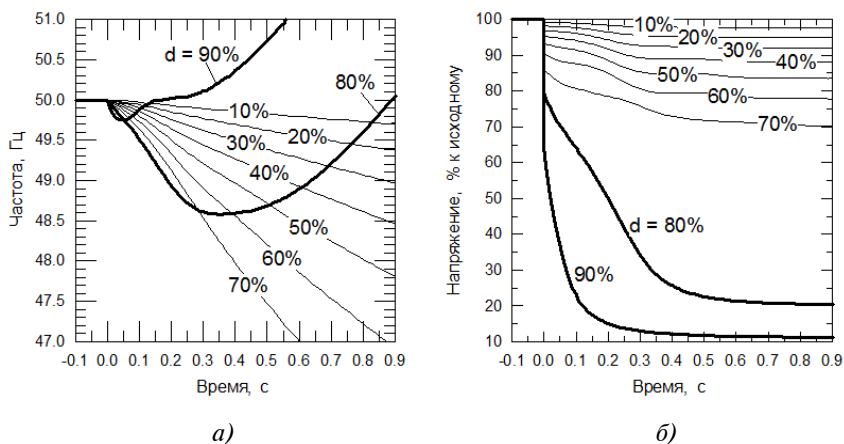


Рис. 3.3.1. Последствия различных дефицитов мощности

Если расчеты показывают, что в случаях отделения от внешней сети с дефицитом мощности лавина напряжения возможна, то *разгрузка должна быть реализована помимо устройств АЧР*, потому что лавина напряжения вызывает значительное снижение электропотребления и снижения частоты, достаточного для срабатывания устройств АЧР, может не быть. Для ускорения разгрузки следует рассмотреть возможность использования в качестве пускового признака сам факт отделения узла нагрузки от внешней сети.

Критический начальный дефицит мощности $d_{кр}$, при котором характер процесса радикально изменяется, зависит в основном от состава нагрузки и главным образом – от суммарной мощности работающих электродвигателей. Чем их больше, тем легче возникает лавина напряжения и, следовательно, тем меньше значение $d_{кр}$. На рис. 3.3.1 критический начальный дефицит мощности $d_{кр} \approx 75\%$.

Зависимость критического дефицита мощности от доли электродвигателей в составе нагрузке для одной из автономных систем электроснабжения показана на рис. 3.3.2а: когда доля электродвигателей приближается к нулю, условия для возникновения лавины напряжения исчезают, и критический дефицит мощности стремится к 100%. Объем отключений, минимально необходимый для предотвращения лавины напряжения, при исходной доле АД, равной 80%, показан для разных значений $d_{кр}$ на рис. 3.3.2б.

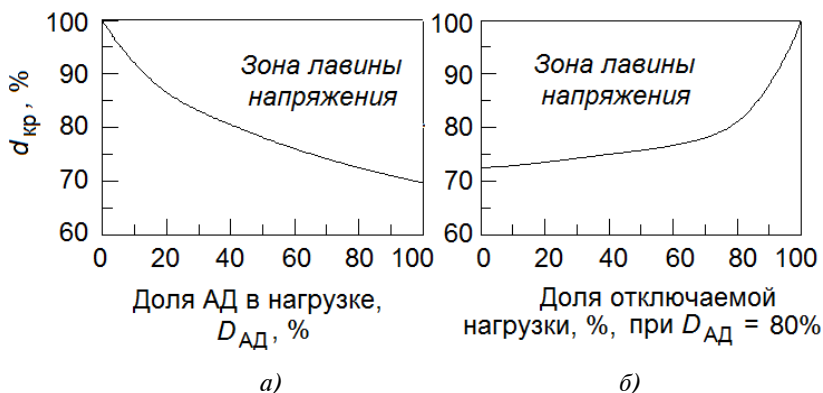


Рис. 3.3.2. Пример зависимости критических дефицитов мощности от состава нагрузки: а – без разгрузки; б – от объема разгрузки

В приведенных случаях разрыву связи энергорайона с ГУ/объектом РГ с внешней сетью не предшествовало КЗ, но такие случаи в реальных условиях возможны. При этом дефицит мощности будет возникать не с момента начала аварии, а после ликвидации КЗ, так как к этому времени электродвигатели успевают в большей или меньшей мере затормозиться, что облегчает возникновение лавины напряжения. Следует отметить, что здесь речь идет о процессах в узлах нагрузки изначально автономных или отделившихся от сети внешнего электроснабжения.

Чем меньше доля электродвигателей в составе нагрузки, тем меньше условий для возникновения лавины напряжения, но и она возникает только при наличии некоторого дефицита мощности, при этом критическое значение $d_{кр}$ возрастает. Это иллюстрирует рис. 3.3.3, построенный для тех же условий, что и рис. 3.3.2а, но с КЗ.



Рис. 3.3.3. Зависимость критического дефицита мощности от состава нагрузки в случаях, когда отключения ГУ на объекте РГ сопровождаются трехфазным КЗ длительностью 0,2 с. Здесь нагрузка в результате КЗ не уменьшается

6. Проблемы с электроснабжением электроприемников в энергорайоне могут возникать и *после того*, как закончится начальный переходный процесс, этапы которого: КЗ – выбег электродвигателей – самозапуск тех из них, чьи выключатели останутся включенными, – срабатывание АВР и соответствующие самозапуски. Восстановление нормальной работы энергообъекта предполагает включение отключенных электроприемников, изменения их загрузки и пр.; суммарная нагрузка значительно возрастает. Это не представляет проблемы в мощной нормально работающей распределительной се-

ти, но в ослабленной сети и, тем более, в энергорайоне, отделившемся от внешней сети, процессы восстановления нормальной нагрузки должны быть рассчитаны исходя из реальных скоростей восстановления нагрузки. Если в этом процессе будут возникать снижения напряжения, не допустимые для сети и/или генерирующего оборудования, то должны быть проработаны и реализованы противоаварийные мероприятия:

- замедление операций по восстановлению работы электродвигателей (чтобы избежать наложения пусковых токов);
- применение частотных пусков крупных электродвигателей или групп более мелких;
- использование дополнительных источников реактивной мощности.

3.3.2. Влияние аварийных процессов в нагрузке на режим работы генераторов и сети

С точки зрения расчетной практики имеется основное отличие расчетов, выполняемых при анализе аварийных режимов в распределительных сетях, от таких же расчетов, выполняемых для сетей высших классов напряжения. Электромеханические переходные процессы генераторов, работающих на распределительную сеть (и, тем более, на нагрузку в автономном, изолированном или островном режимах), могут решающим образом зависеть от параметров электроприемников, главным образом – синхронных и асинхронных двигателей. При этом влияние АД, как правило, более значительно. Почти такое же влияние на генераторы оказывают срабатывания устройств РЗА в узлах нагрузки.

Влияние процессов в нагрузке на ближайшие генераторы (ГУ объектов РГ) является многосторонним и определяется следующими факторами.

1. К моменту ликвидации КЗ ГУ имеют скорость вращения больше нормальной, и возможность остаться в синхронизме тем больше, чем больше в активная нагрузка после ликвидации КЗ. Асинхронные двигатели самозапускаются, потребляя повышенную мощность, что служит фактором, повышающим динамическую устойчивость ближайших генераторов. Если генераторы в процессе КЗ перешли в асинхронный режим со скоростью больше номинальной, то повышенная мощность, потребляемая АД, способствует ресинхронизации генераторов.

С другой стороны, АД во время самозапуска потребляют повышенные токи, что приводит к снижению напряжений и понижает как предел динамической устойчивости генераторов, так и их способность ресинхронизироваться. Какой из двух указанных факторов будет превалировать, зависит от конкретных схемно-режимных условий.

2. Изменения активной и реактивной нагрузки в переходных процессах во многом зависят от срабатывания устройств РЗА в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения и устройств технологической автоматики. Отключения электроприемников при снижении напряжения и частоты и их повторные включения после восстановления напряжения оказывают существенное влияние на работу ближайших ГУ объектов РГ. При этом проведения особого анализа требуют возможные случаи каскадных срабатываний устройств РЗ и ПА. Например: отключение линии электропередачи при КЗ – перегрузка оставшихся в работе линий – отключение одной из них по факту перегрузки – увеличение перегрузки остальных линий – следующие отключения линий электропередачи и трансформаторов.

3. Рассчитывая условия функционирования устройств противоаварийной автоматики (ПА) необходимо иметь в виду, что обнаруживаемые токовые перегрузки и снижения напряжения могут быть обусловлены изменениями режимов генерации и потребления в узлах сети, отдаленных от мест установки пусковых органов ПА. Поэтому наиболее эффективными могут быть срабатывания ПА не в той точке, где установлен пусковой орган, а в других точках сети – в зависимости от конкретных схемно-режимных условий. В таких случаях может потребоваться реализация, помимо локальных, отдельных централизованных алгоритмов устройств ПА.

3.4. Моделирование асинхронных и синхронных двигателей

3.4.1. Общие вопросы

Доля АД (отношение мощности, потребляемой АД в суммарной нагрузке рассматриваемого района) должна быть по возможности

правильно отображена в расчетной модели энергосистемы, желательнее с погрешностью до 10 %.

При подсчете мощности, потребляемой АД, нужно учитывать, что на нормально работающем промышленном предприятии значительная часть АД находится в резерве. Самая примитивная оценка: мощность, потребляемая АД, примерно равна 80–90 % от суммарного потребления промышленного предприятия за вычетом мощности, потребляемой синхронными двигателями и крупными статическими электроприемниками (различными печами и пр.).

Наиболее крупные электродвигатели должны быть отображены индивидуально (поэлементно), с возможностью замены групп одинаковых электродвигателей, питающихся от одной секции шин ПС, своими эквивалентами, мощность которых равна суммарной мощности всей эквивалентируемой группы. Это относится как к АД, так и к СД. Для последних важно отобразить асинхронную характеристику $P(s)$, АРВ, гашение поля СД при асинхронном режиме.

Значительная часть АД на промышленных предприятиях, как правило, подключена к сетям внутреннего электроснабжения напряжением 0,4 кВ. Чтобы иметь основания ввести в расчетную схему такие АД с их собственными параметрами и получить правильное отображение переходного процесса, следовало бы в расчетной схеме представить также и саму сеть 0,4 кВ. Альтернатива – такая коррекция параметров, которая по возможности компенсирует неучет сетей низкого напряжения в расчетной схеме.

В уравнения АД входят сопротивления его контуров на статоре и роторе, активные и реактивные, образующие так называемую схему замещения АД [51]. Она может быть представлена как Т-образная (рис. 3.4.1а, б) или, приближенно, Г-образная (рис. 3.4.1в).

На этих схемах:

$r_{ст}$ – активное сопротивление статора;

x_{σ} – реактивное сопротивление рассеяния статора;

r – активное сопротивление ротора;

x – реактивное сопротивление рассеяния ротора;

r и x с индексами «1» и «2» – те же сопротивления, но в случае, когда ротор представлен двухконтурной схемой (сопротивления 1-го и 2-го контуров ротора);

x_{μ} – реактивное сопротивление ветви намагничивания.

В Г-образной схеме x_k – сопротивление короткого замыкания, примерно равное $x_{\sigma} + x$; I_{xx} – ток холостого хода.

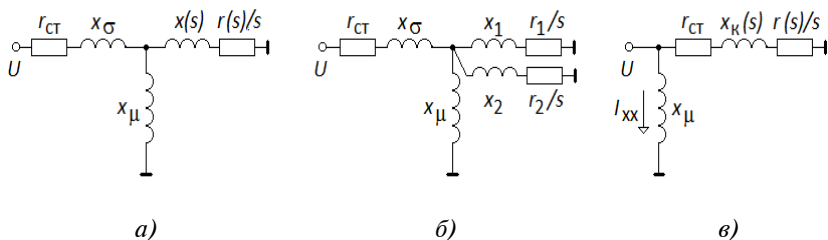


Рис. 3.4.1. Схемы замещения АД:

- а – Т-образная с одним контуром на роторе;
- б – Т-образная с двумя контурами на роторе;
- в – упрощенная Г-образная

Схема замещения АД получена из схемы замещения трансформатора. Деление сопротивлений ротора АД на величину скольжения s связано с тем, что токи в статоре и роторе имеют в установившемся режиме разные частоты [51]. Эти частоты одинаковы, когда ротор неподвижен, тогда скольжение $s = 1$; в этом случае АД – обычный трансформатор. При $s = 0$ ротор вращается с той же скоростью, что и магнитное поле статора, поэтому обмотка ротора неподвижна относительно поля статора, в роторе ток не наводится; в схеме замещения это отображается тем, что $r/s = \infty$.

Для получения корректных результатов расчетов в сетях с реальными АД при всех значениях скорости вращения ротора приходится учитывать, что разным скоростям вращения соответствуют различные величины сопротивлений ротора x и r (помимо упомянутого выше деления активного сопротивления на s), которые на рис. 3.4.1 обозначены как зависимости $x(s)$, $r(s)$. Поясним это подробнее.

Физическая картина магнитных полей и токов в роторе такова, что токи, протекающие в роторе, встречают разное сопротивление, зависящее от глубины протекания этих токов. На рис. 3.4.2 показана часть разреза АД, где для двух токов, глубинного и приповерхностного, показаны силовые линии их магнитного поля, при этом видно, что у приповерхностного тока часть силовых линий замыкается в воздушном зазоре, что соответственно ослабляет его магнитное поле.

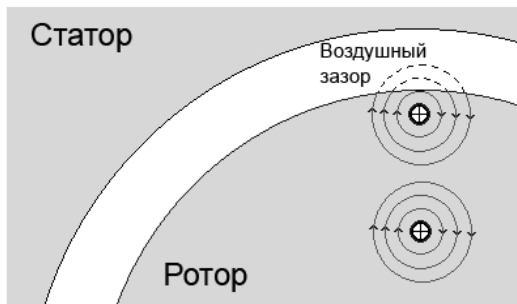


Рис. 3.4.2. К вопросу об индуктивностях токов в роторе

Пока скорость вращения ротора велика, частота токов в роторе мала, и разница в величинах индуктивности токов в роторе, расположенных на разной глубине, не существенна. Но при снижении скорости вращения ротора частота токов в роторе возрастает, глубинные токи встречают значительно большее сопротивление, чем приповерхностные, и возникает эффект *вытеснения токов* из глубины ротора к его поверхности.

При вытеснении токов к поверхности их средняя индуктивность снижается, поскольку часть магнитного поля роторных токов вытеснена в зазор, а активное сопротивление, наоборот, увеличивается, так как уменьшается сечение, через которое проходит этот ток. Пример зависимостей $x(s)$, $r(s)$, обусловленных вытеснением роторных токов, приведен ниже на рис. 3.4.5.

Известны две возможности учесть изменения сопротивлений в роторе АД при разных скольжениях и получить правильное отображение характеристик $M(s)$ и $I(s)$. При этом контроль правильности этих характеристик выполняется при номинальном напряжении.

Первая возможность — «расщепить» параллельные пути для токов в роторе, представив ротор многоконтурной схемой с параллельными ветвями в роторе. Если контуров достаточно много и если их параметры определены правильно, то схема замещения адекватна натуре. Но подбор величин сопротивлений неочевиден и неоднозначен даже при двухконтурном роторе (см. рис. 3.4.1, б).

Такой метод применен в ПК «EUROSTAG» в «полной модели» АД: программа обеспечивает такие сопротивления схемы замещения, которые соответствуют известным параметрам АД (ток и электромагнитный момент) при двух скольжениях: критическом скольжении $s_{кр}$, т. е. при скорости, близкой к номинальной, когда момент максима-

лен, и при нулевой скорости. Подбор сопротивлений насколько корректен, насколько это возможно, но пользователь обязательно должен проверить, удовлетворяют ли его *промежуточные значения момента и тока* при скольжениях, больших критического (рис. 3.4.4).

Преимущество модели АД в ПК «EUROSTAG» заключается в том, что эта модель учитывает электромагнитные переходные процессы в роторе (подобно тому, как это принято для синхронных машин). В такой модели при переходных процессах вращающий момент АД зависит не только от скольжения s , но и от производной $ds/dt = 0$.

Недостаток этой модели АД заключается в том, что определение параметров двух контуров на роторе весьма затруднительно, если иметь ввиду конкретные АД: вариантов много, зависимости $M(s)$ и $I(s)$ от сопротивлений контуров нелинейны. Вспомогательного алгоритма, позволяющего определить искомые параметры в автоматическом или полуавтоматическом режиме, в ПК «EUROSTAG» нет. Поэтому для решения практических задач применение двухконтурного ротора для моделирования конкретного АД малоэффективно.

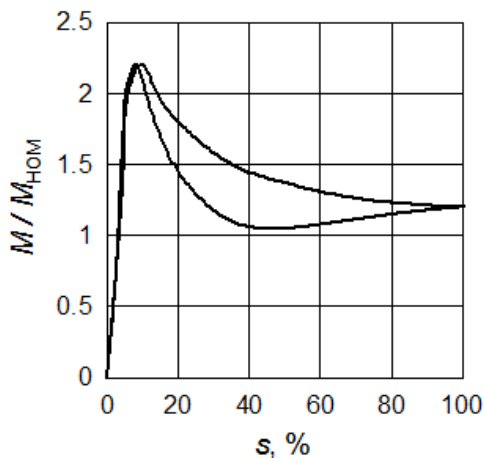


Рис. 3.4.3. Примеры разных зависимостей вращающего момента АД от скольжения, полученных по одному и тому же заданию:

$$M_{\max} / M_{\text{ном}} = 2,2, \quad M_{\text{пуск}} / M_{\text{ном}} = 1,2$$

Вторая возможность получить корректные значения сопротивлений состоит в том, чтобы программно определять скольжения $x(s)$,

$r(s)$. В ПК «Мустанг» имеется подпрограмма, позволяющая для любых скольжений задавать относительные значения $m = M / M_{\text{НОМ}}$, $i = I / I_{\text{НОМ}}$ и сразу же контролировать вид графиков $m(s)$, $i(s)$, $x(s)$, $r(s)$. Например, есть возможность устранять немонотонность изменений $i(s)$, $x(s)$, $r(s)$, которая чаще всего является признаком допущенных ошибок.

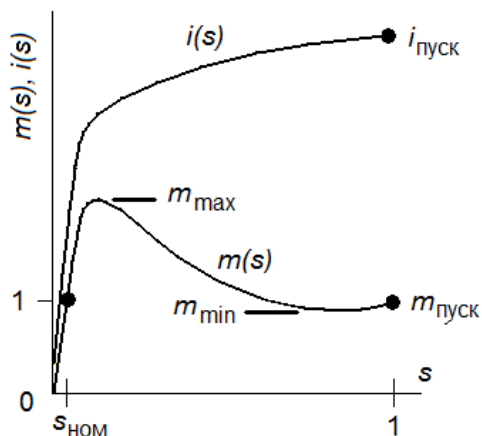


Рис. 3.4.4. Исходные данные для моделирования $m(s)$ и $i(s)$.
Значения m_{max} и m_{min} обычно не «привязаны» к определенным значениям s

В данном случае (подробности – см. в [7]):

- задаются каталожные данные АД (см. рис. 3.4.3);
- программа, используя эти параметры, находит для схемы замещения рис. 3.4.1, в значения x , r , соответствующие заданию, промежуточные значения $x(s)$, $r(s)$ определяются интерполяцией, линейной по сопротивлениям и нелинейной по моменту и току;
 - вычисляются и выводятся на экран характеристики $m(s)$, $i(s)$;
 - специалист-расчетчик либо подтверждает все параметры модели, либо для ее уточнения дополнительно вводит промежуточные значения $m(s)$, $i(s)$ (например, если велик, по сравнению с действительностью, минимальный момент m_{min} или зависимость $i(s)$ оказалась немонотонной);
- программа выполняет перерасчет $x(s)$, $r(s)$, $m(s)$, $i(s)$ и отображает результаты (пример см. на рис. 3.4.5), коррекция может быть продолжена.

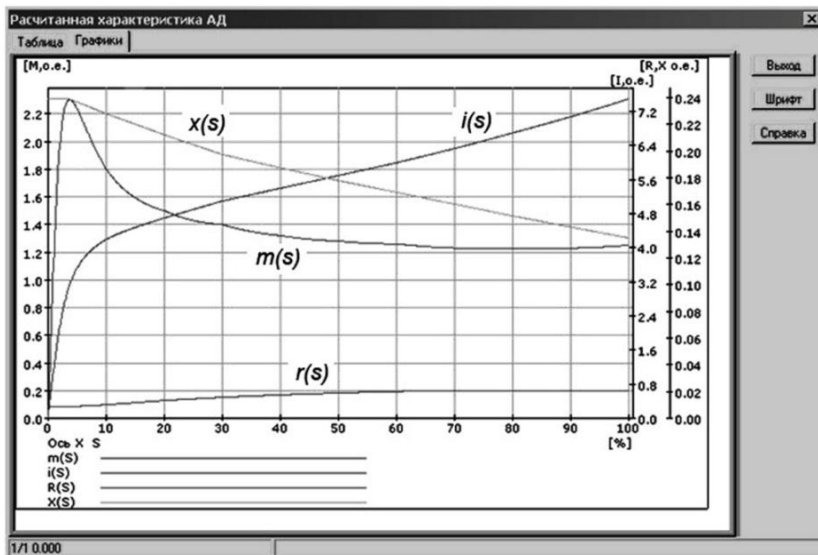


Рис. 3.4.5. Окно результата при задании $m(s)$ и $i(s)$

Обычно применяемые упрощенные модели АД могут удовлетворительно отображать электромеханические переходные процессы (торможение при снижении питающего напряжения и самозапуск), но *отсутствие электромагнитных процессов в роторе* приводит к следующему:

1. Если реальный АД отключается от сети, то на его выводах сохраняется затухающее напряжение в течение секунд или десятых долей секунды, что важно для правильной настройки устройств АВР в распределительных сетях, в то время как в модели на его выводах напряжение сразу становится равным нулю.

2. В действительности графики тока и мощностей АД после коммутаций содержит большие или меньшие переменные составляющие (50 Гц), в то время как в модели этих составляющих нет, что может быть существенно при анализе действия устройств РЗА ГУ объектов РГ.

3. В действительности мощности АД зависят не только от скольжения s , как в модели, но и от ds/dt , поэтому в процессе пуска от источника неизменного напряжения асинхронная характеристика несколько искажается, как это показано на рис. 3.4.6.

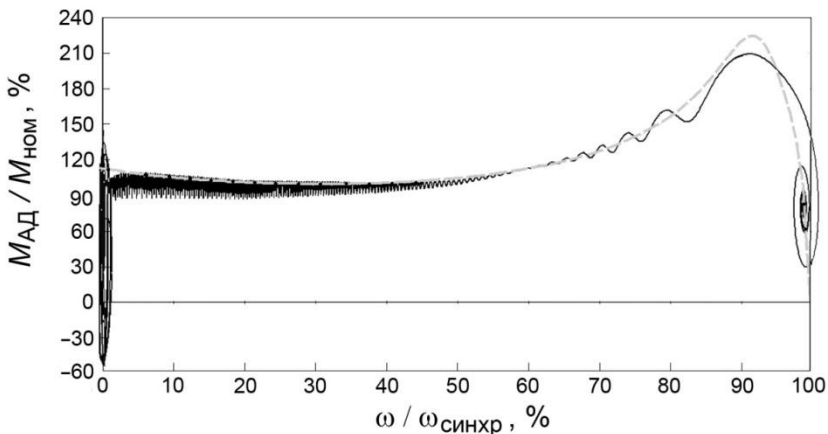


Рис. 3.4.6. Расчетные асинхронные характеристики АД:
 черная линия – при учете электромагнитных процессов в роторе,
 серая штриховая линия – по статической асинхронной
 характеристике того же АД

Указанные здесь эффекты могут быть рассчитаны, если использовать «полную модель» АД в ПК «EUROSTAG». В ПК «Мустанг» или в другом используемом ПК специалист-расчетчик может создавать модели АД, учитывающие электромагнитные процессы в роторе, как указано в п. 3.4.5.

3.4.2. О допустимых динамических моделях нагрузки в расчетах переходных процессов распределительной сети

Программные комплексы для расчетов переходных процессов в энергосистемах предоставляет следующие отображения электроприемников:

- асинхронный двигатель (АД);
- синхронный двигатель (СД), для чего используется большая часть уравнений генераторов;
- статический электроприемник, представленный неизменным комплексным сопротивлением $Z_n = R + jX$, либо его СХН.

Отличие СХН в расчетах переходных процессов от тех же СХН в расчетах УР состоит в том, что в УР заданные СХН относятся ко всей нагрузке узла, а в расчетах динамики – только к статической

части нагрузки (или ко всей нагрузке узла, если в данном узле нет ни АД, ни СД).

По умолчанию в динамике нагрузки содержат только $Z_n = \text{const}$. Допустимо ли такое представление нагрузок в переходном процессе?

В общем случае такие вопросы решаются сравнением искомым процессов, полученных при моделях, имеющих избыточную точность, и при моделях, в которые введено то или иное упрощение. Однако, в случаях моделирования нагрузки такой способ в большинстве случаев малополезен, так как составление детальных моделей нагрузки требует значительных трудозатрат. Поэтому обычно при расчетах переходных процессов в распределительных сетях приходится:

– начинать с моделей, минимально необходимых по условиям решаемой расчетной задачи;

– руководствуясь результатами пробных расчетов и опытом, определять необходимость в детализации моделей АД, в учете СД и пр. и принятию мер к получению необходимой информации¹;

– дополнять расчетную схему и исходные данные (повторно обращаясь к источникам информации с уточняющими вопросами).

В этом подразделе обсуждаются вопросы создания минимально необходимой модели нагрузки для расчетов переходных процессов. Развитию модели посвящены следующие подразделы.

Все рассмотренные выше факторы, характеризующие влияние процессов в нагрузке на устойчивость самой нагрузки и на устойчивость генераторов, связаны с процессами в электродвигателях переменного тока – АД и СД. Их «вес» в нагрузке задается следующим образом: $D_{СД} = P_{СД} / P_n$ – доля мощности СД, $D_{АД} = P_{АД} / (P_n - P_{СД})$ – доля мощности АД, $P_n - P_{АД} - P_{СД}$ – статическая нагрузка².

Модели СД используются в узлах нагрузки, где их суммарная мощность значительна (см. п. 3.4.6). Но поскольку АД имеются почти во всех нагрузках, возникает вопрос: когда можно обходиться статической моделью нагрузки ($D_{АД} = D_{СД} = 0$)? Для того, чтобы ответить на этот вопрос, нужно рассмотреть несколько обстоятельств.

1. Очевидно, что без учета АД и СД не может быть не только рассмотрена, но и поставлена задача о влиянии процессов в сети на электроснабжение в данном энергорайоне: нарушается ли работа

¹ Соответствующие трудозатраты при решении задач надежности и бесперебойности электроснабжения промышленного предприятия часто составляют до 50–80 % от всей выполняемой работы.

² Так принято в ПК «Мустанг».

промышленных потребителей при возмущениях в распределительной сети, возможно ли восстановление работы электроприемников в послеаварийных режимах, каковы продолжительности самозапусков и повторных пусков электродвигателей¹ и пр. Если всё это существенно, то вопрос допустимости использования модели без электродвигателей отпадает.

2. Влияние вида модели нагрузки на переходный процесс можно проследить, сравнивая зависимости $P_H(t)$, $Q_H(t)$ при $D_{СД} = 0$, $D_{АД} > 0$. На рис. 3.4.7 показаны графики $P_H(t)$ и $Q_H(t)$ в случае КЗ в сети при трех моделях нагрузки:

- модель 1: $D_{АД} = 0,7$ (параметры АД усредненные, обычная модель АД по статической асинхронной характеристике);
- модель 2: $D_{АД} = 0$ (отображение нагрузки соответствующей СХН, заданной так, чтобы при медленных изменениях напряжения и при напряжениях, больших критического, графики $P_H(U)$ и $Q_H(U)$ в моделях 1 и 2 были идентичными);
- модель 3: $D_{АД} = 0$, $Z_H = \text{const}$.

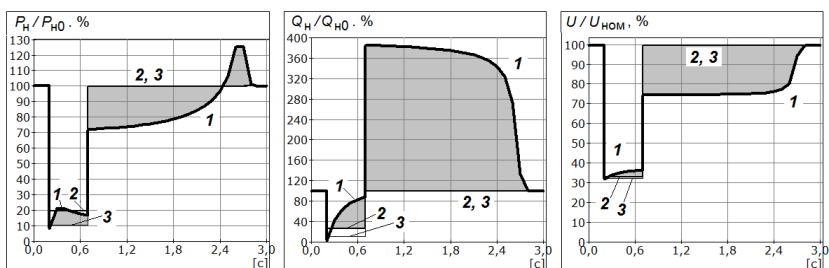


Рис. 3.4.7. Сравнение процессов при внешнем КЗ для трех моделей нагрузки без СД, $Q_{H0} / P_{H0} = 0,5$. Серая заливка показывает разницу между моделью 1 и моделями 2 и 3

Нетрудно убедиться, что при вариациях параметров АД в реальной расчетной схеме получатся графики, аналогичные показанным на рис. 3.4.7. Различия будут только количественные. наброс реак-

¹ Термины «самозапуск» и «повторный пуск» нередко смешиваются. Здесь *самозапуск* – это процесс восстановления скорости вращения электродвигателя, который не отключался от сети. *Повторный пуск* начинается с того, что включается выключатель или пускатель ранее остановившегося электродвигателя.

тивной мощности АД всегда имеет место при восстановлении напряжения после его провала; соответственно возникают более или менее значительные снижения напряжения в узле нагрузки; активная нагрузка резко возрастает в конце самозапуска, увеличивая нагрузку на ближайшие ГУ объектов РГ.

Основное отличие графиков, представленных на рис. 3.4.7, от графиков, полученных при более сложных моделях (см. ниже), — в том, что переходные процессы в различных реальных АД не совпадают. Характерный пример этого явления показан на рис. 3.4.8; разные АД заканчивают самозапуски в разное время, и поэтому на графиках $P_H(t)$ видны выбросы потребляемой мощности по числу групп существенно различающихся АД, участвующих в процессе самозапуска. Соответственно, на графике $Q_H(t)$ потребление реактивной мощности снижается с таким же числом ступеней.

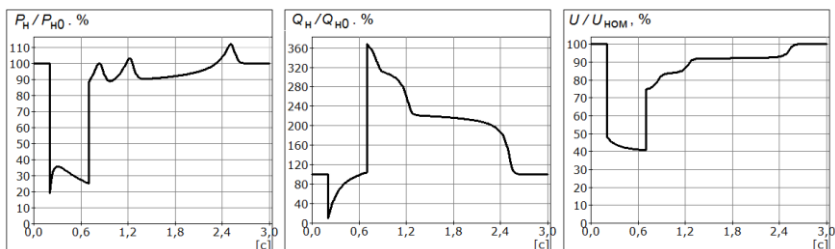


Рис. 3.4.8. Процесс при внешнем КЗ вблизи нагрузки, аналогичной модели I , но содержащей три АД равной мощности с разными коэффициентами загрузки: $k_{заг} = 0,5; 0,7; 0,9$

3. Приведенные на рис. 3.4.7–3.4.8 характерные особенности АД при КЗ в питающей сети, а также практика выполнения аналогичных расчетов в реальных схемам электроснабжения промышленных предприятий позволяют сделать вывод: *представление обычных нагрузок в распределительной сети без учета АД недопустимо, если провал напряжения таков, что может привести к продолжительному самозапуску АД.*

Оценить параметры самозапуска АД, не вводя его в расчеты, разумеется, нельзя, но с запасом можно полагать, что переходные процессы в АД мало существенны и не очень отличаются от СХН, *если напряжения в узлах нагрузки не снижается ниже критического значения* (см. п. 3.2).

В принципе, при выполнении расчетов для распределительных сетей использование модели нагрузки при $D_{\text{АД}} = 0$ нецелесообразно, в частности, потому, что по ходу выполнения расчетных работ часто требуется изменять задание вида и места приложения возмущений. Перемещение возмущений может потребовать улучшения некоторых моделей нагрузки, а замена моделей по ходу работы поставила бы под сомнение результаты сопоставления с различными процессами, рассчитанными ранее, и могло бы повлиять на общие выводы.

4. В расчетах переходных процессов *в системообразующих сетях напряжением 330 кВ и выше* общие вопросы моделирования нагрузки имеют особенности. Главная из них – та, что в расчетной схеме узел нагрузки с напряжением 220 кВ и выше, в котором потребляется значительная мощность, в действительности не является только нагрузкой, так как в нем скрыта более или менее значительная распределительная сеть, имеющая в большом числе случаев свои электростанции, включая объекты РГ. Последние, при возмущениях в сетях высших напряжений, в какой-то мере поддерживают напряжение на шинах электроприемников, а поэтому в расчетной схеме рассматривать такие узлы как нагрузочные некорректно.

Если есть уверенность, что при выполнении расчетов в сетях напряжением 220 кВ и выше в присоединенных распределительных сетях более низких классов напряжений невозможны снижения напряжения до критических значений, то такие фрагменты распределительной сети можно представлять нагрузкой без АД, с обобщенными СХН (см. п. 3.1.6). Если такой уверенности нет, то распределительные сети нужно вводить в расчеты в полном или в упрощенном виде. В последнем случае самое важное – отобразить основные электростанции этого энергорайона, крупные узлы нагрузки и основные линии электропередачи, соединяющие эти объекты.

Из сказанного следует, что для корректного моделирования переходных процессов в тех частях расчетной схемы, которые относятся к сетям напряжением 220 кВ и ниже, необходимо отображать все электростанции, процессы в которых могут оказать влияние на результаты, значимые для решения поставленной расчетной задачи. Кроме того, следует использовать динамические характеристики нагрузок, которые могут повлиять на характер протекания переходных процессов ГУ ближайших электростанций.

Что касается тех энергорайонов, у которых расчетные возмущения, соответствующие решаемой задаче, не вызывают значительных понижений напряжения, благодаря наличию собственных объектов

РГ в распределительных сетях, и резких переходных процессов в электродвигателях, то для таких частей расчетной схемы часто оказывается допустимым отображение их с помощью СХН.

3.4.3. Параметры простейшей динамической модели нагрузки с обобщенным АД

Простейшая динамическая модель нагрузки состоит из АД и статической нагрузки. Обобщенный АД потребляет в исходном режиме активную мощность, равную $D_{\text{АД}} \cdot P_{\text{н0}}$, и реактивную мощность $Q_{\text{АД}}$, вычисленную по параметрам АД и величине исходного напряжения U_0 . Статическая нагрузка ($Z_{\text{н}} = \text{const}$) в общем случае потребляет мощность:

$$P_{\text{н0}} - P_{\text{АД.0}} - P_{\text{СД.0}} + j(Q_{\text{н0}} - Q_{\text{АД.0}} - Q_{\text{СД.0}});$$

в данном исходном режиме $P_{\text{СД.0}} = Q_{\text{СД.0}} = 0$.

Под «обобщением» асинхронных двигателей здесь понимается применение двух элементарных процедур эквивалентирования АД [47]:

1. Замена группы АД, подключенных к одной и той же секции шин, одним АД с суммарной номинальной активной мощностью и средневзвешенными (по $P_{\text{ном.}i}$) значениями номинальных моментов, максимального и пускового, пускового тока, $\text{tg}\varphi_{\text{ном}}$, а также моментами сопротивления приводимых механизмов (см. рис. 3.4.9а).

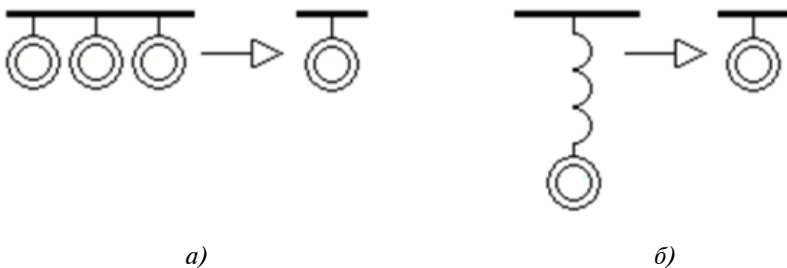


Рис. 3.4.9. Преобразования асинхронной нагрузки

2. Замена одного АД, подключенного к шинам через некоторое сопротивление, на АД, подключенный к тем же шинам непосредственно, как показано на рис. 3.4.9б. В этом случае предварительно рассчитываются значения максимального и пускового моментов,

пускового тока и $\text{tg}\phi$, которые характеризуют исходный АД при заданном предвключенном сопротивлении и номинальном напряжении в точке питания. Эти значения рассматриваются как «номинальные» получаемого АД. Таким образом, получаемый АД должен иметь «номинальные» моменты меньше, чем исходный. Подобным же образом определяются параметры АД, получаемого взамен исходного АД, подключенного к шинам через трансформатор. Моменты сопротивления приводимого механизма при указанной замене корректировать не нужно.

Применение этих процедур позволяет, рассмотрев каталожные данные АД 6–10 кВ и 0,4 В и используя статистические данные о сопротивлениях сети, получить один АД, приближенно заменяющий асинхронную нагрузку, питающуюся с секции шин 6–10 кВ и 0,4 кВ. Этапы преобразований исходной схемы в данном случае будут таковы (рис. 3.4.10):

- замена реальных АД 0,4 В, питающихся через трансформатор, на эквивалентный АД 6–10 кВ;
- эквивалентная замена всех АД 6–10 кВ на один эквивалентный;
- эквивалентная замена АД, питающегося от узла напряжением 110 кВ, на АД, непосредственно подключенный к узлу напряжением 110 кВ.

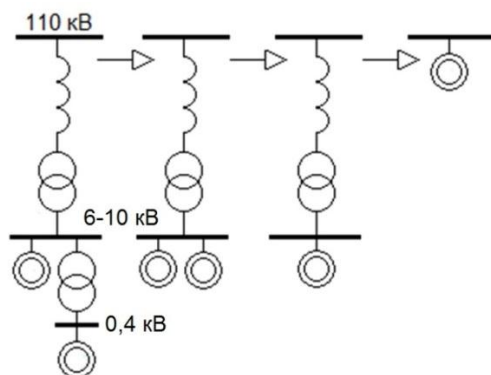


Рис. 3.4.10. Последовательные преобразования для получения обобщенной динамической модели АД

Некоторые АД специальной конструкции: глубокопазные и др. – вводить в такую процедуру эквивалентирования для определения параметров обобщенного АД не следует, так как погрешности эквиваленти-

рования значительно возрастают. Такие АД проще и точнее учитывать отдельными группами АД с близкими характеристиками.

Напряжение 110 кВ было здесь взято потому, что в сетях более низких классов напряжений величины нагрузок не настолько велики, чтобы основные их параметры не могли быть выяснены. Применение обобщенной динамической модели нагрузки в узлах 110 кВ уместно, если не требуется детализации. Применение этой модели к узлам более высоких классов напряжений ведет к заметному снижению точности расчетов, главным образом по причине пренебрежения соответствующими частями распределительных сетей.

Параметры обобщенной нагрузки [7] в узле 110 кВ примерно таковы.

Доля АД¹ $D_{АД}$ в крупных узлах нагрузки, где нельзя оценить, хотя бы ориентировочно, состав электроприемников, – примерно 0,5; если в нагрузке преобладают крупные промышленные предприятия, то примерно 0,7; для узлов без крупной промышленности (городских и т. п.) – 0,2. Остальные параметры приведены в табл. 3.4.1. Напомним, что замена группы АД, питающихся от узла нагрузки через некоторые сопротивления и трансформаторы, может быть эквивалентной только при условии, что номинальные моменты и токи тем меньше собственных сопротивлений эквивалентруемых АД, чем больше предвключенные сопротивления.

Таблица 3.4.1

Параметры обобщенного АД

Параметр	Обозначение в программе «Мустанг»	Значение параметра с учетом сети	Некоторые статистические данные о параметрах АД единой серии (А, АО, А2,) и примечания
Номинальный коэффициент мощности	Cos(φ)	0,8	0,67-0,92
Механическая постоянная инерции (вместе с приводимым механизмом) T_J , с	Тдв	0,8	Если в расчете АД сильно тормозится, то более правильные результаты дает $T_J = 0,6$ с

¹ Обозначение в ПК «Мустанг» – Дас.

Кратность m_{\max} максимального момента по отношению к номинальному	М _{max}	1,7	1,7-3,0, в среднем – 2-2,2
Кратность $m_{\text{пуск}}$ пускового момента по отношению к номинальному	М _{пуск}	0,73	1-1,5 (6–10 кВ), 0,5-2,0 (380 В), в среднем – 1,1-1,3
Кратность $i_{\text{пуск}}$ пускового тока по отношению к номинальному	И _{пуск}	4,1	4-7,5, в среднем – 5,4 (6-10 кВ) и 6,0 (0,4 кВ)
Коэффициент загрузки $k_{\text{загр}}$ (отношение потребляемой активной мощности к номинальной)*	К _{заг}	0,7	–
Статический момент сопротивления $m_{\text{ст}}$, отнесенный к моменту сопротивления при номинальной скорости вращения	М _{ст}	0,5	–
Кратность добавочного момента трогания $m_{\text{трог}}$ по отношению к номинальному**	М _{трог}	0	Эта величина используется в расчетах пусков АД
Номинальное скольжение $s_{\text{АД, ном}}$, %	С _{дв. ном}	2	Эта величина существенна, если подбираются асинхронные характеристики $m(s)$ и $i(s)$
Активное сопротивление цепи статора $r_{\text{ст}}$	Р _{ст}	0,01	Для задания $r_{\text{ст}}$ в программе «Мустанг» параметр «вид» должен иметь значение 2

*В ПК «Мустанг» был использован приближенный алгоритм расчета АД; который дает существенную погрешность, если $k_{\text{загр}} < 0,1 \div 0,15$.

**При трогании сопротивление приводимого механизма определяется суммой $m_{\text{ст}} + m_{\text{трог}}$.

3.4.4. Возможности повысить точность моделей нагрузки

Эта задача, с учетом конкретных целей расчетов, распадается на ряд подзадач [7], перечисленных ниже.

1. Учет схемы внутреннего электроснабжения промышленного предприятия (сказанное распространяется и на сети напряжением 0,4 кВ, если они важны для целей расчетов). В общем случае необходи-

мость представить нагрузку объекта не одним, а рядом узлов, возникает, если имеют место один или несколько факторов:

- линии электропередачи в сети внутреннего электроснабжения энергорайона протяженны или реактивированы;

- по программе расчетов эти линии электропередачи могут отключаться или включаться (при КЗ, АВР, АПВ и др.);

- в одной точке сети нужно указать неодинаковые электроприемники в большем количестве, чем предусмотрено в программе для одного узла (тогда дополнительные узлы подсоединяются через линии электропередачи с малыми сопротивлениями, например, $0 + j 0,01 \text{ Ом}$);

- то же для выделения электродвигателей, для которых нужно рассчитать процессы индивидуального прямого или реакторного пуска.

2. Учет СД. Необходимость в этом возникает, если имеют место один или несколько факторов:

- внутренние распределительные сети в рассматриваемой нагрузке протяженны (например, на нефтепромыслах) или реактивированы;

- СД работают с отключенным АРВ и с коэффициентом мощности, близким к единице (т. е. при $Q_{\text{СД},0} \approx 0$);

- при отсутствии факторов, перечисленных выше – если мощность, потребляемая СД, превышает 10 % от величины нагрузки.

Об учете СД см. п. 3.4.6.

3. Учет различий в параметрах АД. Эти различия могут оказать значительное влияние на возможности самозапуска: если в группе АД одни из них, имеющие менее благоприятные параметры, после восстановления напряжения продолжают тормозиться, то это приводит к снижению напряжения на выводах других АД; если другие АД, имеющие более благоприятные параметры, идут на самозапуск, это повышает напряжение. В разных случаях суммарный эффект, обусловленный различиями в параметрах АД, может быть как отрицательным, так и положительным. Наиболее часто группа АД с различиями в параметрах имеет больше возможностей самозапуска, чем если эту группу эквивалентировать одним АД со средневзвешенными параметрами [22].

Поэтому в расчетной схеме анализируемого энергорайона может потребоваться отображение нескольких АД, каждый из которых соответствует группе реальных АД с близкими параметрами.

Из параметров АД на возможности пусков и самозапусков влияют главным образом два параметра: кратность $m_{\text{пуск}}$ пускового мо-

мента по отношению к номинальному и статический момент сопротивления $m_{ст}$, отнесенный к моменту сопротивления при номинальной скорости вращения. Другие два параметра: кратность пускового тока и коэффициент загрузки в нормальном режиме – варьируются меньше и поэтому их вариации могут в первом приближении не рассматриваться.

Группы формируются следующим образом. Прежде всего, выделяются АД, которые по своим параметрам резко отличаются от двигателей общего применения (серии А, АО, А2 и др.): АД с повышенным пусковым моментом ($m_{пуск} > 1,5$), двухскоростные¹ и пр. Остальные разбиваются на три группы по признакам приводимых во вращение механизмов (см. п. 3.4.4):

– АД с моментом сопротивления независящим или мало зависящим от скорости вращения ($m_{ст} > 0,7$ – самые тяжелые условия самозапуска), к которым относятся приводы поршневых компрессоров, шаровых мельниц, молотковых дробилок и др.;

– АД со средней зависимостью моментов сопротивления от скорости вращения ($0,3 \leq m_{ст} \leq 0,7$), к которым относятся главным образом приводы различных насосов; при более тщательном моделировании их можно представлять двумя группами: $0,3 \leq m_{ст} < 0,5$ (приводы насосов с небольшим статическим напором: сетевые, перекачивающие, циркуляционные и т. п.) и $0,5 \leq m_{ст} \leq 0,7$ (приводы насосов, которые должны развивать большой статический напор: водоподъемные, погружные и т. п.);

– АД с сильной зависимостью моментов сопротивления от скорости вращения ($m_{ст} < 0,3$ – самые благоприятные условия самозапуска), к которым относятся главным образом приводы вентиляторов, дымососов, центробежных компрессоров и др.

Из параметров асинхронных агрегатов (двигатель, соединенный с приводимым во вращение механизмом) вызывают трудности задание механической постоянной инерции агрегата T_j . Если нет кон-

¹ Пока не создано моделей двухскоростных АД, применимых для проведения расчетов электромеханических переходных процессов в энергосистеме, поэтому рассчитать пуск такого АД сложно, хотя и возможно. Нужно сначала рассчитать пуск на первой ступени скорости вращения, затем остановить расчет и продолжить его для АД с параметрами, соответствующими второй ступени, начиная от скорости, достигнутой на первой ступени. В самозапуске двухскоростные АД участвуют своей второй (высокоскоростной) ступенью, поэтому рассчитывать самозапуск можно без затруднений, взяв параметры, соответствующие второй ступени.

кретных данных, то значение $T_{J.AД}$, с, средневзвешенное для группы АД, без учета приводимых во вращение механизмов может быть вычислено по ориентировочной формуле [47]:

$$T_{J.AД} = 0,12 \left(\frac{P_{\text{ном.}\Sigma}}{N} \right)^{0,45},$$

где

$P_{\text{ном.}\Sigma}$ – суммарная номинальная мощность N двигателей, кВт. Для агрегатов в целом $T_J = T_{J.AД} \cdot K_J$, где коэффициент K_J для центробежных компрессоров, дымососов и т. п. – 3–6 (в среднем примерно – 5); для поршневых компрессоров, дробилок, мельниц и т. п. – примерно 2; для насосов общего применения – 1,2–1,4; для нефтепромысловых насосов – примерно 1,1.

Остальные средневзвешенные параметры (верхний индекс «ср») для каждой группы определяются по параметрам всех АД в группе ($j = 1, \dots, N$) следующими выражениями:

– номинальные параметры:

$$P_{\text{ном}}^{\text{ср}} = \sum P_{\text{ном.}j}; \quad Q_{\text{ном}}^{\text{ср}} = \sum Q_{\text{ном.}j}; \quad \text{tg}\varphi_{\text{ном}}^{\text{ср}} = \frac{Q_{\text{ном}}^{\text{ср}}}{P_{\text{ном}}^{\text{ср}}};$$

– коэффициент загрузки:

$$k_{\text{загр}}^{\text{ср}} = \sum k_{\text{загр.}j} w_j,$$

где w_j – весовой множитель $w_j = P_{\text{ном.}j} / P_{\text{ном}}^{\text{ср}}$;

– статический момент сопротивления:

$$m_{\text{ст}}^{\text{ср}} = \sum \frac{k_{\text{загр.}j}}{k_{\text{загр}}^{\text{ср}}} m_{\text{ст.}j} w_j;$$

– кратность максимального момента АД:

$$m_{\text{max}}^{\text{ср}} \approx \sum m_{\text{max.}j} w_j$$

(вопрос о правиле усреднения максимального момента достаточно сложен, потому что исходные требования к величине $m_{\text{max}}^{\text{ср}}$ противоречивы: эта величина получается разной, если ориентироваться на подобие переходных процессов и на подобие пределов по статиче-

ской устойчивости. Приведенное выражение для m_{\max}^{cp} ориентировано на расчеты переходных процессов);

– кратность пускового тока:

$$i_{\text{пуск}}^{\text{cp}} = \cos\varphi_{\text{ном}}^{\text{cp}} \cdot \sum \frac{i_{\text{пуск},j} w_j}{\cos\varphi_{\text{ном},j}} ;$$

– пусковой момент:

$$m_{\text{пуск}}^{\text{cp}} = \sum m_{\text{пуск},j} w_j$$

(в [47], п. 4.3, показан более строгий, но более громоздкий метод эквивалентирования пускового момента. Численные расчеты показывают, что расчет по формуле показанного здесь простого усреднения дает несколько заниженные значения пускового момента, т. е. погрешность идет в запас, и потому такое усреднение допустимо);

– механическая постоянная инерции АД:

$$T_{J.\text{АД}}^{\text{cp}} = \left(\sum \frac{w_j \cos\varphi_{\text{ном}}^{\text{cp}}}{T_{J.\text{АД},j} \cos\varphi_{\text{ном},j}} \right)^{-1} ,$$

это значение должно быть умножено на коэффициент K_j .

Дополнительные сведения о моделировании вращающего момента АД, момента сопротивления, а также об особенностях расчетов прямых и автотрансформаторных пусков АД см. в [7].

3.4.5. Расчет остаточного напряжения АД после отключения его от сети

Обычная модель АД составлена для упрощения алгоритма таким образом, что она описывает состояние АД при каждом значении скольжения s так, как если бы режим АД при этом скольжении был установившимся. Это означает, что не учитываются электромагнитные переходные процессы в роторе АД. В действительности электромагнитный вращающий момент АД зависит не только от s , как в обычной модели, но и от ds/dt (см. выше, рис. 3.4.6). На точности расчетов электромеханических переходных процессов в энергосистеме неучет электромагнитных переходных процессов в АД почти не сказывается, особенно если учесть приближительность задания параметров АД.

На рис. 3.4.11 показаны графики переходного процесса¹, вызванного перерывом питания, когда АД моделируется обычным образом (кривые 1) и с учетом электромагнитных процессов в роторе (кривые 2).

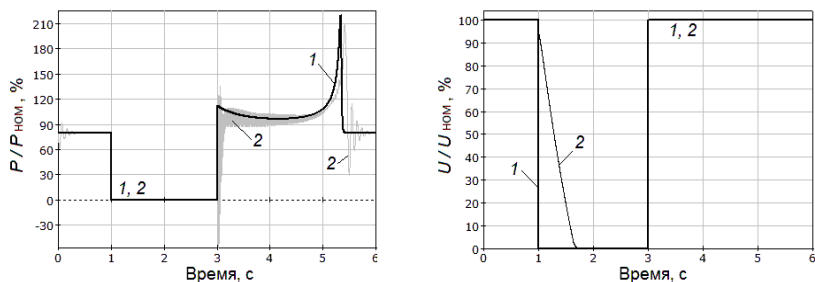


Рис. 3.4.11. Перерыв питания АД.
Сравнение методов моделирования АД

Разница в показанных на рис. 3.4.11 графиках активной мощности не принципиальна, хотя и заметна, приблизительно то же самое относится к графикам $Q(t)$ и $I(t)$. Но эти процессы принципиально различны, если рассматривается зависимость напряжения на шинах АД от времени.

В обычной модели на выводах АД, отключенного от источника питания, напряжения нет. На самом деле напряжение существует до тех пор, пока не затухли свободные токи в роторе и не остановился ротор. У АД малых мощностей напряжение затухает быстро, у крупных – за несколько секунд, если на тех же шинах нет статической нагрузки. Она при перерыве питания потребляет электрическую энергию, получаемую из кинетической энергии вращения роторов АД, и, кроме того, в АД увеличиваются потери R^2 ; оба указанных фактора ускоряют процесс снижения скорости вращения и величины свободных токов.

Модель АД с учетом электромагнитных процессов в роторе может быть получена из модели СД, если (применительно к ПК «Мустанг» или аналогичным):

¹ $T_J = 0,5$ с, $k_{загр} = 0,8$, $m_{ст} = 1,0$, $m_{пуск} = 1,1$, $m_{max} = 2,2$, $i_{пуск} = 6,5$, номинальное скольжение – 1,5 %, активное сопротивление статора – 0,01 отн. ед. Описанный здесь метод моделирования с учетом электромагнитных переходных процессов в роторе АД и расчеты приведены в [7].

1. Ввести в расчетную схему для моделируемого АД отдельный узел и поместить в этот узел СД.

2. В информации о СД задать параметры, соответствующие моделируемому АД: номинальные значения напряжения, активной мощности и коэффициента мощности, а также его значение T_J , коэффициент демпфирования D задать равным нулю.

3. Вычислить ток холостого хода в относительных единицах:

$$i_{xx} = \sin_{\text{НОМ}} - \left(m_{\text{max}} - \sqrt{m_{\text{max}}^2 - 1} \right) \cos_{\text{НОМ}} .$$

4. Вычислить и задать параметры (здесь все сопротивления в относительных единицах, постоянные времени – в секундах):

$$x_d = x_q = \frac{1}{i_{xx}} ; \quad x'_d = x_d - 0,01$$

(последнее выражение соответствует отсутствию у АД обмотки возбуждения); учесть, что в данной модели синхронной машины для режимов переменного скольжения может быть обеспечено воспроизведение только $m(s)$, но не $i(s)$.

$$x''_q = x''_d = \frac{1}{i_{\text{пуск}}}$$

– это определение сверхпереходных сопротивлений ориентировано на правильное воспроизведение тока при больших скольжениях, но если более важными являются переходные процессы при малых скольжениях, то:

$$x''_q = x''_d = \frac{1}{2 m_{\text{max}} \cos \varphi_{\text{НОМ}} + i_{xx}} .$$

5. Вычислить сверхпереходные и переходные постоянные времени по алгоритму:

$$x_{K0} \approx \frac{1}{2 m_{\text{max}} \cos \varphi_{\text{НОМ}}} ,$$

$$r_0 \approx \frac{s_{\text{НОМ}}}{2 \cos \varphi_{\text{НОМ}}} \left[1 + \sqrt{1 - (2 x_{K0} \cos \varphi_{\text{НОМ}})^2} \right] ,$$

$$s_{\text{КР}} = \frac{r_0}{x_{K0}} , \quad T''_{d0} = T''_{q0} = \frac{x_d}{314 x''_d s_{\text{КР}}} ,$$

$$T'_{d0} = T''_{d0} + 0,01,$$

где номинальное ($s_{\text{ном}}$) и критическое скольжение ($s_{\text{кр}}$) – в отн. ед., а не %, как обычно задаются $s_{\text{ном}}$ в исходных данных для АД.

6. Если должно быть учтено активное сопротивление обмотки статора АД, которое значительно увеличивает мощность, потребляемую при пуске и самозапуске, то оно должно быть введено в расчетную схему отдельной ветвью, последовательно с питающей линией электропередачи.

7. Систему возбуждения и АРВ у того СД, который используется для отображения АД, не задавать.

8. В параметрах СД задать долю СД и рабочий коэффициент мощности равными 1 (т. е. другой нагрузки в данном узле быть не должно), статический момент сопротивления и добавочный момент при трогании следует задать соответствующими моделируемому АД.

9. Задать характеристику $m_{\text{АД}}(s)$ как аналогичную характеристику СД¹.

10. Задать команду, обеспечивающую в расчете переходного процесса при $t = 0$ снижение возбуждения до нуля².

11. Запустить расчет без других команд, управляющих процессом, и проконтролировать напряжение и реактивную нагрузку в узле после выхода моделируемой машины на установившийся режим работы со скольжением.

Напряжение будет ниже исходного (требуемого) на некоторую величину ΔU , кВ, а реактивная нагрузка – выше требуемой на ΔQ , Мвар. Поэтому для восстановления исходного режима нужно ввести в этот узел дополнительную нагрузку – отрицательную величину ΔQ , например, включив одновременно с отключением возбуждения соответствующий шунт проводимости.

Пример расчета с переводом СД в режим АД (при $t = 0$) и ведением шунта проводимости показан на рис. 3.4.12. Здесь шунт введен позже отключения возбуждения (при $t = 0,5$ с) для наглядности; в окончательных расчетах включение шунта можно делать одновременно с отключением возбуждения.

¹ В ПК «Мустанг» – в окне «Асинхронная характеристика СД».

² В ПК «Мустанг» это команда «Изменить возбудитель», в параметрах этой команды задается только номер узла, остальные параметры нулевые.

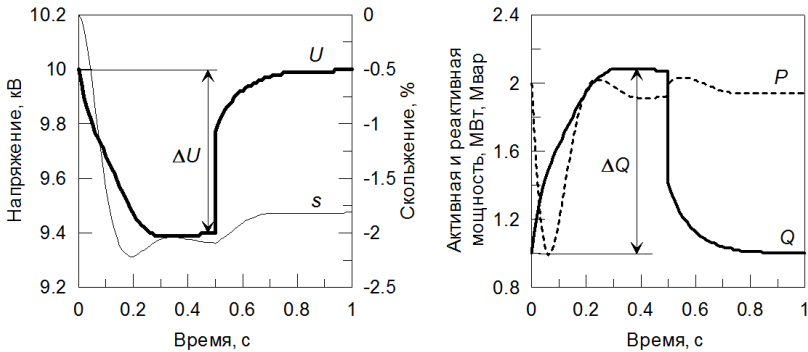


Рис. 3.4.12. Пример процесса выхода модели СД на режим АД.
Знак скольжения – как у генератора

12. Учтеть, что рассчитываемый процесс должен начаться после установления режима работы АД, т. е. должен быть сдвинут по времени примерно на 1–2 с (это время уточняется проведением пробного расчета: скольжение s к началу рассчитываемого процесса должно быть установившимся)¹.

3.4.6. Моделирование синхронных двигателей

Синхронный двигатель является электрической машиной, аналогичной синхронному генератору, однако имеются отличия, кроме очевидной замены приводного двигателя на приводимый во вращение механизм, связанные с функционированием системы возбуждения (СВ) и существенные в отношении правильного моделирования СД в переходных процессах.

1. **Система возбуждения.** Из всех применяемых СВ выделяется по влиянию на динамическую устойчивость СД *статическая система самовозбуждения*. Такая СВ питается через трансформатор с выводов машины, поэтому во время близкого КЗ происходит не форсировка возбуждения, а наоборот, развозбуждение из-за глубокого пониже-

¹ Выдавая результаты расчета, полезно отбрасывать этот начальный интервал времени. В ПК «Мустанг» для этого нужно в окне «Динамика – расчет. Контролируемые параметры» из всех значений в столбце «Время» вычесть величину начального интервала, используя опцию «Столбец + константа», а при построении графиков выбрать вид масштабирования «по диапазонам», выделить строку «Время [с]» и указать ноль в ячейке «Min».

ния напряжения, питающего СВ. Это отрицательно сказывается на устойчивости, причем особо существенно в слабой сети или при работе в автономном (изолированном) или островном режиме.

Статическая система самовозбуждения в модели отображается выбором того типа возбудителя, у которого ЭДС, рассчитанная по значениям текущих параметров режима и заданных параметров регулирования (E_{qe}), умножается на $U / U_{\text{норм}}$ в узле, к которому подключен СД.

Постоянные времени для современных быстродействующих систем возбуждения и для бесщеточного возбуждения – примерно такие же, как у генераторов: примерно 0,04 с для статических систем самовозбуждения и 0,1–0,15 с для бесщеточных.

2. **Значения $\cos\varphi_{\text{раб}}$ в исходном режиме.** Это значение определяет величину $Q_{\text{СД},0}$ и уровень статической устойчивости СД (см. п. 3.2); то же, в несколько меньшей мере, относится и к динамической устойчивости. Поэтому очень важно, чтобы в расчетной модели значения $\cos\varphi_{\text{раб}}$ правильно отражали режимы работы реальных СД.

3. **Автоматическое регулирование возбуждения.** АРВ СД¹ отличается от генераторного по той основной причине, что синхронные генераторы должны обеспечивать регулирование напряжения в сети, а СД, как машины значительно меньшей мощности, выполнять эту функцию не могут. Поэтому АРВ СД рассчитаны в основном на оптимизацию режима работы самих СД (у СД зарубежных заводоизготовителей могут встретиться иные законы регулирования возбуждения). Такой подход сильно упрощает требования к АРВ СД. Но он оправдан только в отношении СД, работающих в небольшом количестве в мощной энергосистеме. Однако встречаются крупные промышленные предприятия, у которых суммарная мощность работающих СД превышает 100 МВт, и, если такое предприятие расположено не рядом с мощной электростанцией, то роль СД в регулировании напряжения могла бы быть значительной. При работе в автономном (изолированном) или островном режиме промышленного потребителя номинальные мощности СД и ГУ объектов РГ вообще могут быть одного порядка.

Параметры регулирования отечественных СД содержат много каналов регулирования, переключение которых позволяет осуществ-

¹ Здесь – АРВ синхронных двигателей. Имеется похожая, но имеющая совсем другой смысл аббревиатура: АРВСД или АРВ-СД – автоматическое регулирование возбуждения сильного действия – основной вид АРВ крупных генераторов.

лять регулирование: на постоянство тока возбуждения (при повышении температуры ротора активное сопротивление обмотки ротора растет и требуется соответственное повышение напряжения возбуждения), на постоянство активной или реактивной мощности, активного или реактивного тока, угла φ . Канал по ΔU в АРВ СД также присутствует, но чаще реализуется как регулирование с зоной нечувствительности по напряжению, чтобы не было реакции АРВ СД на небольшие отклонения величины напряжения, и с малым коэффициентом усиления, чтобы избежать проблем, связанных с возможностью самораскачивания.

Для расчетов динамической устойчивости СД, работающих параллельно с энергосистемой (в мощной сети), а тем более, динамической устойчивости самой энергосистемы, все эти особенности АРВ СД не играют большой роли, потому что влияние таких АРВ на ее устойчивость незначительно. Таким образом, непрерывное регулирование возбуждения СД можно не учитывать (в некоторых случаях это даст небольшой запас), если не рассматривается специальный вопрос о послеаварийном режиме работы СД в условиях пониженных напряжений в сети.

4. Дискретная форсировка возбуждения. Учет ее необходим; напряжение срабатывания форсировки — 80–85 % от номинального; напряжение снятия форсировки не играет значительной роли, его можно принимать равным примерно 90 %. Если переходный процесс с пониженными напряжениями и включенной форсировкой возбуждения продолжается свыше 1–2 мин., то в расчетную модель следует ввести уставки устройств РЗ от токовых перегрузок.

Кратность форсировки у отечественных СД ($E_{qe,max}$) обычно составляет 1,4 от номинального возбуждения. При современных быстродействующих СВ запаздывание на введение и на снятие форсировки мало (можно задавать 0,04–0,1 с); постоянная времени возбудителя не изменяется. Значение ограничения ЭДС возбуждения снизу ($E_{qe,min}$) большой роли не играет и может приниматься равным нулю. Специальных каналов ограничения ЭДС возбуждения по току возбуждения нет ($E_{q,max} = E_{q,min} = 0$ в ПК «Мустанг»).

5. Управление в асинхронных режимах. В расчетах пусков и самозапусков понадобится моделирование действий устройств автоматики управления системой возбуждения: гашение поля при переходе в асинхронный режим и включение возбуждения при достижении

подсинхронной скорости (3–5% от номинальной) ¹.

Имеются в виду только прямые пуски или пуски при пониженном напряжении. Последние могут быть отображены, если ввести в расчетную схему пусковой трансформатор или реактор. Задача моделирования частотных пусков не является задачей расчетов режимов и устойчивости, так как частотные пуски не перегружают сеть.

Для моделирования гашения поля и подачи возбуждения требуются соответствующие действия «автоматики», управляющей расчетом переходного процесса. Необходимы изменения ЭДС возбуждения $E_{qe,max}$ (от нормальной величины до нуля и обратно) и изменения переходной постоянной времени T'_{d0} соответственно введению гасительного сопротивления $R_{гас}$ и обратно:

$$T'_{d0,гас} = T'_{d0} / (1 + K_{гас}),$$

где $K_{гас} = R_{гас} / R_{ОВ}$; $R_{ОВ}$ – сопротивление обмотки возбуждения; при введении в цепь ротора $R_{гас}$ условия ресинхронизации улучшаются.

Скольжение, при котором вводится гашение поля в случае перехода СД в асинхронный режим, целесообразно подбирать по условию достижения наибольшего эффекта – обеспечения ресинхронизации.

6. Параметры. Группа СД, имеющих примерно равную удаленность от точек питания энергорайона (в исходном режиме и в ходе процесса), могут быть заменены одной моделью СД. Принцип такой замены аналогичен тому, что описано в п. 3.4.4 для АД. В одну группу не могут быть включены неявнополюсные (3000 об./мин.) и явнополюсные СД, так как они имеют существенно разные зависимости вращающего момента от скольжения. В одну группу, наоборот, могут быть включены СД, у которых существенно разные значения $m_{ст}$, если нет оснований полагать, что в рассчитываемых переходных процессах встретятся переходные состояния СД со значительными скольжениями.

¹ Подсинхронной называется скорость, при которой скольжение настолько мало (несколько процентов), что включение возбуждения вызывает ресинхронизацию без дополнительных асинхронных проворотов. В ПК «Мустанг» включение возбуждения осуществляется по фактору $s_{j,max}$, где j -й генератор – любой, у которого скорость вращения почти не изменяется; $s_{j,max} \approx - (3-5) \%$. Задержка по времени ($\Delta t \approx 0,1$ с) при гашении поля и при повторной подаче возбуждения не играет решающей роли.

7. **Механические постоянные инерции СД** ($T_{J,СД}$) определяются так же как и генераторов, см. формулы (2.6.1), при этом данные по моментам инерции ротора СД (в указанной формуле – J_r) и приводимого во вращение механизма (J_d) – разной доступности. Проще находить момент инерции самого двигателя (см. табл. 3.4.1). Искомую величину $T_{J,СД}$ можно при отсутствии других данных получить, умножая механическую постоянную инерции самого двигателя на коэффициент K_J , полагая, что для центробежных компрессоров $K_J \approx 3-6$, для поршневых компрессоров и шаровых мельниц $K_J \approx 2$, для насосов в среднем 1,25, для нефтепромысловых насосов 1,04–1,08.

8. **Эквивалентирование.** К эквивалентированию групп СД нужно подходить с осторожностью: слишком велико влияние СД на процессы в узлах нагрузки, но эквивалентировать группу однотипных СД возможно. При этом их эквивалентные (усредненные) параметры подсчитываются с учетом весовых множителей $w_j = P_{ном,j} / P_{ном}^{cp}$:

$$\cos\varphi_{ном} = 0,9, \quad P_{ном}^{cp} = \sum P_{ном,j} ,$$

$$k_{загр}^{cp} = \sum k_{загр,j} w_j , \quad m_{ст}^{cp} = \sum \frac{k_{загр,j}}{k_{загр}^{cp}} m_{ст,j} w_j ;$$

кратности вращающих моментов:

$$m_{max}^{cp} \approx \sum m_{max,j} w_j ;$$

все реактивные сопротивления (отн. ед.) и постоянные времени (с), обозначенные здесь общим символом F :

$$F^{cp} = \left(\sum \frac{w_j}{F_j} \right)^{-1}$$

(формула получена из условия, что проводимости параллельно включенных СД складываются).

3.4.7. Дополнительные аспекты моделирования электродвигателей

Процессы в нагрузках, если иметь в виду промышленные предприятия, в общем случае весьма разнообразны. В распределительных сетях такие объекты потребителей по своим внешним характеристикам значительно более разнообразны, чем электростанции (включая

все особенности объектов РГ), при том, что влияние переходных процессов и тех, и других на режимы работы распределительных сетей примерно одинаковое.

Поэтому каждое исследование переходных процессов в распределительной сети приходится начинать с ознакомления с промышленными предприятиями: электроустановками; их связями в технологическом процессе; их устройствами защиты и автоматики, как электрическими, так и технологическими, имея в виду цели выполнения расчетов. Указанная информация позволит оценить, какие именно особенности процессов важны в отношении их влияния на режимы работы сети внешнего и внутреннего электроснабжения, а также обеспечение бесперебойности технологического процесса на данном промышленном предприятии. Выполнения указанных работ требует планирования соответствующих трудозатрат¹.

Иногда встречаются задачи, в которых главное место занимают двигатели постоянного тока (ДПТ), например, на целлюлозно-бумажных комбинатах. В рамках выполнения расчетов электромеханических переходных процессов в энергосистемах такие задачи могут быть решены только приближенно.

Комплекс ДПТ, питающихся от одной точки сети через управляемый выпрямитель, может быть отображен в расчетной модели статическим электроприемником. Это обычно допустимо, так как электрические постоянные времени современных управляемых выпрямителей и электрических цепей с ДПТ обычно малы по сравнению с основной постоянной времени в сетях переменного тока — переходной постоянной времени генераторов T'_d , имеющей порядок 1 с (к величинам механической постоянной инерции T_J это сравнение, разумеется, не относится.)

СХН, измеряемые на стороне питания переменным током, определяются законом регулирования напряжения на выходе управляемого выпрямителя. В случае, если напряжение постоянного тока поддерживается неизменным, то мощность, потребляемая ДПТ, постоянна с точностью до потерь; тогда на стороне переменного тока $P_H \approx \text{const}$. Потери реактивной мощности на стороне переменного тока — это в основном потери на намагничивание, поэтому величины Q_H в первом приближении пропорциональны квадрату напряжения.

¹ В расчетной задаче, выполняемой для участка распределительной сети с крупным промышленным предприятием, на указанную ознакомительную и подготовительную работу при наличии практического опыта уходит, с учетом выезда на место, примерно 10 человеко-дней.

В расчетах, где фигурируют ДПТ, самую большую роль играет защита выпрямителя, срабатывающая при небольших провалах напряжения: если снижение питающего напряжения таково, что напряжение на стороне постоянного тока начинает снижаться, то увеличивается ток, потребляемый ДПТ, а современные управляемые выпрямители имеют сравнительно малые запасы по нагреву. В итоге незначительные понижения напряжения могут приводить к отключению ДПТ и нарушению технологических процессов.

Глава 4

РАСЧЕТЫ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЕЙ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

В распределительных сетях анализ изменений состояния сети при коммутациях, изменениях нагрузок, срабатываниях средств автоматики, реагирующих на отклонения параметров УР во многих случаях может быть выполнен не как расчет процессов во времени, а гораздо проще, хотя и приближенно, как *последовательность установившихся режимов* (ПУР).

Здесь основной выигрыш – в трудозатратах: для расчетов УР требуется во много раз меньше исходных данных, чем для расчетов переходных процессов. Кроме того, применение ПУР позволяет при умеренных затратах времени просмотреть события на больших интервалах времени.

При использовании ПУР последовательно отображаются только установившиеся состояния энергосистемы. Разумеется, этот способ не применим, если от тех или иных особенностей *переходных* процессов может зависеть, к каким установившимся состояниям будет приходить энергосистема. Он не применим, например, если возможны дополнительные нарушения устойчивости генераторов во время асинхронного режима ГУ или если возможны нарушения производственных процессов у потребителей с соответствующими сбросами нагрузки, пусками электродвигателей и пр.

В расчетах системообразующих сетей и их частей замена переходных процессов на ПУР за небольшими исключениями недопустима: в этих сетях переходные процессы играют большую роль, но в жестких распределительных сетях и, тем более, в сетях низкого и среднего напряжения влияние переходных процессов на состояние сети, как правило, незначительно.

Каждая серия ПУР – это отображение цепочки событий от исходного состояния через промежуточные, обусловленные срабатываниями устройств релейной защиты и различных средств автоматики, изменениями величины электропотребления (вызванные начальным возмущением и нормальными изменениями по суточному графику нагрузки), управляющими воздействиями дежурного персонала и т. д. Каждый УР в этой последовательности соотносится (приближенно или точно) с реальным временем.

4.1. Общие особенности расчетов ПУР

На рис. 4.1.1 показан пример ПУР распределительной сети от момента аварийного ослабления сети и дальнейшего утяжеления режима из-за роста нагрузок по суточному графику – до такого состояния, когда все линии рассматриваемого участка сети оказались отключенными, т. е. примерно на протяжении двух часов.

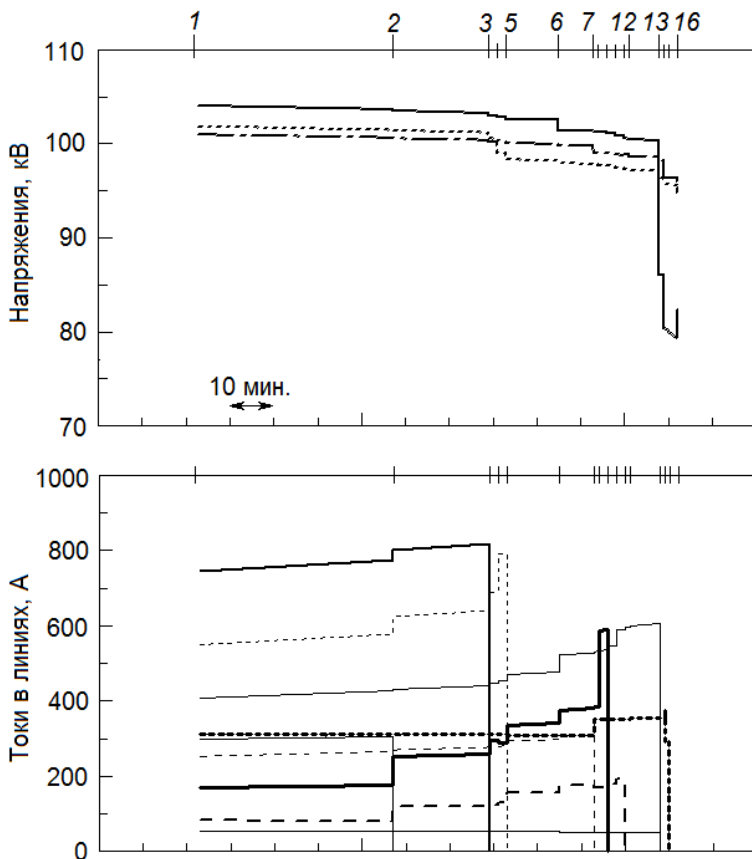


Рис. 4.1.1. Расчет ПУР для участка сети при увеличивающейся нагрузке в условиях пониженных напряжений.

На верхнем обрзе указаны последовательные номера УР

В совокупности ПУР каждому УР приписывается определенное время T (час., мин.). Соответственно, для ПУР задаются активные и реактивные нагрузки и величины генерации активной мощности либо как линейно-кусочные функции времени $P_{н0}$, $Q_{н0}(t)$, либо по выполнению заданных критериев, характеризующих режим.

Заданные критерии контролируются в расчете каждого УР. Если при расчете УР, относящегося ко времени t , обнаружено выполнение какого-нибудь критерия (например, перегрузка линии электропередачи), то рассчитывается дополнительный УР для времени $t + \Delta t$, отличающийся тем, что вводятся те коммутации и дискретные изменения параметров, которые поставлены в соответствие данному критерию¹.

В составе критериев следует иметь:

- $I > I_{\max}$, где I_{\max} – заданный ток в ветви, кА;
- $U < u_{\min} \times U_{\text{ном}}$, кВ, где u_{\min} – заданная величина напряжения в отн. ед.;
- $U > u_{\max} \times U_{\text{ном}}$, кВ, где u_{\max} – заданная величина напряжения в отн. ед.;
- независимо заданное время T (для событий, привязанных к определенному моменту времени);
- другие необходимые критерии.

Перечень управляющих воздействий (УВ) традиционный:

- отключение / включение узлов и ветвей;
- изменение величин активной и реактивной нагрузки в узлах;
- изменение параметров генерации (активной мощности и поддерживаемого напряжения) в узлах;
- блокирование устройств АРН силовых трансформаторов;
- деблокирование устройств АРН силовых трансформаторов;
- другие УВ дающие положительный эффект;
- останов расчета ПУР.

При изменении параметров нагрузки и генерации предусматривается однократная реализация УВ или многократная, многошаговая, с повторением УВ заданной величины до тех пор, пока соответствующий критерий не будет выполнен.

¹ Для реализации изложенного может быть полезен алгоритм, аналогичный алгоритму «автоматики», управляющей расчетом электромеханического переходного процесса для отображения срабатываний устройств РЗ, ПА и пр.

Окончание ПУР определяется по заданному времени, по факту нарушения сходимости расчета УР, по снижению напряжения ниже критического значения. Примеры решения практических задач с использованием ПУР приведены ниже в пп. 4.2–4.4.

4.1.1. Располагаемая реактивная мощность генераторов и синхронных компенсаторов в установившихся режимах

1. О корректности расчетов установившихся режимов с учетом ограничений Q_r .

Обычный расчет РУ ведется с учетом ограничений реактивной мощности синхронных машин в виде $Q_{\min} \leq Q \leq Q_{\max}$, где Q_{\min} , Q_{\max} – константы. Допущение о постоянстве величин ограничений Q_{\min} , Q_{\max} обусловлено тем, что следствиями правильного их задания было бы:

- усложнение алгоритма расчета УР при учете $Q_{\max}(U_r)$;
- ухудшение сходимости расчетов УР;
- необходимость задания дополнительных параметров.

Реально имеют место ограничения тока возбуждения и токов в статоре генератора с соответствующими выдержками времени. Они могут быть пересчитаны в значения реактивной мощности, но независимыми от параметров текущего режима ограничения реактивной мощности быть не могут. Простейшая иллюстрация этого обстоятельства такова.

Если ток статора ограничен условиями охлаждения $I \leq I_{\max}$, то при неизменной активной мощности $P_{\max} = \sqrt{3} U_r I_a$ возможности выдачи реактивной мощности ограничены реактивным током $I_p = \sqrt{I_{\max}^2 - I_a^2}$. При большей активной мощности и большем токе I_a допустимый реактивный ток I_p уменьшается и величина $Q_{\max} = \sqrt{3} U_r I_p$ снижается. То же происходит при неизменной активной мощности, но с более низким напряжением.

На рис. рис. 4.1.2 показаны два представления генератора в расчете УР: обычное упрощенное, где $Q_{\max} = \text{const}$, и правильное, где $Q_{\max} = f(U_r)$, а также две реализации характеристики сети (1 и 2) – зависимости реактивной мощности, потребляемой сетью ($Q_{\text{сет}}$) от того же напряжения U_r .

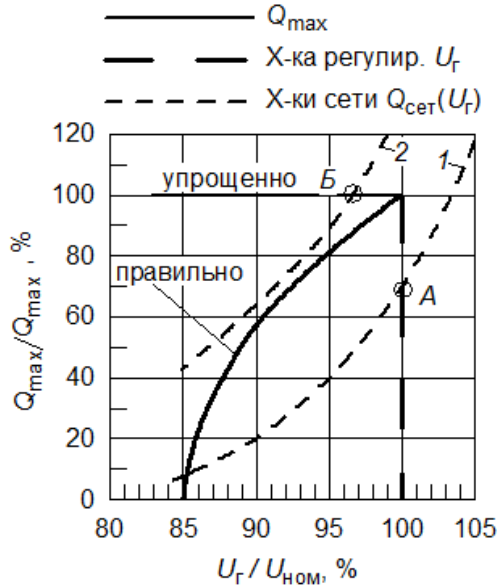


Рис. 4.1.2. К вопросу о допущении $Q_{\max} = \text{const}$. Генератор с $\cos\varphi_{\text{ном}} = 0,85$

Решению УР соответствует точка пересечения зависимостей $Q_{\max}(U_r)$ и $Q_{\text{сет}}(U_r)$ ¹. При характеристике сети 1 – это точка А, когда АРВ поддерживает номинальное генераторное напряжение. В более тяжелом режиме (потребности сети в реактивной мощности выше – характеристика сети 2 при допущении $Q_{\max} = \text{const}$ получается режим В с достаточно хорошим напряжением: $U_r \approx 97\%$, а в действительности режим вообще не существует: характеристики $Q_{\max}(U_r)$ и $Q_{\text{сет}}(U_r)$ не пересекаются.

По рис. 4.1.2 видно, что погрешности расчета УР, обусловленные этим допущением, тем больше, чем ниже напряжение U_r . На крупных электростанциях значительные понижения U_r встречаются в исключительных случаях – в отличие от распределительных сетей (энергорайонов с объектами РГ), где к шинам генераторного напря-

¹ Чтобы режим, определяемый точкой пересечения кривых $Q_{\text{сет}}(U_r)$ и $Q_{\max}(U_r)$ при неизменных P , мог существовать, дополнительно требуется выполнение условия: $dQ_{\text{сет}} / dU_r > dQ_{\max} / dU_r$.

жения подключаются значительные величины нагрузок, в том числе по суммарному электропотреблению превосходящие суммарные мощности ГУ.

Поэтому в расчетах УР распределительных сетей (энергорайонов с объектами РГ) необходимо контролировать генераторные напряжения и, если в обычном расчете (при $Q_{\max} = \text{const}$) оказывается, что $U_{\Gamma} < 0,95 U_{\Gamma, \text{ном}}$, то нужно принимать меры к уточнению расчета Q_{\max} .

Электростанцию, работающую на распределительную сеть, в общем случае недопустимо представлять эквивалентным генератором, напряжение которого соответствует высокому напряжению электростанции, как это нередко делается в расчетных схемах системообразующих сетей. Генераторы и их повышающие трансформаторы должны быть представлены в расчетной схеме распределительной сети отдельными элементами.

За предотвращение перегрузок по току ротора отвечает автоматика¹, частично — эксплуатационный персонал. Величины перегрузок в общем случае существенно зависят от их длительности, на отечественных генераторах — в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭ) [52].

При введении алгоритма вычисления Q_{\max} в программу расчета УР придется обратить особое внимание на возможные трудности обеспечения сходимости расчета УР.

2. Алгоритм вычислений Q_{\max} .

Располагаемая реактивная мощность генераторов и СК в установившихся режимах ограничивается сверху двумя условиями:

— ток статора не должен превышать максимально допустимого значения;

— то же в отношении тока возбуждения или, что удобнее, в отношении ЭДС, генерируемой в статоре, которая в УР пропорциональна току возбуждения.

Максимально допустимые значения указанных величин определяются, соответственно, как: $k_I \times I_{\text{ном}}$ и $k_E \times E_{q, \text{ном}}$, где максимально допустимые кратности токов статора и возбуждения k_I и k_E зави-

¹ Перегрузки по току ротора контролируются ограничителем перегрузки (ОП) в системе возбуждения, имеющим зависимую характеристику тока от времени. ОП срабатывает главным образом при затяжных форсировках возбуждения, переводя АРВ в режим с током возбуждения несколько ниже номинального для остывания ротора.

сят от возможной длительности режима перегрузки $T_{\text{пер}}$. В длительных режимах ($T_{\text{пер}} = \infty$) $k_I = k_E = 1$; чем меньше $T_{\text{пер}}$, тем больше k_I, k_E . При $T_{\text{пер}} = 20$ с для крупных генераторов $k_I = k_E = 2$ [52].

Двум ограничениям

$$I \leq k_I I_{\text{ном}} \text{ и } E_q \leq k_E E_{q,\text{ном}}$$

соответствуют два ограничения по максимальной реактивной мощности:

$$Q \leq Q_{\text{max},I} \text{ и } Q \leq Q_{\text{max},E}$$

вычисляемые раздельно (в приведенных здесь формулах используются именованные единицы).

Ограничение реактивной мощности по току статора вытекает из выражения:

$$\frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} U_{\Gamma}} \leq k_I I_{\text{ном}},$$

из которого следует, что

$$Q_{\text{max},I} = \sqrt{\left(k_I S_{\text{ном}} \frac{U_{\Gamma}}{U_{\text{ном}}}\right)^2 - P^2}, \quad (4.1.1)$$

для генераторов $S_{\text{ном}} = P_{\text{ном}} / \cos\varphi_{\text{ном}}$, для синхронных компенсаторов $S_{\text{ном}} = Q_{\text{ном}}$.

Ограничение реактивной мощности по ЭДС определяется выражением

$$Q_{\text{max},E} = \frac{k_E E_{q,\text{ном}} U_{\Gamma}}{X_d} \cos\delta_{\Gamma} + \frac{U_{\Gamma}^2}{2} \cdot \frac{X_d - X_q}{X_d X_q} \cos 2\delta_{\Gamma} - \frac{U_{\Gamma}^2}{2} \cdot \frac{X_d + X_q}{X_d X_q}, \quad (4.1.2)$$

где

X_d, X_q – синхронные сопротивления в именованных единицах;

δ_{Γ} – внутренний угол генератора: угол между вектором напряжения \underline{U}_{Γ} и вектором ЭДС \underline{E}_q . Угол δ_{Γ} вычисляется как решение уравнения:

$$P = \frac{k_E E_{q,\text{ном}} U_{\Gamma}}{X_d} \sin\delta_{\Gamma} + \frac{U_{\Gamma}^2}{2} \cdot \frac{X_d - X_q}{X_d X_q} \sin 2\delta_{\Gamma}. \quad (4.1.3)$$

Из векторной диаграммы явнополюсного генератора следует, что

$$E_{q, \text{ном}} = \frac{U_{\Gamma, \text{ном}}^4 + Q_{\text{ном}} U_{\text{ном}}^2 (X_d + X_q) + S_{\text{ном}}^2 X_d X_q}{U_{\text{ном}} \sqrt{U_{\Gamma, \text{ном}}^4 + 2 Q_{\text{ном}} U_{\Gamma, \text{ном}}^2 X_q + S_{\text{ном}}^2 X_q^2}}.$$

В общем виде выражение для $Q_{\text{max}, E}$ может быть представлено только при отсутствии явнополюсности, т. е. при $X_d = X_q$, как

$$Q_{\text{max}, E} = \frac{1}{X_d} \left(\sqrt{(k_E E_{q, \text{ном}} U_{\Gamma})^2 - (P X_d)^2} - U_{\Gamma}^2 \right). \quad (1.4)$$

Итоговое ограничение:

$$Q \leq Q_{\text{max}} = \min (Q_{\text{max}, I}, Q_{\text{max}, E}). \quad (4.1.5)$$

Для того чтобы можно было воспользоваться приведенными выражениями, должны быть заданы значения допустимых перегрузок k_I и k_E , номинальные данные $U_{\Gamma, \text{ном}}$, $P_{\text{ном}}$, $\cos \varphi_{\text{ном}}$ и сопротивления X_d , X_q (в омах; если заданы относительные сопротивления x , то $X = x U_{\Gamma, \text{ном}}^2 / S_{\text{ном}}$).

3. Возможность упрощения расчетов $Q_{\text{max}}(U)$.

Решение уравнения (4.1.3) относительно внутреннего угла δ_{Γ} может встретить трудности на этапе итеративного решения уравнений УР при низких значениях U_{Γ} , возможных в ходе итераций.

Решение уравнения (4.1.3) требуется для явнополюсных машин. Однако численные расчеты показывают, что различия в значениях Q_{max} , вычисленных с учетом явнополюсности ($x_d \neq x_q$) и без ее учета, близки.

На рис. 4.1.3 приведен пример расчетов для гидрогенератора (охлаждение водо-водяное), $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,85$, $x_d = 1,5$, $x_q = 0,75$. На графике показана относительные ошибки приближительного решения, соответствующего допущению, что $x_q = x_d$, по сравнению с точным решением для разных значений активной мощности. Ошибки вычисляются как

$$\Delta q = \frac{1}{Q_{\text{ном}}} (Q_{\text{max}}^{\text{приблизит}} - Q_{\text{max}}^{\text{точн}})$$

в функции длительности перегрузки, причем зависимости k_I , $k_E = f(T_{\text{пер}})$ по ПТЭ.

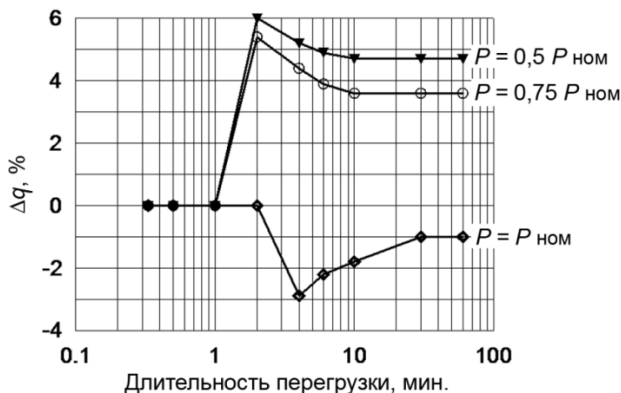


Рис. 4.1.3. Относительные погрешности при неучете явнополюсности

Нулевые погрешности получаются в тех случаях, когда определяющим является значение $Q_{\max, E}$, потому что в этом случае решение уравнения (4.1.2) не требуется. Значительных отличий от рис. 4.1.3 для гидрогенераторов с другими параметрами и другим способом охлаждения обмоток не обнаружено.

Погрешности в пределах $\pm(4-6)\%$ от $Q_{ном}$ или $\pm(2-4)\%$ от $S_{ном}$ для расчетов электрических режимов не существенны. Это позволяет для всех генераторов использовать приближенный метод расчета без учета явнополюсности.

У синхронных компенсаторов, у которых $x_d \neq x_q$, погрешности, обусловленные неучетом различий их сопротивлений x_d и x_q , не возникают, так как $\delta_r = 0$. Тогда выражение (11.1.2) преобразуется в

$$Q_{\max, E} = \frac{1}{X_d} (k_E E_{q, ном} U - U^2), \quad (4.1.6)$$

где

$$E_{q, ном} = U_{ном} + \frac{Q_{ном}}{U_{ном}} X_d = U_{ном} (1 + x_d); \quad (4.1.7)$$

таким образом, для СК приближенный метод дает точные результаты.

Ниже показано, как влияет учет $Q_{\max}(U_r)$ на результаты расчетов режимов с пониженными напряжениями на ГУ.

Упрощенная схема, приведенная на рис. 4.1.4, отображает небольшой энергорайон с двумя одинаковыми ГТУ по 22,5 МВт,

$\cos\varphi_{\text{ном}} = 0,8$, активные мощности ГУ неизменны; нагрузка в узловой точке ($U = U_{\text{ном}} = 10,5$ кВ) составляет в исходном режиме $80 + j40$ МВА и имеет статические характеристики по напряжению:

$$P / P_0 = 0,75 + 0,25 u^2, \quad Q / Q_0 = 8,4 - 19 u + 11,6 u^2,$$

где $u = U/U_{\text{ном}}$. Остальные параметры сети: $U = 11,7$ кВ, $Z_{\text{связи}} = 0,2 + j 0,6$ Ом.

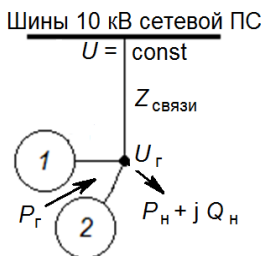


Рис. 4.1.4. Схема к расчету

Характеристика Q_{max} , рассчитанная для номинальной активной мощности и неограниченной продолжительности режимов ($k_I = k_E = 1$), показана на рис. 4.1.5.

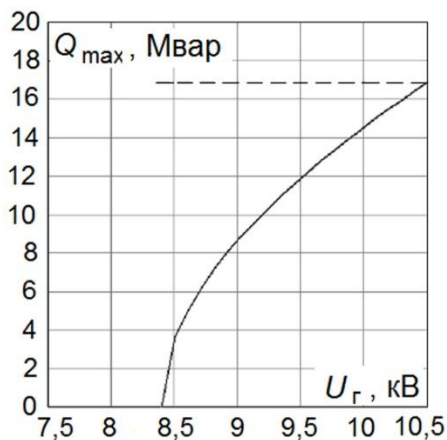


Рис. 4.1.5. $Q_{\text{max}}(U_{\Gamma})$. Сплошная линия — для $P_{\Gamma} = P_{\text{ном}}$ в действительности при $k_I = k_E = 1$. Штриховая линия — для $Q_{\text{max}} = \text{const}$

Рассматривается пропорциональное увеличение активной и реактивной нагрузки в схеме на рис. 4.1.4 и при задании Q_{\max} , как показано на рис. 4.1.5.

Если при росте нагрузки (рис. 4.1.6) оставлять значение Q_{\max} неизменным, то будут доступными режимы с нагрузкой до 130 МВт; фактическое напряжение в предельном режиме составляет 8,2 кВ. Если же учитывать снижение Q_{\max} при понижении напряжения, то в предельном режиме $P_H = 106$ МВт, $U_r = 8,9$ кВ. Таким образом, неучет зависимости значений максимальной располагаемой реактивной мощности рассматриваемых ГУ *существенно завышает область допустимых увеличений нагрузки*, в этом примере – на 30 % от нормальной нагрузки.

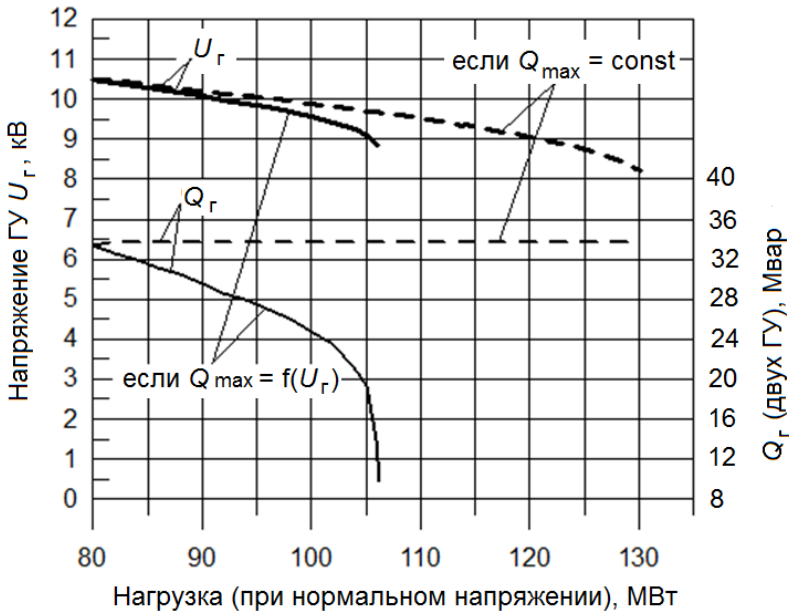


Рис. 4.1.6. Сравнение утяжеления УР в схеме рис. 4.1.4 при правильном учете Q_{\max} (сплошные линии) и неправильном (штриховые линии)

Если коррекция значений Q_{\max} в ходе расчета УР осуществляется вручную, то она может выполняться так, как показано на рис. 4.1.7.

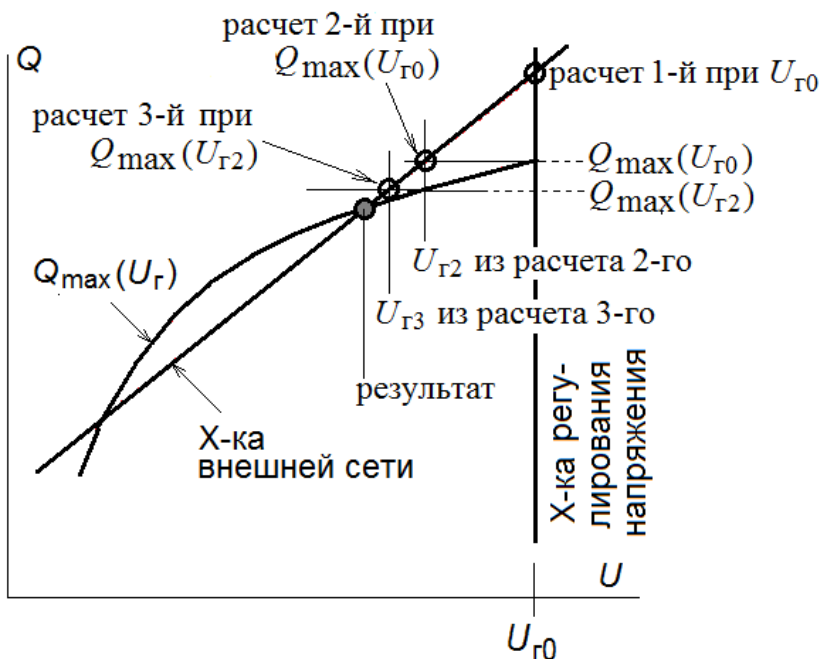


Рис. 4.1.7. Итерации по Q_{\max}

Первый расчет — для заданного напряжения в генерирующем узле U_{G0} без учета ограничения Q_{\max} . Для текущего P вычисляется $Q_{\max}(U_{G0})$; 2-й расчет выполняется при ограничении $Q \leq Q_{\max}(U_{G0})$ и дает значение U_{G2} . При новом ограничении $Q \leq Q_{\max}(U_{G2})$ выполняется 3-й расчет, который дает значение U_{G3} . И т. д. Расчет прекращается, когда разница $|U_i - U_{i+1}|$ становится пренебрежимо малой.

Если итерировать по $Q_{\max}(U_T)$ приходится в нескольких генераторных узлах, то на каждом шаге итераций нужно пройти по всем этим узлам.

Случай, когда УР невозможен, показан на рис. 4.1.8: итерации продолжаются, пока не будет получено такое значение U_T , для которого величина Q_{\max} не может быть вычислена.

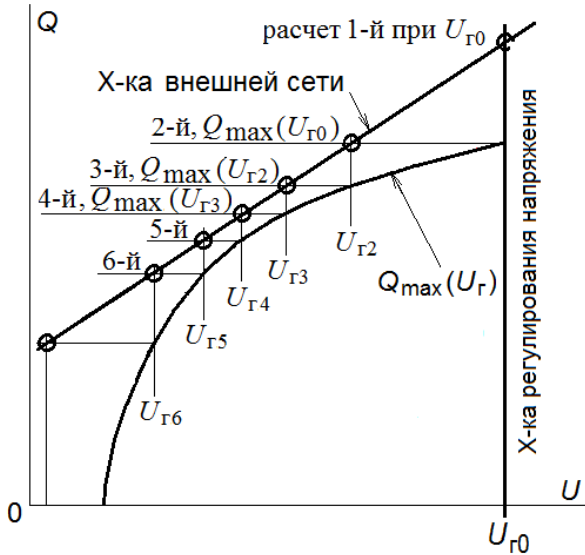


Рис. 4.1.8. Отсутствие решения

Применение какого-либо способа ускорения сходимости вызывает сомнения, так как возрастает вероятность «проскочить» точку возможного решения и уйти в зону несуществования режима. «Проскакивание» решения в расчетах режимов, очень близких к границе его существования, возможно в разных случаях, при этом оно дает небольшой запас в оценке области допустимых режимов.

4. Об учете $Q_{\min}(U)$.

Задача правильного учета ограничения генерации реактивной мощности снизу, когда $U_{Г} > U_0$, вполне аналогична рассмотренной, но зависимости $Q_{\min}(U_{Г}, P_{Г})$ определяются иными обстоятельствами.

Необходимость ограничивать потребление реактивной мощности генератором определяется двумя факторами:

1. Если регулирование $U_{Г}$ требует уменьшения выдачи реактивной мощности, т. е. уменьшения тока возбуждения и ЭДС E_q , то увеличивается внутренний угол генератора $\delta_{Г}$ между векторами \underline{E}_q и $\underline{U}_{Г}$. Этот угол определяется уравнением, которое без учета активных сопротивлений:

$$P_{\Gamma} = \frac{E_q U_{\Gamma}}{X_d} \sin(\delta_{\Gamma});$$

если $E_q < \frac{P_{\Gamma} X_d}{U_{\Gamma}}$, то статическая устойчивость генератора по внутреннему углу нарушена.

2. Снижение возбуждения может вызывать местные повышенные нагревы стали статора.

У современных генераторов, по крайней мере крупных, имеются ограничители минимального возбуждения (ОМВ), которые, вступая в действие, не прекращают работу АРВ, а повышают уставку по напряжению. Настройку ОМВ в координатах $Q_{\min}(U_{\Gamma}, P_{\Gamma})$ определяет завод-изготовитель; аппроксимация этой функции может быть представлена в общем виде:

$$Q_{\min} = S_{\text{НОМ}} \left[G_1 + G_2 \frac{P_{\Gamma}}{P_{\text{НОМ}}} + G_3 \left(\frac{P_{\Gamma}}{P_{\text{НОМ}}} \right)^2 + G_4 \left(\frac{U_{\Gamma}}{U_{\text{НОМ}}} - 1 \right) \right], \quad (4.1.8)$$

где $G_1 - G_4$ — коэффициенты. Общий вид зависимостей Q_{\min} от мощности генератора и от напряжения показан на рис. 4.1.9.

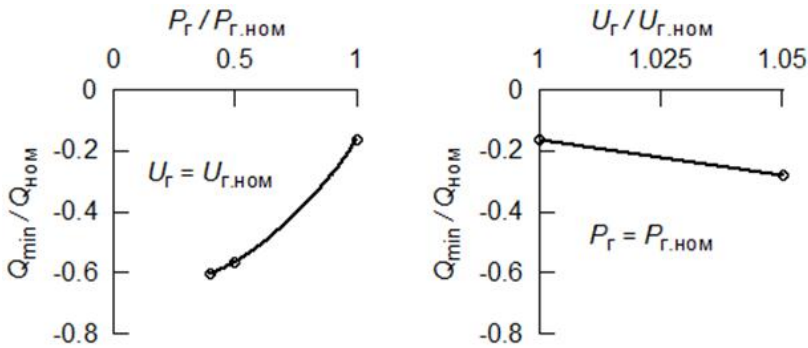


Рис. 4.1.9. Пример настройки ОМВ турбогенератора

В некоторых случаях дежурный персонал тепловых электростанций следит, чтобы реактивные мощности генераторов не снижались ниже нуля, и вручную, воздействием на уставки АРВ по напряжению, увеличивает выдачу реактивной мощности; тогда $Q_{\min} \approx 0$.

Проблема корректного учета Q_{\min} генераторов, работающих в распределительных сетях, значительно менее актуальна, чем для генераторов, работающих на сети высших классов напряжений, где могут быть избытки реактивной мощности благодаря ее генерации линиями электропередачи. В распределительных сетях, наоборот, имеется множество потребителей реактивной мощности в виде нагрузок в сетях среднего и низкого напряжения, а также потерь в этих сетях.

4.1.2. Регулирование трансформаторов под нагрузкой

Для рассматриваемых расчетов существующие модели силовых трансформаторов целесообразно дополнить учетом их автоматики регулирования напряжения¹.

Регулирование напряжения под нагрузкой (РПН).

Корректный учет изменений коэффициентов трансформации силовых трансформаторов действием РПН целесообразен в связи с тем, что изменения коэффициентов трансформации зависят от расположения РПН относительно обмоток трансформатора, как это показано на рис. 4.1.10.

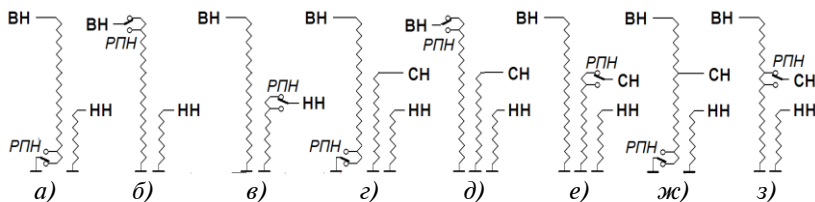


Рис. 4.1.10. Применяемые схемы расположения РПН (показана одна фаза; РПН изображены условно): а-в – двухобмоточные трансформаторы; г-е – трехобмоточные трансформаторы; ж-з – автотрансформаторы

Для математического моделирования энергосистемы безразлично размещается ли РПН у нейтрали трансформатора, как на рис. 4.1.10а, или у выходного конца той же обмотки, как на рис. 4.1.10б, или в ее середине, так как во всех этих случаях изменяется число витков одной обмотки:

¹ В настоящее время наиболее корректный учет регулирования напряжения на силовых трансформаторах имеется в ПК «Rastr».

$$W = W_0 \pm \Delta W.$$

Исключением является автотрансформатор, показанный на рис. 4.1.10ж, где переключение РПН изменяет количество используемых витков обмоток как ВН, так и СН на одно и то же число ΔW :

$$W_B = W_{B,0} \pm \Delta W, \quad W_C = W_{C,0} \pm \Delta W$$

(индексы «0» указывают на средние ответвления, соответствующие номинальным напряжениям автотрансформатора на холостом ходу).

Коэффициенты трансформации K_T каждой пары обмоток силового трансформатора рассчитываются как отношения числа витков, причем в разных ПК способы вычисления K_T различны. Если ветвь трансформатора в расчетной схеме находится между узлами i и j , то номинальный коэффициент трансформации может определяться как

$$K_{T0} = U_{j,\text{ном}} / U_{i,\text{ном}} = W_{j,0} / W_{i,0}$$

или, наоборот,

$$K_{T0} = U_{i,\text{ном}} / U_{j,\text{ном}} = W_{i,0} / W_{j,0}$$

(здесь используются номинальные напряжения не сети, а рассматриваемого силового трансформатора).

Зависимость числа используемых витков обмотки от текущего положения переключателя РПН может быть представлена как

$$W = W_0 \cdot \left(1 \pm n_T \cdot \frac{\Delta k_T}{100} \right), \quad (4.1.9)$$

где n_T — текущий номер ответвления, отсчитываемый от среднего (переходы с одной анцапфы на другую, не изменяющие K_T , здесь игнорируются), $|n_T| \leq N_T$; N_T — число ответвлений от среднего положения до крайних; Δk_T — изменение числа витков в процентах при изменении ответвления на единицу. Например: если пределы регулирования равны $\pm 8 \times 1,5\%$, то $\Delta k_T = 1,5$; $N_T = 8$; $-8 \leq n_T \leq +8$.

Для нерегулируемых обмоток $W = W_0$.

Поскольку в расчетах K_T используются только отношения чисел витков, для них может быть выбран любой масштабный множитель. Удобно использовать такой, который позволяет в формулах заменить $W_{B,0}$ на $U_{ВН,\text{ном}}$, $W_{C,0}$ на $U_{СН,\text{ном}}$ и $W_{H,0}$ на $U_{НН,\text{ном}}$.

В случае автотрансформатора, соответствующего рис. 4.1.10, *ж*, если значение Δk_T относится к виткам обмотки ВН ($\Delta k_T = \Delta W / W_{B.0}$), то:

$$W_B = W_{B.0} \cdot \left(1 \pm n_T \cdot \frac{\Delta k_T}{100}\right).$$

Для вычисления W_C (числа витков обмотки СН) того же трансформатора требуется отношение $\Delta W / W_{C.0}$, которое может быть выражено через $\Delta k_T = \Delta W / W_{B.0}$:

$$\begin{aligned} W_C &= W_{C.0} \cdot \left(1 \pm \frac{\Delta W}{W_{C.0}}\right) = W_{C.0} \cdot \left(1 \pm n_T \cdot \frac{\Delta k_T}{100} \cdot \frac{W_{B.0}}{W_{C.0}}\right) = \\ &= W_{C.0} \cdot \left(1 \pm n_T \cdot \frac{\Delta k_T}{100} \cdot \frac{U_{ВН.НОМ}}{U_{СН.НОМ}}\right) \end{aligned}$$

Исходные параметры РПН:

– указатель места размещения РПН, соответствующий рис. 4.1.10;

– параметры РПН: N_T , Δk_T ;

– угол поворота вектора вторичного напряжения (см. ниже).

Исходные состояния могут быть заданы следующим образом:

– без учета РПН – непосредственно значениями K_T , тогда параметры РПН не указываются, $K_T = \text{const}$;

– начальным номером ответвления n_{T0} , по умолчанию $n_{T0} = 0$.

При всех изменениях коэффициентов трансформации силовых трансформаторов изменяется сопротивление рассеяния обмотки, приведенное к напряжению другой обмотки [51]. *Вопрос, нужно ли учитывать непостоянство сопротивлений в схеме замещения трансформатора, или можно по-прежнему пользоваться сопротивлениями, рассчитанными по номинальным коэффициентам трансформации, открыт.*

Автоматическое регулирование напряжения (АРН).

В случае применения на трансформаторах устройств АРН учитываются:

– дискретность регулирования, обусловленная переключением ответвлений трансформатора;

– параметр режима, на который настроен измерительный орган;

– зона нечувствительности, позволяющая избегать слишком частых переключений РПН (например, при пусках крупных электродвигателей).

Выдержка времени в расчетах УР обычно не имеет значения, но ее нужно иметь в виду, если рассчитывается ПУР.

При расчете каждого УР условия срабатываний всех устройств АРН силовых трансформаторов в рассматриваемом энергорайоне проверяются после того, как обычный расчет (без учета АРН) сошелся к допустимому решению.

В общем случае имеются два параметра режима, определяющие условие срабатывания АРН: напряжение U на контролируемых шинах и ток по контролируемой линии электропередачи (токовая компенсация, обеспечивающая встречное регулирование). В векторной форме параметром срабатывания является величина $|\underline{U} + \underline{Z} \underline{I}| = U_{\text{АРН}}$. Если эта величина выходит за границы зоны нечувствительности АРН ($U_{\text{АРН}} < U_{\text{АРН.min}}$ или $U_{\text{АРН}} > U_{\text{АРН.max}}$), то выполняется один шаг переключения РПН в нужную сторону: $n_{\text{т}} = n_{\text{т}(0)} \pm 1$.

Направление переключения РПН, будет указывать специалист-расчетчик в составе исходных данных (могут встречаться разные варианты размещения РПН в трансформаторе и измерительного органа устройства АРН на ПС).

После переключений $K_{\text{т}}$ на один шаг РПН по всей схеме (там, где функционируют устройства АРН) повторяется расчет УР и снова проверяются срабатывания АРН.

Окончание расчета, если:

- нет срабатываний АРН;
- на каком-либо АРН после переключения, вызванного тем, что $U_{\text{АРН}} < U_{\text{АРН.min}}$, на том же АРН окажется выполненным условие $U_{\text{АРН}} > U_{\text{АРН.max}}$ (или наоборот), что указывает на недопустимо малую зону нечувствительности. С такими случаями можно встретиться и в реальных условиях, а также при расчете УР.

Исходные параметры АРН:

- обозначение ветви расчетной схемы с силовым трансформатором, управляемым устройством АРН;
- узел, к которому подключен измерительный орган напряжения;
- ветвь, ток которой используется для токовой компенсации;
- параметр токовой компенсации \underline{Z} ;
- границы зоны нечувствительности $U_{\text{АРН.min}}$, $U_{\text{АРН.max}}$;
- знак приращения $n_{\text{т}}$ в случае, если $U_{\text{АРН}} < U_{\text{АРН.min}}$.

Нерабочее состояние устройства АРН на силовом трансформаторе (автотрансформаторе) может быть задано как

$$U_{\text{АРН.min}} = U_{\text{АРН.max}} = 0.$$

По результатам расчета УР полезно выдавать информацию о срабатываниях РПН (начальные и конечные значения n_r). Информацию о переключениях РПН «шаг вперед; шаг назад» в пределах одного расчета УР выдавать необходимо.

Последовательные вольтодобавочные трансформаторы.

Вольтодобавочный (регулируемый) трансформатор (ВДТ) – это силовой трансформатор с переменным коэффициентом трансформации, включаемый своей вторичной обмоткой последовательно в цепь вторичной обмотки другого (основного) силового трансформатора (чаще автотрансформатора) для регулирования или стабилизации напряжения на шинах ПС, к которым подключается нагрузка. В некоторых случаях ВДТ применяются совместно с силовыми трансформаторами при отсутствии устройств РПН у последних и при необходимости регулирования напряжения на шинах ПС. Линейные регулировочные трансформаторы (ЛРТ) применяются для регулирования напряжения, питающего линию электропередачи или группу линий.

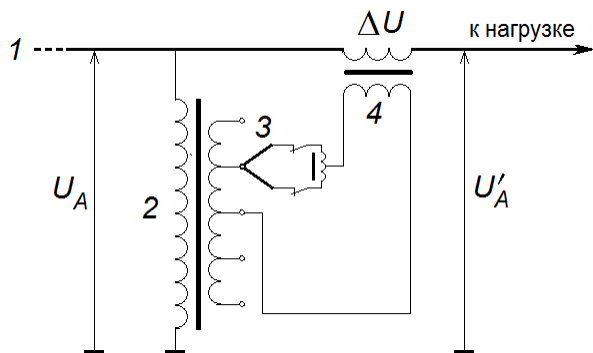


Рис. 4.1.11. Схема одной фазы продольного регулирования с помощью ЛРТ:

- 1 – регулируемая линия, 2 – первичная обмотка, 3 – вторичная обмотка с переключающим устройством, аналогичным РПН,
- 4 – последовательный ВДТ

Упрощенная схема ЛРТ представлена на рис. 4.1.11: в регулируемую линию 1 вводится напряжение ΔU , пропорциональное напряжению, которое подано на первичную обмотку. Переключающее устройство во вторичной обмотке обеспечивает переход с одного знака ΔU на противоположный.

На рис. 4.1.11 показан случай, когда напряжение ΔU , введенное в фазу A линии, пропорционально напряжению этой же фазы U_A . Поэтому такое регулирование не изменяет фазу напряжения, а только его модуль. Это – продольное регулирование.

Подключая первичную обмотку к другому напряжению, фазному или линейному, можно получить вектор $\underline{\Delta U}$, повернутый на угол, кратный 30° , примеры см. на рис. 4.1.12.

Влияние на сеть обоих видов вольтодобавочных трансформаторов может отображаться с использованием модели двухобмоточного трансформатора, как трансформатор U_A / U_A , (см. рис. 4.1.11), у которого первичная обмотка имеет РПН и подключена со стороны питания.

Число витков первичной обмотки описывается выражением (4.1.9), но с дополнительным учетом сдвига фазы выходного напряжения при поперечном и продольно-поперечном регулировании:

$$W_{\text{перв}} = W_{\text{перв.0}} \cdot \left(1 \pm n_T \cdot \frac{\Delta k_T}{100} \cdot e^{-j\psi} \right),$$

где ψ – угол поворота вектора $\underline{\Delta U}$, рад., относительно вектора напряжения своей фазы, кратный $\pi/6$ (см. рис. 4.1.12); n_T и Δk_T – тоже, что и выше. У этих трансформаторов среднее значение K_{T0} равно единице.

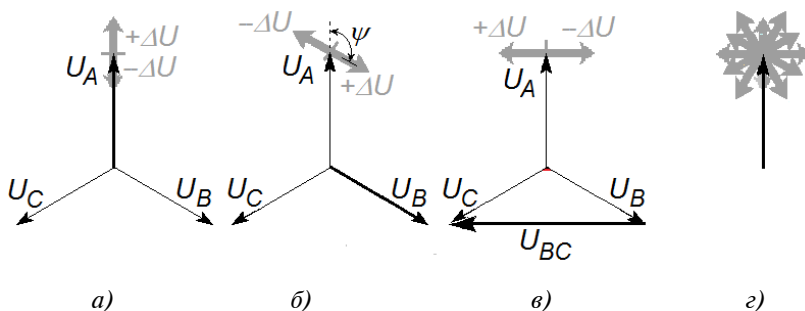


Рис. 4.1.12. Возможные варианты векторов $\underline{\Delta U}$ для фазы A линии при разном выборе подключения первичной обмотки ЛРТ:

a – на первичную обмотку подано напряжение той же фазы A (продольное регулирование); b – подано напряжение следующей фазы (продольно-поперечное регулирование, где ψ – поворот вектора $\underline{\Delta U}$ относительно напряжения \underline{U}_A); v – подано линейное напряжение других фаз (поперечное регулирование); z – все шесть вариантов (три фазных напряжения и три линейных), все с возможностью перемены знака

4.2. Коэффициент запаса надежности электроснабжения по приращению нагрузки

Из опыта управления большими распределительными сетями известно, что запас статической устойчивости по активной мощности в контролируемых сечениях распределительной сети оказывается значительным практически всегда. В результате чего вопрос о запасе, характеризующем надежность работы *распределительных сетей*, выпал практически полностью из круга рассматриваемых вопросов.

При этом в распределительных сетях может быть запланирован режим, в котором токи, при нагрузке по прогнозируемому суточному графику, равны максимально допустимым. Тогда отклонение от прогнозируемого графика, вызванное, метеоусловиями (например, резким похолоданием) или другими причинами, может привести к аварийным перегрузкам отдельных элементов сети (линий электропередачи; трансформаторов). Возможно также, что длительность такой перегрузки будет сохраняться дольше, чем время разрешенной перегрузки.

Следовательно, *введение запаса, связанного непосредственно не с устойчивостью, а с токовыми перегрузками, распределительных сетей полезно*. В такой задаче нулевой запас должен соответствовать *границе области допустимых режимов* (ОДР).

Перегрузки электросетевого оборудования (линий электропередачи; трансформаторов; автотрансформаторов) могут возникать при отключении ГУ, росте электропотребления при отсутствии резервов, отключении отдельных линий электропередачи (другого электросетевого оборудования) при сохранении в работе шунтирующих связей.

Работа с токовой нагрузкой линий электропередачи и электросетевого оборудования, превышающей длительно допустимую токовую нагрузку, допускается с разрешения собственника или иного законного владельца оборудования. В отдельных случаях, приводящих к увеличению риска выхода параметров электро-энергетического режима за пределы допустимых значений, а также для снижения объема аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или предотвращения их ввода, допускается длительная работа оборудования с превышением максимально допустимых перетоков мощности, оформленная в установленном порядке.

При возникновении перегрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования свыше длительно допустимой токовой за-

грузки должны приниматься меры по их разгрузке за счет использования резервов активной мощности, перераспределения перетоков активной мощности (изменение топологии электрической сети, использование продольно-поперечного регулирования и др.), включения аварийно отключившихся линий электропередачи, электросетевого, генерирующего оборудования и др., а при недостаточности указанных выше мероприятий — ввод графиков временного отключения в дефицитной части энергосистемы.

Работа с перетоками активной мощности в контролируемых сечениях свыше аварийно допустимых значений, линий электропередачи и электросетевого оборудования свыше аварийно допустимой токовой нагрузки не допустима и должна устраняться незамедлительно посредством использования дистанционного отключения нагрузки потребителей в необходимом объеме [58].

Поскольку наибольшие трудности в распределительной сети, помимо аварийных отключений, связаны с перегрузками электросетевого оборудования, обусловленными незапланированным ростом нагрузки, особенно в ремонтных режимах, то целесообразно ввести запас *на непредвиденный рост нагрузки*.

В распределительной сети могут иметь место не прогнозируемые увеличения нагрузок как местных, так и общих для всей анализируемой сети. Но у варианта с общей перегрузкой всей сети есть преимущество однозначности. Кроме того, вероятность увеличения нагрузки во всей распределительной сети — по метеорологическим, информационным и т. п. причинам — значительна. Тем более, что распределительная сеть охватывает территорию, небольшую по сравнению с территорией, определяющей режимы работы системообразующих связей. Поэтому изменения нагрузки в большинстве случаев однотипны и распространяются на значительную часть распределительной сети либо на ее всю.

Целесообразно определять запас по величине допустимого увеличения всей нагрузки распределительной сети, в равной мере, пропорционально исходным нагрузкам. При этом, в качестве критериев допустимости режима при расчете коэффициента запаса, следует использовать известные критерии:

1. Токи в линиях и трансформаторах не должны превышать своих максимально допустимых значений, которые во многих случаях задаются как функции времени перегрузки (например, для КЛ) и температуры воздуха.

2. Коэффициенты запаса по напряжению, которые согласно [4] вычисляются как

$$K_U = \frac{U - U_{кр}}{U},$$

где $U_{кр} \approx 0,7 U_{ном}$, не должны быть меньше 0,15 (в вынужденном режиме – не меньше 0,10).

Величина запаса по приращению нагрузки должна быть установлена по опыту его применения. Ориентировочно, впредь до накопления необходимого опыта, рекомендуется 5–10 %.

Запас по статической устойчивости в энергосистеме [4] имеет такое свойство, что при его исчерпании нарушение работы ЭЭС наступает немедленно. В отличие от этого, нарушение границы ОДР не означает немедленного нарушения работы сети: имеется время, соответствующее времени допустимой перегрузки.

Например, если при рассмотрении ремонтной заявки обнаружится недостаточный запас по приращению нагрузки, имеется альтернатива:

- не допускать такого режима (не разрешать выполнение заявки) – если перегрузка сети может привести к необходимости ограничения нагрузки;

- допустить такой режим (разрешить выполнение заявки), предусмотрев реальные меры, позволяющие снять перегрузку сети за время, допустимое для аварийных перегрузок, без ограничения нагрузки.

4.2.1. Определение запаса по приращению нагрузки

Утяжеление режима выполняется до границы ОДР. На каждом шаге утяжеления проверяется статическая устойчивость (по сходимости расчета установившегося режима) и проверяются заданные критерии допустимости режима.

Коэффициент запаса для распределительной сети по приращению нагрузки рассчитывается аналогично способу вычисления коэффициента запаса статической устойчивости по активной мощности в сечении [4], вычисляемого как:

$$K_P = \frac{P_{пр} - (P + \Delta P_{нк})}{P_{пр}},$$

где:

$P_{\text{пр}}$ – предельный по аperiodической статической устойчивости переток активной мощности в рассматриваемом сечении;

P – переток в сечении в рассматриваемом режиме;

$P > 0$; $\Delta P_{\text{нк}}$ – амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в этом сечении.

Аналогичным образом предлагается вычислять коэффициент запаса по приращению нагрузки для любого режима распределительной сети:

$$K_{P_{\text{H}}} = \frac{\sum P_{\text{H}}^{\text{пред}} - (1 + \Delta p_{\text{гр}}) \cdot \sum P_{\text{H}}^{\text{исх}}}{\sum P_{\text{H}}^{\text{пред}}},$$

где:

$\sum P_{\text{H}}^{\text{пред}}$ – вычисленная при утяжелении режима величина суммарной активной нагрузки в распределительной сети в предельно допустимом режиме, МВт;

$\sum P_{\text{H}}^{\text{исх}}$ – величина суммарной нагрузки в распределительной сети в исходном режиме, МВт;

$\Delta p_{\text{гр}}$ – половина ширины полосы, в которой обычно лежат исполненные графики нагрузок однотипных дней (в долях соответствующих величин нагрузки по среднему графику).

Вопрос о том, как следует изменять реактивные нагрузки при изменении активных, решается неоднозначно. Как было показано в [7], всё многообразие возможных ситуаций можно свести к трем основным.

1. Мощность, отдаваемая компенсирующими устройствами, при росте нагрузки остается на исходном уровне; увеличение нагрузки обусловлено ростом промышленного электропотребления (приближение к утреннему максимуму).

Обычно средний $\cos\phi$ электродвигателей меньше, чем $\cos\phi$ промышленных объектов в целом. В данном случае прирост электропотребления ΔP_{H} , ΔQ_{H} происходит за счет электродвигателей при сохранении мощности конденсаторных батарей. Поэтому по мере роста нагрузки отношение $Q_{\text{H}} / P_{\text{H}}$ увеличивается, т. е. $\Delta Q_{\text{H}} / \Delta P_{\text{H}} > Q_{\text{H}} / P_{\text{H}}$.

Ориентировочно, $\Delta Q_{\text{H}} / \Delta P_{\text{H}} \approx 0,6-0,7$.

2. Мощность, отдаваемая компенсирующими устройствами, при росте нагрузки остается на исходном уровне; увеличение нагрузки обусловлено ростом бытового электропотребления (приближение к вечернему максимуму).

Поскольку бытовые электроприемники имеют по большей части высокий $\cos\varphi$, а потери реактивной мощности сосредоточены в сетях, то такой случай – обратный по отношению к предыдущему: $\Delta Q_H / \Delta P_H < Q_H / P_H$.

Ориентировочно, $\Delta Q_H / \Delta P_H \approx 0,2-0,3$.

3. Рост электропотребления сопровождается увеличением степени компенсации реактивной мощности (например, конденсаторные батареи регулируются на постоянство $\cos\varphi_H$).

В этих случаях $\Delta Q_H / \Delta P_H \approx Q_H / P_H$.

4.2.2. Общие закономерности

Распределительные сети обычно характеризуются высокой концентрацией электростанций, включая объекты РГ, и линий электропередачи – в среднем тем большей, чем выше плотность нагрузки. В такой сети отдельные различия в параметрах оказывают на результаты расчетов значительно меньшее влияние, чем в слабых сетях. Поэтому общие закономерности могут быть обнаружены.

Многочисленные расчеты показывают, что приращения токов примерно пропорциональны приращению нагрузки.

Если коэффициенты мощности нагрузки не изменяются в процессе утяжеления, токи в линиях с хорошей точностью *пропорциональны суммарной нагрузке*. То же относится и к ремонтным схемам.

Если коэффициенты мощности нагрузки в процессе утяжеления режима изменяются, то *приращения* токов остаются пропорциональными *приращениям* нагрузки, но пропорциональность самих токов величине суммарной нагрузки несколько нарушается. Чем ниже коэффициент мощности дополнительной нагрузки, тем больше прирост потребляемой кажущейся мощности и токов в ветвях.

Если при утяжелении режима вступают в действие ограничения располагаемой реактивной мощности генераторов ($Q_G \leq Q_{\max}$, см. п. 4.1.1), то линейность соотношения между токами и суммарной нагрузкой, очевидно, нарушается.

Ограничения по Q_{\max} (U_G, P_G) безусловно должны учитываться. В этом случае может потребоваться и учет СХН, так как возможны случаи, когда после достижения границы по Q_{\max} расчет утяжеляемого режима без учета СХН [точнее – без учета $Q_H(U)$] может оказаться невозможным.

4.3. Выбор управления ГУ для нормализации режима по напряжению

Генерирующие установки объектов РГ заслуживают внимания не только как источники активной мощности, но и как управляемые источники реактивной мощности. Тем более, что в настоящее время в распределительных сетях потребности в *управляемых* реактивных мощностях велики. Правда, ГУ располагают небольшими реактивными мощностями, и влияние их АРВ на уровни напряжения распространяется на очень небольшие территории. Поэтому привлекательным является групповое регулирование реактивных мощностей ГУ объектов РГ, расположенных на разных ПС в пределах одной территории.

Такая задача – привлечение ГУ к известной задаче нормализации напряжений [53–56] – актуальна тем более, что в настоящее время *«децентрализованное, слабо скоординированное управление режимом ЭЭС путем «ручной» коррекции уставок автоматических регуляторов возбуждения электрических машин, коммутаций БСК и РПН трансформаторов на основе визуальной оценки ограниченного количества локальных параметров электрического режима крайне неэффективно. Поэтому с середины 20-го века во всех промышленно развитых странах интенсифицировались процессы автоматизации регулирования напряжения в национальных ЭЭС»* [54].

Разумеется, на каждой электростанции, участвующей в групповом регулировании, должно осуществляться распределение не только активных, но и реактивных мощностей между генераторами пропорционально их номинальным мощностям и с учетом располагаемых диапазонов мощностей каждого генератора электростанции. То же относится и к ГУ объектов РГ, участвующих в групповом регулировании напряжения и реактивной мощности.

Разрабатываемые и применяемые в разных странах системы группового централизованного управления напряжением и реактивной мощностью, а также аналогичные системы, разрабатываемые в России, целесообразно распространять на ГУ объектов РГ, учитывая при этом их специфику, главное – близость к электроприемникам.

Влияние выдаваемой *активной* мощности на возможности выдачи *реактивной* обусловлены следующим. Максимально допустимый ток статора ($I_{\max, \text{доп}}$) задается с учетом ожидаемой длительности режима; активная составляющая тока статора

$$I_a = \frac{P_r}{\sqrt{3} U_r}.$$

Тогда реактивная составляющая тока статора

$$I_p \leq \sqrt{I_{max.доп}^2 - I_a^2},$$

т. е. чем ниже P_r , тем больше могут быть I_p и

$$Q = \sqrt{3} U_r I_p.$$

С другой стороны, снижение P_r увеличивает переток активной мощности по внешней сети, что увеличивает потери напряжения, снижает U_r и уменьшает возможную выдачу им реактивной мощности.

В совокупности действие этих двух разнонаправленных факторов приводит к тому, что можно подобрать такую активную генерацию, при которой напряжения на данном участке сети наибольшие. Этот способ, позволяющий в некоторой мере (в зависимости от конкретных условий) повысить напряжения в перегруженной распределительной сети, которая сохраняет связь с системообразующей сетью, путем частичной разгрузки генераторов, работающих в этой сети, по их активной мощности, был предложен д.т.н. Ф.Л. Коганом [57].

Пример, показывающий возможности повысить напряжения в районе со связями, ослабленными в результате аварии в большой распределительной сети 110–220 кВ, показан на рис. 4.3.1. Разгрузка применяется здесь к одной ГПУ в составе ПГЭС, начинается с номинальной мощности 50,8 МВт и приводит к существенным изменениям режима на ПС, ближайших к ПГЭС.

На графиках видно, что наибольший эффект получается на первых шагах разгрузки, когда напряжения на выводах управляемого генератора низки; тогда повышение этого напряжения дает значительную прибавку максимальной располагаемой реактивной мощности.

В результатах, показанных на рис. 4.3.1, наиболее существенно, что напряжения в сети достигают максимума при сравнительно небольшой разгрузке: на 20–40 %. При более глубокой разгрузке напряжения в сети снижаются, что является следствием роста активных составляющих токов.

Таким образом, привлекая ГУ ко вторичному регулированию напряжения и реактивной мощности, целесообразно учитывать возможности увеличения максимальной располагаемой реактивной мощности ГУ путем частичной разгрузки ГУ по активной мощности.

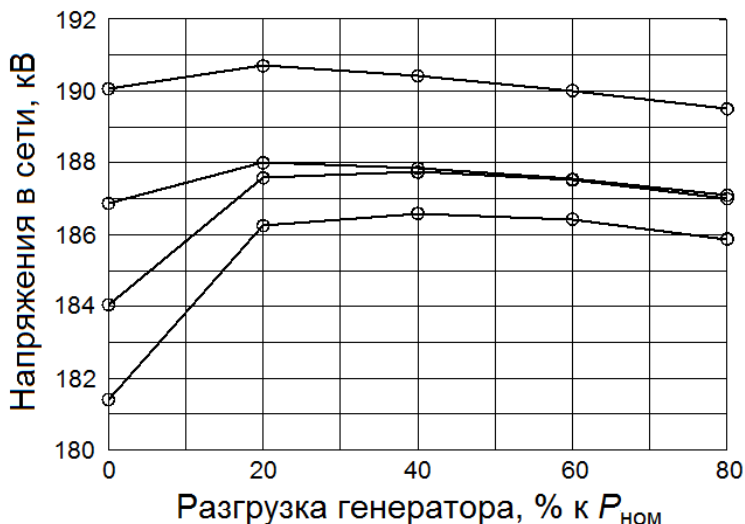


Рис. 4.3.1. Изменения напряжений на ближайших ПС 220 кВ по мере разгрузки генератора на ПГЭС

Однако, рассматривая возможности управления напряжением ГУ, нельзя не учитывать, что изменение уставки АРВ по напряжению на одной электростанции очевидным образом вызывает противоположное изменение реактивных мощностей генераторов на других электростанциях, где уставки не изменились. Такое «ответное» изменение реактивных мощностей тем сильнее выражено, чем меньше электрическое сопротивление между электростанциями.

Особенно нежелательно, когда «ответное» изменение реактивной мощности настолько значительно, что оно оказывается вне диапазона длительно располагаемых реактивных мощностей.

Поскольку в энергорайоне с объектами РГ на одном и том же участке распределительной сети может находиться несколько электростанций небольшой мощности, то указанное обстоятельство может существенно усложнить процедуру вторичного управления напряжениями: *команды на изменения уставок по напряжению должны*

выдаваться с учетом изменений режима работы всех генераторов данной сети, т. е. на основании корректных расчетов установившихся режимов. Альтернативой может быть организация группового регулирования реактивных мощностей генераторов, охватывающего не одну электростанцию, а группу электростанций, например весь энергорайона со всеми объектами РГ.

Ниже показано, как влияет эффект разгрузки по активной мощности на возможности допустимого утяжеления режима.

Рассматриваются возможности сохранения работоспособности сети при росте нагрузки. Расчеты показывают, что возможности утяжеления режима (роста нагрузки на генераторном напряжении), которые ограничиваются условиями существования режима, существенно зависят от величины разгрузки генератора.

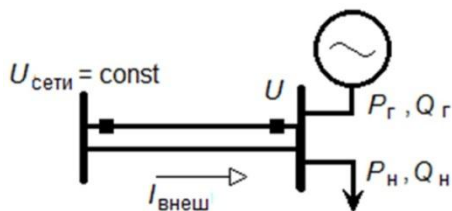


Рис. 4.3.2. Схема к расчетному примеру.

Генератор 300 МВт, $U_{ном} = 20$ кВ, сопротивление связи, приведенное к $U_{ном}$, $0,07 + j 0,23$ Ом ($0,06 + j 0,2$ отн. ед. генератора)

На рис. 4.3.2 упрощенно показана послеаварийная схема, а на рис. 4.3.3–4.3.6 – параметры режима в этой схеме при одинаковом росте активной и реактивной нагрузки, как в случае постоянной мощности генератора $P_Г$, так и в случаях управления его мощностью (учтены ограничения токов, соответствующие длительным режимам, $k_I = k_E = 1$).

На графиках шкала времени заменена на шкалу изменения нагрузки. На рис. 4.3.3, когда мощность генератора не изменяется, увеличение нагрузки возможно только на 2 %, при большей нагрузке режим становится недопустимым ($I_Г > I_{max}$).

В случае разгрузки генератора на 17 % (рис. 4.3.4) напряжение в результате разгрузки генератора повышается на 1 кВ, т. е. на 5 %, при этом генерация реактивной мощности $Q_Г = Q_{max}$ увеличивается с 72 до 205 Мвар; предел в этом случае наступает только после того, как нагрузка увеличится на 37 % от исходной.

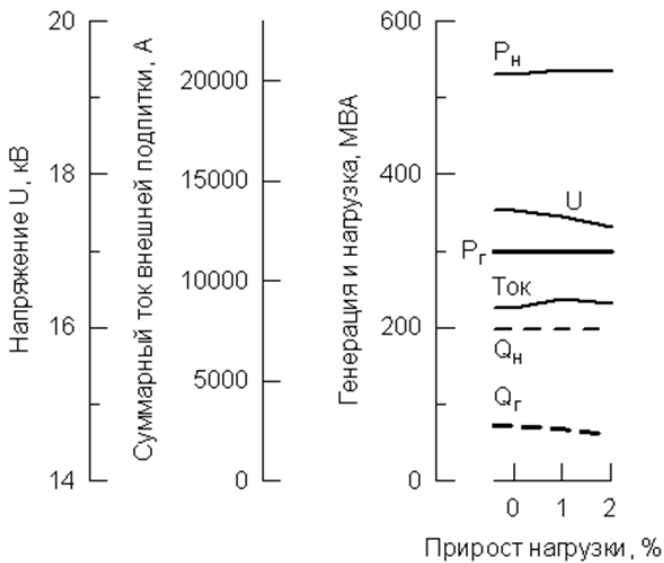


Рис. 4.3.3. Допустимое увеличение нагрузки при $P_G = \text{const}$

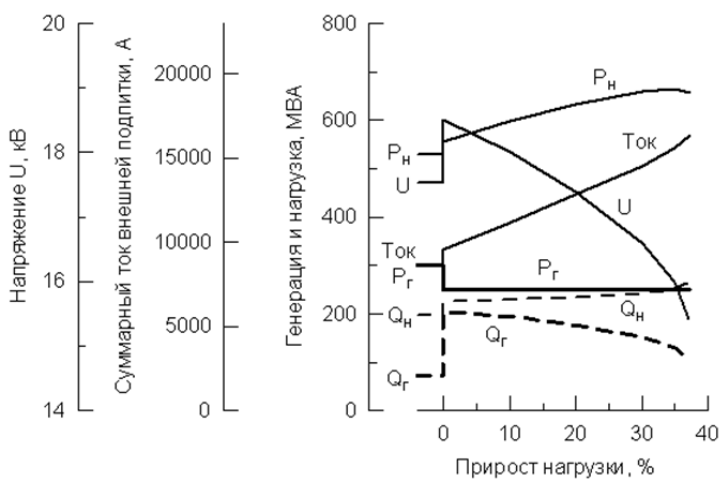


Рис. 4.3.4. То же, но перед увеличением нагрузки активная мощность генератора снижена на 17 %

Разгрузка генератора на 50 % (рис. 4.3.5) повышает напряжение примерно на 5 %, но увеличение предела еще более значительно. Однако при разгрузке на 83 % эффект ее снижается (рис. 4.3.6), так как рост тока по внешней связи при глубокой разгрузке очень значителен, что приводит к дополнительному снижению напряжения.

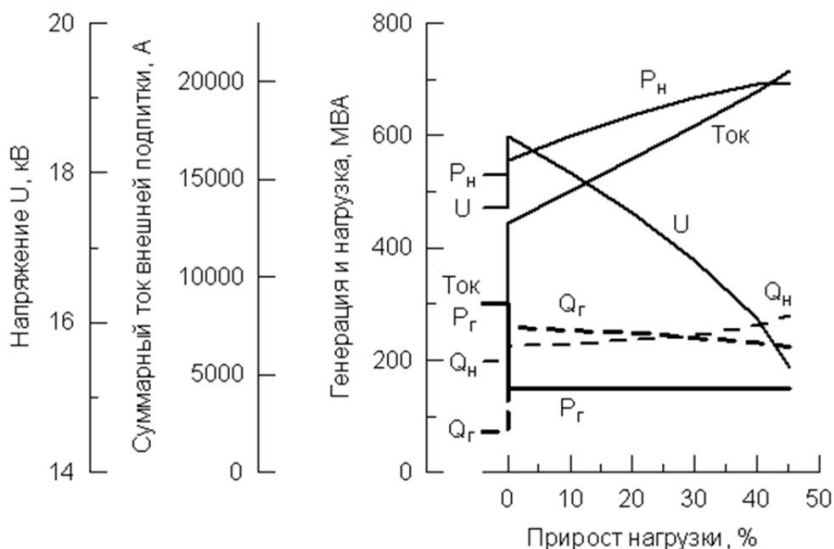


Рис. 4.3.5. То же, но разгрузка генератора на 50 %

В результате зависимость предела утяжеления режима от глубины разгрузки носит экстремальный характер, а рост тока во внешней связи, как показано на рис. 4.3.2, монотонен: чем глубже разгрузка, тем больше переток активной мощности по внешней связи, как это показано на рис. 4.3.7.

Эффект разгрузки наиболее значителен, если разгрузка не слишком велика. В этой зоне даже небольшое снижение активной мощности генератора дает при низких напряжениях значительное увеличение Q_{\max} .

Регулирующие эффекты нагрузки в некоторой мере влияют на величину эффекта от разгрузки генераторов по активной мощности.

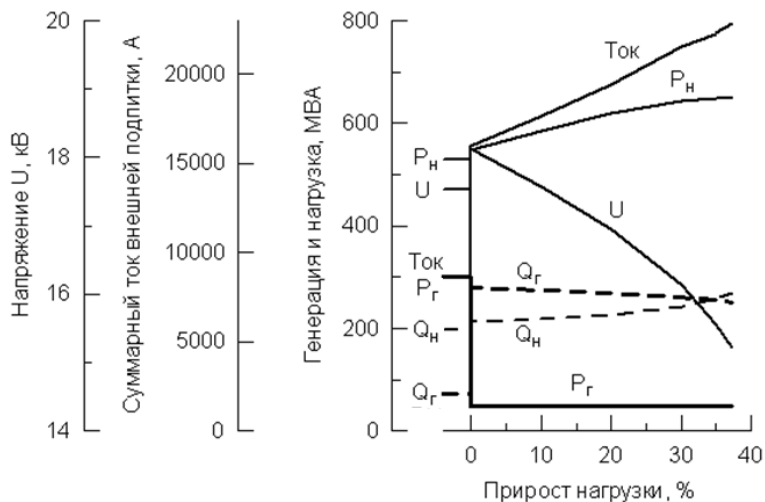


Рис. 4.3.6. То же, но разгрузка генератора на 83 %

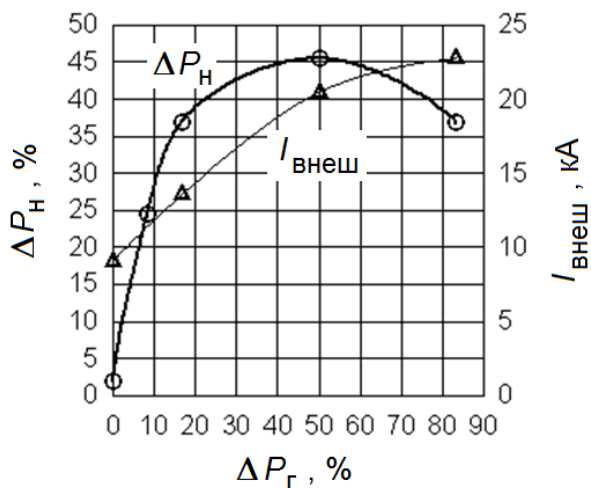


Рис. 4.3.7. Сопоставление результатов расчетов, показанных на рис. 4.3.3–4.3.6: ΔP_G – величина разгрузки генератора, % к номинальной мощности; ΔP_H – увеличение активной нагрузки, % к исходной, возможное по условиям существования УР; $I_{внеш}$ – ток по внешней связи в предельном режиме

Повышение напряжения благодаря такой разгрузке увеличивает активную нагрузку и повышает дефицит мощности, т. е. уменьшает эффект разгрузки. Поэтому, в частности, в районах с преобладанием промышленных предприятий, т. е. в условиях малых регулирующих эффектов по напряжению, по сравнению с бытовой нагрузкой, эффект разгрузки генераторов местных электростанций более значительный.

Как показывают расчеты, область эффективного снижения активной мощности генераторов, работающих в распределительной сети, характеризуется следующими закономерностями:

– к рассматриваемой разгрузке целесообразно прибегать в таких режимах, когда генераторное напряжение снижено значительно (на 5–10 % и более);

– чем ниже генераторное напряжение, тем значительнее эффект разгрузки;

– в длительных режимах, когда электропотребление может рассматриваться не зависимым от напряжения, эффект разгрузки возрастает;

– величина эффекта тем больше, чем меньше эквивалентное активное сопротивление связи; при значительном эквивалентном внешнем сопротивлении эффект разгрузки может стать отрицательным;

– возможность разгрузки генераторов лимитируется ростом токов в сети, питающей рассматриваемый район;

– наиболее эффективны небольшие разгрузки генераторов (примерно на 20–50 %).

Разумеется, в каждом конкретном случае эффект разгрузки должен быть просчитан по полной расчетной схеме с включением в число контролируемых параметров токов во всех ветвях.

4.4. Введение режима работы распределительной сети в допустимую область

Расчетные задачи введения режима в допустимую область (ВРДО) решались неоднократно. В ПК «Rastr» возможно производить изменения параметров режима энергосистемы так, чтобы начальные значения перетока P в сечении привести к заданному значению $P_{зд}$. В ПК «Lincor» возможно выполнение расчетов ВРДО

по значениям активной мощности генераторов с учетом технико-экономических характеристик энергосистемы.

Далее рассматриваются возможности ВРДО распределительных сетей напряжением 110–220 кВ и ниже с учетом только тех управляющих воздействий (УВ), которые возможны в этих сетях.

Соответственно, не рассматриваются УВ, направленные на режимы работы основных электростанций энергосистемы и на частоту в ней. Основными факторами являются токи в линиях и трансформаторах и напряжения на шинах ПС распределительной сети. Таким образом, рассматривается вопрос введения режима работы распределительной сети в ее область допустимых режимов (ОДР) [59].

4.4.1. Основы алгоритма ВРДО

Учитываются следующие факторы:

1. Текущие схемно-режимные условия.
2. Величины ограничений ОДР по напряжениям и по токам, назначаемые таким образом, чтобы при медленном выходе режима за эти ограничения оставался резерв времени на нормализацию режима средствами автоматического управления:

- для напряжений в узлах используются ограничения величинами U_{\min} , соответствующими нормативным коэффициентам запаса [4];

- для токов в ветвях – величины I_{\max} с учетом соответствующего этим ограничениям допустимого времени работы с перегрузкой.

3. Возможное управление напряжениями на электростанциях (воздействия на АРВ генераторов) и в сети: управление, в том числе дистанционное, РПН трансформаторов и СКРМ.

4. Возможное управление активными мощностями генераторов (см. выше, п. 4.3).

5. Возможные изменения конфигурации распределительной сети:

- замыкание колец;
- включение выключателей, разомкнутых при секционировании сети для ограничения токов КЗ, если в текущих условиях это не приводит к недопустимым токам КЗ;

- досрочный вывод из ремонта и ввод в работу сетевого оборудования, а также оборудования электростанций.

6. Другие ограничения параметров режима, например ограничения повышения напряжения.

7. Прогноз изменений генерации и нагрузки по суточному графику или по известным экстраординарным причинам.

8. Возможности введения ограничений электропотребления.

Управляющие воздействия различаются по трудностям их реализации (имеются в виду в основном трудности привлечения других субъектов электроэнергетики к управлению режимами работы распределительной сети и иные трудности), а также по последствиям применения УВ (наиболее нежелательны, очевидно, ограничения электропотребления). Поэтому в рассматриваемой задаче ВРДО необходимо ранжировать возможные УВ, начиная с анализа эффективности реализации более простых УВ, не связанных с ограничением электропотребления.

Задача ВРДО, решаемая не простейшими средствами оперативного управления, а с применением специального ПО в Центре управления сетями (ЦУС), актуальна в случаях, когда возникают значительные перегрузки сети, сопровождающиеся существенными отклонениями параметров режима (напряжений в узлах и/или токов в ветвях) от нормальных значений, особенно в условиях вынужденных режимов. Алгоритм ВРДО был разработан применительно именно к таким условиям.

В рассматриваемом алгоритме предусматриваются четыре ступени ВРДО, причем обращение к следующей ступени происходит после исчерпания возможностей нормализации параметров режима на предыдущей ступени реализации УВ:

- 1) управление напряжением в распределительной сети и на электростанциях;
- 2) управление активными мощностями генераторов электростанций;
- 3) изменения конфигурации распределительной сети;
- 4) ограничение электропотребления.

Каждое из рассматриваемых УВ отклоняется (не принимается к исполнению) в двух случаях:

- если оно не дает желаемого положительного эффекта (уменьшения целевой функции, см. ниже);
- если нарушаются какие-либо ограничения, не нарушенные в исходном режиме (например, напряжение в узле становится больше максимально допустимого).

Порядок применения каждого из УВ, шаг изменения управляемого параметра и его минимальное и максимальное значения определяет дежурный персонал ЦИС. Он же задает для каждого из УВ список объектов управления: список ПС, где имеются средства регулирования напряжения, список трансформаторов с работоспособными устройствами РПН и т. д.

Порядок перебора объектов управления из составленного списка может быть реализован при выполнении ВРДО по-разному:

1. В порядке специальной нумерации объектов управления в списке, заданном дежурным персоналом ЦИС.

2. Начиная с тех объектов управления, где напряжения (относительно номинальных значений) на текущем шаге ВРДО наиболее далеки от нормальных; при этом, в зависимости от выбранной стратегии дежурного персонала ЦИС:

– рассматриваются все объекты управления. Таким образом, в процесс нормализации параметров режима вовлекается максимальное количество средств управления при реализации минимальных УВ на одном объекте;

– на выбранном объекте управления продолжается реализация УВ до тех пор, пока не будет достигнуто ограничение управляемого параметра или не прекратится снижение значения целевой функции. Этот подход эффективен, когда расширение числа объектов, управляемых при ВРДО, связано со значительными трудностями.

Задача ВРДО может быть поставлена в двух основных вариантах:

1. Выведение режима на границу ОДР.

2. То же, но с учетом того обстоятельства, что в течение времени реализации ВРДО нагрузка может увеличиться соответственно суточному графику. В этом случае выполняются оценки времени, необходимого для реализации УВ, и при расчете последовательных шагов ВРДО учитываются соответствующие изменения нагрузки.

В расчетных задачах ВРДО необходим учет зависимости максимальной располагаемой реактивной мощности генераторов и СК в функции текущего значения напряжения на выводах, а для генераторов – и от текущей активной мощности. Учет статических характеристик нагрузки требуется при решении задач оперативного управления; при решении прогнозных задач, вероятно, приемлемо допущение $P_n, Q_n = \text{const}$.

В общем случае противоаварийное управление может реализовываться по следующей схеме (с выдачей информации дежурному персоналу ЦУС по каждому этапу):

1. Обнаружение выхода параметров режима из ОДР (снижение напряжений и/или повышение токов по сравнению с заданными величинами ограничений).

2. Учет срабатываний устройств локальной ПА (главным образом при значительных возмущениях).

3. Решение задачи ВРДО для текущего режима и выдача УВ, определение времени допустимого существования текущего режима, если режим не введен полностью в ОДР.

4. Расчеты прогноза изменений режима на ближайшие часы на основе планового суточного графика (и других изменений, ожидаемых дежурным персоналом ЦУС).

4.4.2. Возможная целевая функция

Данная задача имеет две особенности, приведенные ниже, причем вторая более значима.

1. Следует рассматривать только те отклонения контролируемых параметров режима от допустимых значений, которые направлены вовне ОДР.

2. Если в большинстве оптимизационных задач показательны именно интегралы параметров (соответствующие, например, суммарным потерям в сети и т. п.), то в данном случае интегральные показатели неприменимы или ограниченно применимы. В действительности, снижение напряжения в 100 узлах по сравнению с U_{\min} на 1 % гораздо менее опасно, чем снижение напряжения в одном узле на 10 % от U_{\min} , в последнем случае возможно возникновение в этом узле лавины напряжения и распространение ее на смежные узлы прилегающей распределительной сети.

Поэтому целевая функция для предлагаемого решения комплексной задачи ВРДО выражается в относительных единицах и строится из значений контролируемых параметров не как сумма всех отклонений, а следующим образом:

1. Принимаются во внимание только отклонения напряжений вниз от минимально допустимых значений и отклонения токов вверх от их максимально допустимых значений. Соответственно этому, в относительных единицах, для одного узла и для одной ветви:

$$\begin{aligned} \text{если } U < U_{\min}, \text{ то } \Delta U &= (U_{\min} - U) / U_{\text{ном}}, \text{ иначе } 0, \\ \text{если } I > I_{\max}, \text{ то } \Delta I &= I / I_{\max} - 1, \text{ иначе } 0; \end{aligned}$$

2. В качестве целевой функции рассматривается выражение:

$$H = h_U \times \max(\Delta U) + h_I \times \max(\Delta I),$$

где: h_U , h_I – весовые множители, которые в общем случае могут задаваться разными для разных узлов (или ветвей), а также разными для разных величин отклонений ΔU , ΔI .

Весовые множители здесь нужны, в первую очередь, для того, чтобы согласовать слагаемые H по их значимости. Предварительно, до накопления необходимого опыта проведения таких расчетов, может быть принято: $h_I = 1$, $h_U = 10$.

Значения I_{\max} в исходных данных могут быть заданы для фиксированной температуры (например, $+25^{\circ}\text{C}$) и программно пересчитываться для текущей температуры, как это сделано в ПК «Rastr».

4.4.3. Пример расчета ВРДО

Пример расчета ВРДО приведен ниже для участка распределительной сети напряжением 220 кВ (на рис. 4.4.1 представлены эквиваленты связей). Связь по распределительной сети напряжением 110 кВ между узлами 1 и 4 разомкнута в связи с ремонтом. Аварийное отключение связи 1–3 на напряжении 220 кВ приводит к перегрузке оставшихся связей и опасным снижениям напряжения в узлах 3 и 4, что делает необходимым ВРДО.

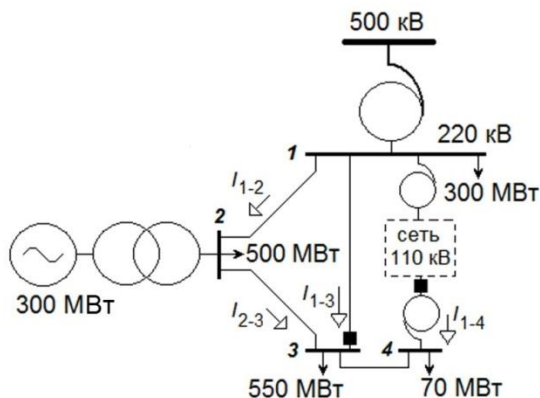


Рис. 4.4.1. Упрощенная принципиальная схема участка распределительной сети

В этом расчете: для сети напряжением 220 кВ $U_{\min} = 181,2$ кВ (коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению 15%); для связи 2–3 $I_{\max} = 1300$ А, на остальных связях аварийный режим не приводит к токовым перегрузкам. В расчетах УР учтены зависимости $Q_{\max}(P_G, U)$ для генераторов и СХН $P_H(U)$, $Q_H(U)$ для всех нагрузок; шины напряжением 500 кВ рассматриваются как шины бесконечной мощности.

На графиках, представленных на рис. 4.4.2, изменения режима (этапы ВРДО) следующие:

0 – исходный нормальный режим;

I – аварийное отключение связи 1–3, нарушены ограничения по напряжению в узлах 3 и 4 и по току в связи 2–3;

II – подключение в узле 3 дополнительной ступени БСК мощностью 15 Мвар (сверх имеющихся 50 Мвар) – напряжения становятся допустимыми, перегрузка по току почти не снижается;

III – коэффициенты трансформации АТ на связи с сетью напряжением 500 кВ изменяются на 2 % – перегрузка по току снижается, но незначительно;

IV – то же, еще на 2 % – эффект аналогичен (возможности управления напряжениями на этом исчерпаны);

V – разгрузка генераторов по активной мощности на 50 МВт – положительного эффекта нет (так как генераторное напряжение перед этим шагом ВРДО не пониженное); выполняется возврат к предыдущему состоянию;

VI – включается связь между узлами 1 и 3 по сети напряжением 110 кВ – перегрузка по току связи 2–3 почти снята;

VII – отключение нагрузки в узле 3 на 2 % – задача ВРДО выполнена, режим введен в ОДР.

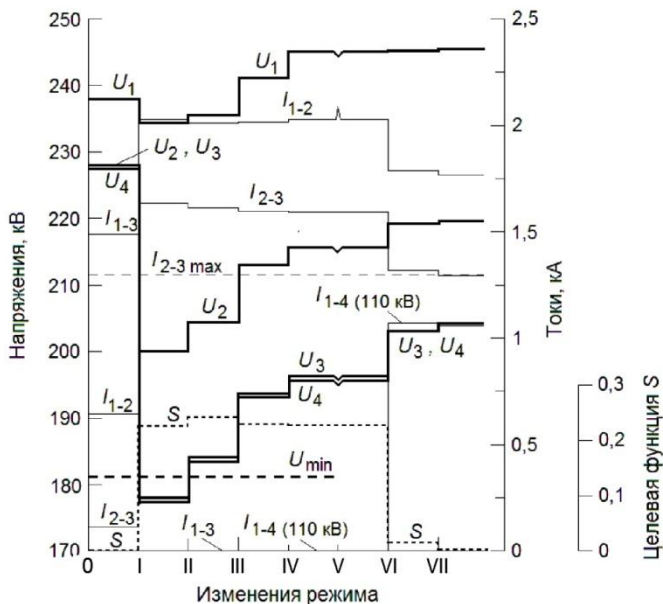


Рис. 4.4.2. ВРДО: 0 – доаварийный режим, I – послеаварийный режим, III–VII – шаги ВРДО

Заключение.

О совершенствовании подходов и программных комплексов

Программные комплексы (ПК) для расчетов установившихся и переходных режимов энергосистем, используемое в настоящее время, первоначально создавалось (примерно 40 лет назад) для задач управления системообразующими сетями, в основном в отношении их статической и динамической устойчивости. При невысокой тогда производительности вычислительных средств был необходим достаточно жесткий отбор факторов, учитываемых в ПК.

Математические модели элементов энергосистемы, используемые в массовых расчетах, долгое время мало изменялись; этому способствовала постоянная сосредоточенность на текущих задачах в ущерб перспективным, а также то, что области применения этих ПК почти не изменялись.

Однако, к настоящему времени ряд объективных обстоятельств ввел проблемы эксплуатации и развития частей энергосистемы напряжением 220 кВ и ниже в сферу актуальных расчетных задач. Причины этого таковы (без попытки ранжировать их по значимости, а также не затрагивая экономические и юридические аспекты):

- рост нагрузок распределительных сетей и повышение вероятности распространения аварийного режима с одного участка сети на смежные, например, при каскадных авариях;
- рост токов КЗ в распределительных сетях, вынуждающий при проектировании использовать радикальные меры к ограничению этих токов, а в качестве неотложной меры – снижать токи КЗ, отключая часть связей, т. е. ослабляя таким образом сеть;
- появление в ЕЭС России новых типов генерирующих установок, рассчитанных на меньшие возмущения нормального режима (главным образом, в отношении продолжительности возмущений) и имеющих меньшие запасы по механической прочности и термической стойкости, а также устойчивости к различным нарушениям нормального режима;
- технологические революции в промышленном производстве, приведшие к высокой чувствительности технологических линий промышленных предприятий к кратковременным нарушениям в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения;
- внедрение на промышленных предприятиях электротехниче-

ского оборудования с собственными локальными системами автоматического регулирования. Их применение приводит к необходимости обеспечения совместимости локальных САР множества активных элементов управления (АРН трансформаторов и ВДТ, АРН СКРМ, САР динамических компенсаторов напряжения/динамический корректоров провалов напряжения, источников бесперебойного питания, фильтро-компенсирующих устройств, накопителей электрической энергии и т.д.).

Широко применяемые ПК для расчетов режимов, как, в частности, показывает опыт авторов, позволяет рассчитывать процессы, обусловленные аномальными режимами в распределительных сетях энергосистем и в сетях внутреннего электроснабжения промышленных предприятий, содержащих в своем составе объекты РГ. Но в случае *массового применения объектов РГ, в том числе на базе ВИЭ, в указанных сетях, повышения требований к обеспечению надежности и управляемости этих сетей, а также надежности электроснабжения потребителей*, перечень работ должен, по крайней мере на начальных этапах, охватывать решение многих научно-технических и организационно-методических задач. В их числе четыре, имеющие прямое отношение к теме монографии, перечисленные ниже.

1. Совершенствование принципов противоаварийного управления.

В целом противоаварийное управление (ПАУ) в энергорайонах с объектами распределенной генерации обладает двумя определяющими свойствами:

– ПАУ может и должно охватывать сети внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайонов (коммутации в них), генерирующие установки объектов РГ, подключенные к указанным сетям (предотвращение нарушений работы и отключений собственными устройствами РЗ и технологическими защитами; обеспечение повторных пусков ГУ после их отключения), а также группы электроприемников промышленных потребителей (реализация выборочных отключений наименее ответственных электроприемников для сохранения в работе основного технологического производства);

– в энергорайонах с объектами РГ, точка сети, где устройство ПАУ фиксирует значительное отклонение параметров режима от нормируемых значений, в большинстве случаев не совпадает ни с точкой, где имело место возмущение, ни с точкой, в которой оптимальна реализация УВ.

Поэтому перспективным направлением научно-технологического развития является совершенствование средств ПАУ, посредством создания автоматики управления аварийными режимами энергорайонов с объектами распределенной генерации.

Автоматика управления аварийными режимами энергорайона (АУАРЭ) с объектами РГ – это комплекс автоматики энергорайона, организованного на напряжении 0,4–110 кВ, позволяющий реализовывать локальные, координирующие и централизованные алгоритмы управления аварийными режимами, с целью удержания параметров режима в области допустимых значений в аварийных и послеаварийных режимах работы энергорайона для обеспечения возможности надежного функционирования максимально возможного количества объектов РГ и электроприемников потребителей (снижение ущербов от нарушений электроснабжения), созданный на базе современных цифровых устройств и позволяющих реализовывать следующие основные функции с усовершенствованными алгоритмами:

- релейной защиты отдельных элементов и узлов, включая реализацию централизованных алгоритмов;

- многопараметрической делительной автоматики для выделения энергорайона с объектами РГ на островной режим работы (по параметрам режима – превентивное; в ремонтной схеме без КЗ; в нормальной или ремонтной схеме с КЗ) с формированием и реализацией необходимых УВ;

- выявление и автоматическая ликвидация асинхронных режимов (каждого генератора; объекта распределенной генерации; энергорайона с объектами РГ по отношению к энергосистеме);

- управление электромеханическими переходными процессами в энергорайоне в темпе процесса по заданной траектории;

- автоматической частотной разгрузки;

- дополнительной автоматической разгрузки по факту отделения от сети или отключения ГУ/объекта РГ в энергорайоне;

- автоматического ограничения снижения напряжения;

- автоматического ограничения перегрузки оборудования (линий электропередачи; трансформаторов; ГУ);

- управление отключением наименее ответственной нагрузки (ОН) для сохранения электроснабжения особо ответственных и социально-значимых электроприемников;

- других, в случае целесообразности и необходимости их реализации.

2. Создание методологии выбора расчетных возмущений в энерго-районах с объектами РГ.

По статистике нарушений нормальной работы распределительных сетей наиболее значимые аварии, вызванные нарушениями динамической устойчивости генераторов, встречаются редко, в отличие от задач устойчивости системообразующих сетей. В распределительных сетях пределы статической устойчивости «по углу» не достигаются, а пределы «по напряжению» приходится отслеживать максимально корректно по причине существенного влияния электродвигателей на работу ГУ объектов РГ и на вероятность возникновения лавины напряжения.

Поэтому, целесообразно учитывать КЗ в сетях более низких классов напряжения, чем основная рассматриваемая сеть, из-за большей возможной длительности КЗ. Особое внимание при этом должно уделяться правильности функционирования устройств РЗ в энергорайонах, в условиях не одностороннего питания электроприемников потребителей (от энергосистемы и от ГУ/объекта РГ) в зависимости от режима генерации и потребления.

Должны быть сформированы указания на способы определения суммарной вероятности возникновения каждой группы возмущений (их число в год) и на необходимость выявления электроустановок с повышенной повреждаемостью.

3. Создание расчетно-консультационного центра (далее – Центра) по проведению расчетов электрических установившихся и переходных режимов в энергорайонах с объектами РГ.

Для того чтобы квалифицированно выполнять рассматриваемые виды расчетов, необходимы:

- знания и опыт выполнения расчетных работ в области режимов энергосистем (этому требованию отвечают большинство специалистов управлений электроэнергетических компаний, проектных и научно-исследовательских институтов и т. д.);

- знания и опыт учета специфики распределительных сетей и понимание процессов, которые могут происходить в нагрузке (круг специалистов тот же, но значительно более узкий);

- знание особенностей и технических характеристик современных ГУ различных заводов-изготовителей (накапливать такой опыт по вводимым в эксплуатацию ГУ на объектах РГ необходимо на постоянной основе);

- наличие информации от поставщиков и заводов-изготовителей ГУ (отечественных и зарубежных) о параметрах ГУ

(генераторов и приводных двигателей), а также от субъектов электроэнергетики о параметрах энергосистемы и ее элементов.

Существует мнение, что понимания рассчитываемых процессов иметь не обязательно, так как в специализированных ПК для расчетов электрических режимов все учтено и предусмотрено, при этом за все отвечают составители методических указаний и создатели ПК. Но это далеко не так, поскольку практически все выполняемые расчеты электрических режимов в энергосистемах *приближенны в отношении и математических моделей, и исходных данных*.

В каждой конкретной расчетной задаче специалист-расчетчик должен решать вопрос о применимости данного ПК и о наличии в решаемой задаче особенностей, которые могут привести к недостоверным результатам. И чем больше специфики в расчетной задаче, тем актуальнее эти вопросы.

4. Совершенствование программных комплексов¹.

По расчетам установившихся режимов

1. Отказ (для ГУ объектов РГ) от задания Q_{\max} и Q_{\min} константами и расчет их по текущему напряжению, активной мощности и заданной специалистом-расчетчиком длительности существования рассчитываемого режима.

В рассматриваемых энергорайонах суммарные мощности объектов РГ и электроприемников потребителей соизмеримы, а расстояния между шинами генераторов и электроприемников малы. Поэтому отклонения генераторных напряжений от номинальных значений имеют значительную вероятность и влияние этих отклонений на Q_{\max} должно учитываться.

В процессе реализации алгоритма $(Q_{\max}, Q_{\min}) = f(U, P, \Delta T)$ встретятся трудности обеспечения сходимости.

¹ Наибольшими возможностями и наибольшей близостью к оптимальному ПК для рассматриваемого класса задач в настоящее время, по мнению авторов, обладает ПК «RastrWin3 – RUSTab» (Россия, г. Екатеринбург). Известный и обладающий многими достоинствами ПК «EUROSTAG» («Tactebel Engineering», Бельгия) не в полной мере позволяет решать рассматриваемые задачи. К преимуществам последнего ПК следует отнести – макроблоки (наиболее важны модели приводных двигателей ГУ), инжекторы, моделирующие СТК и СТАТКОМ, асинхронные двигатели с электромагнитными процессами в роторе; недостатки – отсутствие удобного способа задания асинхронной характеристики $M_{\text{дл}}(s)$ для промежуточных скольжений $s_{\text{кр}} < s < 1$, описание СХН $Q(U)$, неадекватное действительности при сниженных напряжениях (существенно для рассматриваемых расчетных задач), отсутствие формы обобщенных СХН.

2. *Автоматическое регулирование напряжения (АРН)*. Режимы в энергорайонах с объектами РГ существенно зависят от регулирования напряжения на силовых автотрансформаторах (трансформаторах) в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения. Поэтому целесообразно наличие дополнительного алгоритма для расчета текущих значений коэффициентов трансформации K_T с учетом:

- фактического расположения РПН силового трансформатора относительно его обмоток (что может быть принципиально важным для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов);
- дискретности изменения K_T ;
- ограничения диапазона регулирования;
- управления от АРН по напряжению с возможностью токовой компенсации (встречное регулирование) и зоной нечувствительности;
- возможности поворота фазы напряжения на угол, кратный 30° , у линейных регулировочных трансформаторов и последовательных регулировочных (вольтодобавочных) трансформаторов.

3. *Обобщенные статические характеристики реактивной нагрузки*. Для того, чтобы свести разнообразие СХН к минимуму (что упрощает задание СХН при подготовке расчетной схемы), нужно учесть, что параметры СХН $Q_H(U, f)$ существенно зависят от величины компенсации реактивной мощности в исходном режиме, т. е. от $\operatorname{tg}\varphi_{H0} = Q_{H0} / P_{H0}$. Поэтому целесообразно описывать характеристику реактивной нагрузки не как функцию $Q_H(U, f)$, а как $Q_H(U, f, \operatorname{tg}\varphi_{H0})$.

4. *Контроль напряжений и токов*. Такой контроль необходим в конце расчета любого УР, особенно применительно к распределительным сетями и сетям энергорайонов с объектами РГ. Характерная ошибка начинающих специалистов-расчетчиков заключается в полном доверии к результатам выполненных расчетов, когда считается, что если расчет УР сошелся, то УР может существовать именно с такими параметрами. И поэтому появляются в отчетах «режимы», где в каком-то нагрузочном узле $U \approx 0,5U_{\text{ном}}$ и пр.¹. Контролируемые параметры:

- напряжения в узлах нагрузки: если коэффициент запаса по напряжению $K_U \leq 10\%$ [4] при заданном критическом напряжении $U_{\text{кр}}$ (по умолчанию $U_{\text{кр}} = 0,75 U_{\text{ном}}$), то выдаются значения U и K_U ;
- напряжения на шинах генераторов: если $U_T \leq 0,95 U_{\text{ном}}$, выдаются значения $U_T / U_{\text{ном}}$;

¹ Анализ отклонений напряжения от номинального имеется в ПК «Rastr».

– токи в линиях: если они больше заданных значений I_{\max} при заданной температуре воздуха (если она указана), выдаются значения I / I_{\max} .

5. *Применение последовательностей установившихся режимов* (глава 4) с обеспечением дополнительных возможностей (кроме указанных выше):

– хранение исходных данных для всех расчетов серии, причем в задании на каждый УР, кроме первого, указываются только те данные, которыми расчет должен отличаться от предыдущего (например, отключение линии);

– привязка каждого расчета УР ко времени суток с вычислением исходных параметров нагрузки и генерации по заданным суточным графикам;

– анализ результатов расчета УР с проверкой выполнения заданных критериев срабатывания устройств РЗА и выполнением дополнительного расчета УР, учитывающего эти срабатывания;

– выдача итоговой информации в виде графиков и таблиц выбранных параметров режима в функции порядкового номера УР или времени.

По расчетам переходных процессов

1. *Моделирование приводов ГУ, газотурбинных и газопоршневых: однофазных и двух-трехфазных ГТУ, а так же ДВС с учетом турбонаддува.* Модели ГТД и ДВС должны отображать тепломеханические процессы, наиболее важные для рассматриваемого класса задач, и содержать небольшое число параметров, которые задаются программистами в виде констант, отвечающих выбранному типу модели, или должны быть заданы специалистами-расчетчиками. В последнем случае параметры могут быть получены от заводоизготовителей ГУ или подобраны на основании характеристик, полученных в результате проведения натуральных испытаний или доступных экспериментов; соответствующие инструкции должны содержаться в руководстве на ПК.

Обычно модели привода не содержат в явном виде отображения механических потерь в агрегате, так как в рассчитываемых процессах учет их, как правило, не существен. Но в режиме, при котором выключатель разрывает цепь статора нагруженной ГТУ (полный сброс электрической нагрузки), эти потери могут играть основную роль; величину механических потерь нужно учесть (при сухом трении термая мощность пропорциональна скорости вращения: $\Delta P = M_{\text{тр}} \omega$, где $M_{\text{тр}}$ – константа).

При моделировании ГТД целесообразно предусмотреть возможность моделирования погасания факела в камере сгорания при снижении мощности привода в переходном процессе (по снижению $P_{\text{прив}}$ и скорости снижения $dP_{\text{прив}}/dt$), что неоднократно происходило в процессе эксплуатации ГТД.

Все модели ГУ должны содержать отображение тепломеханической и электрической автоматики, действующей на отключение ГУ.

2. Два алгоритма автоматического регулирования частоты вращения ГУ (поддержание заданной мощности и частоты в сети):

– на возврат активной мощности к заданной величине (с заданным ограничением скорости $dP_{\text{Г}} / dt$);

– на регулирование частоты с заданным статизмом.

Автоматика переключения алгоритма АРЧВ с регулирования мощности на регулирование частоты (с 1-го регулирования на 2-е).

3. Питание системы возбуждения генераторов. Система самовозбуждения с питанием от выводов генератора, безусловно, должна быть отображена в расчетах.

4. АРВ генераторов. При использовании быстродействующих систем возбуждения ГУ и регулировании по напряжению детализация модели АРВ (по сравнению с обычной практикой расчетов переходных процессов) не требуется. Это обусловлено тем, что запаздывания в системе возбуждения и АРВ малы по сравнению с постоянной времени обмотки возбуждения генератора, включенного в сеть (T'_d). Поэтому иметь ли по модели на каждый вид реального АРВ или обходиться гибкой моделью, в которой специалист-расчетчик сам устанавливает нужные параметры, *в рамках рассматриваемых задач*, это вопрос не необходимости, а удобства.

Но это не относится к тем АРВ, структура которых направлена на решение какой-либо специальной задачи. В частности: ряд зарубежных заводов-изготовителей ГПУ для объектов РГ применяют АРВ с таким алгоритмом регулирования напряжения, при котором величины набросов мощности на ГПУ уменьшаются по сравнению с тем же набросом мощности при поддержании номинального напряжения на выводах ГУ [60]. В этом случае для обеспечения адекватности моделирования АРВ ГУ требуется проведение предварительного исследования.

6. Устройства РЗ и ПА. Математические модели систем автоматического управления (САУ) или регулирования (САР) ГУ и САУ технологических линий промышленных предприятий должны быть

дополнены соответствующими устройствами РЗ и ПА, расположенные в сетях внешнего (прилегающих распределительных сетей) и внутреннего электроснабжения промышленного предприятия.

7. *Асинхронные двигатели.* Наиболее важно правильно моделировать асинхронные характеристики АД $P(s)$, $I(s)$, а также для расчетов условий срабатывания устройств АВР – электромагнитные переходные процессы в роторе АД.

Весьма желательно наличие модели двухскоростного АД, так как они в последние годы нашли широкое применение.

Вышеизложенное не исчерпывает всего списка доработок (необходимых или желательных – в зависимости от точки зрения) для решения большинства расчетных задач, вызванных массовым строительством в энергорайонах объектов РГ, которые присоединяются к распределительным сетям или сетям внутреннего электроснабжения промышленных предприятий.

Список литературы

1. *Воропай Н.И., Дьяков А.Ф., Стенников В.А., Сендеров С.М. и др.* Надёжность систем энергетики. Проблемы, модели и методы их решения / под ред. Воропай Н.И. Новосибирск: Наука, 2014.

2. *Кучеров Ю.Н., Кучерова О.М., Капойи Л., Руденко Ю.Н.* Надёжность и эффективность функционирования больших транснациональных ЭЭС. Методы анализа: Европейское измерение / под ред. Капойи Л. Новосибирск: Наука: Сиб. изд. фирма, 1996.

3. Методические указания по расчету уровня надёжности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению Единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций: Утверждены приказом Минэнерго России от 14.10.2013 № 718.

4. Методические указания по устойчивости энергосистем. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.

5. *Гуревич Ю.Е., Кучеров Ю.Н., Хвоцинская З.Г.* О концепции совершенствования нормативов устойчивости энергосистем в новых условиях // Электричество. 2004. № 11. С. 63–69.

6. *Коршун О.В.* Управление электрическим торможением генераторов для повышения устойчивости межсистемных связей: дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук. СПб, 2006.

7. *Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е.* Применение математических моделей электрической нагрузки в расчетах устойчивости энергосистем и надёжности электроснабжения промышленных предприятий. М.: Элекс-КМ, 2008.

8. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ, 2014.

9. *Илюшин П.В., Музалев С.Г.* Анализ эффективности технических решений по обеспечению динамической устойчивости нагрузки по напряжению // Энергетик. 2017. № 12. С. 11–15.

10. *Розанов М.Н.* Надёжность электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, Издание 2-е, перераб. и доп., 1984.

11. Надёжность электроэнергетических систем. Справочник. Том 2 / под ред. Розанова М.Н. М.: Энергоатомиздат, 2000.

12. *Кучеров Ю.Н., Китушин В.Г.* Реформирование и надежность электроснабжения // Энергорынок. 2005. № 1. С. 40–47.
13. *Непомнящий В.А.* Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей. М.: МЭИ. 2010.
14. *Папков Б.В., Шарыгин М.В.* Возможности управления надежностью электроснабжения // Надежность и безопасность энергетики. 2011. № 2 (13). С. 11–15.
15. *Шарыгин М.В.* Оценка последствий отключений потребителей электроэнергетики. Методы и модели. Нижний Новгород: Нижегород. гос. техн. ун-т им. Р.Е. Алексеева. 2014.
16. *Секретарев Ю.Н.* Надежность электроснабжения. Новосибирск: Изд-во НГТУ. 2010.
17. *Арцишевский Я.Л.* Техпервооружение релейной защиты и автоматики систем электроснабжения предприятий непрерывного производства. М.: Энергопрогресс, 2011.
18. *Коротков В.А., Кутовой Г.П., Решетов В.И., Мисриханов М.Ш., Смоловик С.В.* Проблемы управляемости ЕЭС России в условиях рынка энергии и развития международного энергетического сотрудничества. Повышение эффективности работы энергосистем // Труды Ивановского государственного энергетического университета. Выпуск 5. М.: Энергоатомиздат, 2002.
19. *Тубинис В.В.* Управление электропотреблением. Зарубежные технические средства // Новости электротехники. 2006. № 3 (39).
20. *Бернер М.С., Брухис Г.Л., Гуревич Ю.Е., Кучеров Ю.Н.* Проблемы применения аварийной разгрузки больших распределительных сетей // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2008. № 5. С. 10–17.
21. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.
22. *Гуревич Ю.Е., Кабиков К.В.* Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя. М.: Элекс-КМ, 2005.
23. *Гуревич Ю.Е.* Задачи, определяющие состав противоаварийных мероприятий в системах электроснабжения промышленных предприятий // Оборудование. Технический альманах. 2007. № 4 (ноябрь). С. 18–21.

24. *Папков Б.В.* Надежность и эффективность электроснабжения: учебное пособие. Нижегород. гос. техн. ун-т (Нижегор. ГТУ). Н. Новгород: Изд-во Нижегород. ун-та, 1996 .

25. Reliability Standards for the Bulk Electric Systems of North America. January 1. 2007. North American Electric Reliability Council.

26. *Кучеров Ю.Н., Гуревич Ю.Е.* Проблемы обеспечения безопасности потребителей и объектов электроэнергетики при нарушениях работы энергосистемы // Энергетик. 2007. № 8. С. 8–12.

27. 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.

28. *Илюшин П.В.* Проблемные технические вопросы работы объектов распределенной генерации в составе энергосистемы и подходы к их решению // Энергоэксперт. 2015. № 1. С. 58–62.

29. *Илюшин П.В., Кучеров Ю.Н.* Подходы к оценке возможности обеспечения надежного электроснабжения потребителей за счет строительства объектов распределенной генерации // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2014. № 5. С. 2–7.

30. Аналитический отчет. Энергетические газотурбинные установки и энергетические установки на базе газопоршневых и дизельных двухтопливных двигателей. Часть 1. Энергетические газотурбинные установки. Реферат. Москва. 2004. URL: http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=787.

31. *Трухний А.Д.* Парогазовые установки электростанций: учебное пособие для вузов. М.: Издательский дом МЭИ, 2013.

32. Аналитический отчет. Энергетические газотурбинные установки и энергетические установки на базе газопоршневых и дизельных двухтопливных двигателей. Часть 2. Энергетические установки на базе газопоршневых и дизельных двухтопливных двигателей. Реферат. Москва. 2004. URL: http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=788.

33. *G. Claeys, N. Retiüre, N. HadjSand, P. Lemerle, E. Varret, R. Belhomme.* Dynamic Modelling of Turbo-charged Diesel Engine for Power System Studies. EUROSTAG Newsletter. No 15. October, 2002.

34. Гемке Р.Г. Неисправности электрических машин. — 9-е изд. перераб. и доп. Л.: Энергоатомиздат. Ленинградское отделение, 1989.

35. Федосеев А.М. Федосеев М.А. Релейная защита электроэнергетических систем: учебник для вузов. 2 изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1992.

36. Анализ особенностей выбора устройств РЗА в распределительных сетях с собственными генерирующими объектами небольшой мощности // Электрические станции. 2017. № 9. С. 29–34.

37. Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Технические указания. Генерирующие установки в сети среднего напряжения. BDEW. 2008.

38. Казовский Е.Я., Данилевич Я.Б., Кошарский Э.Г., Рубисов Г.В. Анормальные режимы работы крупных электрических машин. Л.: Наука, 1969.

39. Важнов А.И. Переходные процессы в машинах переменного тока. Л.: Энергия, 1980.

40. Мамиконянц Л.Г. Анализ некоторых аспектов переходных и асинхронных режимов синхронных и асинхронных машин. М.: ЭЛЕКС-КМ, 2006.

41. Лупкин В.М. Решение линейных дифференциальных уравнений при двухфазном коротком замыкании синхронной машины // Электричество. 1979. № 4. С. 8–14.

42. Ларин А.М., Наумов О.Е. Математическое моделирование несимметричных коротких замыканий в синхронных генераторах на основе частотных характеристик // Электричество. 2013. № 4.

43. Илюшин П.В., Томкин С.Н. Анализ причин возникновения крутильных субсинхронных колебаний ГТУ в узлах промышленной нагрузки при работе энергорайона в изолированном режиме. Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Сборник научных статей. Вып. 66. Актуальные проблемы надежности систем энергетики / отв. ред. Н.И. Воропай, М.А. Короткевич, А.А. Михалевич. Минск: БНТУ, 2015. С. 140–146.

44. Методические указания по выбору и применению асинхронного частотно-регулируемого электропривода мощностью до 500 кВт (ВРД 39-1.10-052-2001). Введен в действие с 22.11.2001 г.

45. Лайбль Т. Теория синхронной машины при переходных процессах. М.: Госэнергоиздат, 1957.

46. Электрические системы. Математические задачи электроэнергетики: учебник для студентов вузов / под ред. В.А. Веникова. 2-е изд., перераб. и доп. М.: 1981.

47. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Хачатрян Э.А. Устойчивость нагрузки электрических систем. М.: Энергоиздат, 1981.

48. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1990.

49. Либова Л.Е. Статистический метод определения регулирующих эффектов нагрузки по напряжению. Труды ВНИИЭ, вып. 46. Энергия. 1974.

50. Либова Л.Е. Разработка новых методов определения и обобщения статических характеристик нагрузки по напряжению: автореферат дис. на соискание уч. степени канд. техн. наук. М.: ВНИИЭ, 1978.

51. Важнов А.И. Электрические машины. Л.: Энергия. 1969.

52. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. М.: ЭНАС. 2014.

53. Гумин М.И., Макаровский С.Н. Принципы и средства совершенствования управления подстанциями 110–220 кВ // Энергетик. № 5. 2004.

54. Горожанкин П.А., Майоров А.В., Макаровский С.Н., Рубцов А.А. Управление напряжением и реактивной мощностью в электроэнергетической системах. Европейский опыт // Электрические станции. № 6. 2008. С 40–47.

55. Coordinated voltage control in transmission networks. Task Force C4.602. February 2007. CIGRE.

56. Волошин А.А., Косарева Е.Г., Костенко В.В., Ланезов В.Н., Луцицын М.В. Системы автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности электростанций и подстанций // Электрические станции. 2007. № 4. С 35–39.

57. Коган Ф.Л. Анормальные режимы мощных турбогенераторов. М.: Энергоатомиздат. 1988.

58. ГОСТ Р 58085-2018. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Правила предотвращения развития и ликвидации нару-

шений нормального режима электрической части энергосистем. Нормы и требования. М.: Стандаргинформ. 2018.

59. *Илюшин П.В.* Разработка и развитие принципов противоаварийного управления распределительными сетями мегаполиса: дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук. Москва. 2011.

60. *Илюшин П.В., Гуревич Ю.Е.* О специальном воздействии на систему возбуждения автономно работающих генераторов при больших набросах нагрузки // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2016. № 2. С. 2–7.

Научное издание

**Юрий Ефимович Гуревич,
Павел Владимирович Илюшин**

**ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТОВ
РЕЖИМОВ В ЭНЕРГОРАЙОНАХ
С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ**

Монография

Издается в авторской редакции

Технический редактор
Комп. верстка

*С.Е. Речнова
Е.Я. Владимирова*

Сдано в набор 3.12.18. Подписано в печать 26.12.18.
Формат 60×84/16. Печать офсетная. Бумага офсетная.
Уч.-изд. л. 17,5. Усл. печ. л. 16,27. Тираж 500 экз. Зак. 7135.

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