

Научно-технический центр Единой энергетической системы

**ИЗВЕСТИЯ
НТЦ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
СИСТЕМЫ**

№ 2 (71)

Издаётся с февраля 1957 г.

Санкт-Петербург
2014

УДК 621.311; 621.314

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Кощеев Л. А., д-р техн. наук, профессор – главный редактор;
Асанбаев Ю. А., д-р техн. наук, доцент;
Бердин А. С., д-р техн. наук, профессор;
Вагин В. П., канд. техн. наук;
Васильев Ю. С., академик РАН;
Воропай Н. И., чл.-корр. РАН;
Герасимов А. С., канд. техн. наук, доцент;
Зеккель А. С., д-р техн. наук, профессор;
Коровкин Н. В., д-р техн. наук, профессор;
Попков Е. Н., д-р техн. наук, профессор;
Сацук Е. И., д-р техн. наук, доцент;
Смоловик С. В., д-р техн. наук, профессор – зам. главного редактора;
Фролов О. В., канд. техн. наук;
Шакарян Ю. Г., д-р техн. наук, профессор.

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-53069 от 07 марта 2013 г.

Известия НТЦ Единой энергетической системы в Интернете

Общие сведения о научном журнале «Известия НТЦ Единой энергетической системы», условия подписки на него, содержание вышедших номеров можно найти по адресу: <http://www.ntcees.ru/departments/proceedings.php>

Журнал включен в базу данных «Российский индекс научного цитирования» (РИНЦ), размещенную на платформе Научной электронной библиотеки на сайте: <http://www.elibrary.ru>

Распространение журнала осуществляется по подписке, подписной индекс в общероссийском каталоге «Роспечать» – 25247.

Адрес редакции:

194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, ОАО «НТЦ ЕЭС».

Тел.: (812) 292-94-05, (812) 292-94-20. E-mail: nto@ntcees.ru

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	5
-------------------	---

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМ

<i>Амбросовская Т. Д., Андранович Б., Курилкин А. И., Сорокин Е. В.</i>	
Разработка рекомендаций по математическому моделированию паровых турбин с противодавлением для выполнения анализа электромеханических переходных процессов с учетом изменения частоты	6
<i>Суслова О. В.</i>	
Моделирование вставки постоянного тока на преобразователях напряжения в режиме реального времени на RTDS	18
<i>Бердин А. С., Коваленко П. Ю.</i>	
Определение параметров схемы замещения двух смежных ЛЭП	29
<i>Выборных И. Г., Гуриков О. В.</i>	
Алгоритм аппроксимации частотных характеристик методом наименьших квадратов	35

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМ

<i>Андронович Б., Курилкин А. И., Лисицын А. А., Сорокин Е. В.</i>	
Выбор управляющих воздействий устройств автоматического ограничения перегрузки оборудования в изолированной энергосистеме	43
<i>Беляев Н. А., Егоров А. Е., Коровкин Н. В., Чудный В. С.</i>	
Исследование методов расчета балансовой надежности	57
<i>Тимкина А. В.</i>	
Определение требуемых величин пропускных способностей межсистемных связей на примере межсистемной связи ОЭС Центра – ОЭС Северо-Запада ..	78
<i>Акимов Д. А.</i>	
Технологии применения фазоповоротных трансформаторов в электрических сетях	86
<i>Андреев Р. В.</i>	
Алгоритм выбора оборудования автономного электротехнического комплекса на основе ветроэнергетической установки малой мощности.	97
<i>Новикова А. Н., Шмараго О. В.</i>	
Влияние рабочего напряжения на грозопоражаемость проводов ВЛ с тросом и без троса: обоснование критериев методики расчета	110

Осика Л. К.

Современные технологические возможности и перспективы участия тепловых электростанций на рынке услуг по регулированию реактивной мощности 124

Ефимова Е. В., Коробков А. В., Шлайфштейн В. А.

Нерегулярные колебания частоты в энергосистеме малой мощности 138

Богданова С. Р., Выборных И. Г., Гуриков О. В., Гущина Т. А.

О результатах испытаний подсистем группового регулирования активной мощности, напряжения и реактивной мощности на цифро-аналого-физическом комплексе ОАО «НТЦ ЕЭС» 146

ИЗ ОПЫТА МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ*Суслова О. В.*

Современное состояние технологий электропередачи постоянным током и расширение областей их применения в мировой электроэнергетике (по материалам 45-й сессии СИГРЭ) 154

ПРЕДИСЛОВИЕ

Уважаемый читатель!

Предлагаемый Вашему вниманию номер «Известий НТЦ Единой энергетической системы» в основном посвящен вопросам моделирования и исследования энергосистем и энергообъединений.

В разделе «Моделирование энергосистем» представлены статьи, посвященные моделированию отдельных элементов энергосистемы – паровых турбин с противодавлением, вставки постоянного тока на базе преобразователей напряжения, схемы замещения сечения связи с учетом корректировки текущих параметров, а также аппроксимации частотной характеристики энергосистемы и отдельных ее элементов, в частности каналов регуляторов возбуждения синхронных генераторов. Все статьи данного раздела подготовлены сотрудниками ОАО «НТЦ ЕЭС».

В разделе «Исследования энергосистем» представлены новые методические разработки, а также статьи с изложением результатов конкретных исследований.

Методические разработки посвящены вопросам организации противоаварийной автоматики в изолированных энергосистемах, методике оценки балансовой надежности энергосистем, определению требований к пропускной способности межсистемных связей, технологии применения фазоповоротных трансформаторов в электрической сети, комплектованию оборудования в составе комплекса с ветроэнергетическим агрегатом малой мощности. Высоковольтная тематика представлена методикой оценки грозопоражаемости проводов ВЛ без троса с учетом влияния рабочего напряжения. Рассмотрены некоторые вопросы участия тепловых электростанций в рынке услуг по регулированию реактивной мощности.

Во второй части раздела приведены результаты расчета нерегулярных колебаний частоты в энергосистеме ограниченной мощности, а также исследований подсистем группового регулирования активной и реактивной мощности крупной электростанции.

В разделе «Из опыта мировой энергетики» представлена информация о результатах работы Сессии СИГРЭ 2014 г. по направлению «Передачи постоянного тока и промышленная электроника».

Вопросам моделирования и исследования энергосистем будет и в последующем уделяться основное внимание. Вместе с тем редакция журнала принимает к рассмотрению статьи, посвященные и другим аспектам исследования, эксплуатации, проектирования и развития энергосистем.

*Главный редактор
«Известий НТЦ Единой энергетической системы»
Л. А. Кощеев*

УДК 621.314

Т. Д. Амбросовская, Б. Андранович, А. И. Курилкин, Е. В. Сорокин

Разработка рекомендаций по математическому моделированию паровых турбин с противодавлением для выполнения анализа электромеханических переходных процессов с учетом изменения частоты

Проведен анализ влияния имитационных моделей паровых турбин с противодавлением на результаты расчетов электромеханических переходных процессов с учетом изменения частоты в дефицитных энергорайонах с тепловыми электростанциями и крупными тепловыми потребителями.

Ключевые слова: паровая турбина с противодавлением, тепловой потребитель, электромеханические переходные процессы с учетом изменения частоты, имитационная модель.

Исследование электромеханических переходных процессов (ЭМПП) с учетом изменения частоты ($f_{\text{ЭС}}$) в электроэнергетических системах (ЭЭС), в составе которых присутствуют тепловые электростанции (ТЭС) с паровыми турбинами с противодавлением (ПТД)¹, является весьма актуальной задачей для промышленных энергообъединений, работающих параллельно с крупными ЭЭС по слабым электрическим связям, или изолированно от них. Одним из ярких примеров таких энергообъединений является Архангельская энергосистема².

Применение на тепловых электростанциях паровых турбин типов «Р» (паровая стационарная турбина с противодавлением без регулируемого отбора пара), «ПР» (теплофикационная паровая стационарная турбина с противодавлением и производственным отбором пара) и «ТР» (теплофикационная паровая стационарная турбина с противодавлением и отопительным отбором пара) обладает своей спецификой. В нормальном режиме работы такие турбины могут осуществлять выдачу электрической мощности только при наличии потребителя пара противодавления³ и работают по графику тепловой нагрузки района без привязки к графику электрических нагрузок ЭЭС⁴. Таким образом, в период зимних отопительных нагрузок при относительно низких температурах наружного воздуха (ТНВ), теплоэлектроцентраль

¹ Паровая стационарная турбина, отработавший пар которой полезно используется [1].

² В настоящее время в составе Архангельской ЭЭС находятся 8 ТЭС, на 6 из которых установлены ПТД. Гидроэлектростанции и атомные электростанции в составе рассматриваемой энергосистемы отсутствуют. Суммарная установленная мощность ($P_{\text{сум}}$) ПТД Архангельской энергосистемы составляет приблизительно 16 % от общей установленной мощности ЭЭС, в то время как 83 % $P_{\text{сум}}$ приходится на теплофикационные турбины.

³ Противодавление – давление пара при выходе из паровой машины (если пар выходит не в конденсатор, где давление значительно меньше 1 атм.).

⁴ Данный режим является наиболее экономичным. В особых случаях ПТД может работать и без потребителя пара, при этом постоянство давления в тракте противодавления поддерживается редукционно-охладительной установкой (РОУ). Данный режим подобен режиму работы турбины типа «К» по графику электрических нагрузок и не рассматривается подробно в данной статье.

(ТЭЦ), оборудованная только паровыми турбинами с противодавлением⁵, может генерировать значительную электрическую мощность (P_E), обусловленную необходимостью выработки достаточно большого объема тепловой энергии на производство или отопление. Однако в режимах летних нагрузок при ТНВ более +10 °C P_E такой ТЭЦ может существенно снижаться⁶ в связи с малым потреблением тепловой энергии. Таким образом, установка на тепловой электростанции исключительно паровых турбин с противодавлением может быть экономически целесообразной только при наличии в энергорайоне достаточно мощных потребителей тепловой энергии, осуществляющих свое производство в течение большей части года, при сравнительно небольшом потреблении электрической мощности.

В большинстве случаев технологический цикл основных потребителей тепла ($C_{\text{тепл}}$) требует соизмеримого по величине потребления тепловой и электрической энергии (Q_T и Q_E). К таким потребителям могут относиться следующие промышленные предприятия:

- целлюлозно-бумажные комбинаты (ЦБК);
- металлургические заводы (МЗ);
- нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ);
- спиртзаводы.

Мощность указанных предприятий соизмерима с мощностью питающих ТЭЦ⁷, поэтому с целью поддержания параметров режима энергосистемы в допустимой области при сбросе тепловой нагрузки потребителем и, соответственно, мощности турбин с противодавлением ПТД должны работать в электрической сети параллельно с конденсационными турбинами или турбинами с регулируемыми отборами пара (типы «К», «ПТ», «Т» и др.).

С точки зрения регулирования режима ЭЭС наиболее важным отличием паровых турбин типа «Р» при работе по тепловому графику нагрузок от паровых турбин типов «К», «ПТ», «Т» и др. является то, что ПТД имеют всего два параметра управления⁸: угловая скорость вращения ротора $\omega_{\text{птд}}$ и противодавление $p_{\text{птд}}$. Поддержание указанных параметров в допустимых диапазонах осуществляется регулятором частоты вращения ротора (РЧВ) и регулятором противодавления (РПД) соответственно [2].

При работе турбины в рассматриваемом режиме механизм управления ПТД изначально выставляют в положение, соответствующему максимальному пропуску пара через турбину. Так как расход пара через турбину определяется давлением пара, подаваемого потребителю, то при увеличении (уменьшении) потребления тепловой

⁵ Примером такой ТЭЦ является ТЭС-3 АЦБК (Архангельская область).

⁶ С целью недопущения полного останова ПТД в некоторых случаях применяется работа указанных типов турбин в дубле «предвключененная – приключененная» паровые турбины, т. е. отработавший пар ПТД (предвключенная или форшальт-турбина) используется для привода конденсационных или теплофикационных «приключенных» турбин.

⁷ Одной из наиболее важных особенностей ТЭЦ с ПТД является невозможность передачи тепловой энергии требуемых параметров промышленным предприятиям, находящимся на расстоянии более 1–2 км. Поэтому в большинстве случаев фабрики располагаются на одной территории с питающей электростанцией, а энергоснабжение предприятий осуществляется на генераторном напряжении.

⁸ У конденсационных и паровых турбин с регулируемыми отборами пара третьим регулируемым параметром является мощность турбины.

энергии давление на выходе турбины падает (возрастает). Для того чтобы увеличить (уменьшить) расход пара через турбину потребителю и восстановить давление регулятор давления пара будет воздействовать на открытие (закрытие) регулировочных клапанов, изменяя расход пара через турбину. Таким образом, в режимах работы ПТД «в сети» по тепловому графику управление турбиной осуществляется регулятором противодавления, принцип работы которого противоположен принципу работы регулятора давления пара «до себя» (РДС): в случае понижения или повышения давления за турбиной регулятор противодавления будет воздействовать на открытие или закрытие регулировочных клапанов турбины соответственно [3].

В связи с описанными особенностями ПТД необходимость в использовании РЧВ при нормальной работе ПТД по тепловому графику нагрузок отсутствует. Рассматриваемый регулятор применяется только в пусковых и аварийных режимах сброса мощности, а после синхронизации генератора с сетью выводится из работы [3].

При работе турбины по электрическому графику регулирование числа оборотов турбины производится центробежным регулятором скорости так же, как и у конденсационной турбины, при этом постоянство давления пара в линии противодавления поддерживается быстродействующей редукционно-охладительной установкой (БРОУ). РПД в этом случае выводится из работы [4]. Однако в большинстве случаев данный режим работы ПТД не применяется ввиду существенного снижения коэффициента полезного действия (КПД) энергоустановки.

С точки зрения качества протекания электромеханических переходных процессов с учетом изменения частоты паровые турбины с противодавлением, работающие по тепловому графику нагрузок, практически не оказывают влияния на показатели качества рассматриваемого переходного явления. Из-за особенностей производства электроэнергии паровые турбины типов «Р», «ТР» и «ПР» не принимают участия в первичном регулировании частоты (ПРЧ), т. е. в процессе ПРЧ мощность ПТД остается постоянной. Однако в случае недопустимого отклонения частоты в ЭЭС от номинальных значений может произойти нарушение нормального производственного процесса потребителя тепловой нагрузки в результате отключения механизмов, подключенных к устройствам автоматической частотной разгрузки (АЧР), с последующим сбросом тепловой нагрузки. Последнее обстоятельство может приводить к усугублению дефицита активной мощности энергорайона в результате действия РПД, срабатыванию технологических защит котлоагрегатов и останову ПТД. Исследование сценариев развития подобных аварий в отечественных и зарубежных энергосистемах показывает, что время от момента срабатывания устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР) до полного сброса тепловой нагрузки крупных промышленных предприятий может составлять от 100 до 600 с. При этом снижение активной мощности паровых турбин типа «Р» в результате таких аварийных возмущений может превышать объем отключающей тепловой нагрузки в 2–3 раза [5].

Несмотря на вышеперечисленные особенности ПТД, во многих случаях при составлении математических частотных моделей энергосистем для упрощения проводимых расчетов турбинное и тепловое оборудование ТЭЦ задается обобщенными цифровыми моделями ТЭС или математическими моделями энергоблока «парогенератор – турбина – генератор» конденсационных электростанций. С целью анализа погрешностей расчета ЭМПП с учетом изменения $f_{\text{ЭС}}$ при использовании различных математических моделей ПТД, работающих по тепловому графику, было выполне-

но имитационное моделирование рассматриваемых переходных явлений на примере дефицитного энергорайона «ЭС-1» крупной энергосистемы «ЕЭС» (рис. 1). Моделирование проводилось с использованием программно-вычислительного комплекса (ПВК) *Eurostag*.

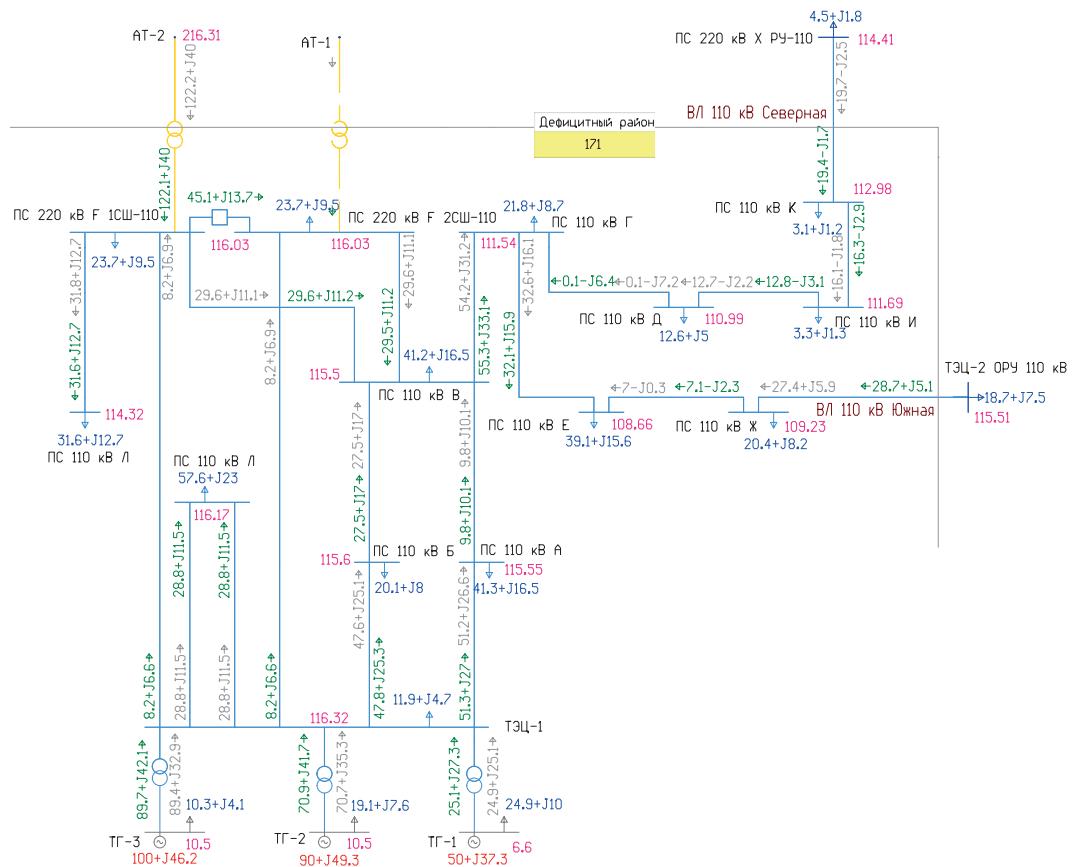


Рис. 1. Параметры электрического режима дефицитного энергорайона «ЭС-1»

Из рис. 1 видно, что параллельная работа «ЭС-1» с «ЕЭС» осуществляется по двум ЛЭП 110 кВ и двум автотрансформаторам связи 35/110/220 кВ. Потребление «ЭС-1» в режиме максимальных электрических нагрузок составляет 405 МВт. Единственной электростанцией в энергорайоне является теплоэлектроцентраль «ТЭЦ-1» номинальной мощностью 250 МВт, исходная загрузка которой, а также состав и типы турбинного и генерирующего оборудования приведены в табл. 1.

Таблица 1

Состав и характеристики турбинного и генерирующего оборудования «ТЭЦ-1»,
принятого для проведения расчетов ЭМПП, с учетом изменения $f_{\text{ЭС}}$

№ турбоагрегата	Тип турбины	Тип генератора	Исходная загрузка
			МВт
ТГ-1	P-50-130/13-21	ТВФ-63-2	50
ТГ-2	T-100-130	ТВФ-100-2	90
ТГ-3	T-100-130	ТВФ-100-2	100

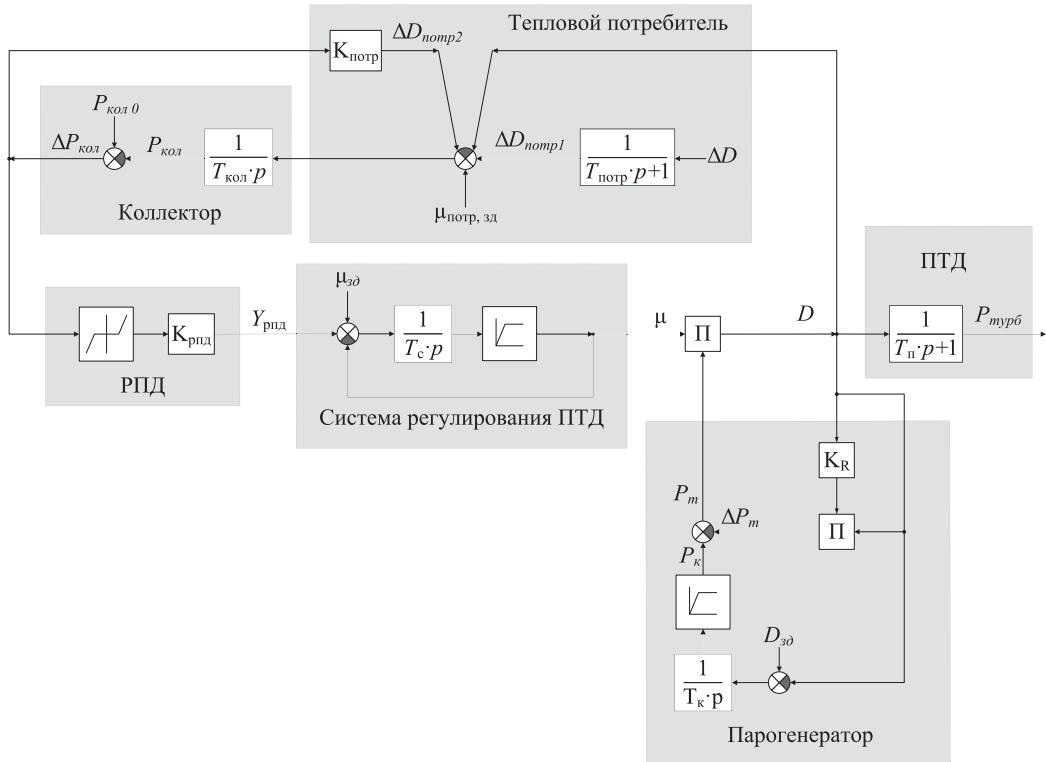


Рис. 2. Структурная схема имитационной модели TEPLO, реализованной в ПВК Eurostag

В большинстве случаев на ТЭЦ вместо паровых турбин типа «К» устанавливаются паровые турбины типа «Т», «ПТ» и другие теплофикационные турбины. В связи с тем, что паровые турбины указанных типов могут влиять на протекание ЭМПП с учетом изменения частоты в энергорайонах с ТЭЦ, на которых установлены паровые турбины типа «Р», с целью исключения данного влияния на результаты имитационного моделирования рассматриваемых переходных явлений в математической модели «ТЭЦ-1» теплофикационные турбины были заменены конденсационными.

Турбинное и тепловое оборудование «ТЭЦ-1» в динамической модели представлено цифровыми моделями, разработанными ОАО «НТЦ ЕЭС». При проведении расчетов переходных процессов предполагалось, что механизмы собственных нужд «ТЭЦ-1» не оснащены частотно-независимыми приводами. Нагрузочные узлы энергосистемы были представлены комплексными нагрузками со следующим составом потребителей:

- доля асинхронных двигателей – 50 % нагрузки узла;
- доля синхронных двигателей – 15 % нагрузки узла;
- доля осветительной нагрузки и других потребителей нулевой группы зависимости от изменения частоты – 35 % нагрузки узла.

Устройства противоаварийной автоматики «ЕЭС», а также технологические защиты электроэнергетического и теплового оборудования «ТЭЦ-1» учтены в разработанной динамической модели в виде макроблоков пользовательских автоматик. При проведении расчетов электромеханических переходных процессов были рас-

смотрены следующие способы моделирования паровых турбин с противодавлением, работающих по тепловому графику нагрузок:

- ПТД представлены математическими моделями конденсационных турбин с подробным учетом тепловой части и главного регулятора давления пара (имитационная модель *TURBOIL*);
- выдача мощности ПТД при протекании ЭМПП с учетом изменения частоты остается постоянной (имитационная модель *PCONST*);
- выдача мощности ПТД определяется величиной противодавления турбины (имитационная модель *TEPLO* и *TEPLO*⁹).

Математическое моделирование конденсационных турбин ТГ-2 и ТГ-3 осуществлялось с использованием имитационной модели *TURBOIL* [6, 7].

Структурная схема имитационной модели *TEPLO*, реализованной в ПВК *Eurostag*, приведена на рис. 2¹⁰.

Данная математическая модель описывается следующими уравнениями:

1. Система регулирования ПТД:

$$\frac{d\mu}{dt} = \frac{1}{T_c} \cdot (K_{\text{РПД}} \cdot \Delta P'_{\text{кол}} - \mu + \mu_{\text{зд}}); \quad (1.1)$$

$$\mu_{\text{min}} \leq \mu \leq \mu_{\text{max}}; \quad (1.2)$$

$$K_{\text{РПД}} = K_d + \frac{1}{\sigma_{\text{РПД}}}; \quad (1.3)$$

$$\Delta P_{\text{кол}} = P_{\text{кол.0}} - P_{\text{кол}}; \quad (1.4)$$

$$\left. \begin{array}{l} \Delta P'_{\text{кол}} = \Delta P_{\text{кол}} - P_{1\text{РПД}} \text{ при } \Delta P_{\text{кол}} > P_{1\text{РПД}}; \\ \Delta P'_{\text{кол}} = 0 \text{ при } P_{1\text{РПД}} \leq \Delta P_{\text{кол}} \leq P_{2\text{РПД}}; \\ \Delta P'_{\text{кол}} = \Delta P_{\text{кол}} - P_{2\text{РПД}} \text{ при } \Delta P_{\text{кол}} < P_{2\text{РПД}}, \end{array} \right\} \quad (1.5)$$

где μ – перемещение поршня сервомотора, о. е.;

T_c – постоянная времени сервомотора, с;

$K_{\text{РПД}}$ – передаточная функция РПД;

$\Delta P_{\text{кол}}$ – изменение давления пара в коллекторе, о. е.;

$\mu_{\text{зд}}$ – исходная мощность ПТД, о. е.;

μ_{max} – ограничение перемещения поршня сервомотора, соответствующее полному открытию клапанов ПТД, о. е.;

μ_{min} – ограничение перемещения поршня сервомотора, соответствующее полному закрытию клапанов ПТД, о. е.;

K_d – коэффициент саморегулирования по давлению, характеризующий изменения расхода пара через турбину при изменении давления в коллекторе;

$\sigma_{\text{РПД}}$ – статизм РПД, о. е.;

$P_{\text{кол.0}}$ – уставка РПД, о. е.;

$P_{\text{кол}}$ – текущее значение давления в коллекторе, о. е.;

⁹ Математическая модель *Tepllo* без учета технологических автоматик котлоагрегатов.

¹⁰ В случае необходимости рассматриваемая структурная схема может быть скорректирована и дополнена применительно к специфике конкретной ПТД.

$P_{1\text{РПД}}$ – верхняя граница зоны нечувствительности РПД, о. е.;

$P_{2\text{РПД}}$ – нижняя граница зоны нечувствительности РПД, о. е.

2. Паровая турбина с противодавлением:

$$\frac{dP_{\text{турб}}}{dt} = \frac{1}{T_n} \cdot (D - P_{\text{турб}}); \quad (2.1)$$

$$D = \mu \cdot P_m, \quad (2.2)$$

где $P_{\text{турб}}$ – текущая мощность ПТД, о. е.;

T_n – постоянная времени паровых объемов за регулирующими клапанами турбины, с;

D – текущее значение расхода пара в турбину, о. е.;

P_m – давление пара перед турбиной, о. е.

3. Парогенерирующая часть ПТД:

$$\frac{dP_K}{dt} = \frac{1}{T_K} \cdot (D_{\text{зд}} - D - \Delta D_{\text{рп}} + \Delta D_{\text{с.н.}}); \quad (3.1)$$

$$P_m = P_K - k_R \cdot D^2; \quad (3.2)$$

$$P_{k\text{ min}} \leq P_k \leq P_{k\text{ max}}, \quad (3.3)$$

где $P_{k\text{ max}}$ – величина давления на выходе котла, ограничиваемая РОУ, о. е.;

$P_{k\text{ min}}$ – минимальная величина давления на выходе парогенератора по условиям устойчивой работы котлоагрегата, о. е.

4. Тепловой потребитель:

$$\frac{d\Delta D_{\text{потр1}}}{dt} = \frac{1}{T_{\text{потр}}} \cdot (\Delta D - D_{\text{потр1}}); \quad (4.1)$$

$$\Delta D_{\text{потр2}} = \Delta P_{\text{кол}} \cdot k_{\text{потр}}, \quad (4.2)$$

где $T_{\text{потр}}$ – постоянная сброса тепловой нагрузки потребителем¹¹, с;

ΔD – изменение расхода пара потребителя в результате срабатывания АЧР, о. е.;

$\Delta D_{\text{потр1}}$ – изменение потребления пара из коллектора в результате $\Delta\mu$, о. е.;

$k_{\text{потр}}$ – коэффициент, отражающий изменение $\Delta D_{\text{потр2}}$;

$\Delta D_{\text{потр2}}$ – изменение расхода потребляемого пара при изменении давления в коллекторе, о. е.

5. Коллектор пара:

$$\frac{dP_{\text{кол}}}{dt} = \frac{1}{T_{\text{кол}}} \cdot (\mu_{\text{потр.зд}} + \Delta D_{\text{потр1}} - \Delta D_{\text{потр2}} - D), \quad (5.1)$$

где $P_{\text{кол}}$ – текущее значение давления в коллекторе, о. е.;

$T_{\text{кол}}$ – постоянная времени коллектора, с;

$\mu_{\text{потр.зд}}$ – расход пара, заданный потребителем, о. е.;

¹¹ Зависит от степени автоматизации потребителя, структуры технологического процесса и других факторов.

$\Delta D_{\text{потр}1}$ – изменение потребления пара из коллектора в результате аварии у теплового потребителя, о. е.;

$\Delta D_{\text{потр}2}$ – изменение расхода потребляемого пара при изменении давления в коллекторе, о. е.;

D – текущее значение расхода пара в турбину, о. е.

6. Технологические защиты барабанных котлов ТЭЦ¹²:

$$(f_{\text{доп1}} - f) \cdot dt > A ; \quad (6.1)$$

$$(f - f_{\text{доп2}}) \cdot dt > B , \quad (6.2)$$

где f – текущее значение частоты переменного тока в ЭЭС, Гц;

A, B – условные уставки технологических защит котлоагрегатов, равные площадям частотно-временных зон при понижении и повышении f , Гц · с;

$f_{\text{доп1}}, f_{\text{доп2}}$ – условные допустимые уровни отклонения f , Гц.

Изменение нагрузки теплосети после срабатывания устройств АЧР предполагалось достаточным для разгрузки паровой турбины типа Р-50-130 «ТЭЦ-1» на 28 % от ее номинальной мощности (14 МВт).

Осциллограммы электромеханических переходных процессов с учетом изменения частоты при различных способах моделирования паровых турбин с противодавлением, работающих по тепловому графику, приведены на рис. 3 и 4.

Развитие частотной аварии в «ЭС-1» проходило по следующему сценарию: в ремонтной схеме (выведен в ремонт АТ-1 ПС 220 кВ F) происходит аварийное отклю-

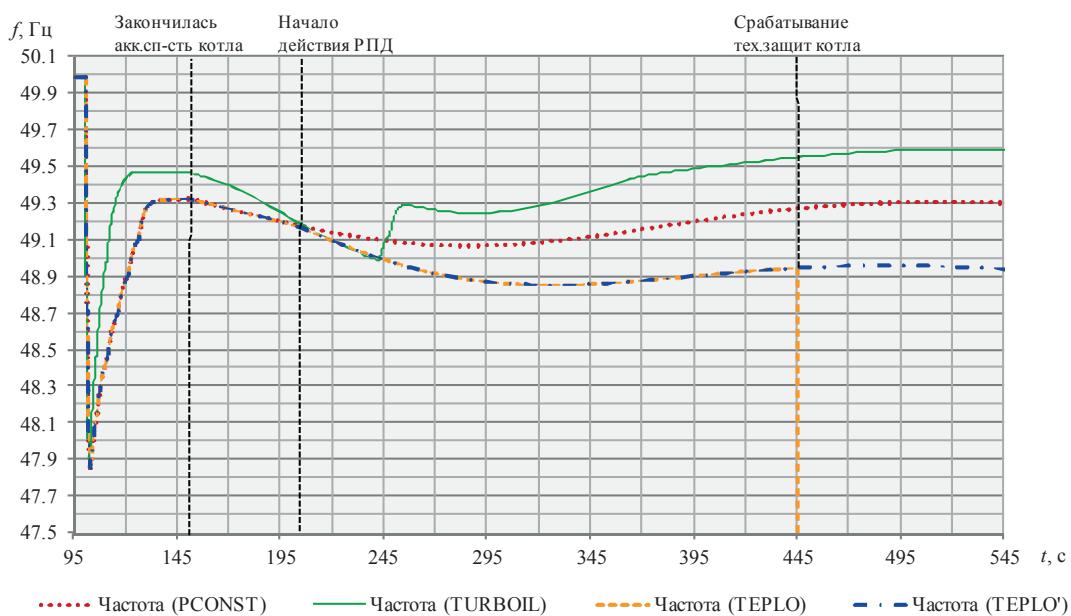


Рис. 3. Осциллограммы изменения частоты в дефицитной ЭС при ее выделении на изолированную работу и различных способах математического моделирования паровых турбин с противодавлением

¹² Не учтены в имитационной модели Teplo'.

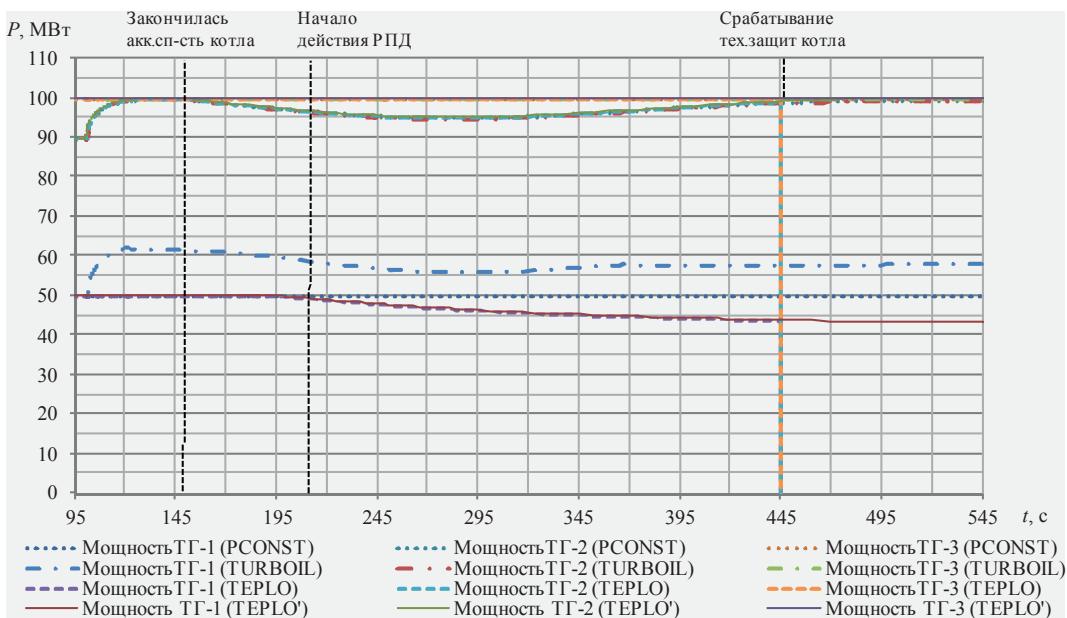


Рис. 4. Осциллограммы изменения активной мощности паровых турбин ТЭЦ дефицитной ЭС при ее выделении на изолированную работу и различных способах математического моделирования паровых турбин с противодавлением

чение АТ-2 ПС 220 кВ F . В результате наброса активной мощности на оставшиеся в работе ВЛ 110 кВ Северная и ВЛ 110 кВ Южная величиной более 120 МВт на указанных ЛЭП происходит недопустимое увеличение провеса проводов с последующим устойчивым многофазным перекрытием на ДКР¹³. Срабатывание релейных защит рассматриваемых присоединений приводит к выделению «ЭС-1» на изолированную работу с небалансом активной мощности 41 % относительно потребления энергорайона в исходном режиме (момент времени 100 с).

После выделения «ЭС-1» на несинхронную работу с «ЕЭС» в «ЭС-1» происходит быстрое снижение частоты до величины 48 Гц, сопровождающееся срабатыванием 5 очередей АЧР-1 (отключение 101,5 МВт нагрузки) и 5 очередей АЧР-2Н¹⁴ (отключение 10,5 МВт нагрузки). Значение частоты в установившемся режиме составило 49,3 Гц. На момент окончания действия $T_{акк}$ (176,5 с) мощность ТГ-2 повысилась до 100 МВт, а мощности ТГ-1 и ТГ-3 остались равными 50 и 100 МВт¹⁵ соответственно.

После окончания действия аккумулирующей способности котлоагрегатов «ТЭЦ-1» происходит быстрое снижение давления острого пара конденсационных турбин, сопровождающееся понижением частоты переменного тока в энергосистеме. В процессе регулирования давления главным регулятором давления пара (ГРДП) на момент времени 445 с мощность конденсационных турбин возвращается к установленному значению до окончания действия $T_{акк}$. Мощность паровых турбин с противодавлением в процессе

¹³ Древесно-кустарниковая растительность.

¹⁴ По условиям проведения эксперимента в рассматриваемом энергорайоне отсутствуют потребители, подключенные к 6–8 очереди АЧР-2Н.

¹⁵ На момент выделения «ЭС-1» на изолированную работу ТГ-3 был закружен на номинальную мощность.

ПРЧ остается неизменной до вступления в действие РПД (момент времени 228 с), вызванным нарушением технологического процесса предприятий «ЭС-1» в результате срабатывания устройств АЧР. Снижение мощности ПТД в процессе регулирования противодавления приводит к дальнейшему снижению $f_{\text{ЭС}}$, в результате чего происходит срабатывание технологических защит от упуска воды в барабане котлов «ТЭЦ-1» и полное погашение «ЭС-1»¹⁶ (момент времени 445 с). Указанному развитию аварийных процессов соответствуют результаты математического моделирования, полученные с использованием имитационной модели *TEPLO* (оранжевая кривая на рис. 3¹⁷).

Из полученных осциллограмм видно, что имитационное моделирование ПТД при помощи математических моделей *PCONST* (красная кривая на рис. 3) позволяет воспроизвести корректное протекание ЭМПП с учетом изменения $f_{\text{ЭС}}$ только до момента вступления в действие РПД в результате отключения потребителей $Q_{\text{тепл}}$. Анализ данных, представленных на рис. 3 и 4, показал, что пренебрежение влиянием указанных тепловых потребителей на протекание частотных переходных процессов может приводить к некорректным результатам расчетов ЭМПП в энергорайонах с ТЭС на интервалах времени более 100–150 с, а также неучету действия технологических защит котлоагрегатов¹⁸.

При моделировании паровой турбины ТГ-1 имитационной моделью *TURBOIL* (зеленая кривая на рис. 3) участие ПТД в процессе ПРЧ сопровождается увеличением мощности ТГ-1 до номинальной мощности генератора¹⁹. Восстановление $f_{\text{ЭС}}$ к моменту окончания действия $T_{\text{акк}}$ сопровождается срабатыванием 5 и 3 очередей АЧР-1 и АЧР-2Н соответственно и достигает установленного значения 49,5 Гц. В результате снижения давления острого пара мощность конденсационных турбин падает, а частота в «ЭС-1» достигает установок срабатывания 4 и 5 очереди АЧР-2Н и восстанавливается на установленном значении 49,6 Гц. Срабатывания технологических защит котла не наблюдается. Указанный сценарий развития аварии существенно отличается от реальных событий в «ЭС-1» на всех интервалах рассмотрения переходного процесса (оранжевая кривая на рис. 3), что говорит о недопустимости моделирования ПТД, работающих по тепловому графику нагрузок, имитационными моделями конденсационных блоков.

Таким образом, по результатам проведенных исследований, возможно сделать следующие выводы:

1. Имитация поведения паровых турбин типов «Р», «ТР» или «ПР», работающих по тепловому графику нагрузок, математическими моделями конденсационных турбин при рассмотрении ЭМПП с учетом изменения $f_{\text{ЭС}}$ приводит к получению некорректных результатов расчетов.

2. Использование имитационной модели *PCONST* для моделирования поведения ПТД при протекании ЭМПП с учетом изменения частоты допустимо в следующих случаях:

¹⁶ Для большей наглядности на рис. 2 и 3 приведены кривые изменения частоты вращения и мощности турбоагрегатов «ТЭЦ-1» при отсутствии технологических защит парогенераторов электростанции (модель *TEPLO*).

¹⁷ Действительный сценарий развития аварии.

¹⁸ Например, в результате длительного снижения $f_{\text{ЭС}}$ ниже установок срабатывания устройств АЧР-2Н.

¹⁹ Технологические особенности паровых турбин типа «Р» не позволяют им участвовать в процессе ПРЧ.

- при условии отсутствия в энергорайоне крупных потребителей $Q_{\text{тепл}}$;
- при рассмотрении переходного процесса в энергорайонах с крупными потребителями тепла на интервалах времени до начала вступления в работу РПД ($\Delta t_{\text{расч}} \approx 3-7$ мин.).

3. В случае необходимости анализа переходных явлений с учетом изменения $f_{\mathcal{E}}$ в дефицитных районах с крупными потребителями тепловой энергии в математических моделях паровых турбин типа «Р», «ПР» или «ТР» необходим учет математических моделей регуляторов противодавления и теплосети.

В заключение необходимо отметить, что при разработке динамических частотных моделей энергосистем турбинное оборудование электростанций в рассматриваемых моделях должно быть учтено не только с точки зрения используемого первичного энергоносителя (паровые, гидравлические, газовые и др. типы турбин), но и с точки зрения технологических особенностей производства электроэнергии различными типами энергоблоков. В противном случае математическое моделирование ЭМПП с учетом изменения частоты может приводить к получению результатов, применение которых на практике может приводить к возникновению аварийных ситуаций в ЭЭС.

Список литературы

1. Межгосударственный стандарт «Турбины стационарные паровые. Термины и определения. ГОСТ 23269-78», 2005.
2. Булкин А. Е. Автоматическое регулирование энергоустановок: учеб. пособие для вузов / А. Е. Булкин. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 508 с.: ил.
3. Трухний А. Д., Ломакин Б. В. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки: Учебное пособие для вузов. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 540 с.: ил., вкладки
4. Иевлев А. В. Эксплуатация паротурбинных установок небольшой мощности / А. В. Иевлев. 3-е изд. М. : Энергия, 1971. 352 с. : ил. + прил.
5. Рабинович Р. С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 352 с.: ил.
6. Амбросовская Т. Д., Андранович Б., Курилкин А. И., Сорокин Е. В. Моделирование электромеханических переходных процессов с учетом изменения частоты в энергосистемах с тепловыми электростанциями. – Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2013, № 2 (69). – С. 14–18.
7. Лоханин Е. К. Методы расчета и анализа стационарных и переходных режимов энергосистем. М., Энергосетьпроект, 2010. – 354 с.

Амбросовская Татьяна Дмитриевна, инженер отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: ambrosovskaya@ntcees.ru

Андронович Богдан, магистр электроэнергетики и электротехники, инженер отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: andranovich_b@ntcees.ru

Курилкин Алексей Игоревич, магистр электроэнергетики и электротехники, инженер отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: kurilkin@ntcees.ru

Сорокин Евгений Владимирович, канд. техн. наук, доцент, заведующий лабораторией локальных комплексов противоаварийной автоматики отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: sorokin@ntcees.ru

Ambrosovskaya T. D., Andranovich B., Kurilkin A. I., Sorokin E. V.

Development of recommendations on mathematical modeling of the back-pressure turbine for analyses of electromechanical transient processes.

The analysis of the influence of the back-pressure turbine simulation models on the results of the simulation of electromechanical transient processes considering frequency variation in deficient areas with heat power plants and heavy users of thermal energy.

Key words: *back-pressure turbine, heat energy consumer, electromechanical transient processes considering frequency variation, simulation model.*

УДК 621.314.58

О. В. Суслова

Моделирование вставки постоянного тока на преобразователях напряжения в режиме реального времени на RTDS

Представлены результаты разработки и исследования модели вставки постоянного тока на преобразователях напряжения (ВПТН) с использованием вычислительного комплекса *RTDS*, работающей в условиях объединения двух изолированных энергосистем. Описаны структуры и принципы действия системы регулирования и основных защит ВПТН. Представлены результаты расчета переходных процессов при различных воздействиях со стороны примыкающих энергосистем.

Ключевые слова: вставка постоянного тока на преобразователях напряжения, моделирование в режиме реального времени, система регулирования и защиты, волновая модель.

1. Введение

В настоящее время передачи и вставки постоянного тока на преобразователях напряжения получают все более широкое применение в энергосистемах. Они могут быть использованы для решения таких задач, как соединение несинхронных электрических сетей различных частот, передача электроэнергии по кабельным линиям постоянного тока, в том числе через водные преграды, передача энергии с ветроэлектрических установок в открытом море, энергоснабжение инфраструктуры островов и морских нефтяных и газовых платформ, удаленных от центральных электрических сетей.

В настоящее время в ЕЭС России сооружается и планируется к сооружению ряд объектов ВПТН, например, ПС 220 кВ Могоча, ПС 220 кВ Хани.

При проектировании и оценке эффективности работы ВПТН требуется исчерпывающий анализ взаимодействия ВПТН с примыкающей сетью. Один из способов проведения такого анализа – моделирование в системах реального времени. Такое моделирование должно предшествовать системным испытаниям, что позволяет снизить материальные риски, связанные с проведением системных испытаний в реальной сети. Тестирование в режиме реального времени также может быть использовано при выборе оптимальной структуры системы регулирования ВПТН, работающего в условиях реальной сети, отладка и оптимизация алгоритмов регулирования, выбор настроек регуляторов и уставок систем защит.

Данная статья посвящена результатам разработки модели ВПТН с помощью программного комплекса *Real Time Digital Simulator (RTDS)*. Указаны особенности моделирования силового оборудования ВПТН в системе реального времени, связанные с расчетом участков схемы с разными шагами. Описаны структура и принципы действия системы регулирования и защит моделируемой ВПТН. Показаны результаты тестирования модели с параметрами схемы ВПТН ПС 220 кВ Могоча при различных воздействиях со стороны энергосистемы при упрощенной модели примыкающей сети.

2. RTDS – краткий обзор

Вычислительный комплекс RTDS разработан для расчетов различных переходных процессов в энергосистемах в реальном времени. Аппаратная часть комплекса включает в себя стойки, на каждой из которых могут быть установлены от 1 до 6 процессорных карт типа PB5, платы связи Inter Rack Communication (IRC), с помощью которых осуществляется обмен информацией между разными стойками комплекса в процессе расчета. При моделировании большой энергетической системы ее можно разделить на подсистемы, расчеты которых будут выполняться на разных процессорных картах и стойках вычислительного комплекса. Также в аппаратную часть входят модули ввода — вывода аналоговых и дискретных сигналов, обеспечивающие подключение внешних устройств, в частности, реальных систем регулирования и защиты, средства для поддержки высокоскоростных протоколов (по стандартам МЭК 61850-9-2, МЭК 61850-8-1), устройства, обеспечивающие GPS-синхронизацию.

Программное обеспечение представляет собой графический интерфейс для ввода параметров модели и вывода результатов расчетов, компилятор для создания модели, загружаемой в вычислительный комплекс, снабженный библиотекой моделей типовых элементов энергосистем.

Для расчета электромагнитных переходных процессов в вычислительном комплексе используется алгоритм Г. Доммеля [1] с преобразованием исходной схемы в эквивалентную схему замещения, состоящую из источников тока и проводимостей.

3. Особенности моделирования ВПТН на RTDS

Характерная конструкция ВПТН, состоящая из преобразователей напряжения, преобразовательных трансформаторов, фильтров на стороне переменного тока, фазных реакторов, конденсаторов на стороне постоянного тока, представлена на рис. 1.

Мощные преобразователи напряжения обычно строятся на основе мостовых схем, состоящих из высоковольтных запираемых вентилей, управляемых с высокой (до нескольких тысяч герц) частотой широтно-импульсной модуляции (ШИМ).

Поэтому процессы в преобразователе напряжения должны рассчитываться с шагом 1–3 мкс, в то время как для расчета переходных процессов в примыкающих энергосистемах нет необходимости устанавливать такой малый шаг. При моделировании в режиме реального времени нужно учитывать это обстоятельство, чтобы правильно распределить ресурсы вычислительной системы.

В процессе подготовки модели ВПТН для расчета с помощью RTDS ее силовая часть была разделена на несколько подсистем: подсистемы преобразователей напряжения, моделируемые с малым шагом 1,5 мкс, и примыкающие энергосистемы, моделируемые с большим шагом 50 мкс (рис. 1). Для моделирования силового оборудования преобразователей напряжения применяются элементы библиотеки *small-dt*, разработанной специально для расчета процессов в преобразователях на IGBT и GTO с высокой частотой коммутации.

Участки системы, моделируемые с разными шагами, отделяются при помощи элементов, реализованных в виде волновых моделей, что позволяет решать узловые уравнения для каждого из этих участков независимо друг от друга.

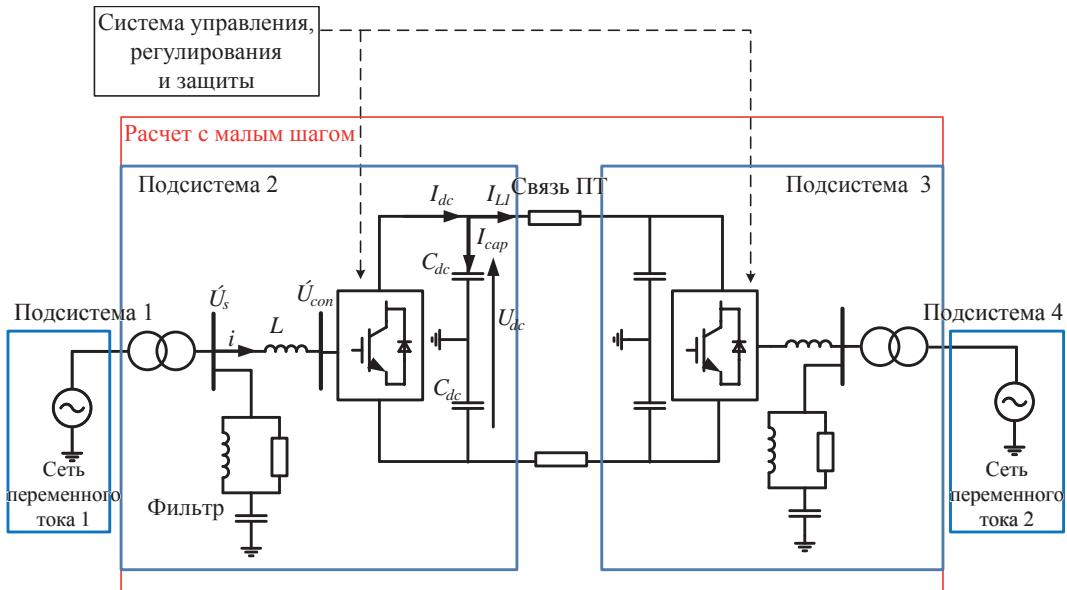


Рис. 1. Базовая конфигурация вставки постоянного тока на преобразователях напряжения

В нашем случае роль такого элемента выполняет преобразовательный трансформатор, индуктивность и искусственно вводимая емкость которого представляют собой распределенные параметры. Учитывая, что время пробега волны принято равным $1,8\Delta T_{l \arg e}$, где $\Delta T_{l \arg e}$ – шаг моделирования примыкающей энергосистемы, а потери в линии не учитываются, емкость схемы замещения трансформатора можно оценить по выражению $C = \frac{(1,8\Delta T_{l \arg e})^2}{L}$, где L – индуктивность схемы замещения трансформатора.

Для того чтобы избежать ситуации, когда значение искусственно вводимой емкости становится слишком большим и она начинает влиять на результаты расчета, индуктивное сопротивление рассеяния трансформатора должно быть не менее 0,05 о. е.

Для моделирования с малым шагом выпрямительно-инверторного комплекса ВПТН в целом мощности одного процессора может не хватить. Это связано с количеством узлов схемы (предельное число однофазных узлов для одного процессора – 72), а также с количеством переменных, отслеживаемых в реальном времени (для одного процессора предельное число составляет 24). В этом случае участок энергосистемы ВПТН, моделируемый с малым шагом, разделяется на две подсистемы (см. рис. 1), каждая из которых привязывается к разным процессорам. Для связи между подсистемами со стороны постоянного тока должна быть использована модель линии с распределенными параметрами. При моделировании передачи это будет воздушная или кабельная линия с реальными параметрами, при моделировании вставки ее необходимо заменить фиктивной короткой линией. Параметры модели этой линии выбираются так, чтобы время пробега волны было равно малому шагу моделирования. Таким образом, минимальная длина линии составляет 430–770 м, в зависимости от шага моделирования в диапазоне от 1,4 до 2,5 мкс.

При расчете электромагнитных переходных процессов в цепях, содержащих транзисторные и тиристорные вентили, обычно вентиль в закрытом состоянии замещает-

ся малой проводимостью, а в открытом – проводимостью большой величины. В этой ситуации при изменении коммутационного состояния схемы изменяется ее матрица проводимости. Поэтому для расчета схемы с большим числом вентилей с малым шагом порядка 1–3 мкс в реальном времени необходим комплекс, обладающий большой вычислительной мощностью.

Для решения этой проблемы в RTDS применен альтернативный метод моделирования ключей [2]. Ключ в разомкнутом состоянии представляется емкостью и активным сопротивлением, а в замкнутом состоянии – индуктивностью. С учетом алгоритма Г. Доммеля можно преобразовать контуры, представляющие замкнутый и разомкнутый ключ, в параллельно соединенные источники тока и проводимости (рис. 2).

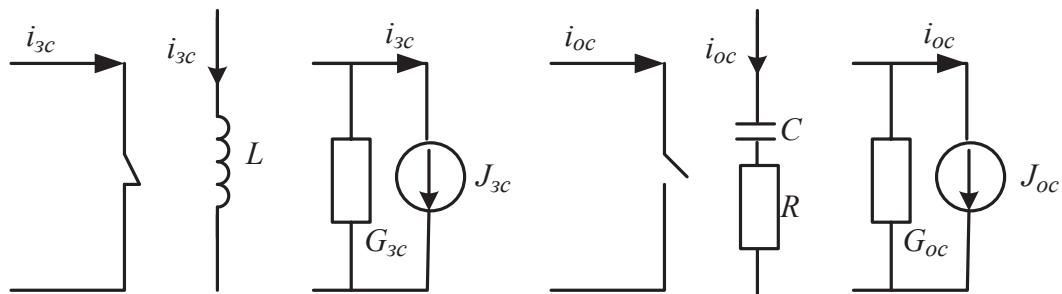


Рис. 2. Схемы замещения при моделировании замкнутого и разомкнутого ключа

Параметры R , C и L выбираются таким образом, что при изменении состояния ключа проводимости G_{3c} и G_{oc} будут равны между собой, а коммутационное состояние ключа определяет величина источника тока. При этом нет необходимости пересчитывать матрицу проводимости при изменении коммутационного состояния ключей, что позволяет сократить объем вычисления.

Отметим, что соотношение между сопротивлениями ключевых элементов в закрытом и открытом состоянии определяется выражением $\frac{1}{(2\pi f \Delta T)^2}$, где ΔT – шаг моделирования, f – основная частота в Гц. Следовательно, для осуществления корректного моделирования необходимо иметь шаг на минимальном уровне 1,4–15 мкс.

При изменении коммутационного состояния ключа происходит обмен энергией между емкостью и индуктивностью, часть которой рассеивается в активном сопротивлении. Это приводит к увеличению потерь моделируемого преобразователя напряжения по сравнению с потерями в реальном преобразователе, что особенно проявляется при увеличении частоты ШИМ.

3. Модели систем регулирования и защит ВПТН

3.1. Система регулирования ВПТН

Схема системы управления для каждого из двух преобразователей симметрична и состоит из следующих основных блоков: блока фазовой автоподстройки частоты (PLL), регулятора активной мощности, регулятора напряжения на шинах переменного тока, регулятора реактивной мощности, регулятора напряжения на шинах постоянного тока. На рис. 3 представлена общая структура системы регулирования преобразователя напряжения.

В системе предусмотрены варианты изменения режимов работы оборудования преобразователя напряжения. При помощи переключателя Mode можно выбирать задачу, решаемую ВПТН. Если переключатель sw_1 находится в положении 1, преобразователь стабилизирует напряжение в точке подключения. Во втором положении переключателя sw_1 , преобразователь является источником реактивной мощности, определяемой оператором (Q_{ref}) исходя из нужд системы электроснабжения.

В системе реализована концепция векторного управления. Векторная система предусматривает перевод величин напряжений и токов из трехфазной системы координат во вращающуюся систему dq координат. Такая трансформация была подробно описана в [3]. Покажем основные соотношения, определяющие функционирование векторной системы регулирования преобразователя напряжения.

Уравнение баланса напряжений на стороне переменного тока запишем в виде:

$$L \frac{d\dot{I}}{dt} = -R\dot{I} + \dot{U}_{con} - \dot{U}_s, \quad (1)$$

где \dot{U}_s – вектор напряжения сети переменного тока;

\dot{U}_{con} – вектор напряжения преобразователя;

R и L – суммарные активное сопротивление и индуктивность фазного реактора и трансформатора.

Выражение (1) перепишем в системе dq координат [3]:

$$\left. \begin{array}{l} L \frac{di_d}{dt} = -Ri_d + \omega Li_q - u_{ds} + u_{dcon}; \\ L \frac{di_q}{dt} = -Ri_q + \omega Li_d - u_{qs} + u_{qcon}. \end{array} \right\} \quad (2)$$

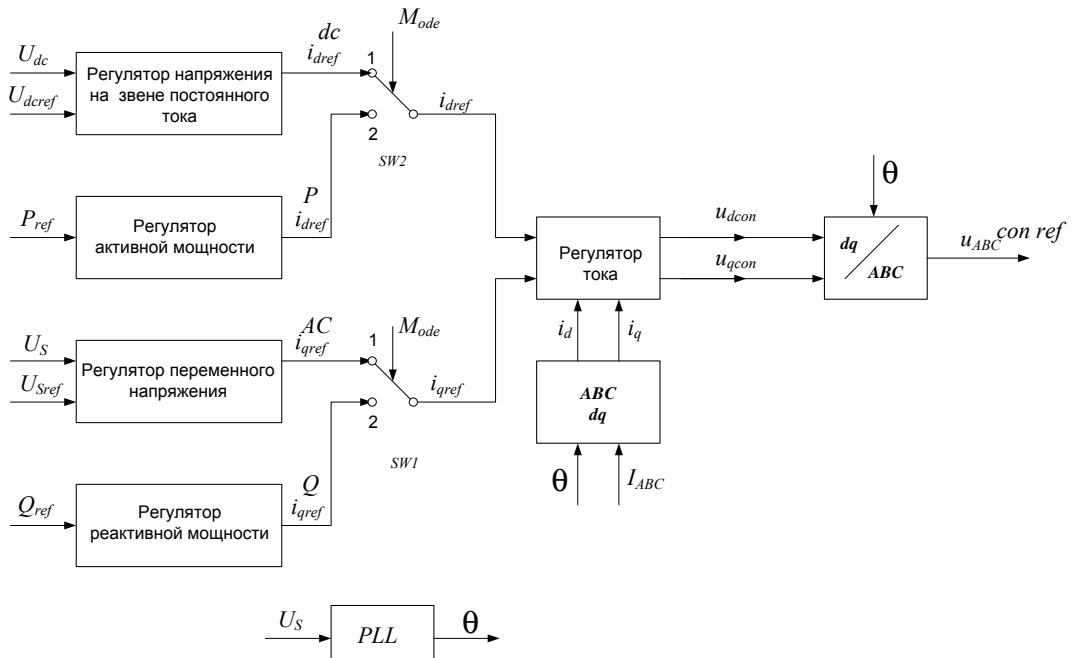


Рис. 3. Общая структура системы регулирования преобразователя напряжения

Уравнение баланса токов на стороне постоянного тока

$$I_{dc} = C \frac{dU_{dc}}{dt} + I_L, \quad (3)$$

где I_{dc} – ток преобразователя на стороне постоянного тока;

I_L – ток в линии постоянного тока;

C – емкость на стороне постоянного тока.

Мощность на стороне постоянного тока определяется выражением $P_{dc} = I_{dc} U_{dc}$.

Мощность на стороне переменного тока можно определить как

$$p = u_{ds} i_d + u_{qs} i_q. \quad (4)$$

Поскольку изображающий вектор напряжения сети направлен по оси d , то в установившемся режиме $u_{ds} = u$, $u_{qs} = 0$, выражения для активной и реактивной мощностей можно определить в виде

$$\left. \begin{array}{l} p = u_{ds} i_d; \\ q = -u_{ds} i_q \end{array} \right\} \quad (5)$$

Рассмотрим функционирование отдельных блоков системы регулирования.

Блок фазовой автоподстройки частоты предназначен для синхронизации вращающейся dq -системы координат с изображающим вектором напряжения сети \dot{U}_s . При этом определяется угол θ между неподвижной осью a и вращающейся осью d [3]. Схема блока представлена на рис. 4.

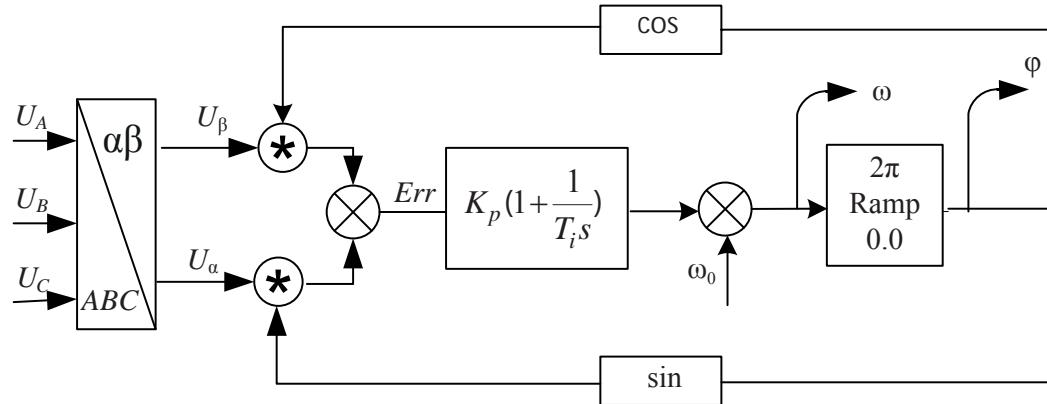


Рис. 4. Схема блока фазовой автоподстройки частоты

Измеренное фазное напряжение системы (U_A , U_B , U_C) преобразуется при помощи преобразования Кларка к неподвижной системе координат $\alpha\beta$. Ошибка определяется как $Err = -U_\alpha \sin \theta + U_\beta \cos \theta = \sin(\theta - \theta')$. Благодаря наличию ПИ-регулятора ошибка в установившемся режиме равна нулю. Выходной сигнал θ имеет пилообразную форму и изменяется от 0 до 2π .

Поведение системы в динамике в dq координатах описывается выражением (2). В уравнениях напряжения для каждой оси содержатся слагаемые $\omega L i_q$ и $\omega L i_d$, которые определяют взаимосвязь между проекциями вектора напряжения преобразова-

теля на оси d и q . Чтобы компенсировать влияние контуров регулирования по осям d и q друг на друга используется регулятор тока с перекрестными связями. Перепишем выражения (2) следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} u_{dcon} &= L \frac{di_d}{dt} + Ri_d - \omega L i_q + u_{ds}, \\ u_{qcon} &= L \frac{di_q}{dt} + Ri_d - \omega L i_d + u_{qs}. \end{aligned} \right\} \quad (6)$$

Напряжения $\Delta u_{dcon} = L \frac{di_d}{dt} + Ri_d$, $\Delta u_{qcon} = L \frac{di_q}{dt} + Ri_d$ регулируются при помощи воздействия на dq составляющие тока. Сигнал управления поступает от пропорционально-интегральных регуляторов: $\Delta u_{dcon} = (i_{dref} - i_d) \left(K_p + \frac{1}{T_I s} \right)$; $\Delta u_{qcon} = (i_{qref} - i_q) \left(K_p + \frac{1}{T_I s} \right)$, где i_{dref} , i_{qref} – уставки по dq составляющим тока, i_d , i_q – измеренные значение dq составляющих тока, K_p и T_I – коэффициент усиления и постоянная времени ПИ-регуляторов.

Структурная схема регулятора тока представлена на рис. 5.

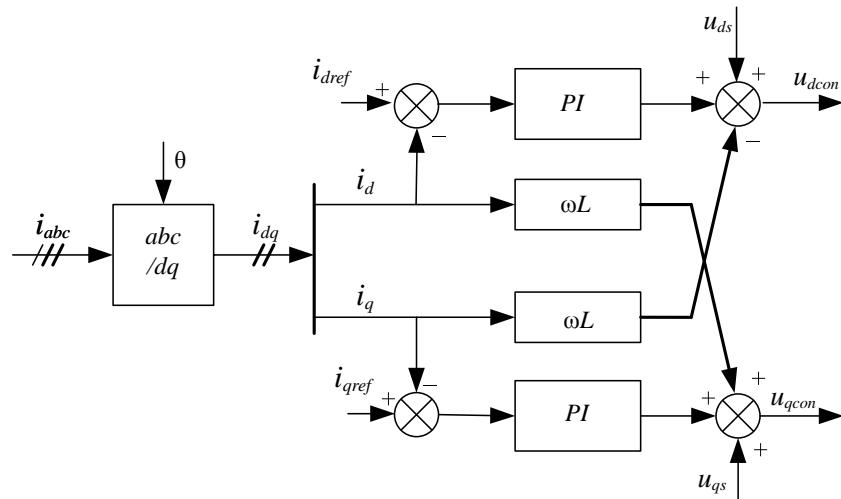


Рис. 5. Структурная схема регулятора тока

Регуляторы напряжения на КБ и на стороне переменного тока реализованы по ПИ-закону. На вход регулятора напряжения на КБ подается измеренное напряжение и напряжение уставки на КБ, выходом регулятора является уставка для регулятора тока i_{dref} . На вход канала регулирования напряжения на стороне переменного тока подается измеренное напряжение и напряжение уставки, выходом регулятора является уставка для регулятора тока i_{qref} .

На входы блоков регуляторов активной и реактивной мощности поступают уставки по активной и реактивной мощности P_{ref} , Q_{ref} и сигнал напряжения U_{ds} . Регуляторы активной и реактивной мощностей реализуются по соотношениям (5) и формируют уставки для регуляторов тока i_{dref}^P и i_{qref}^Q .

3.2. Система защит ВПТН

Основными защитами преобразователей напряжения являются максимальная токовая защита и защита по напряжению КБ на стороне постоянного тока.

Максимальная токовая защита предназначена для выявления токов в вентилях преобразователя, значение которых превышает расчетный ток. Это наиболее быстро действующая защита из комплекса программных и аппаратных защит. На каждом такте работы программы производится сравнение измеренных токов фаз мостов и тока уставки блока защиты. Если в течение заданного количества тактов (от 1 до 3) измеренное значение тока превышает значение уставки, формируется сигнал срабатывания максимальной токовой защиты и подается команда на снятие импульсов управления вентиляй. Преобразователь отключается на паузу АПВ.

Зашита от перенапряжений на КБ реализуется следующим образом.

Если измеренное напряжение на КБ превышает уставку защиты в течение заданного количества тактов, формируется сигнал срабатывания защиты по напряжению на КБ, подается команда на снятие импульсов управления вентиляй. Если рост напряжения продолжается после блокирования импульсов управления, формируется команда на отключение выключателя ВПТН.

4. Тестирование модели ВПТН

Тестирование модели с параметрами схемы ВПТН ПС 220 кВ Могоча проводилось при различных воздействиях со стороны энергосистемы (короткие замыкания, просадки напряжения, изменение схемно-режимных условий), а также при изменении уставок системы регулирования. Примыкающие линии со стороны выпрямителя и инвертора представлены эквивалентной П-схемой замещения с параметрами $L_{яq} = 90$ км, $X_L = 0,33$ Ом/км, $b = 3,38 \cdot 10^{-6}$ См/км.

Исследования показали, что при трехфазных и однофазных коротких замыканиях в примыкающих сетях со стороны выпрямителя и инвертора создаются условия для срабатывания максимальной токовой защиты вентиляй. На рис. 6–8 представлены осциллограммы действующего значения напряжения сети, активной, реактивной мощностей преобразователей, токи в вентилях преобразователей и сигналы защит при однофазном КЗ со стороны инвертора. Максимальная токовая защита была настроена на срабатывание на отключение импульсов преобразователя при превышении тока в вентилях в течение 1 расчетного такта значения 3,5 кА. На время паузы АПВ фильтры преобразователя не отключаются. После паузы АПВ происходит разблокирование импульсов мостов, и преобразователь снова включается в работу.

Несимметричные режимы исследованы при подключении однофазной нагрузки различной величины. Варьированием величины однофазного шунта было установлено, что в режиме передаваемой мощности, близкой к максимальной, работоспособность сохраняется при просадке напряжения в одной из фаз на 15 %. При дальнейшем увеличении несимметрии из-за неравномерности распределения тока в фазах моста работает максимальная токовая защита. При снижении исходной мощности вставки допустимый коэффициент несимметрии увеличивается примерно обратно пропорционально изменению мощности.

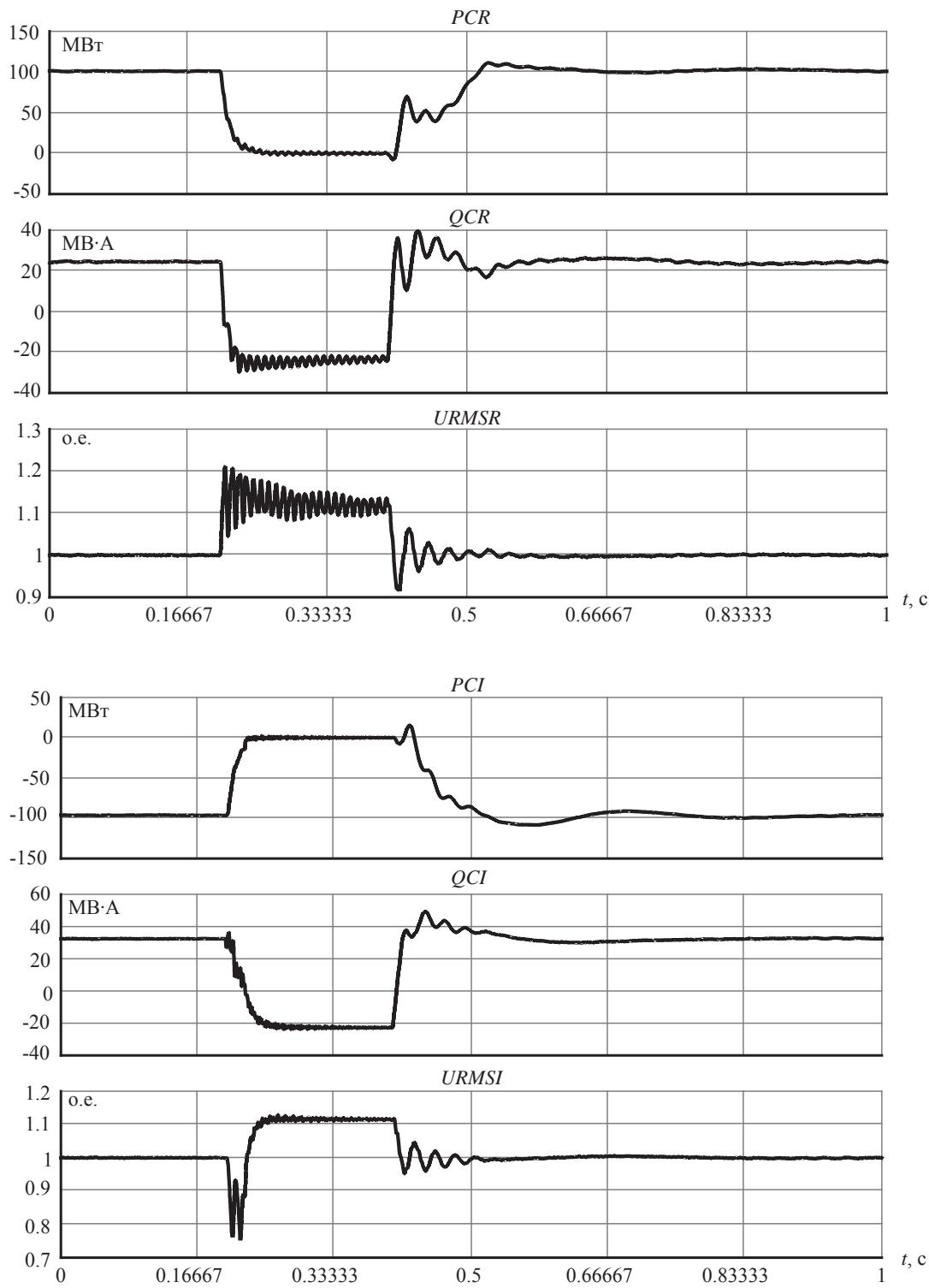


Рис. 6. Осциллограммы при однофазном кз со стороны инвертора:
 $PCR(I)$ – активная мощность выпрямителя (инвертора), МВт;
 $QCR(I)$ – реактивная мощность выпрямителя (инвертора), МВ·А;
 $URMSR(I)$ – действующее значение напряжения выпрямителя (инвертора), о. е.

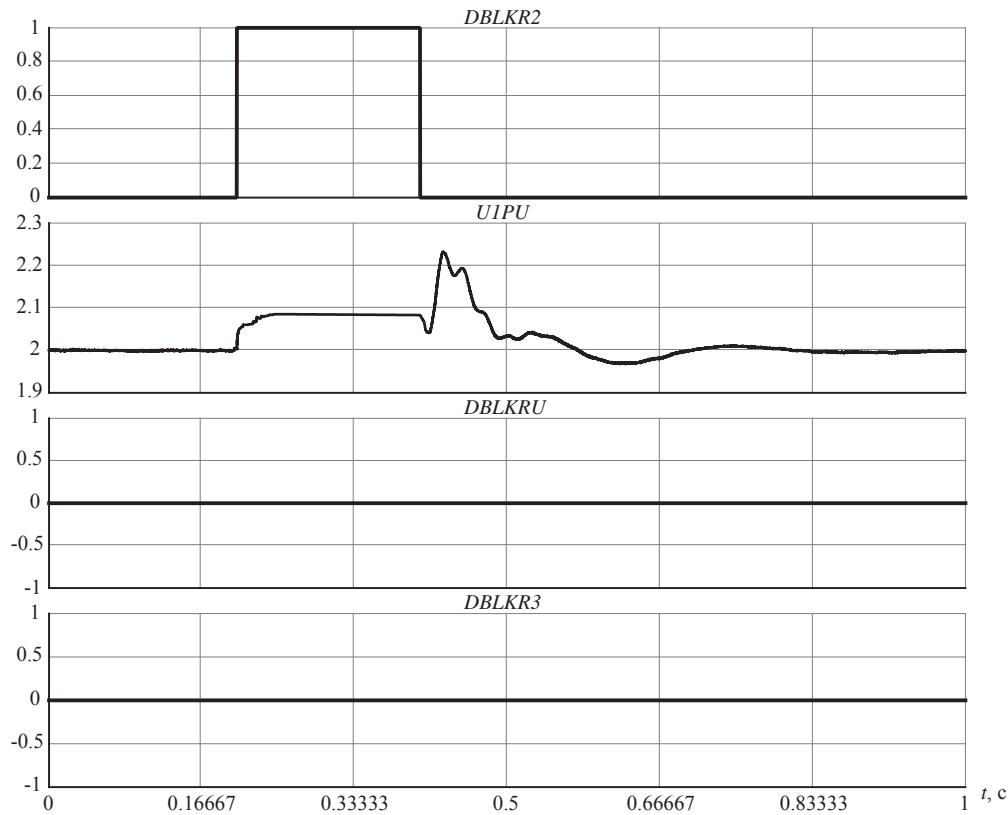


Рис. 7. Осциллограммы при однофазном кз со стороны инвертора:

DBLKR2 – сигнал максимальной токовой защиты инвертора;

UIPU – напряжение на КБ постоянного тока, о. е.;

DBLKR3 – сигнал максимальной токовой защиты выпрямителя;

DBLKRU – сигнал защиты от повышения напряжения на КБ

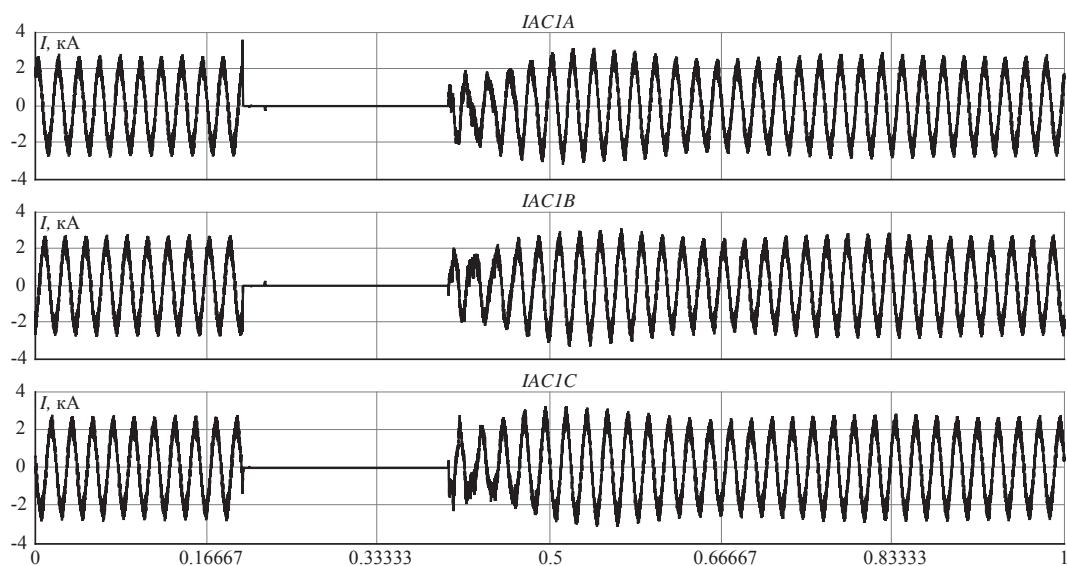


Рис. 8. Токи в фазах реактора инвертора при однофазном кз со стороны инвертора

5. Выводы

При подготовке модели ВПТН для расчета с помощью RTDS с целью оптимального использования вычислительных ресурсов ее силовая часть делится на несколько подсистем, расчеты в которых проводятся с различным шагом. Участки системы, моделируемые с разными шагами, отделяются при помощи элементов, реализованных в виде волновых моделей.

Представлена структура модели системы регулирования ВПТН, состоящая из блока автоподстройки частоты, регулятора тока, регуляторов напряжения на сторонах постоянного и переменного тока, регуляторов активной и реактивной мощностей.

Основными защитами преобразователей напряжения являются максимальная токовая защита вентилей и защита по напряжению конденсаторной батареи на стороне постоянного тока. Эти защиты работают при возмущениях в примыкающих сетях переменного тока.

Выполнены расчеты процессов при коротких замыканиях в сетях переменного тока со сторон выпрямителя и инвертора. Показано, что при этом наиболее вероятным является срабатывание максимальной токовой защиты.

Исследована работа ВПТН при несимметрии сети. Показано, что в режиме максимальной мощности допустимая несимметрия составляет не более 15 %. Превышение несимметрии приводит к токовой перегрузке и срабатыванию максимальной токовой защиты.

Список литературы

1. Dommel H. W. Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single- and Multiphase Networks, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, April, 1969.
2. Pejovic P., Maksimovic D. A Method of fast time-domain simulation of Networks and Switches, IEEE Trans. On Power Electronics, Vol. 9, N 4, p. 449–456, July, 1994.
3. Amirmaser Yazdani, Reza Iravani. Voltage-Sourced Converters in Power Systems, Wiley-IEEE press, 2010.

Суслова Ольга Владимировна, канд. техн. наук, доцент, главный специалист научно-технического отдела Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: suslova_o@ntcees.ru

Suslova O. V.

Real time simulation of VSC back-to-back using RTDS

Results of development and study of VSC back-to-back connecting two isolated power systems in real time environment using computer complex Real Time Digital Simulator (RTDS) are given. The control and protection systems for VSC back-to-back are conceptually described. The transients in various faults in adjacent power systems are given.

Key words: *VSC back-to-back, real time simulation, control and protection system, travelling wave model.*

УДК 621.314

А. С. Бердин, П. Ю. Коваленко

Определение параметров схемы замещения двух смежных ЛЭП

Описывается применение алгоритма расчета параметров схемы замещения для двух смежных ЛЭП. Алгоритм был проверен на модельных сигналах и было подтверждено, что он позволяет получать корректные результаты.

Ключевые слова: параметры схемы замещения, синхронизированные векторные измерения, погрешности измерения параметров электрического режима, смежные линии электропередачи.

Введение

Одной из характеристик работы ЛЭП (сечений) в установившемся режиме является запас по статической устойчивости [1]. Предел передаваемой по линии мощности рассчитывается с использованием ее паспортных параметров в условиях схемно-режимной ситуации. Режимы работы с излишним запасом устойчивости в общем случае являются нежелательными по ряду причин. В первую очередь, ограниченная мощность передачи в дефицитные районы может инициировать строительство там новой генерации либо дополнительных линий, что влечет значительные капитальные затраты. Кроме того, в условиях дефицита электроэнергии в определенном районе ее стоимость повышается. Режимы работы с недостаточным запасом устойчивости не обеспечивают надлежащей надежности работы ЭЭС.

Известно, что погрешности параметров схемы замещения при использовании справочных и пр. данных весьма значительны. Результаты исследования, представленного в [2], приведены в табл. 1.

Таблица 1

Погрешности параметров схемы замещения

Параметр	Причины возникновения погрешности	Диапазон погрешности
R	Неучет поверхностного эффекта, влияния погодных условий	-24...+8 %
X	Неточность задания эквивалентных геометрических параметров. Многократно заземленные тросы и параллельные цепи	-10...+8 %
B	Неучет изменения стрелы провеса, наличия заземленного троса, параллельных цепей, проводимости грунта и влажности воздуха	25...30 %
G	Конструктивные, режимные и метеорологические условия	в 1,5–3 раза

Корректировка текущих параметров схемы замещения (ПСЗ) позволит уточнить пределы передаваемой мощности, не снижая при этом надежности. Увеличение пропускной способности ЛЭП также может способствовать сокращению ограничения электроснабжения потребителей в послеаварийных режимах либо исключить использование неэкономичной генерации в период восстановительных работ.

Уточнение ПСЗ положительно влияет на точность расчета потерь электроэнергии. При планировании режимов энергосистемы важнейшим аспектом является обеспечение баланса мощности, включающего генерацию, с одной стороны, и сумму нагрузки и потерь – с другой. В этом равенстве нагрузка прогнозируется различными методами, а потери рассчитываются исходя из прогнозных значений перетоков мощности по линиям напряжений в узлах и ПСЗ. После чего происходит распределение суммы нагрузки и потерь между генераторами.

Точное практическое определение ПСЗ позволит поднять качество расчетных моделей, используемых для анализа динамики энергосистемы. А чем точнее модель воспроизводит реальные процессы, протекающие в элементах энергосистемы, тем с большим положительным эффектом можно использовать в реальной системе результаты моделирования. Применение ПСЗ, рассчитанных на основе векторных измерений, также целесообразно в актуализации и верификации расчетной модели ЕЭС, тем более, что в первую очередь регистраторами переходных процессов (РПП, *PMU – Phasor Measurement Unit*) оснащаются линии классов напряжений 220 кВ и выше.

Помимо названных аспектов определение ПСЗ ЛЭП может найти применение в решении таких прикладных задач, как контроль средней температуры проводов линий электропередач, разработка дополнительных алгоритмов мониторинга оборудования, структурирование технических потерь электроэнергии, определение мест повреждения, уточнение уставок РЗА и др.

В последние годы в свете сказанного выше активизировались исследования возможности расчета ПСЗ на основании измерений параметров электрического режима (ПЭР), получаемых при помощи системы мониторинга переходных режимов (СМПР) [3–4]. При этом все авторы обращают внимание на значительное влияние погрешностей измерений на результат определения ПСЗ. Ранее был предложен и протестирован метод прямого расчета ПСЗ по синхронизированным векторным измерениям, было проведено исследование влияния погрешностей исходных данных на результат расчета ПСЗ предложенным методом [5]. Результаты, полученные при моделировании, позволяют сделать вывод о возможности определения ПСЗ ЛЭП, однако возможность практической реализации ставят под сомнение существующие погрешности измерительных трансформаторов. Это подтверждается и выводами других исследователей.

В ситуации неопределенности исходных данных, обусловленной погрешностями измерительного оборудования, целесообразно прибегнуть к статистическим методам, например рассматривать множество режимов работы ЛЭП с обязательным учетом закономерностей, выявленных для погрешностей расчета ПСЗ в зависимости от загрузки ЛЭП, температуры окружающей среды и иных факторов. Кроме того, существуют исследования возможности применения методов оценивания состояния к задаче выявления систематических погрешностей измерительного оборудования [6].

Исходные данные

С развитием СМПР расширяются и возможности исследования методов расчета ПСЗ ЛЭП по реальным данным, полученным не для одной линии, а для групп линий, что позволяет в определенной мере уточнить параметры в ходе расчета. В этой ра-

боте рассматривается расчет ПСЗ ЛЭП по данным синхронизированных векторных измерений для двух смежных ЛЭП методом, рассмотренным ранее для одной ЛЭП.

Рассматриваются две включенных последовательно ЛЭП 750 кВ. Результаты измерений получены для интервала времени продолжительностью 10 минут для регистраторов, установленных на обоих концах каждой из линий (всего 4 набора данных). Регистратор, установленный в узле 1 на линии 1-2, обозначен как РПП 1-2, а установленный в узле 2 на той же линии – 2-1, аналогично для ЛЭП 2-3, как показано на рис. 1.

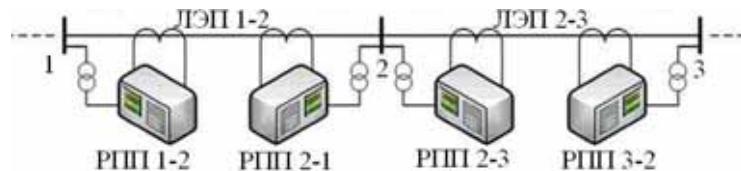


Рис. 1. Схема расположения регистраторов на смежных ЛЭП

При этом существуют ограничения наборов данных: два из них, полученные с общего узла, включают данные о напряжениях и токах только по одной фазе. По этой причине дальнейшие расчеты будут приведены к однолинейной схеме замещения. Наличие данных измерений сведено в табл. 2.

Таблица 2

Наличие исходных данных измерений

Параметры	РПП 1-2	РПП 2-1	РПП 2-3	РПП 3-2
Частота	Для трех фаз	Для фазы A	Для фазы A	Для трех фаз
Напряжение	Для трех фаз	Для фазы A	Для фазы A	Для трех фаз
Угол напряжения	Для трех фаз	Для фазы A	Для фазы A	Для трех фаз
Ток	Для трех фаз	Для фазы A	Для фазы A	Для трех фаз
Угол тока	Рассчитывается	Рассчитывается	Рассчитывается	Рассчитывается
Мощность активная	Суммарная	Суммарная	Суммарная	Суммарная
Мощность реактивная	Суммарная	Суммарная	Суммарная	Суммарная

Справочные значения ПСЗ ЛЭП, используемые в настоящее время в модели энергосистемы, приведены в табл. 3.

Таблица 3

Справочные параметры схемы замещения рассматриваемых ЛЭП

Параметры	ЛЭП 1-2	ЛЭП 2-3
R , Ом	9,8	2,66
X , Ом	112	35,34
G , мкСм	0	0
B , мкСм	-1480	-477

Средние значения исходных данных на рассматриваемом интервале времени, за исключением фазовых углов, приведены в табл. 4.

Таблица 4

Данные измерений и рассчитанные параметры

Параметры	РПП 1-2	РПП 2-1	РПП 2-3	РПП 3-2
Частота, Гц	49,999	49,999	49,999	49,999
Напряжение, кВ	438,975	434,928	434,604	442,637
Ток, А	819,970	854,860	1507,788	1505,543
Мощность активная, МВт	1070,633	-1072,666	1982,298	-2011,798
Мощность реактивная, Мвар	218,510	379,078	-17,696	63,629

Как видно из табл. 3 по предельно близким значениям напряжений регистраторов РПП 2-1 и РПП 2-3, суммарные погрешности, включающие погрешности тракта измерений и собственные погрешности регистраторов, близки. Кроме того, следует обратить внимание на загрузку линии 2-3, превосходящую загрузку линии 1-2 чуть менее чем в два раза.

Результаты расчета

В результате расчета ПСЗ для обеих ЛЭП раздельно получены значения, приведенные в табл. 5.

Таблица 5

Расчетные параметры схемы замещения рассматриваемых ЛЭП

Параметры	ЛЭП 1-2 (отн. погрешность, %)	ЛЭП 2-3 (отн. погрешность, %)
R , Ом	487,555 (4875 %)	2,741 (3 %)
X , Ом	162,661 (45 %)	78,693 (123 %)
G , мкСм	11552	49
B , мкСм	-1187 (-19 %)	-10956 (-2197 %)

Как видно, результаты расчета только некоторых параметров можно считать удовлетворительными. Относительные погрешности определения ПСЗ ЛЭП превышают приведенные в табл. 1 возможные отклонения действительных параметров от их справочных значений. Это говорит о том, что расчетные ПСЗ нельзя считать уточнением справочных.

В данном случае значительную роль сыграла ограниченность набора исходных данных на РПП 2-1 и РПП 2-3, результат которой – дорасчет некоторых параметров на основании известных соотношений между ними – неизбежно имеет негативное влияние на точность результата.

Однако при рассмотрении двух смежных линий, оснащенных устройствами синхронизированных векторных измерений, появляется возможность ввести автоматическую коррекцию погрешности измерительного оборудования. Для установления этой погрешности минимизируется целевая функция суммы погрешностей определения ПСЗ с ограничениями, соответствующими классу точности измерительных трансформаторов 0,5 [7, 8].

Погрешности, установленные методом нелинейной оптимизации, для соответствующих РПП приведены в табл. 6.

Таблица 6

Коррекция погрешностей ПЭР

Параметры	РПП 1-2	РПП 2-1	РПП 2-3	РПП 3-2
Модуль напряжения, %	0,50	-0,43	0,50	-0,46
Угол напряжения, град	-0,48	0,45	0,45	0,50
Модуль тока, %	0,31	0,50	0,50	0,35
Угол тока, град	0,50	-0,40	-0,39	0,50

После коррекции погрешностей ПЭР получены значения ПСЗ ЛЭП, приведенные в табл. 7.

Таблица 7

Расчетные ПСЗ рассматриваемых ЛЭП после коррекции погрешностей

Параметры	ЛЭП 1-2 (отн. погрешность, %)	ЛЭП 2-3 (отн. погрешность, %)
R , Ом	35,211 (259 %)	3,118 (17 %)
X , Ом	181,320 (62 %)	40,857 (16 %)
G , мкСм	1287	35
B , мкСм	-1885 (27 %)	-1012 (112 %)

Как видно, относительные погрешности в среднем значительно сократились, приблизившись к максимальным возможным отклонениям реальных параметров от справочных значений (см. табл. 1). При этом ограничение погрешности классом точности 0,5 – довольно оптимистичный подход, практически погрешности могут превышать нормативные, при более широком диапазоне варьирования ПЭР относительно значений измерений можно достигнуть снижения относительных погрешностей до порядка 10 %, тем самым достигнув такой точности определения ПСЗ, при которой результат будет корректно считать уточнением справочных данных. Также следует обратить внимание на то, что при определении ПСЗ ЛЭП 1-2, характеризующейся меньшей загрузкой, чем ЛЭП 2-3, погрешности расчетных значений в среднем выше.

Заключение

Задача определения ПСЗ ЛЭП по данным измерений является актуальной. Расчетный алгоритм, обеспечивающий хорошую точность и быстродействие, может найти широкое применение в различных задачах электроэнергетики.

С развитием и распространением устройств, основанных на технологии векторных измерений, открываются возможности исследования режимов энергосистемы, недоступные ранее. В их числе и определение ПСЗ, однако на данный момент вопросы погрешности измерений ПЭР и недостаточного количества РПП, установленных в энергосистеме, являются сдерживающими факторами во внедрении новых технологий в действующие программные комплексы диспетчерского управления.

При этом показано, что для определения ПСЗ с пригодной для практики точностью достаточно было бы применения измерительных трансформаторов с меньшей погрешностью – более высокого класса точности, что в совокупности с постоянно

увеличивающимся количеством устройств синхронизированных векторных измерений позволило бы реализовать алгоритмы расчета ПСЗ ЛЭП и коррекции систематических погрешностей измерительного оборудования в действующем программном обеспечении.

Список литературы

1. Методические указания по устойчивости энергосистем (утверждены Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277).
2. Идельчик В. И., Новиков А. С., Паламарчук С. И. Ошибки задания параметров схем замещения при расчетах режимов электрических систем // В сб. «Статистическая обработка оперативной информации в электроэнергетических системах». Иркутск, 1979. С. 145–152.
3. Хохлов М. В. Погрешность определения параметров схемы замещения ЛЭП по синхронизированным векторным измерениям // Научные труды IV международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи-2013», Новочеркасск. Лик, 2013. В 2 т., т. 2.
4. Liao Y., Kezunovic M. Online optimal transmission line parameter estimation for relaying applications // IEEE Tr. on PD. 2009. Vol. 24, N.1.
5. Бердин А. С., Коваленко П. Ю., Плесняев Е. А. Влияние погрешности измерений РМУ при определении параметров схемы замещения ЛЭП // Известия НТЦ Единой Энергетической Системы, № 66, Санкт-Петербург, 2012.
6. Колосок И. Н., Коркина Е. С. Обнаружение систематической ошибки в измерительных трансформаторах методами оценивания состояния по данным РМУ // Материалы XXII научно-практической конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем 2014» // Москва. Издание на CD-диске.
7. Трансформаторы тока. Общие технические условия: Межгосударственный стандарт ГОСТ 7746-2001, дата введения 2003-01-01.
8. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия: Межгосударственный стандарт ГОСТ 1983-2001, дата введения 2003-01-01.

Бердин Александр Сергеевич, д-р техн. наук, профессор, старший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: berdin@niipt-ems.ru

Коваленко Павел Юрьевич, магистр электроэнергетики, инженер отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: kovalenko@niipt-ems.ru

Kovalenko P. Y., Berdin A. S.

Identification of equivalent circuit parameters of two adjacent power lines.

An algorithm for equivalent circuit parameters identification based on phasor measurements previously tested and proved to derive proper (correct) results is now applied to adjacent power lines.

Key words: *equivalent circuit parameters, phasor measurements, measurement errors, adjacent lines.*

УДК 621.313.126

И. Г. Выборных, О. В. Гуриков

Алгоритм аппроксимации частотных характеристик методом наименьших квадратов

Предложен оригинальный алгоритм аппроксимации частотной характеристики передаточной функцией в операторном виде. Алгоритм может использоваться как для аппроксимации сложных частотных характеристик, полученных из цифровых моделей, так и экспериментально полученных частотных характеристик со значительной зашумленностью.

Ключевые слова: автоматический регулятор возбуждения, аппроксимация, метод наименьших квадратов, частотная характеристика.

Введение

Автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) синхронных генераторов являются одним из средств, обеспечивающих устойчивость параллельной работы станций с энергосистемой. В соответствии с требованиями стандарта [1] перед специалистами ОАО «НТЦ ЕЭС» стоит задача верификации математической модели АРВ. Для этого производитель предоставляет частотные характеристики каналов регулирования и структурную схему алгоритма функционирования вместе с ее описанием. Как показал опыт, экспериментальные частотные характеристики не всегда соответствуют предоставленной структурной схеме, что вызывает необходимость ее коррекции. Причинами такого несовпадения, как правило, являются неучет измерительных органов и грубая аппроксимация дискретных фильтров.

Для проведения коррекции необходимо получение передаточных функций каналов регулирования в операторном виде, частотные характеристики которых совпадают с экспериментально полученными с допустимой погрешностью. Таким образом, для целей коррекции структурной схемы АРВ возникает задача аппроксимации частотной характеристики передаточной функцией в операторном виде. Авторами рассматривается аппроксимация методом наименьших квадратов, так как он наиболее простой, распространенный и подходящий для решения данной задачи.

Обзор показал, что в технической литературе по направлению электроэнергетики и теории автоматического управления вопрос аппроксимации частотных характеристик подробно не рассмотрен. В смежных областях найдены примеры алгоритмов аппроксимации частотных характеристик методом наименьших квадратов [2, 3]. Однако в приведенном виде они не могут быть использованы. В связи с этим первоначальная задача усложняется – дополнительно необходимо решить в общем виде математическую задачу об аппроксимации произвольной комплекснозначной функции дробно-рациональной функцией методом наименьших квадратов.

Постановка задачи

В общем виде стоит задача поиска для заданной произвольной частотной характеристики $W_s(\omega)$ аппроксимирующей передаточной функции $W_{an}(p)$ в операторном виде:

$$W_{an}(p, \mathbf{a}, \mathbf{b}) = \frac{a_0 + a_1 p + a_2 p^2 + \dots + a_n p^n}{1 + b_1 p + b_2 p^2 + \dots + b_m p^m}, \quad (1)$$

где n и m – порядок полинома числителя и знаменателя соответственно.

Функция $W_{an}(p)$ должна быть такой, что:

$$|W_s(\omega) - W_{an}(j\omega, \mathbf{a}, \mathbf{b})| \equiv 0. \quad (2)$$

Таким образом, при заданных $W_s(\omega)$, n и m необходимо путем решения (2) найти все коэффициенты \mathbf{a} и \mathbf{b} .

Экспериментально полученная частотная характеристика $W_s(\omega)$ дискретна и имеет ограниченное количество точек (отсчетов) N . Очевидно, что разница (2) тождественно равна нулю во всех точках только при $n + m + 1 \geq N$. Для практического применения метода аппроксимации необходимый порядок полиномов $n + m + 1 << N$, тогда в общем случае $W_s(\omega)$ и $W_{an}(j\omega)$ не будут совпадать во всех точках. Запишем эту разницу:

$$f(\omega, \mathbf{a}, \mathbf{b}) = W_s(\omega) - W_{an}(j\omega, \mathbf{a}, \mathbf{b}). \quad (3)$$

Минимизация функции (3) является сложной оптимизационной задачей, так как (3) является функцией комплексной переменной, количество коэффициентов аппроксимации может быть значительно и все коэффициенты \mathbf{b} входят в нее нелинейно. Для решения могут быть использованы различные итеративные алгоритмы, требующие больших вычислительных затрат и не всегда сходящиеся к глобальному минимуму. Также следует отметить, что в литературе хорошо изложены методы оптимизации для функций вещественных переменных, а для функций комплексных переменных изложены, как правило, в общем виде либо для частных задач [2, 3]. В связи с этим для решения задачи необходим поиск оригинального решения.

Методология решения

Уравнение (3) можно умножить на зависящую от частоты масштабную функцию $\left(1 + \sum_{l=1}^m (b_l (j\omega)^l)\right)$, что дает:

$$f_1(\omega, \mathbf{a}, \mathbf{b}) = W_s(\omega) \cdot \left(1 + \sum_{l=1}^m (b_l (j\omega)^l)\right) + \sum_{k=0}^n (a_k (j\omega)^k), \quad (4)$$

Видно, что функция комплексной переменной $f_1 = (\omega, \mathbf{a}, \mathbf{b})$ является линейно зависимой от коэффициентов \mathbf{a} и \mathbf{b} , что существенно упрощает задачу. Однако умножение на подобную масштабную функцию приводит к увеличению чувствительности аппроксимации к высоким частотам и к снижению чувствительности к низким. Уже при порядке $m = 3$ разница в чувствительности не позволяет получить удовлетворительный результат.

Данная проблема решается итеративным методом. На каждой следующей итерации идет поиск коэффициентов \mathbf{b} до окончания итеративного процесса при минимизации функции

$$f_2(\omega, \mathbf{a}, \mathbf{b}) = \frac{W_s(\omega) \cdot \left(1 + \sum_{l=1}^m \left(b_l^{[it]} (j\omega)^l \right) \right) + \sum_{k=0}^n \left(a_k (j\omega)^k \right)}{\left(1 + \sum_{l=1}^m \left(b_l^{[it-1]} (j\omega)^l \right) \right)}, \quad (5)$$

где it – номер итерации.

Показателем сходимости итеративного процесса является стремление $\frac{\left(1 + \sum_{l=1}^m \left(b_l^{[it]} (j\omega)^l \right) \right)}{\left(1 + \sum_{l=1}^m \left(b_l^{[it-1]} (j\omega)^l \right) \right)}$ к единице с погрешностью ϵ , а значит это условие можно записать как:

$$\left| \frac{\left(1 + \sum_{l=1}^m \left(b_l^{[it]} (j\omega)^l \right) \right)}{\left(1 + \sum_{l=1}^m \left(b_l^{[it-1]} (j\omega)^l \right) \right)} - 1 \right| \leq \epsilon. \quad (6)$$

Для запуска итерационной процедуры необходимо самостоятельно задать первое приближение $\left(1 + \sum_{l=1}^m \left(b_l^{[0]} (j\omega)^l \right) \right)$. Следует отметить, что далее задача решается поиском локального экстремума, и от первого приближения может зависеть результат аппроксимации. В качестве первого приближения предлагается использовать $W_s^{-1}(\omega)$. Решение задачи осуществляется минимизацией модуля комплексной функции (5) по всему диапазону частот:

$$F(\mathbf{a}, \mathbf{b}) = \int_{\omega_{\min}}^{\omega_{\max}} |f_2(\omega, \mathbf{a}, \mathbf{b})|^2 d \ln(\omega) \rightarrow \min. \quad (7)$$

Интегрирование в (7) осуществляется в логарифмическом масштабе по частоте для обеспечения равномерной чувствительности по всему диапазону частот. Решением (7) будет система из $(m + n + 1)$ уравнений с $(m + n + 1)$ неизвестными:

$$\begin{cases} \frac{\partial F(\mathbf{a}, \mathbf{b})}{\partial a_k} = 0, k \in [0, n]; \\ \frac{\partial F(\mathbf{a}, \mathbf{b})}{\partial b_l} = 0, l \in [0, m]. \end{cases} \quad (8)$$

Так как функция (7) является квадратичной относительно коэффициентов \mathbf{a} и \mathbf{b} , то (8) будет линейной системой уравнений (СЛУ), которую можно представить в блочном виде:

$$\begin{pmatrix} \frac{\partial F^2(\mathbf{a}, \mathbf{b})}{\partial^2 \mathbf{a}} & \frac{\partial F^2(\mathbf{a}, \mathbf{b})}{\partial \mathbf{a} \partial \mathbf{b}} \\ \left(\frac{\partial F^2(\mathbf{a}, \mathbf{b})}{\partial \mathbf{a} \partial \mathbf{b}} \right)^T & \frac{\partial F^2(\mathbf{a}, \mathbf{b})}{\partial^2 \mathbf{b}} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \mathbf{a} \\ \mathbf{b} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \frac{\partial F(\mathbf{a}, \mathbf{b})}{\partial \mathbf{a}} \\ \frac{\partial F(\mathbf{a}, \mathbf{b})}{\partial \mathbf{b}} \end{pmatrix}_{|_{\mathbf{a}=0, \mathbf{b}=0}} = 0. \quad (9)$$

Используя свойства функций комплексных переменных, матрицы частных производных в уравнении (9) могут быть легко получены из (7) в аналитическом виде, как функции от ω , $\text{Re}(W_s(\omega))$ и $\text{Im}(W_s(\omega))$. На рис. 1 показана структура матрицы системы линейных уравнений и матрицы свободных членов (9) в логарифмическом масштабе для одной из тестовых функций. Порядок аппроксимации $n = 13$, $m = 18$. Белому цвету соответствуют нулевые значения, черному – $5 \cdot 10^{70}$.

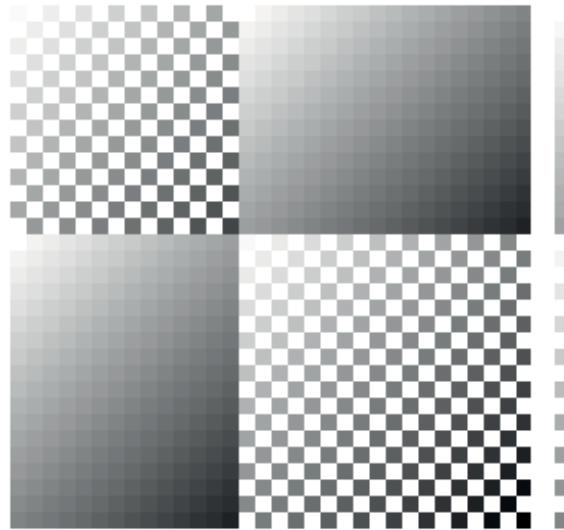


Рис. 1. Структура матриц, характеризующих СЛУ

Определитель представленной матрицы системы может быть оценен как $2 \cdot 10^{2037}$, а евклидова норма матрицы системы равна $5,5 \cdot 10^{70}$. При этом максимальное значение числа, которое может быть представлено типом *double float*, равняется $1,7 \cdot 10^{308}$, что много меньше определителя. Относительная точность числа типа *double float* – $1,11 \cdot 10^{-16}$, что много больше обратного значения нормы матрицы. Из этого следует, что для (9) следует применять специальные методы решения плохо обусловленных систем уравнений, которые широко известны, но алгоритмически сложны в реализации. Для решения данной проблемы предложен и успешно использован достаточно простой способ «нормализации» матриц СЛУ, который использует их структурные особенности (см. рис. 1). В результате преобразований для данного примера определитель становится равным 40,5, а евклидова норма – $6,1 \cdot 10^6$, что позволяет в этом случае использовать тип *double float* без применения специальных методов решения плохо обусловленных систем. Следует отметить, что обусловленность системы резко ухудшается при увеличении порядка аппроксимации и соотношения $\omega_{\max}/\omega_{\min}$.

Таким образом, при заданном порядке аппроксимации m и n , итерациями решая плохо обусловленную СЛУ (9) по описанному алгоритму, находятся коэффициенты аппроксимации a и b . Однако на данный момент не удалось выработать эффективный подход к выбору оптимальных m и n в зависимости от входных данных. С учетом специфики целей, для которых предполагается использовать аппроксимацию, и на основе полученного опыта можно выдать следующие рекомендации для получения удовлетворительного результата аппроксимации:

- в соответствии с [4] модели систем возбуждения и АРВ для расчетов переходных режимов создаются достоверными только в пределах отклонения частоты $\pm 5\%$ и колебаниями частоты до 3 Гц. Для аппроксимации в диапазоне частот до 3 Гц необходимо принимать ω_{\max} не менее 6 Гц;
- при наличии в канале производных ω_{\max} необходимо принимать как минимум на 50 % больше частоты, при которой амплитуда $W_s(\omega)$ начнет убывать;
- если $\lim_{\omega \rightarrow 0} W_s(\omega) = 0$, это говорит о наличии как минимум одного нулевого решения $W_s(\omega)$. Если касательная в начале координат близка к нулевому наклону, то как минимум 2 решения функции принимают нулевое значение и т. д. В этом случае предусмотрено принудительное задание n_{zero} первых коэффициентов a равными нулю с исключением соответствующих уравнений в СЛУ;
- порядок n следует принимать равным как минимум удвоенному числу визуально наблюдаемых резонансных максимумов $|W_s(\omega)|$;
- порядок m следует принимать зависимым от n и равным $m = n - n_\phi$, где $n_\phi = \text{ceil}\left(\left(\arg(W_s(\omega_{\min})) - \arg(W_s(\omega_{\max}))\right)/90^\circ\right) - n_{\text{zero}}$;
- при близком качестве аппроксимации следует отдавать предпочтение меньшему порядку аппроксимации;
- если известна относительная погрешность определения $W_s(\omega)$ для каждого ω , то следует ее использовать как весовую функцию при интегрировании (7), отдавая приоритет значениям с меньшей погрешностью;
- по окончании расчета необходимо вычислить корни полинома $1 + \sum_{l=1}^m (b_l(p))^l$ и произвести проверку на наличие корней с положительной вещественной частью. В случае наличия таковых найденная аппроксимация является неудовлетворительной.

Результаты

Для количественной оценки качества аппроксимации можно использовать относительную погрешность, которая выражается как:

$$\delta = \frac{\int_{\omega_{\min}}^{\omega_{\max}} |W_s(\omega) - W_{an}(j\omega, a, b)| d\omega}{\int_{\omega_{\min}}^{\omega_{\max}} |W_s(\omega)| d\omega}. \quad (10)$$

Предложенный алгоритм опробован при аппроксимации тестовых функций четырех типов. В качестве функций первого типа использовались аналитические передаточные функции в операторном виде различного порядка с известными коэффициентами. В качестве функций второго типа использовались передаточные функции в дискретном виде разной сложности. Во всех таких случаях относительная погрешность δ не превосходила 0,1 %.

В качестве функций третьего типа использовались частотные характеристики сложных энергообъединений, полученных в математической модели высокого дифференциального порядка (более 6000). Амплитудно-частотная характеристика (АЧХ) одной из тестовых функций и результат аппроксимации изображены на рис. 2.

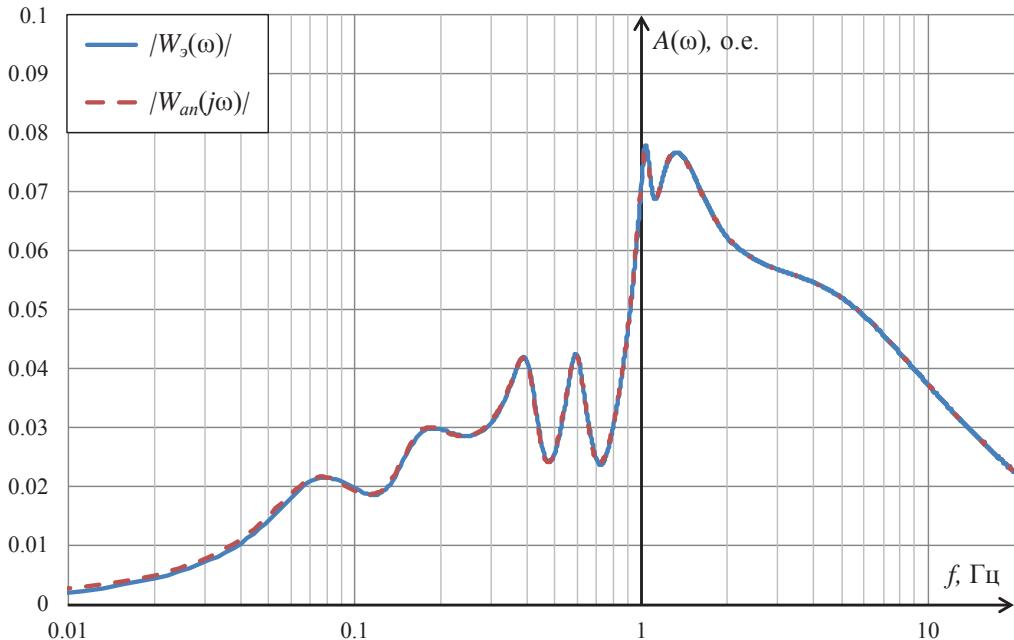


Рис. 2. Полученная в цифровой модели АЧХ и ее аппроксимация

Как видно, разница зритительно практически неразличима и погрешность в данном случае составила 0,29 %, порядок аппроксимации $n = 13$ и $m = 18$ (тот же пример, что на рис. 1). Данная тестовая функция имеет 9000 точек, и на ней было проверено быстродействие алгоритмов. Проверка потребовала оптимизации алгоритмов, и в результате цикл расчета для данного примера занял 30 с.

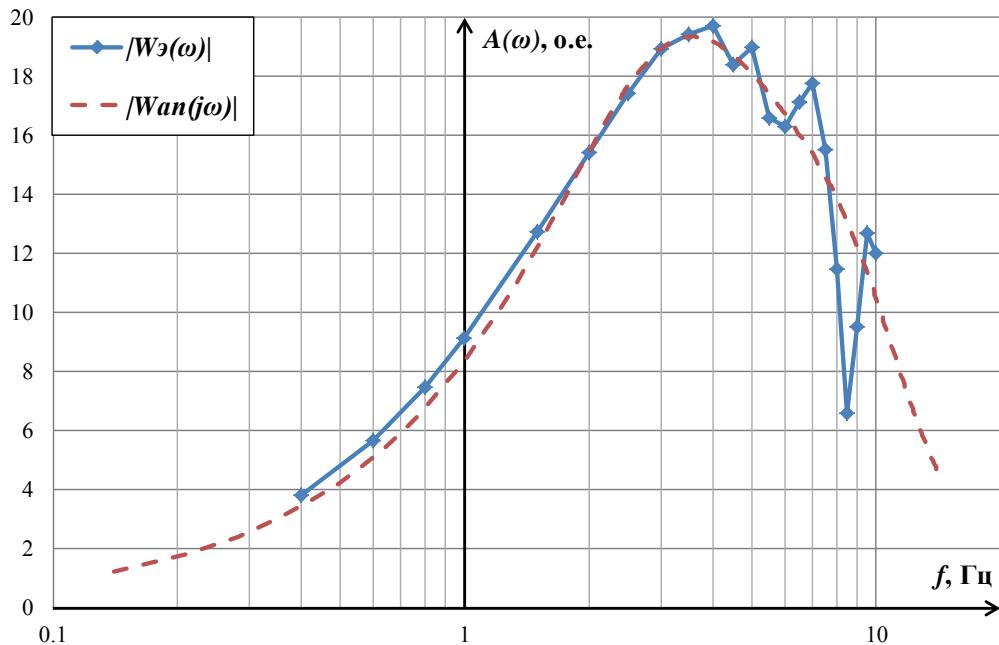


Рис. 3. Полученная на физической модели АЧХ и ее аппроксимация

В качестве функций четвертого типа использовались экспериментально полученные частотные характеристики каналов регулирования одного из АРВ, входящего в состав Цифро-аналого-физического комплекса ОАО «НТЦ ЕЭС». На рис. 3 изображена АЧХ канала регулирования по производной частоты и его аппроксимация. Порядок аппроксимации $n = 2$ и $m = 4$. В данном примере погрешность аппроксимации составила около 15 %, но она обусловлена значительной зашумленностью входных данных. При этом относительная погрешность по всему диапазону частот не может характеризовать качество аппроксимации. По всем каналам регулирования АРВ относительная погрешность аппроксимации в диапазоне частот до 3 Гц не превысила 5 %.

Выводы

Предложен оригинальный алгоритм аппроксимации частотной характеристики передаточной функцией в операторном виде. В результате исследований показано, что данный алгоритм:

- дает устойчивый результат при суммарном порядке аппроксимации $m + n < 40$;
- может использоваться для аппроксимации частотных характеристик, полученных из цифровых моделей высокого дифференциального порядка;
- может использоваться для аппроксимации экспериментально полученных частотных характеристик со значительной зашумленностью;
- потенциально может использоваться и для других задач, в том числе из смежных областей техники и науки.

Однако остается ряд нерешенных вопросов:

- в данном алгоритме не предложен способ выбора оптимальных коэффициентов аппроксимации, от которых существенно зависит результат. Данная задача возлагается на специалиста, выполняющего расчет;
- в работе приведена оценка погрешности аппроксимации, но не дана оценка допустимого уровня погрешности;
- не представляется возможным получить переходную функцию как зависимость от известных постоянных времени, входящих в структуру канала регулирования.

Список литературы

1. СТО 59012820.29.160.20.001-2012 Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов.
2. Светуньков С. Г., Заграновская А. В., Светуньков И. С. Комплекснозначный анализ и моделирование неравномерности социально-экономического развития регионов России. – СПб.: 2012. – 129 с. <http://sergey.svetunkov.ru/economics/complex/files/3-2.pdf>.
3. Moret J.-M. Fitting of Transfer Functions to Frequency Response Measurements. “Centre de Recherche en Physique des Plasma (CRPP)” Laboratory Report. LRP 498/94. 1994. p. 17.
4. IEEE Std 421.5. IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies.

Выборных Иван Григорьевич, инженер отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: vybornykh@ntcees.ru.

Гуриков Олег Викторович, магистр техники и технологии, младший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gurikov_o@ntcees.ru.

Vybornykh I. G., Gurikov O. V.

An algorithm of frequency response least-squares approximation.

A novel algorithm of frequency response approximation via transfer function in the operator representation is proposed. The algorithm can be used for approximating both the frequency characteristics obtained from sophisticated digital models and experimental frequency characteristics with considerable noise.

Key words: *automatic voltage regulator, approximation, frequency response, least squares method.*

УДК 621.314

Б. Андранович, А. И. Курилкин, А. А. Лисицын, Е. В. Сорокин

Выбор управляющих воздействий устройств автоматического ограничения перегрузки оборудования в изолированной энергосистеме

Предложены основные пути решения задач, связанных с выбором управляющих воздействий от устройств АОПО, а также разработаны рекомендации по организации подсистем АОПО в изолированных энергосистемах.

Ключевые слова: противоаварийная автоматика, автоматическое ограничение перегрузки оборудования, изолированная энергосистема, управляющее воздействие.

В ближайшее время существует вероятность выделения на изолированную работу некоторых электроэнергетических систем (ЭЭС), работающих в настоящее время синхронно с ЕЭС России. Данное обстоятельство приводит к необходимости пересмотра принципов и задач противоаварийного управления (ПАУ) в указанных энергосистемах. Одной из таких задач является определение способов ликвидации недопустимых токовых перегрузок электрооборудования, которая осуществляется устройствами автоматического ограничения перегрузки оборудования (АОПО).

Методика выбора управляющих воздействий (УВ) от устройств АОПО имеет свои особенности в случае изолированной работы энергосистемы. В отличие от крупных ЭЭС в изолированной энергосистеме реализация управляющих воздействий от устройств АОПО, направленных на ликвидацию токовых перегрузок, может приводить к следующим последствиям:

- развитие лавины перегрузки и отключений линий электропередач (ЛЭП) в результате перераспределения потоков мощности в процессе первичного регулирования частоты (ПРЧ);
- недопустимое отклонение частоты переменного тока с последующим возникновением лавины частоты в ЭЭС при существенном дефиците активной мощности;
- недопустимое снижение напряжения в узлах энергосистемы и развитие лавины напряжения при возникновении дефицита реактивной мощности.

Процесс развития лавины перегрузки и отключений ЛЭП рассмотрим на примере изолированной энергосистемы, в составе которой присутствуют одна гидроэлектростанция (ГЭС) и две тепловые электростанции (ТЭС) с различными типами турбин. Структурная схема рассматриваемой ЭЭС представлена на рис. 1.

Предлагаемая для проведения исследований схема ЭЭС обладает следующими особенностями:

- выдача мощности каждой электростанцией в сеть 330 кВ осуществляется по трем воздушным линиям (ВЛ) 110 кВ, величина длительно допустимого тока по которым составляет 300 А;

- установленная мощность каждой электростанции составляет 300 МВт, при этом величина загрузки генерирующего оборудования в исходном режиме приведена на рис. 1;
- потребление энергосистемы в исходном режиме составляет 655,2 МВт;
- в энергосистеме присутствуют устройства АОПО ВЛ 110 кВ, действующие на разгрузку турбин (РТ) или отключение генераторов (ОГ) электростанций, а также устройства АЧР-1, АЧР-2с и АЧР-2н.

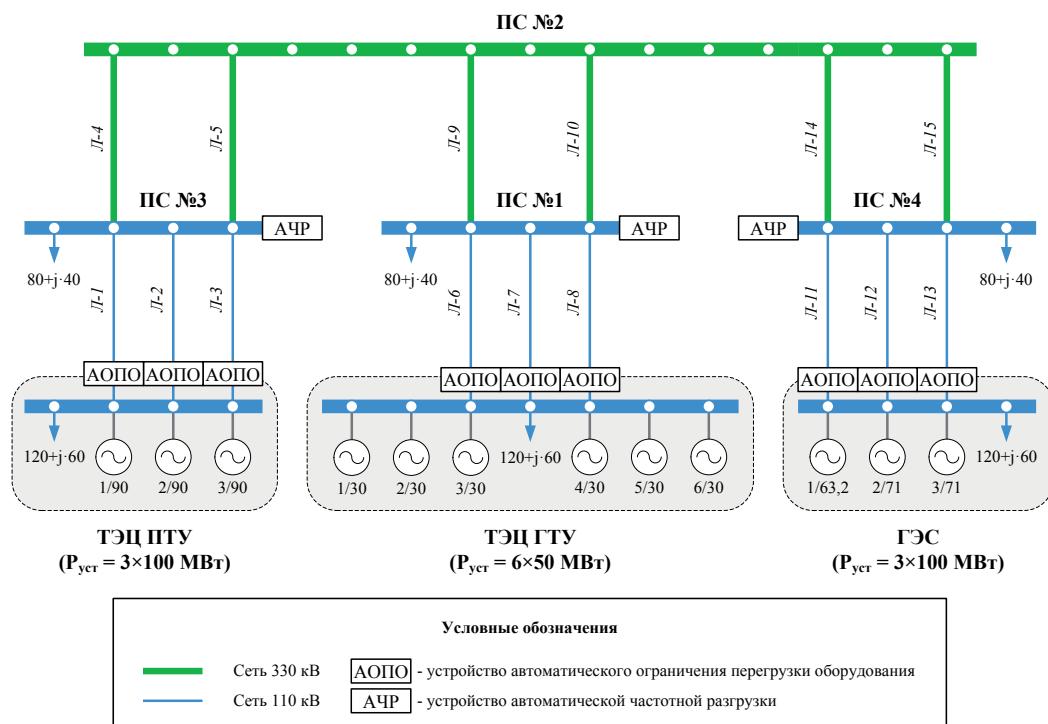


Рис. 1. Структурная схема изолированной энергосистемы

Сводные данные об уставках срабатывания устройств АОПО и АЧР приведены в табл. 1.

Таблица 1

Сводные данные об уставках срабатывания устройств АОПО и АЧР

Устройство ПА	Выдержка времени	Уставка по частоте	Уставка по току
	с	Гц	А
АОПО	20 (25 ¹)	—	300 (250 ²)
АЧР-1	0,15	46,5÷49,2 ³	—
АЧР-2с	5÷70 ³	48,7÷49,0 ³	—
АЧР-2н	5÷40 ³	49,2	—

¹ Для устройств АОПО Л-6, Л-7 и Л-8 ТЭЦ-ГТУ.

² Для устройств АОПО Л-1, Л-2 и Л-3 ТЭЦ ПТУ при вводе УВ на РТ генераторов электростанции.

³ В зависимости от номера ступени срабатывания автоматики.

Расчеты электромеханических переходных процессов с учетом изменения частоты в рассматриваемой изолированной энергосистеме проводились в программно-вычислительном комплексе (ПВК) *Eurostag*. Паровые и гидравлические турбины электростанций представлены цифровыми моделями, разработанными ОАО «НТЦ ЕЭС». Газовые турбины представлены обобщенной имитационной моделью газовой турбины *GASTURB*, которая входит в библиотеку стандартных моделей ПВК *Eurostag*. Нагрузочные узлы представлены динамическими характеристиками нагрузки. Устройства противоаварийной автоматики энергосистемы представлены в виде макроблоков пользовательских автоматик.

В качестве расчетного возмущения, приводящего к возникновению лавины перегрузки и отключений ЛЭП, рассматривалось аварийное отключение Л-1 при выведенной в ремонт Л-11. Действие устройств АОПО ВЛ 110 кВ, отходящих от шин электростанций, направлено на отключение генератора (ОГ-1).

Осциллограммы электромеханических переходных процессов с учетом изменения частоты в случае реализации устройствами АОПО УВ на отключение генераторов электростанций приведены на рис. 2–4.

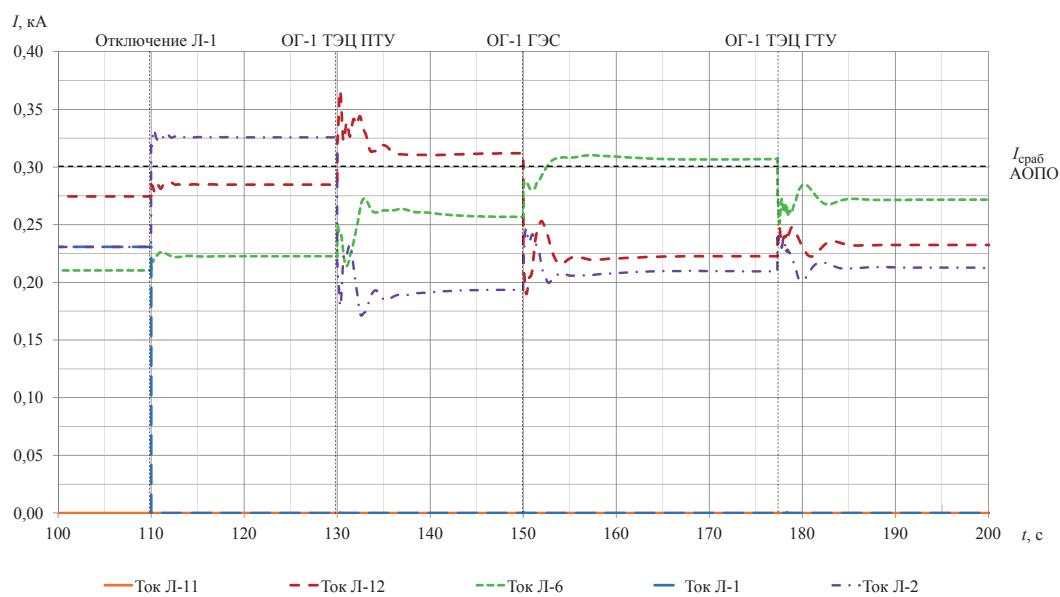


Рис. 2. Изменение величин токов по ВЛ 110 кВ, отходящих от шин электростанций

Из рис. 2–4 видно, что аварийное отключение Л-1 приводит к возникновению недопустимых токовых перегрузок Л-2 и Л-3, превышающих уставки срабатывания устройств АОПО указанных присоединений (см. табл. 1). В момент времени 130 с. происходит отключение ПТУ-3, сопровождающееся быстрым снижением частоты переменного тока до величины 49,55 Гц. Изменение мощности турбин в процессе ПРЧ приводит к возникновению недопустимых токовых перегрузок Л-12, Л-13 и аварийному отключению ГГ-1 гидроэлектростанции в результате срабатывания устройств АОПО указанных присоединений. Последующее за отключением ГГ-1 снижение частоты в ЭЭС приводит к дополнительной загрузке газовых турбин

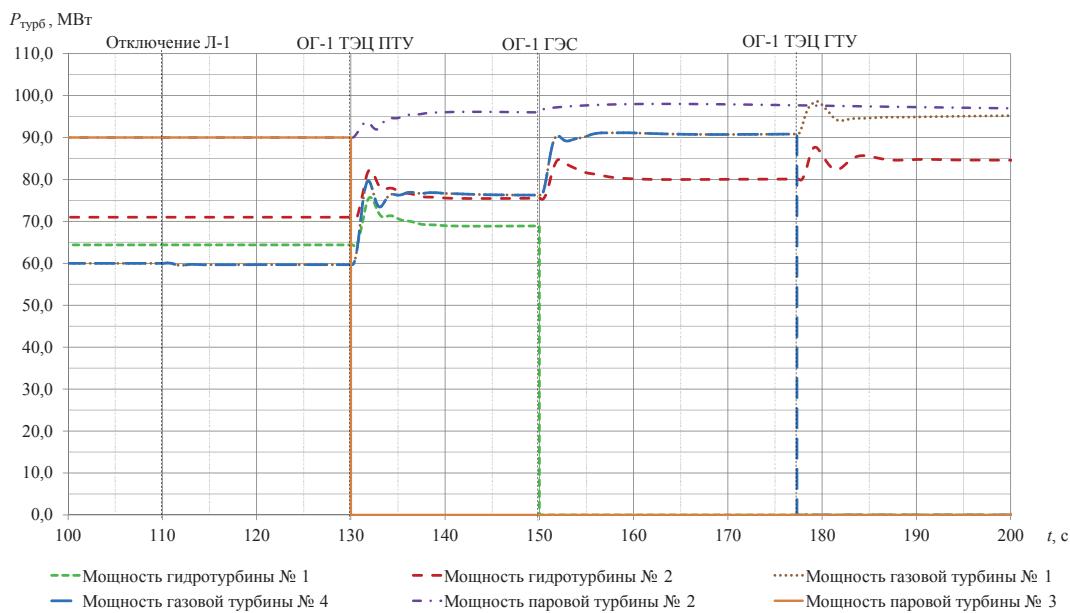


Рис. 3. Изменение загрузки турбин электростанций



Рис. 4. Изменение частоты переменного тока в ЭЭС

ТЭЦ ГТУ, срабатыванию устройств АОПО отходящих присоединений 110 кВ и аварийному отключению ГТУ-4. В процессе развития аварии частота переменного тока в ЭЭС превышает уставки срабатывания спецочереди АЧР-1, однако не достигает уставок срабатывания устройств АЧР-2 и остается на уровне 49,2 Гц. Дальнейшее восстановление частоты до номинального значения будет происходить в автоматическом режиме или по командам диспетчера посредством вторичного регулирования.

Для предотвращения лавины перегрузки и отключений ЛЭП предлагается использование сбалансированных управляющих воздействий (СУВ), которые направлены на разгрузку или отключение генераторов электростанций совместно с отключением нагрузки. Осциллограммы электромеханических переходных процессов с учетом реализации устройствами АОПО СУВ приведены на рис. 5–7.

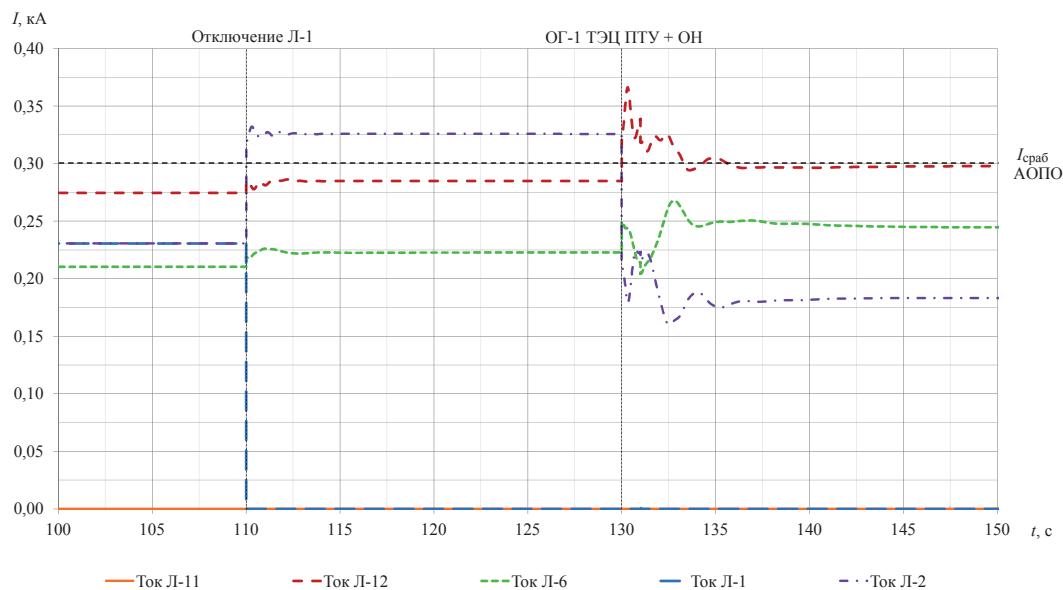


Рис. 5. Изменение величин токов по ВЛ 110 кВ, отходящих от шин электростанций

Из рис. 5–7 видно, что в случае ввода СУВ от устройств АОПО Л-2 и Л-3 лавины перегрузки и отключений ЛЭП не происходит. Таким образом, СУВ позволяет предотвратить возникновение рассматриваемых каскадных аварий и тем самым обеспечить надежное энергоснабжение потребителей в изолированной энергосистеме.

Необходимо отметить, что в рассмотренном примере возникновение лавины токовых перегрузок связано с тем, что электростанции не обеспечивают выдачу полной мощности при аварийном отключении или выводе в ремонт единичного сетевого элемента (критерий «*n*-1»). Последнее обстоятельство может быть вызвано некорректным выбором схемы выдачи мощности вновь проектируемой или вводом новых мощностей на уже существующей электростанции. Однако в общем случае возникновение лавины перегрузки и отключений ЛЭП может быть вызвано и недостаточной пропускной способностью по току транзитных линий электропередачи, связывающих отдельные части изолированной энергосистемы¹.

При выборе мест реализации УВ на ОН от рассматриваемых устройств АОПО рекомендуется придерживаться следующего:

¹ Например, если управляющие воздействия от устройств АОПО на отключение генераторов в избыточной части ЭЭС приводят к дополнительной загрузке других электростанций профицитной части в процессе ПРЧ. При этом возможна работа последних ступеней рассматриваемых устройств ПА, действующих на отключение сетевого элемента, и дальнейшее развитие каскадной аварии.

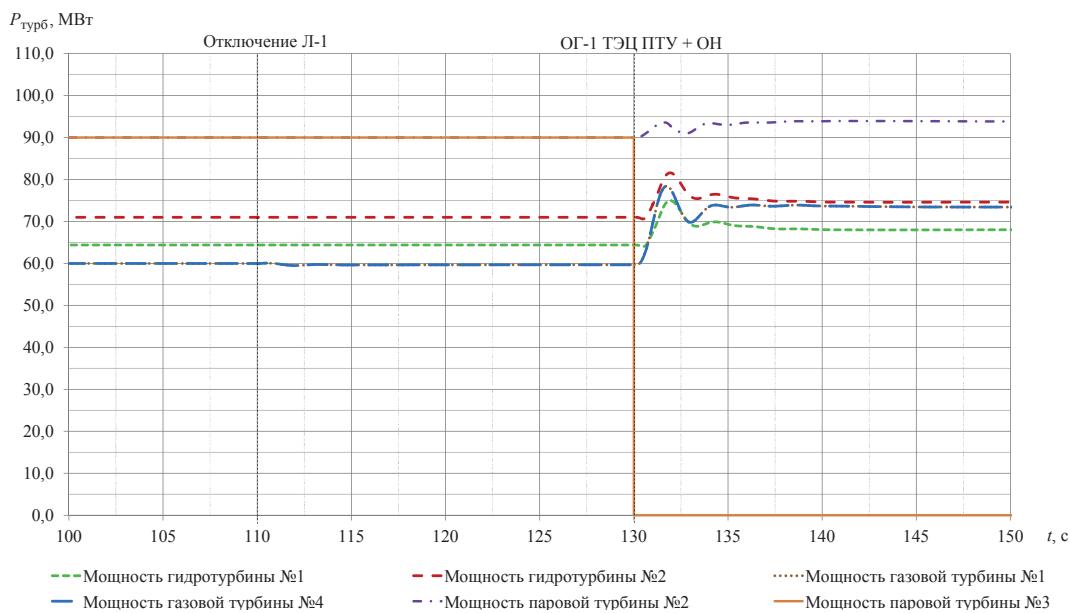


Рис. 6. Изменение величин мощности турбин электростанций

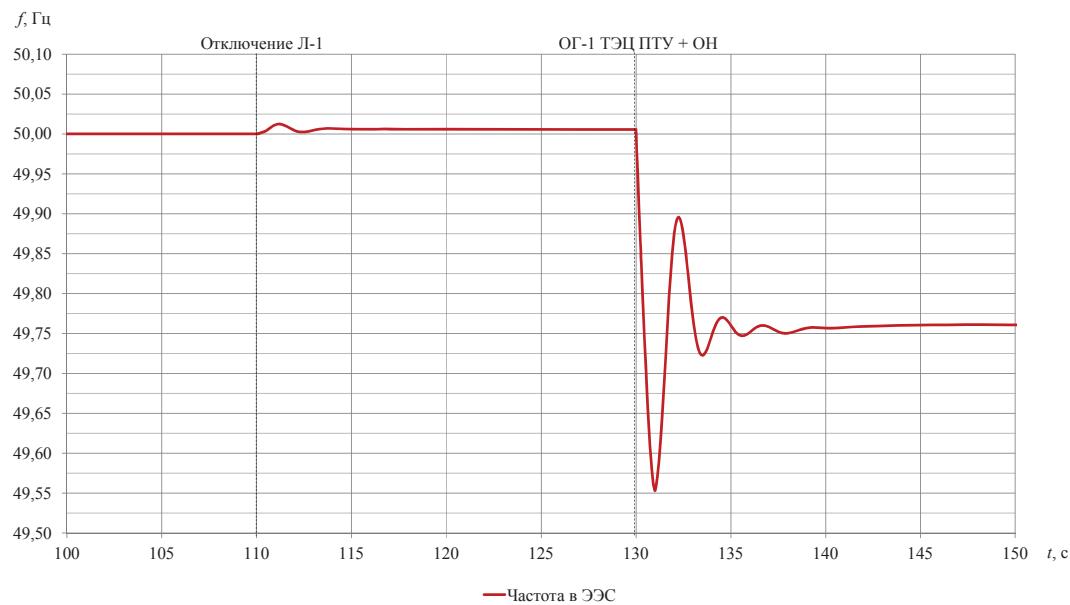


Рис. 7. Изменение частоты переменного тока в ЭЭС

- приоритетным является отключение потребителей, заведенных под управляемые воздействия любых комплексов ПА, за исключением комплекса автоматического ограничения снижения частоты (АОСЧ);
- в случае необходимости отключения фидеров, заведенных под АЧР, в первую очередь рекомендуется отключать наименее ответственных потребителей, заведенных под АЧР-2н;

- отключение потребителей, заведенных под АЧР, не должно существенно снижать эффективность работы системы АОСЧ;
- выбор мест реализации УВ на ОН необходимо проводить с учетом технико-экономической эффективности ввода УВ.

В том случае, если по результатам расчетов электрических режимов изолированной ЭЭС выявлена необходимость в реализации управляющих воздействий от устройств АОПО на отключение генераторов электростанций, то отключение нагрузки по факту каждого ОГ рекомендуется осуществлять одной ступенью, а суммарный объем ОН для каждой ступени ОГ может быть приближенно вычислен по формуле:

$$\Delta P_i^{\text{ОН}} = \Delta P_i^{\text{ОГ}} - \frac{1}{k_{\text{зап}}} \cdot \frac{\Delta f_{\text{доп}}}{f_{\text{ном}}} \cdot k_{fc} \cdot P_c, \quad (1)$$

где $\Delta P_i^{\text{ОН}}$ – объем отключаемой нагрузки в результате срабатывания i -й ступени АОПО, МВт;

$\Delta P_i^{\text{ОГ}}$ – изменение генерации активной мощности в результате срабатывания i -й ступени АОПО, действующей на ОГ, МВт;

$k_{\text{зап}}$ – коэффициент запаса, учитывающий вероятностный характер изменения мощности нагрузки, заведенной под АЧР, во времени (1,1÷1,2);

$\Delta f_{\text{доп}}$ – допустимое отклонение частоты переменного тока в установившемся режиме, Гц;

$f_{\text{ном}}$ – номинальное значение частоты переменного тока, Гц;

k_{fc} – регулирующий эффект энергосистемы (6÷9);

P_c – потребление энергосистемы, МВт.

В том случае, если управляющие воздействия от устройств АОПО должны быть направлены на разгрузку генераторов электростанций (РТ), то реализацию УВ на отключение нагрузки рекомендуется осуществлять ступенчато с заданной дискретностью по времени (см. рис. 8).

В связи с возможными различиями в технологических минимумах и скоростях разгрузки отдельных энергоблоков, участвующих в ликвидации недопустимых токовых перегрузок, объем n -го УВ на ОН в процессе РТ может быть приближенно вычислен по следующей формуле:

$$\Delta P_n^{\text{ОН РТ}} = \frac{\sum_{j=1}^{k_{\text{арп}}} \omega_j^{\text{арп. сп}}}{n} \cdot \Delta t_{\text{пт. макс}} - \frac{1}{k_{\text{зап}}} \cdot \frac{\Delta f_{\text{доп}}}{f_{\text{ном}}} \cdot \frac{k_{fc} \cdot P_c}{n}, \quad (2)$$

где $\Delta P_n^{\text{ОН РТ}}$ – объем n -го УВ на ОН в процессе РТ, МВт;

$k_{\text{арп}}$ – количество разгружаемых турбоагрегатов, шт.;

$\omega_j^{\text{арп. сп.}}$ – усредненная скорость разгрузки j -го энергоблока, МВт/с;

$\Delta t_{\text{пт. макс}}$ – время разгрузки турбины от номинальной мощности до технологического минимума, с;

n – число ступеней ОН;

$k_{\text{зап}}$ – коэффициент запаса, учитывающий вероятностный характер изменения мощности нагрузки, заведенной под АЧР, во времени (1,1÷1,2);

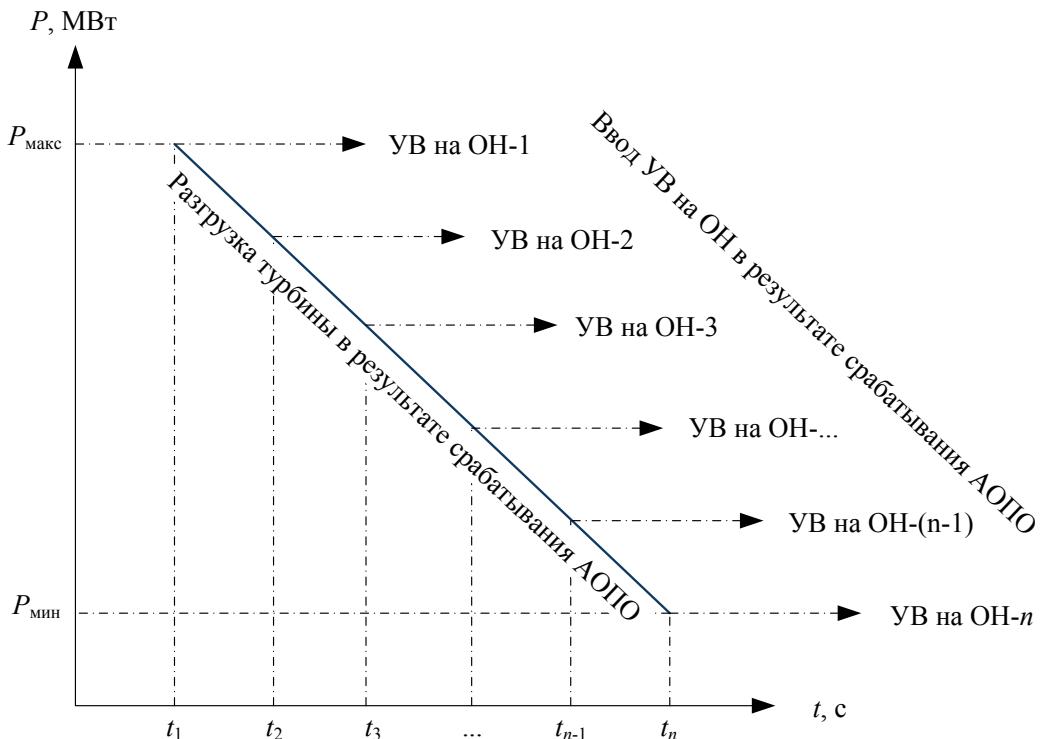


Рис. 8. Принцип ввода УВ на ОН в процессе реализации управляемых воздействий от устройств АОПО на РТ

$\Delta f_{\text{доп}}$ – допустимое отклонение частоты переменного тока в установившемся режиме, Гц;

$f_{\text{ном}}$ – номинальное значение частоты переменного тока, Гц;

k_{fc} – регулирующий эффект энергосистемы ($6 \div 9$);

P_c – потребление энергосистемы, МВт.

Необходимо отметить, что увеличение числа ступеней воздействия устройств АОПО на ОН позволит уменьшить избыточность отключения потребителей в процессе РТ.

Осциллограммы электромеханических переходных процессов с учетом изменения частоты в случае воздействия устройств АОПО на РТ приведены на рис. 9–11.

Осциллограммы электромеханических переходных процессов с учетом изменения частоты в случае воздействия устройств АОПО на РТ и ввода СУВ приведены на рис. 12–14.

Из рис. 9–14 видно, что реализация дискретных УВ на ОН не приводит к существенной загрузке генерирующего оборудования ТЭЦ ГТУ и ГЭС в процессе разгрузки турбин ТЭЦ ПТУ и предотвращает возникновение лавины токовых перегрузок и отключений ЛЭП.

Существенным недостатком СУВ является излишнее отключение потребителей в тех случаях, когда воздействие на ОГ или РТ от устройств АОПО в текущей схемно-режимной ситуации не приводит к отклонениям параметров электрического ре-

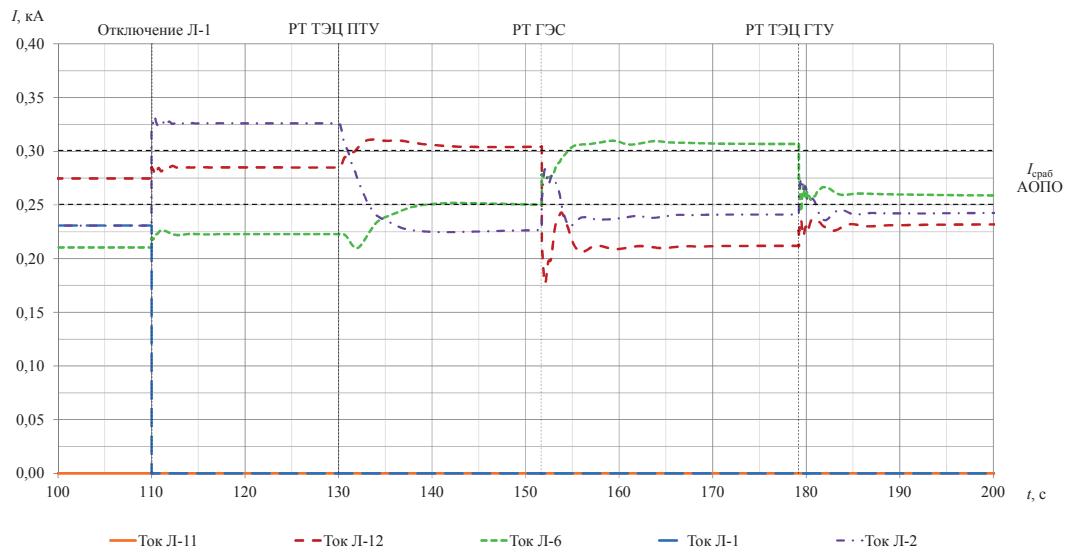


Рис. 9. Изменение величин токов по ВЛ 110 кВ, отходящих от шин электростанций

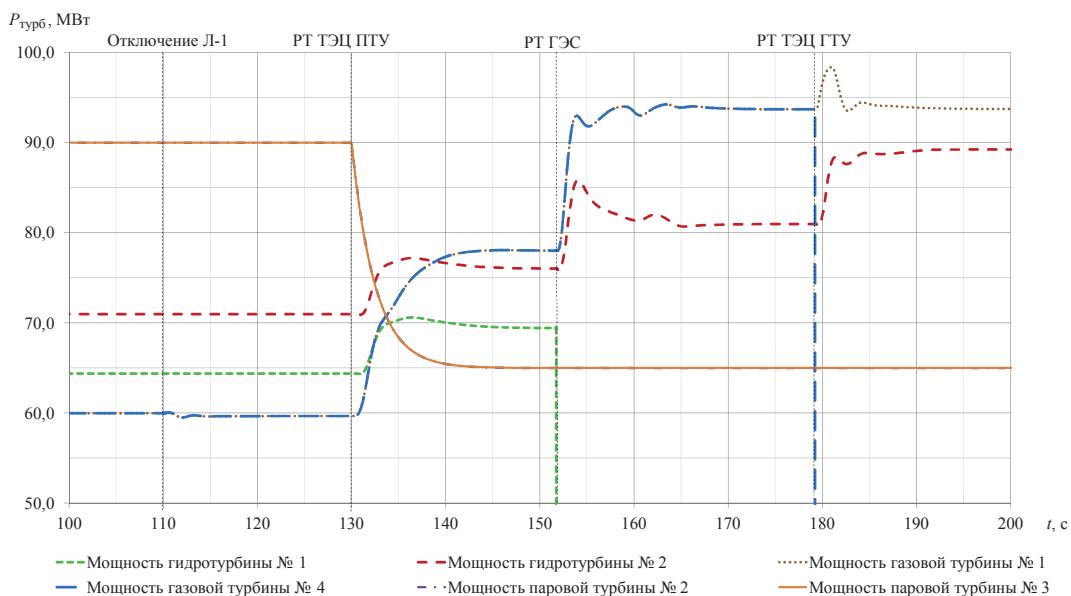


Рис. 10. Изменение величин мощности турбин электростанций

жима от допустимых значений. Решением данной проблемы может служить усложнение алгоритма ввода СУВ путем учета в нем доаварийной информации (топология схемы сети, состав и загрузка генерирующего оборудования электростанций и др.). Пример функционально-логической схемы устройств АОПО, использующих доаварийную информацию, представлен на рис. 15.

Необходимо отметить, что для учета доаварийной информации в устройствах АОПО может потребоваться установка достаточно большого количества устройств телемеханики (УТМ), а также организация в энергосистеме каналов связи для пере-

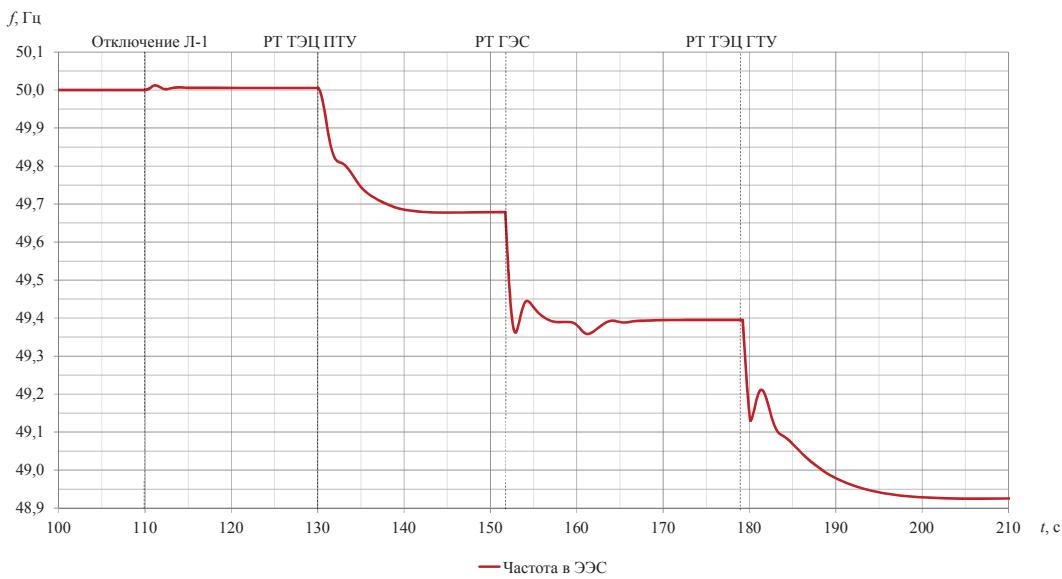


Рис. 11. Изменение частоты переменного тока в ЭЭС

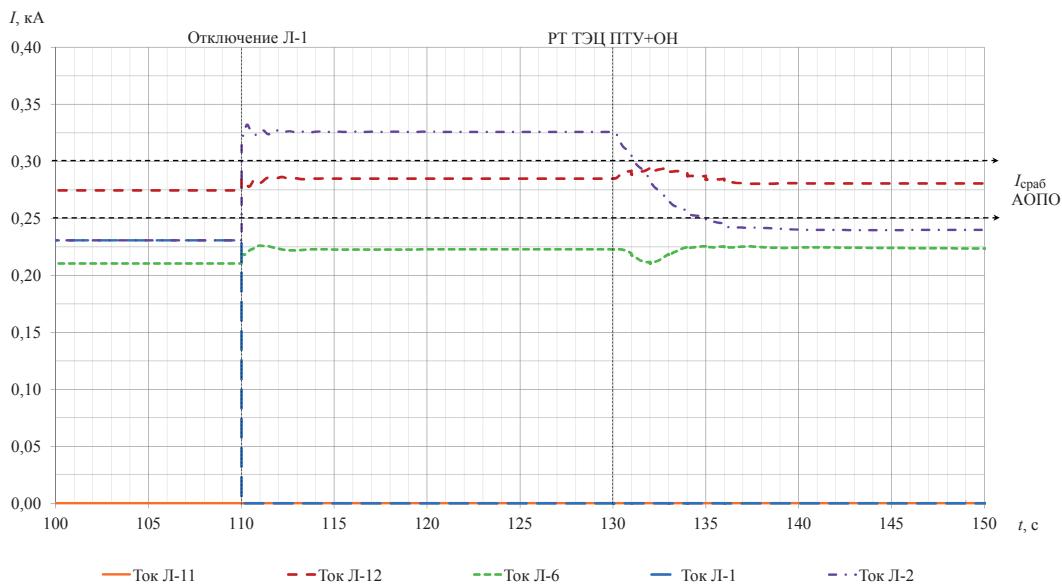


Рис. 12. Изменение величин токов по ВЛ 110 кВ, отходящих от шин электростанций

дачи телеметрии, что является существенным недостатком устройств АОПО, использующих доаварийную информацию.

Наиболее опасными последствиями срабатывания устройств АОПО в изолированных энергосистемах могут являться частотные аварии, вызванные отключением одного или нескольких мощных генераторов электростанций. Указанные аварийные ситуации условно можно разделить на два типа:

- 1) частотные аварии, ликвидация которых может быть осуществлена действием локальных устройств АЧР;

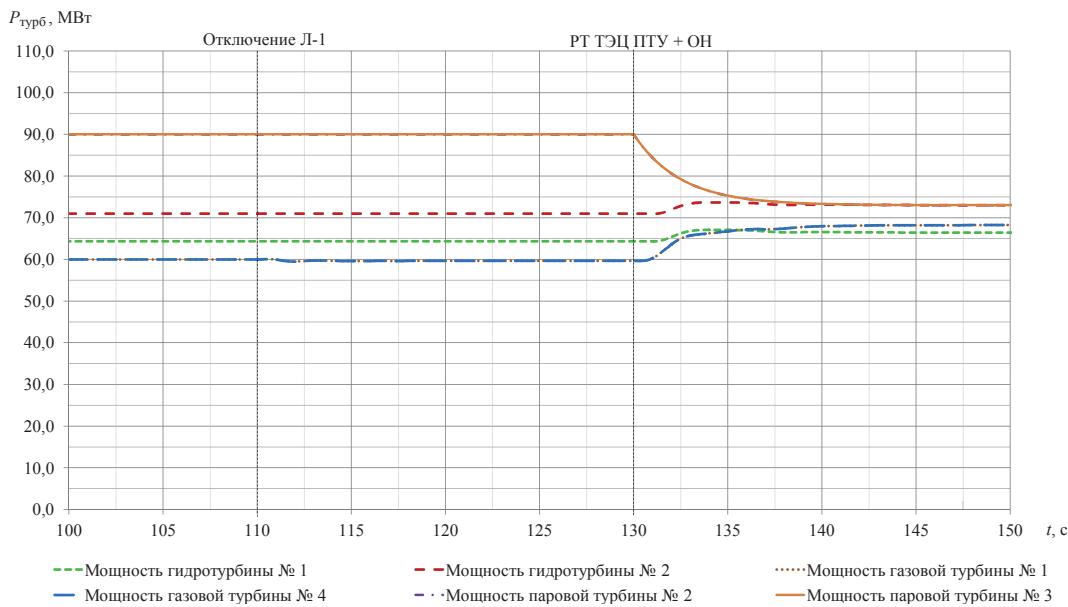


Рис. 13. Изменение величин мощности турбин электростанций

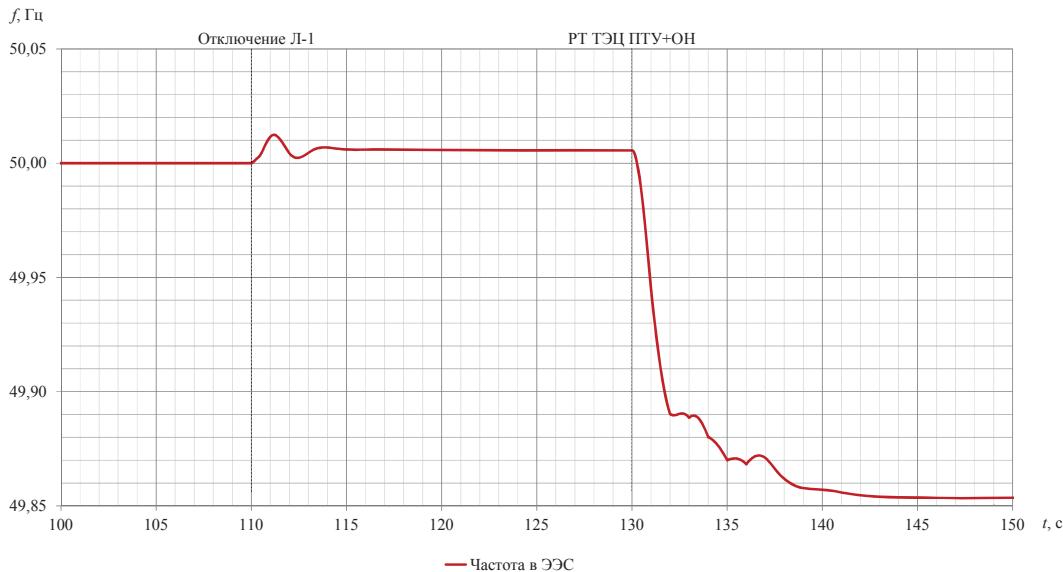


Рис. 14. Изменение частоты переменного тока в ЭЭС

2) аварийные ситуации, ликвидация которых должна осуществляться совместным действием устройств АЧР и дополнительной автоматической разгрузки (ДАР).

В том случае, если в процессе развития частотных аварий первого или второго типа отсутствуют условия для возникновения лавины перегрузок, то применение СУВ в устройствах АОПО является нецелесообразным.

В том случае, если для ликвидации токовых перегрузок в изолированной энергосистеме необходим ввод УВ, связанный с возникновением значительных небалансов активной мощности (более 30 %) и существует вероятность возникновения лавины

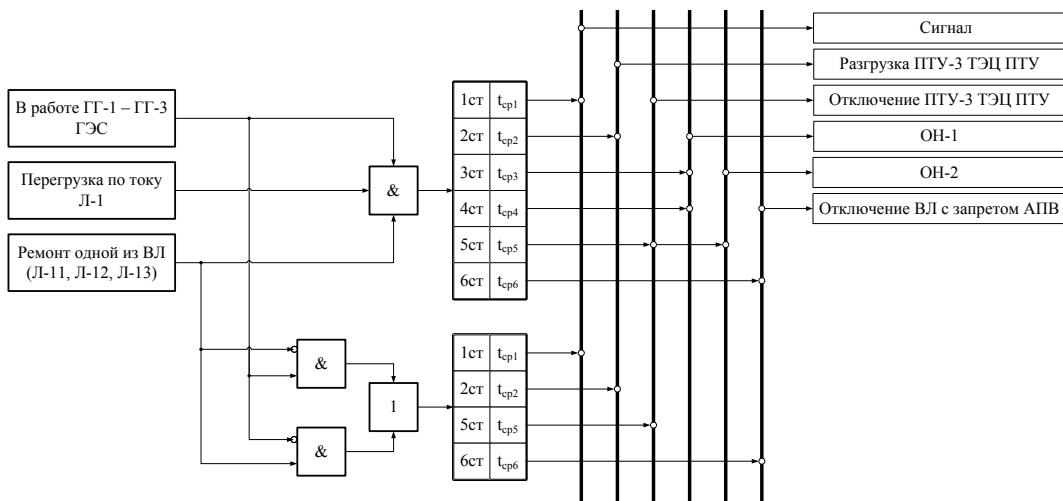


Рис. 15. Функционально-логическая схема устройства АОПО Л-1
с учетом доаварийной информации



Рис. 16. Структурная блок-схема, описывающая методику УВ устройств АОПО
в изолированных энергосистемах

перегрузки и отключений ЛЭП, то применение указанных комплексов ПА в такой энергосистеме недопустимо. Энергооборудование, ограничивающее длительно и аварийно допустимые токи в ЭЭС, должно быть заменено и обеспечивать необходимую пропускную способность по току всех сетевых элементов изолированной энергосистемы.

В том случае, если после ввода управляющих воздействий от устройств АОПО на РТ (ОГ) возникает недопустимое снижение напряжения в узлах нагрузки, но не наблюдается случаев возникновения лавины токовых перегрузок, то указанную проблему необходимо решать путем установки в нагрузочных узлах устройств АОСН с УВ на ОН. Реализация в устройствах АОПО алгоритма СУВ в таких случаях является нелесообразной ввиду возможности излишнего отключения двигательной нагрузки, а также необходимости в установке дополнительных каналов связи.

Структурная блок-схема, описывающая методику выбора УВ устройств АОПО в изолированных энергосистемах, приведена на рис. 16.

В заключение необходимо отметить, что необходимость применения устройств АОПО в изолированных энергосистемах должна определяться проектом, так как организация указанных подсистем ПА может приводить к усложнению принципов действия автоматики, а также требует значительных капитальных затрат на установку всех необходимых каналов связи и УТМ. В большом числе случаев данные обстоятельства приводят к технико-экономической целесообразности замены электроэнергетического оборудования, ограничивающего длительно и аварийно допустимые токи сетевых элементов и ограничению применения устройств АОПО в изолированных ЭЭС.

Список литературы

1. Окин А. А. Противоаварийная автоматика энергосистем. – М.: МЭИ, 1995. – 212 с.
2. Баркан Я. Д. Эксплуатация электрических систем. – М.: Высшая школа, 1990. – 304 с.
3. Беркович М. А. Автоматика энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 240 с.

Андронович Богдан, магистр электроэнергетики и электротехники, инженер отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: andranovich_b@ntcees.ru

Курилкин Алексей Игоревич, магистр электроэнергетики и электротехники, инженер отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: kurilkin@ntcees.ru

Лисицын Андрей Андреевич, заместитель генерального директора, директор департамента противоаварийной автоматики, систем управления и релейной защиты Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: lisitsyn_a@ntcees.ru

Сорокин Евгений Владимирович, канд. техн. наук, доцент, заведующий лабораторией локальных комплексов противоаварийной автоматики отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: sorokin@ntcees.ru

Andranovich B., Kurilkin A. I., Lisitsyn A.A, Sorokin E. V.

Choice of control actions of the automatic limitation of equipment overload in an isolated power system.

Solving problems related to the choice of control actions of automatic limitation of equipment overload devices, and developing recommendations on a general approach to the organization of subsystems of automatic limitation of equipment overload in isolated power systems.

Key words: *emergency control, automatic limitation of equipment overload, isolated power system, control action.*

УДК 621.311

Н. А. Беляев, А. Е. Егоров, Н. В. Коровкин, В. С. Чудный

Исследование методов расчета балансовой надежности

Предложен метод расчета показателей балансовой надежности электроэнергетических систем сложной структуры. Разработанный метод предусматривает построение расчетной модели для анализа балансовой надежности на основе цифровой расчетной электрической модели энергосистемы и определение показателей балансовой надежности с использованием методов статистического моделирования. Представлены результаты расчета показателей балансовой надежности для объединенной энергосистемы Востока.

Ключевые слова: *электроэнергетическая система, балансовая надежность, дефицит мощности, зона надежности.*

Введение

Одной из основных задач оперативного управления и планирования развития в электроэнергетических системах (ЭЭС) является обеспечение надежного электроснабжения потребителей, которое включает в себя:

- обеспечение адекватности системы генерации электроэнергии с учетом сетевых возможностей взаиморезервирования электростанций действующему и прогнозируемому спросу на электроэнергию и мощность;
- обеспечение способности ЭЭС противостоять внезапным возмущениям за счет режимных мероприятий;
- формирование оптимальной структуры сети и выбор настроек и параметров элементов ЭЭС, средств автоматического и оперативного управления ЭЭС.

Соответственно, в современной литературе выделяют балансовую, режимную и структурную надежность ЭЭС [1].

Балансовая надежность определяется как способность ЭЭС обеспечивать совокупную потребность в электрической мощности и энергии потребителей с учетом ограничений в виде плановых и неплановых отключений элементов ЭЭС, а также ограничений на поставку энергоресурсов [2]. Таким образом, балансовая надежность определяет обеспечение спроса на электроэнергию и мощность с учетом характеристик и режимов работы элементов ЭЭС. Балансовая надежность обеспечивается путем создания в ЭЭС резерва мощности, необходимого для компенсации возникающих дефицитов мощности, связанных с аварийным выходом из строя оборудования ЭЭС или непредусмотренным ростом потребления, например, в связи с экстремальными погодными условиями.

Исследованиям балансовой надежности в последние два десятилетия уделялось по различным причинам недостаточно внимания, что привело к тому, что небольшое количество публикаций по данной тематике относится, в основном, к разработкам еще советского периода. В настоящее время в связи с ростом потребления электроэнергии, необходимостью замены и реконструкции оборудования электростанций и электрических сетей различные аспекты исследований балансовой надежности

вновь становятся актуальными, прежде всего с позиций обоснования строительства энергетических объектов, а также обоснования необходимых уровней резервирования. Решаемые при этом задачи оценки показателей балансовой надежности для вариантов развития энергосистем и расчета необходимого резерва мощности обладают высокой вычислительной трудоемкостью. Имеющиеся наработки в области решения данных задач, относящиеся к периоду 80-х годов прошлого века, используют упрощенные, часто недостаточно обоснованные модели и методы, которые не предусматривают применение современных математических методов и не учитывают возможности современных ЭВМ. В связи с этим для задач балансовой надежности существует потребность в разработке современных методов решения.

Цель настоящей работы состоит в разработке и исследовании метода расчета показателей балансовой надежности для ЭЭС произвольной конфигурации. Исследования проводятся с использованием расчетных моделей ЭЭС, входящих в состав ЕЭС России.

Предлагаемый метод основан на применении для построения расчетной модели, расчета вероятности дефицита мощности и определения его локализации в ЭЭС высокоеффективных алгоритмов, позволяющих выполнять расчет показателей балансовой надежности для моделей ЭЭС с любым уровнем детализации.

Для достижения поставленной цели решены следующие задачи:

- разработка и тестирование алгоритма расчета распределения потоков мощности в ЭЭС для оценки балансовой надежности;
- разработка и тестирование алгоритма обеспечения потребления в ЭЭС;
- разработка и тестирование алгоритма расчета показателей балансовой надежности;
- адаптация разработанных алгоритмов для расчетов с использованием цифровых моделей ЭЭС ЕЭС России и проведение соответствующих расчетов;
- оценка результатов проведенных исследований и расчетов.

Полученные в работе результаты включают в себя разработанные алгоритмы расчета показателей балансовой надежности и результаты их апробации с использованием расчетной модели объединенной энергосистемы Востока (ОЭС Востока), входящей в состав ЕЭС России. В статье представлены основные результаты исследований и описание разработанных алгоритмов, приведены результаты расчета показателей балансовой надежности для ОЭС Востока.

1. Показатели и методы расчета балансовой надежности энергосистем

Балансовая надежность ЭЭС определяется ее способностью обеспечивать спрос на электроэнергию со стороны потребителей. Уровень балансовой надежности определяется на основе показателей, характеризующих вероятность возникновения дефицита мощности в ЭЭС. Показатели, которые используются в зарубежной практике при нормировании балансовой надежности, приведены в [3, 4]. Основными из них являются:

- вероятность дефицита мощности (*LOLP*, Loss of Load Probability);
- среднее число дней дефицита мощности в год (*LOLE*, Loss of Load Expectation);

- среднее число часов дефицита мощности в год (*LOLH*, Loss of Load Hours);
- ожидаемая величина недопоставленной энергии (*EUE*, Expected Unserved Energy).

В отечественной литературе [5] обычно используется интегральная вероятность J отсутствия дефицита мощности (вероятность бездефицитной работы, которая определяется как относительная продолжительность бездефицитной работы ЭЭС). Основное отличие приведенных выше показателей заключается в различной форме представления и учета регулярных изменений потребления [3]. Например, при расчете *LOLE* используется годовой график суточных максимумов потребления, который содержит 365 значений потребления мощности, а при расчете *LOLH* и J – годовой почасовой график потребления, содержащий 8760 значений. Применение различных показателей балансовой надежности в России и за рубежом обуславливает различные подходы в нормировании балансовой надежности, но не оказывает существенного влияния на используемые методы расчета. В дальнейшем, в приводимых результатах исследований и расчетов используется показатель J , значения других показателей могут быть также определены с использованием разработанных алгоритмов.

Совокупность факторов, влияющих на показатели балансовой надежности ЭЭС, весьма представительна [6, 7]. В данном исследовании эти факторы условно делятся на три группы:

1. Факторы, связанные с изменением состояния генерирующего оборудования, основными из которых являются аварийность агрегатов электростанций и снижение располагаемой мощности электростанций. Аварийность агрегатов обусловлена конечным уровнем надежности оборудования электростанций, поэтому каждому агрегату или энергоблоку соответствует определенная вероятность аварийного выхода его из строя, проводящего к снижению генерации. Снижение располагаемой мощности электростанций, также ведущее к снижению возможной выработки, связано с изменением режимов работы агрегатов и блоков, которые могут быть связаны с работой по тепловому графику нагрузки (для теплоэлектростанций) или необходимостью снижения расхода воды (для гидроэлектростанций).
2. Факторы, связанные с режимами потребления электроэнергии, среди которых можно выделить два основных: неравномерность потребления мощности и погрешность прогноза спроса на электроэнергию и мощность. Неравномерность потребления связана с изменениями потребления в суточном и годовом разрезах. Вероятность возникновения дефицита мощности из-за неодинакового потребления в различные периоды времени будет иметь переменный характер. При перспективном планировании следует учитывать погрешность прогнозирования потребления, так как возможные отклонения потребления от прогнозных значений влияют на уровень балансовой надежности ЭЭС.
3. Факторы, связанные со структурой передающей сети. Возможность обеспечения потребления в ЭЭС определяется не только состоянием генерирующих мощностей и объемом потребления, но и пропускной способностью передающей сети. В частном случае, если в ЭЭС пропускная способность связей не ограничивает возможности передачи мощности потребителям и взаимного резервирования отдельных электростанций, то такую ЭЭС называют концен-

тированной [5]. Характерным примером таких ЭЭС являются энергосистемы городов-мегаполисов. В общем случае недостаточная пропускная способность электрической сети может быть причиной дефицита мощности в отдельных частях ЭЭС при наличии достаточной для обеспечения потребления рабочей мощности электростанций. Наличие сетевых ограничений на передачу мощности (что характерно для большинства ЭЭС ЕЭС России) приводит к тому, что в разных районах ЭЭС вероятность дефицита мощности и, соответственно, уровни балансовой надежности, различны. В этом случае речь идет о так называемой многоузловой ЭЭС. Существующая практика расчета балансовой надежности многоузловых ЭЭС [4, 8, 9] заключается в разделении ЭЭС на концентрированные подсистемы (без внутренних ограничений на передачу мощности), соединенные между собой единичными связями ограниченной пропускной способности в соответствии с топологией ЭЭС. Расчет показателей балансовой надежности для многоузловых ЭЭС производится для каждой концентрированной подсистемы. Поскольку внутри каждой концентрированной подсистемы уровень надежности одинаковый, то данные подсистемы также называют зонами (равной) надежности.

Методы расчета показателей балансовой надежности должны иметь возможность учитывать все перечисленные факторы. Методы расчета балансовой надежности для концентрированных ЭЭС к настоящему времени хорошо изучены и реализованы [7, 9]. Наиболее трудоемкой представляется задача расчета показателей балансовой надежности для многоузловых ЭЭС сложной конфигурации. Для расчета показателей балансовой надежности необходимо рассчитать дефицит мощности для всех возможных состояний ЭЭС, количество которых может быть очень велико, что связано с большим количеством возможных состояний генерирующего оборудования, потребителей и сетевых элементов. Выполнение полного перебора всех возможных состояний для реальных ЭЭС в приемлемый срок невозможно даже с использованием современных ЭВМ, что и представляет основную сложность данных задач. Высокой вычислительной эффективностью при анализе концентрированных ЭЭС обладают аналитические методы, которые выполняют построение рядов распределения вероятностей генерации и потребления мощности и их сложение для определения вероятности дефицита. Однако для расчета многоузловых ЭЭС применение аналитических методов ограничено радиально-магистральными схемами, что не соответствует структуре ЕЭС России. В связи с этим в существующей практике исследований балансовой надежности предпочтение отдается статистическим методам расчета, в частности методу Монте-Карло, идея которого заключается в моделировании большого количества случайных состояний ЭЭС, на основе которых выполняется определение показателей балансовой надежности. Данный метод был реализован в ряде отечественных и зарубежных программных комплексов (Орион, GE MARS, Grid View). Однако для получения достоверных оценок искомых показателей выборка случайных состояний ЭЭС должна быть весьма представительной, что обуславливает высокую вычислительную трудоемкость статистических методов. Поэтому наиболее перспективным представляется применение комбинированных подходов, сочетающих в себе возможности аналитических и статистических методов.

При анализе многоузловых схем кроме непосредственного расчета показателей по зонам надежности присутствует также ряд сопутствующих задач, от качества решения которых зависят как трудоемкость расчетов, так и точность получаемых результатов. Одной из основных задач на этапе построения расчетной модели многоузловой ЭЭС является определение границ зон надежности, представляющих собой концентрированные подсистемы. Однозначно произвести выделение зон ЭЭС, внутрь которых не распространяются заданные сетевые ограничения, возможно лишь в отдельных частных случаях. Формализованного подхода к разбиению ЭЭС на зоны надежности к настоящему времени в мировой практике не выработано, и, как правило, данная задача решается на инженерном уровне. Это связано с тем, что ограничения на передачу мощности в ЭЭС задаются в виде контролируемых сечений, в которые входят группы линий электропередачи, и максимально допустимых перетоков активной мощности (МДП) по ним. Структура контролируемых сечений может быть весьма сложной, что с учетом взаимосвязи всех перетоков мощности в ЭЭС затрудняет формирование зон надежности и связей между ними. Другой важной задачей является расчет распределения потоков мощности между зонами в многоузловой ЭЭС, который необходим для определения соответствия потоков мощности заданным сетевым ограничениям. Решение данной задачи также требует разработки специальных методов.

Настоящая статья в равной степени посвящена всем перечисленным аспектам задачи расчета показателей балансовой надежности. Далее будут представлены результаты разработки алгоритмов, применение которых позволяет получать искомые величины с использованием современных программных средств, и их апробации с использованием расчетной модели ОЭС Востока.

2. Моделирование распределения потоков мощности

При расчете балансовой надежности многоузловых ЭЭС возникает необходимость расчета потоков мощности по связям между зонами надежности в целях учета ограничений на передачу мощности между зонами. Для расчета потоков мощности в схемах сложной конфигурации, содержащих колцевые и сложно замкнутые структуры, необходимо применение специальных методов, которые должны максимально точно отражать реальное потокораспределение в ЭЭС, учитывая, в том числе, неравномерность загрузки параллельных связей в соответствии с их параметрами.

Для расчета потоков мощности и других параметров в установившихся режимах ЭЭС разработаны и успешно используются специализированные методы, реализованные в ПВК «RastrWin» и ряде других программных комплексов. Однако данные методы не могут быть успешно применены при анализе балансовой надежности по двум основным причинам. Во-первых, эти методы, основанные на итерационном решении нелинейной системы уравнений, не обеспечивают требуемого быстродействия, что является критичным, поскольку, как отмечено выше, основная проблема расчета показателей балансовой надежности заключается в переборе большого числа состояний ЭЭС. Так как расчет потоков мощности необходимо проводить для каждого состояния ЭЭС, скорость решения данной задачи будет напрямую определять время получения конечного решения. Во-вторых, при расчете режима, например с использованием ПВК «RastrWin», сходимость режима не гарантирована, что

не позволяет достоверно определить количество дефицитных состояний ЭЭС. Даные причины не позволяют использовать традиционные методы расчета режима для расчета распределения потоков мощности в задачах балансовой надежности. Таким образом, для расчета потоков мощности требуется разработка специального метода, обеспечивающего требуемое быстродействие и получение решения для любых, как дефицитных, так и бездефицитных, состояний ЭЭС.

Расчет распределения потоков активных мощностей в ЭЭС может быть сведен к решению системы линейных уравнений [10]:

$$\mathbf{B}\Theta = \mathbf{P}, \quad (1)$$

где \mathbf{B} – $N \times N$ матрица узловых проводимостей, N – общее число узлов ЭЭС, Θ и \mathbf{P} – соответственно векторы фазовых углов напряжений и активных мощностей узлов. Активная мощность P , передаваемая по ветви, включенной между узлами i и j , может быть представлена в виде $P_{i,j} = \frac{U_i U_j}{X_{i,j}} \sin \theta_{i,j}$, где U_i , U_j – напряжения узлов i , j ; $X_{i,j}$ – продольное индуктивное сопротивление ветви i , j ; $\theta_{i,j}$ – угол между векторами напряжений U_i и U_j . Система уравнений (1) справедлива при следующих допущениях:

1. Линии электропередачи энергосистемы имеют относительно малую длину, то есть при передаче допустимых значений активной мощности для них характерны малые углы между векторами напряжений U_i и U_j и, следовательно, $\sin \theta_{i,j} \sim \theta_{i,j}$.
2. Потерями напряжения в линиях можно пренебречь и положить, что модули напряжения во всех узлах схемы равны.

Принятые допущения ($U_i = U_j = U_{\text{ном}} = 1$, $\sin \theta_{i,j} \sim \theta_{i,j}$, $b_{i,j} = \frac{1}{X_{i,j}}$) позволяют перейти от выражения $P_{i,j} = \frac{U_i U_j}{X_{i,j}} \sin \theta_{i,j}$ к выражению $b_{i,j} \theta_{i,j} = P_{i,j}$. Из аналогии $J_i = Y_i U_i$

и $I_{i,j} = Y_{i,j} U_{i,j}$, где J_i – соответственно сумма источников тока, а Y_i – сумма проводимостей ветвей, подходящих к узлу i ; $I_{i,j}$, $Y_{i,j}$, $U_{i,j}$ – соответственно ток, проводимость и падение напряжения ветви i , j , и следует справедливость (1). Подробно использование дробно-полиномиальных функций для определения параметров режима ЭЭС изложено в [11]. Из решения Θ уравнений (1) легко определить активные мощности $P_{i,j}$, передаваемые по ветвям:

$$P_{i,j} = (\theta_i - \theta_j) / X_{i,j}, \theta_i, \theta_j \in \Theta. \quad (2)$$

Использование (1), (2) позволяет определять распределение потоков активной мощности в ЭЭС путем решения системы линейных уравнений, что значительно упрощает оценку значений ряда параметров режима по сравнению с расчетом режима на полной (нелинейной) модели ЭЭС. Проведенные с использованием тестовых схем IEEE исследования показали, что допущения, принятые при выводе (1), обусловливают появление погрешности в среднем не более 5 % [12], что является допустимым для рассматриваемого класса задач. Наряду с этим применение для расчета потоков мощности системы (1) не требует упрощения или эквивалентирования исследуемой ЭЭС, расчеты могут производиться и с сохранением исходной схемы сети. Это позволяет более корректно учесть топологию и параметры сети в расчетах показателей балансовой надежности.

Для расчета показателей балансовой надежности необходимо выполнять много-кратный расчет распределения потоков мощности для множества состояний ЭЭС, то есть при различных состояниях генерирующего оборудования и значениях потребления. Таким образом, необходимо определять загрузку ветвей при различных значениях генерации и потребления мощности в узлах ЭЭС. С использованием модели ЭЭС, описываемой системой (1), решение данной задачи может быть упрощено.

Важнейшим преимуществом линеаризованной модели является возможность использования принципа наложения. Применение принципа наложения позволяет представить активную мощность \tilde{P}_v , передаваемую по некоторой ветви v , $v = \overline{1, V}$, V – общее число ветвей ЭЭС, в виде линейной зависимости от мощности узлов ЭЭС:

$$\tilde{P}_v = k_{v,1} \cdot P_1 + k_{v,2} \cdot P_2 + \dots + k_{v,i} \cdot P_i + \dots + k_{v,N} \cdot P_N = \sum_{i=1}^{i=N} k_{v,i} \cdot P_i, \quad (3)$$

где P_i – мощность i -го узла, $i = \overline{1, N}$, N – общее число узлов ЭЭС, $k_{v,i}$ – вещественные коэффициенты, определение которых рассматривается ниже. Мощность P_i определяется как разность генерации и потребления мощности в узле i :

$$P_i = P_{G_i} - P_{H_i},$$

где P_{G_i} – мощность, генерируемая в узле i , P_{H_i} – мощность, потребляемая в узле i .

Рассмотрим определение коэффициентов $k_{v,i}$, входящих в (3). Эти коэффициенты могут быть определены с использованием (1) из решения системы линейных уравнений. В соответствии с (2) вектор мощностей $\tilde{\mathbf{P}}$, передаваемых по ветвям ЭЭС, может быть определен в соответствии с выражением:

$$\tilde{\mathbf{P}} = \mathbf{B}_v \Theta_v,$$

где \mathbf{B}_v – диагональная матрица $V \times V$ реактивных проводимостей ветвей ЭЭС, Θ_v – вектор разности фазовых углов напряжений по концам ветвей:

$$\Theta_v = \theta_{i,j} = (\theta_i - \theta_j), \quad \theta_i \in \Theta, \theta_v \in \Theta_v,$$

где i, j – узлы, которые соединяет ветвь v . Из последнего выражения следует, что векторы Θ_v и Θ связаны следующим соотношением:

$$\Theta_v = \mathbf{A}^T \Theta,$$

где \mathbf{A} – матрица инцидентности. При этом Θ является решением (1):

$$\Theta = \mathbf{B}^{-1} \mathbf{P}.$$

Тогда, выполняя соответствующие преобразования, получим выражение для $\tilde{\mathbf{P}}$:

$$\tilde{\mathbf{P}} = \mathbf{B}_v \Theta_v = \mathbf{B}_v \mathbf{A}^T \Theta = \mathbf{B}_v \mathbf{A}^T \mathbf{B}^{-1} \mathbf{P}.$$

Из данного соотношения, а также из системы уравнений (3) для всех ветвей ЭЭС, которая может быть записана в матричном виде $\tilde{\mathbf{P}} = \mathbf{K} \mathbf{P}$, где матрица $\mathbf{K} = \left\{ k_{v,i} \right\}_{(v \in \overline{1, V}) \times (i \in \overline{1, N})}$, может быть получено выражение для определения \mathbf{K} :

$$\mathbf{K} = \mathbf{B}_v \mathbf{A}^T \mathbf{B}^{-1}. \quad (4)$$

Определенные в соответствии с (4) коэффициенты подставляются в уравнения (3), и формируются зависимости потоков мощности по ветвям ЭЭС от мощности генерации и потребления в отдельных узлах. С использованием (3) могут быть определены потоки мощности по ветвям в любых состояниях ЭЭС. Зависимость потока мощности по некоторому сечению s ($s = \overline{1, S}$, S – общее число контролируемых сечений в ЭЭС) может быть также представлена в форме (3), так как поток мощности \vec{P}_s через сечение s определяется как сумма потоков мощности по ветвям v_s , входящим в данное сечение:

$$\vec{P}_s = \sum_{v \in v_s} \vec{P}_v.$$

Потоки мощности по ветвям являются линейными функциями мощностей узлов (3), любая их линейная комбинация также представляет собой линейную зависимость. Коэффициенты $k_{s,i}$ зависимости для \vec{P}_s определяются сложением соответствующих коэффициентов зависимостей для ветвей, входящих в сечение s :

$$\vec{P}_s = k_{s,1} \cdot P_1 + k_{s,2} \cdot P_2 + \dots + k_{s,i} \cdot P_i + \dots + k_{s,N} \cdot P_N = \sum_{i=1}^{i=N} \sum_{v \in v_s} k_{v,i} \cdot P_i. \quad (5)$$

Зависимости (5) позволяют определять потоки мощности по контролируемым сечениям ЭЭС в зависимости от мощностей узлов и сопоставлять текущие величины потоков мощности максимально допустимым значениям $\vec{P}_{\text{МДП}_s}$, $s = \overline{1, S}$.

3. Построение расчетной модели

Существующая практика анализа балансовой надежности многоузловых схем ЭЭС сводится к расчету показателей надежности по концентрированным подсистемам – зонам надежности с учетом возможных изменений генерации и потребления мощности в каждой зоне и пропускных способностей связей между ними. Формирование подобной расчетной модели, как было отмечено, представляет собой сложно формализуемую задачу, к решению которой нет единого подхода. Основная ее проблема заключается в сложной структуре контролируемых сечений (сетевых ограничений), которая не позволяет однозначно определить состав зон надежности и связей между ними.

Рассмотрим задачу разбиения ЭЭС на зоны надежности. В качестве исходной информации в задаче принимается цифровая расчетная электрическая модель ЭЭС, которая включает в себя:

- топологию сети;
- параметры сетевых элементов;
- значения потребления мощности в узлах;
- перечень генерирующего оборудования по узлам ЭЭС с данными о располагаемой мощности каждого агрегата (блока) и вероятности аварийного состояния;
- перечень и состав контролируемых сечений с указанием величин МДП.

В результате решения задачи должны быть определены границы зон надежности, связи между ними и их пропускная способность. Зоны надежности представляют собой группы узлов ЭЭС, составляющих концентрированную подсистему, с неограниченными возможностями взаимного резервирования. Это означает, что

пропускная способность сети позволяет покрыть любой возможный дефицит мощности в одном из узлов зоны за счет избытка мощности любого другого узла зоны (при его наличии). Группы таких узлов и должны быть определены в результате решения задачи.

Решение поставленной задачи целесообразно проводить в два этапа. На первом этапе необходимо определить активные ограничения, то есть из заданного перечня контролируемых сечений выбрать такие, которые с учетом их МДП действительно ограничивают передачу мощности в различных балансовых ситуациях. На втором этапе с учетом выбранных активных ограничений формируются зоны надежности.

Решение задачи выбора активных ограничений на основе полной электрической модели ЭЭС затруднено, поскольку требует перебора и анализа большого количества схемно-режимных ситуаций. Однако выбор искомых контролируемых сечений может быть более эффективно осуществлен с использованием модели распределения потоков мощности, изложенной в Разделе 2. В соответствии с (5) потоки мощности по контролируемым сечениям могут быть представлены в виде линейной зависимости от мощностей узлов. При известных диапазонах изменения мощностей узлов с использованием (5) могут быть определены возможные значения потоков мощности в сечениях. Практический интерес представляют собой состояния, при которых наблюдаются превышения МДП в одном или нескольких сечениях. Возможность таких состояний и является критерием включения данных сечений в активные ограничения.

Для определения возможности превышения МДП необходимо, используя значение $k_{s,i}$, выявить наиболее тяжелое для каждого сечения состояние ЭЭС, характеризующееся, главным образом, определенным сочетанием отказов генерирующего оборудования, и определить возможность превышения МДП для данного сечения. При этом необходимо учесть ряд факторов:

- суммарное потребление мощности в узлах не должно превышать значения нерегулярного максимума потребления для исследуемой ЭЭС;
- распределение потребления мощности по узлам ЭЭС должно соответствовать реальному распределению в режиме максимального потребления;
- рассматриваемые состояния ЭЭС и сочетания отказов оборудования должны иметь конечную вероятность, состояния ЭЭС суммарной вероятностью менее 10^{-6} , как правило, исключают из рассмотрения как малозначимые (данное ограничение в расчетах может быть выражено в виде максимально возможного числа одновременных отказов или максимально возможной потери мощности генерации);
- ограничения на потоки мощности по другим контролируемым сечениям;
- возможность мероприятий по вводу режима в допустимую область и устранения перегрузок, например путем перераспределения нагрузок между электростанциями.

Указанные ограничения с использованием (5) могут быть сведены к системе линейных неравенств. Таким образом, задача определения наиболее тяжелого состояния для каждого сечения сводится к задаче линейного программирования, методы решения которой известны и реализованы во многих программных комплексах.

На основании выполненных расчетов определяется возможность превышения МДП в каждом из контролируемых сечений и, соответственно, необходимость его учета в качестве активного ограничения при проведении дальнейших расчетов.

После определения активных сетевых ограничений необходимо сформировать зоны надежности. Для этого также может быть использована система уравнений (5), записанная только для активных ограничений. Из условий формирования зон надежности, описанных выше, следует, что изменение передачи мощности между узлами одной зоны не должно влиять на поток мощности по активным сечениям. То есть при любых изменениях P_i внутри одной зоны надежности, так что $\sum P_i = \text{const}$, не должно происходить изменений \tilde{P}_s по активным сечениям, а это возможно в том случае, если коэффициенты $k_{s,i}$ для узлов одной зоны надежности одинаковы. Отсюда условие включения двух узлов i, j в одну зону надежности g может быть записано в виде:

$$i, j \in g \text{ if } \forall s : k_{s,i} = k_{s,j}. \quad (6)$$

Таким образом, после выбора активных ограничений определение состава зон надежности сводится к анализу коэффициентов $k_{s,i}$ для соответствующих узлов и сечений. Определенные по условию (6) группы узлов и будут являться зонами надежности, при этом переменные P_i в (5), соответствующие узлам одной группы, очевидно, могут быть сгруппированы, тогда в системе уравнений (5), описывающей потоки мощности по контролируемым сечениям, количество переменных сократится до количества зон надежности, а число уравнений будет соответствовать количеству активных ограничений. Данная система может быть представлена в матричном виде $\tilde{\mathbf{P}}_s = \mathbf{K}_{g-s} \mathbf{P}_g$, где $\tilde{\mathbf{P}}_s$ и \mathbf{P}_g – векторы потоков мощностей по сечениям и мощностей зон (разность генерации и потребления по зонам), \mathbf{K}_{g-s} – массив коэффициентов зависимостей потоков мощности от мощностей зон (матрица сетевых коэффициентов), составленный из соответствующих $k_{s,i}$. В соответствии с условием $\tilde{\mathbf{P}}_s \leq \tilde{\mathbf{P}}_{\text{МДП}}$, где $\tilde{\mathbf{P}}_{\text{МДП}}$ – вектор максимально допустимых потоков мощности, может быть записана система неравенств:

$$\mathbf{K}_{g-s} \mathbf{P}_g \leq \tilde{\mathbf{P}}_{\text{МДП}}. \quad (7)$$

Система неравенств (7) описывает ограничения на передачу мощности между зонами надежности многозонной ЭЭС. Размерность (7) определяется числом активных сечений и зон надежности, которые в свою очередь определяются количеством ограничений на передачу мощности в конкретной ЭЭС. Текущие значения мощности зон должны удовлетворять (7). Таким образом, искомое решение задачи разбиения на зоны надежности получено: определены зоны надежности и группы узлов, входящие в них, а также определены ограничения на передачу мощности между зонами, записанные в форме системы неравенств (7). Смысл полученного деления ЭЭС на зоны надежности в контексте задач балансовой надежности заключается в том, что внутри каждой зоны вероятность дефицита мощности или значения других показателей надежности будут одинаковы для всех узлов зоны, что обусловлено отсутствием каких-либо ограничений на передачу мощности внутри зоны. Соответственно, далее расчеты показателей балансовой надежности могут проводиться по зонам надежности.

4. Обеспечение потребления и распределение дефицита мощности

Определение вероятности дефицита мощности и других показателей балансовой надежности основано, как изложено выше, на анализе различных состояний ЭЭС и определении дефицита мощности в них. Сумма вероятностей дефицитных состояний и будет являться вероятностью дефицита мощности в ЭЭС. Определение дефицитности определенного состояния ЭЭС, характеризующегося определенными величинами рабочей мощности электростанций и потребления мощности в узлах (зонах), требует введения критериев дефицита. При рассмотрении концентрированной ЭЭС таковым критерием является разность суммарной рабочей мощности электростанций и суммарного потребления в ЭЭС. Если эта разность в некотором состоянии отрицательна, то данное состояние является дефицитным. Однако при рассмотрении многоузловой ЭЭС применение такого критерия некорректно, поскольку на возникновение дефицита мощности в отдельных зонах могут влиять также ограничения на передачу мощности. То есть, могут иметь место состояния, при которых рабочая мощность в целом по ЭЭС превышает потребление, но в одной или нескольких зонах возникает дефицит мощности из-за невозможности передачи мощности из других зон вследствие сетевых ограничений. В этом случае ограничения на передачу мощности между зонами надежности обусловливают дефицит мощности в одних зонах при наличии избыточной мощности в других. Это приводит к тому, что в разных зонах надежности многоузловой ЭЭС уровень балансовой надежности может быть разным.

Другим важным аспектом, непосредственно влияющим на выбор критерия дефицита, для многоузловых ЭЭС является принятый принцип распределения дефицита мощности. Для определения показателей балансовой надежности по каждой зоне требуется не только определение факта возникновения дефицита мощности в том или ином состоянии ЭЭС, но и локализации дефицита. То есть необходимо определить, в каких зонах возник дефицит. Однако данная задача может иметь различное решение в зависимости от принципа распределения дефицита мощности, что можно показать на простом примере. Рассмотрим ЭЭС, имеющую две зоны надежности. Пусть в некотором состоянии в зоне 1 возникает большой дефицит мощности, для компенсации которого недостаточно избытка мощности зоны 2, несмотря на наличие достаточной пропускной способности связи между зонами. То есть, возникший в зоне 1 дефицит превысил имеющиеся резервы мощности в ЭЭС в целом. Задача локализации дефицита состоит в том, чтобы определить, в каких зонах имеется дефицит мощности. С одной стороны, в приведенном примере дефицитными являются обе зоны, поскольку в целом по ЭЭС суммарной рабочей мощности электростанций недостаточно для обеспечения потребления мощности. С другой стороны, дефицит мощности возник только в зоне 1, и, соответственно, если не рассматривать передачу мощности из зоны 2, то в зоне 2 дефицита не будет, и дефицитной будет только зона 1.

Решение задачи локализации дефицита мощности в приведенном примере будет зависеть от принятой в ЭЭС стратегии ограничения потребителей в случае возникновения дефицита, которая может быть различна. Действительно, в приведенном при-

мере в результате возникновения дефицита ограничены могут быть как потребители обеих зон, так и только потребители зоны 1. В связи с этим для многоузловых ЭЭС различают *пропорциональный* и *локальный* принцип распределения дефицита мощности. Пропорциональный принцип предполагает распределение дефицита мощности независимо от места его возникновения между зонами, между которыми этот дефицит может быть распределен с учетом ограничений на пропускную способность связей между зонами. В приведенном примере согласно такому принципу дефицитными являются обе зоны, передача мощности между зонами будет обеспечивать частичную компенсацию дефицита в зоне 1, перенося тем самым часть дефицита в зону 2. Локальный принцип заключается в локализации дефицита в тех зонах, где он непосредственно возник. В этом случае передача мощности в зону 1 из зоны 2 будет ограничена имеющимся избытком в зоне 2, и дефицит мощности будет полностью локализован в зоне 1. Таким образом, установленный принцип распределения дефицита и является дополнительным условием, определяющим решение задачи локализации дефицита. Условиям функционирования ЭЭС ЕЭС России в наибольшей степени соответствует пропорциональный принцип распределения дефицита мощности.

Вернемся к вопросу о выборе критерия дефицита при анализе состояний многоузловых ЭЭС. Система неравенств (7) описывает ограничения на передачу мощности между зонами. Мощность P_g зоны, $P_g \in \mathbf{P}_g$, $g = \overline{1, G}$, определяется как разность генерации и потребления мощности в ней, то есть положительное значение мощности зоны соответствует выдаче мощности в систему данной зоной, отрицательное – приему мощности из системы (от других зон), нулевое – самосбалансированности зоны по мощности. Максимальное значение мощности $P_{g \max}$ каждой зоны (верхний предел) определяется как суммарная рабочая мощность электростанций зоны за вычетом текущего значения потребления мощности в зоне и равна, таким образом, резерву мощности в зоне.

Необходимым условием обеспечения потребления (отсутствия дефицита) в целом по всей ЭЭС из общих соображений является обеспечение баланса мощности по ЭЭС. Это условие может быть представлено в виде:

$$\sum_g P_g = 0, \quad (8)$$

что означает равенство нулю суммы текущих значений мощностей всех зон. Очевидно, что выполнение (8) является также достаточным условием отсутствия дефицита во всех зонах надежности, поскольку из (8) следует, что если некоторые зоны имеют отрицательный баланс, то есть их мощность отрицательна, они получают достаточный объем мощности от зон с положительной мощностью для обеспечения бездефицитной работы. Однако при этом должны быть учтены ограничения на передачу мощности между зонами, то есть должно соблюдаться условие (7). Таким образом, критерием отсутствия дефицита мощности (обеспечения потребления) в ЭЭС в целом и во всех ее зонах надежности является выполнение (8) при ограничениях (7). Проверка данного условия сводится к решению задачи линейного программирования, поскольку функционал (8) является линейным относительно переменных P_g , а ограничения (7) представлены системой линейных неравенств.

В качестве дополнительных ограничений выступают верхние пределы переменных – максимальные мощности $P_{g \max}$ зон.

Если с учетом принятых ограничений максимизация суммарной мощности зон дает отрицательный результат, то есть $\sum_g P_g < 0$, то некоторые зоны или ЭЭС в целом являются дефицитными. Определение дефицитных зон, то есть локализации дефицита, как было отмечено, зависит от принципа распределения дефицита мощности. При применении пропорционального принципа дефицитными окажутся все зоны, в которых был исчерпан резерв мощности. Для данных зон справедливо:

$$P_{g \max} - P_g = 0. \quad (9)$$

Если (9) справедливо для всех без исключения зон надежности, то в ЭЭС имеет место общесистемный дефицит мощности, связанный с недостатком рабочей мощности электростанций для покрытия потребления. Если (9) справедливо только для отдельных зон, то их дефицит связан с ограничениями (7), то есть с тем, что по одной или нескольким связям достигнут предел пропускной способности.

Таким образом, критерием обеспечения потребления (бездефицитной работы) многоузловой ЭЭС является выполнение (8) с учетом ограничений (7) и верхних пределов мощностей зон ($P_{g \max}$). Проверка данного критерия сводится к решению задачи линейного программирования. При $\sum_g P_g < 0$ критерием дефицита зон является (9).

5. Расчет показателей балансовой надежности

Задача определения показателей балансовой надежности сводится к определению вероятности дефицита мощности в зонах надежности исследуемой ЭЭС с учетом различных влияющих факторов, изложенных в Разделе 1. Это приводит к необходимости перебора большого количества состояний ЭЭС, обусловленных различными значениями генерации и потребления мощности в зонах. Большой объем перебора является одной из причин использования статистических методов, в частности метода Монте-Карло, для расчета балансовой надежности в многоузловых ЭЭС сложной конфигурации, для которых сложно адаптировать аналитические методы расчета.

Использование для решения рассматриваемой задачи метода Монте-Карло заключается в расчете вероятности дефицита мощности посредством анализа некоторого количества состояний ЭЭС, выбранных случайным образом. Для обеспечения сходимости решения и приемлемой точности искомых показателей объем выборки случайных состояний должен быть достаточно большим, но возможности современных ЭВМ позволяют соблюсти данное условие. Тем не менее, эффективность метода напрямую зависит от способа формирования случайных состояний. Так, моделирование случайных состояний отдельно на каждом генераторе исследуемой ЭЭС с учетом вероятности аварийного состояния не является целесообразным, поскольку при этом увеличивается количество рассматриваемых состояний с одинаковым значением рабочей мощности зон [9].

Наиболее перспективным представляется использование комбинированных методов расчета, суть которых заключается в следующем. С использованием аналитических методов, в частности рекуррентного алгоритма [8], выполняется построение рядов распределения вероятностей изменения рабочей мощности электростанций

и потребления мощности по каждой зоне надежности. Для дальнейшего расчета балансовой надежности многоузловой ЭЭС используется метод Монте-Карло, при этом формирование случайных состояний производится на построенных распределениях по зонам. Такой подход повышает эффективность метода Монте-Карло и обеспечивает сокращение временных затрат на получение решения.

При формировании случайных состояний должны учитываться факторы, влияющие на генерацию и потребление мощности в зонах надежности, основными из которых являются:

1. *Аварийное снижение рабочей мощности электростанций.* Для построения распределения аварийного снижения рабочей мощности наиболее эффективным представляется использование рекуррентного алгоритма. Построение распределения производится по данным о составе генерирующего оборудования каждой зоны и показателям его аварийности (принимаются по справочным или статистическим данным). При формировании расчетных состояний ЭЭС значения рабочей мощности в каждой зоне выбираются случайно с учетом их вероятности по данным построенных распределений.
2. *Отклонения потребления от заданных (прогнозных) значений.* Распределение вероятностей отклонения потребления принимается нормальным, поскольку отклонения потребления мощности могут проявляться под влиянием большого числа факторов, среди которых невозможно определить превалирующие. Среднеквадратическое отклонение для каждой зоны принимается по статистическим данным. Распределения отклонений потребления строятся для каждой зоны надежности, в соответствии с ними для каждой зоны при формировании расчетных случайных состояний выбирается текущее значение потребления.
3. *Регулярные изменения потребления мощности.* Учитываются в соответствии с прогнозным годовым (суточным) графиком потребления мощности по зонам. При этом необходимо учитывать, что изменение потребления мощности по зонам происходит в соответствии с их графиками потребления синхронно, поэтому при формировании состояний ЭЭС осуществляется выбор ступени графика потребления и потребление мощности задается по всем зонам в соответствии с выбранной ступенью.

Подробнее об учете основных влияющих факторов при расчетах балансовой надежности изложено в [7].

Таким образом, величинами, формируемыми случайным образом, для каждого расчетного состояния ЭЭС являются значения рабочей мощности электростанций и потребления мощности в каждой зоне. После формирования случайного состояния выполняется определение его дефицитности в соответствии с методикой, изложенной в разделе 4. При выполнении условия (8) с учетом ограничений (7) состояние ЭЭС является бездефицитным. В противном случае дефицитные зоны определяются по условию (9). Отметим, что коэффициенты K_{g-s} и правые части в системе неравенств (7) являются независящими от мощности зон, соответственно ограничения (7) остаются неизменными для всех состояний ЭЭС. Изменение мощности генерации и потребления в зонах надежности влияет только на значения $P_{g \max}$. То есть при анализе каждого случайного состояния решается одна и та же задача с разными верхними пределами переменных – мощностей зон. В результате решения задачи определения

дефицита для большого количества случайных состояний ЭЭС производится определение вероятности дефицита мощности для каждой зоны надежности. На основании полученных вероятностей могут быть определены искомые показатели балансовой надежности исследуемой ЭЭС (J , $LOLE$, $LOLH$ и др.). Как было указано в Разделе 2, использование тех или иных показателей не влияет на методику расчета, различие может состоять лишь в способе задания графиков потребления мощности.

6. Расчет балансовой надежности ОЭС Востока

В предыдущих разделах последовательно представлен разработанный метод расчета показателей балансовой надежности ЭЭС. В данном разделе приведены результаты апробации предложенного метода с использованием цифровой расчетной модели объединенной энергосистемы Востока.

Объединенная энергетическая система Востока располагается на территории Дальневосточного Федерального округа и четырех субъектов Российской Федерации: Амурской области, Приморского и Хабаровского краев, Еврейской автономной области, а также южной части республики Саха (Якутии). В ее состав входят три региональные энергетические системы: Амурская, Приморская, Хабаровская и Южно-Якутский энергорайон. Объединенную энергосистему Востока образуют 19 электростанций мощностью 5 МВт и выше, электрические подстанции класса напряжения 110–500 кВ общей мощностью 32,2 млн кВ·А и линии электропередачи 110–500 кВ общей протяженностью 24 899,7 км. Суммарная установленная мощность ОЭС Востока по данным на 01.01.2014 составляет 9061 МВт [13].

ОЭС Востока связана с ОЭС Сибири тремя высоковольтными линиями электропередачи 220 кВ и с энергосистемой Китая. В структуре генерирующих мощностей ОЭС Востока преобладают тепловые электростанции (более 70 % от установленной мощности). Основные генерирующие источники, такие как Зейская ГЭС и Бурейская ГЭС, размещены в северо-западной части, а основные районы потребления — на юго-востоке ОЭС. Структура установленной мощности ОЭС Востока представлена в табл. 1. В количественном составе, как видно из приведенной таблицы, преобладают агрегаты малой и средней мощности тепловых станций с общим паропроводом, абсолютное большинство которых — агрегаты ТЭЦ, работающие по тепловому графику. По установленной мощности наибольшую долю имеют гидроагрегаты Зейской и Бурейской ГЭС.

Таблица 1

Структура установленной мощности ОЭС Востока

Тип оборудования	Количество, ед.	Суммарная мощность, МВт
Агрегаты ТЭС до 120 МВт	50	3016
Блоки ТЭС 180-215 МВт	14	2705
Блоки ГЭС 215-335 МВт	12	3340
Итого	76	9061

Структура ОЭС Востока обладает рядом особенностей, важных в контексте задач балансовой надежности. Во-первых, ОЭС Востока работает изолированно от других энергосистем ЕЭС России, что означает отсутствие внешних потоков мощности, за

исключением экспортных поставок мощности в Китай, которые учитываются фиксированной нагрузкой на соответствующих приграничных подстанциях. Во-вторых, ОЭС Востока обладает большим резервом мощности в сравнении с другими ОЭС. Располагаемая мощность ОЭС Востока в зимний период составляет более 7800 МВт, при этом максимум потребления мощности в 2013 году составил 5382 МВт. Таким образом, резерв мощности составляет около 45 % от максимального потребления, что практически сводит к нулю риск общесистемного дефицита мощности. С другой стороны, ОЭС Востока характеризуется территориальной неравномерностью производства и потребления электроэнергии. Основная часть потребления приходится на Приморскую и Хабаровскую энергосистемы, в то же время ряд крупных источников генерации, в том числе ГЭС, находятся в Амурской энергосистеме, которая, являясь избыточной, передает мощности в восточную часть ОЭС. В результате определяющим для балансовой надежности фактором в ОЭС Востока является пропускная способность сети. Ограничения на передачу мощности установлены по контролируемым сечениям. В табл. 2 приведены список контролируемых сечений, их состав с указанием входящих в каждое сечение линий электропередачи и величины максимально допустимых потоков мощности в прямом и обратном направлении. В табл. 2 приводятся только контролируемые сечения, учитываемые далее в расчетах балансовой надежности. Это сечения, контролируемые в нормальной схеме диспетчерским центром ОДУ Востока и обусловливающие ограничения на передачу мощности в системообразующей сети ОЭС Востока.

Таблица 2

**Контролируемые сечения ОЭС Востока, учитываемые
в расчетах балансовой надежности**

№ сечения	Наименование контролируемого сечения	Состав контролируемого сечения	МДП в прямом направлении, МВт	МДП в обратном направлении, МВт
4	Южная Якутия–Амурэнерго	ВЛ 220 кВ Нерюгрин. ГРЭС – Тында № 1 ВЛ 220 кВ Нерюгрин. ГРЭС – Тында № 1	300	135
10	Зейская ГЭС–Амурэнерго	ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая № 1 ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая № 2 ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи	1330	не контролируется
21	Бурейская ГЭС – Завитая 220	АТ Бурейской ГЭС ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС – Завитая № 1 ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС – Завитая № 2	630	не контролируется
22	Бурейская ГЭС – Завитая 500+220	ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС – Завитая № 1 ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС – Завитая № 2	1120	не контролируется
30	Запад ОЭС – Амурская	ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала ВЛ 220 кВ Ключевая – Сиваки ВЛ 220 кВ Ключевая – Чалганы/т	1110	не контролируется

Окончание табл. 2

№ сечения	Наименование контролируемого сечения	Состав контролируемого сечения	МДП в прямом направлении, МВт	МДП в обратном направлении, МВт
40	Бурейская ГЭС – Амурская	ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС ВЛ 220 кВ Февральская – Этеркан ВЛ 220 кВ Белогорск/т – Завитая ВЛ 220 кВ Короли/т – Завитая	1050	640
55	Амурэнерго – Хабаровскэнерго	ВЛ 500 кВ Бурейск.ГЭС–Хабаровск.№ 1 ВЛ 500 кВ Бурейск.ГЭС–Хабаровск.№ 2 ВЛ 220 кВ Февральская – Этеркан ВЛ 220 кВ Архара–Облучье ВЛ 220 кВ Ядрин/т–Облучье	1490	650
80	Хабаровскэнерго – Приморская ГРЭС	ВЛ 500 кВ Приморск. ГРЭС – Хехцир 2 ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – Бикин/т ВЛ 220 кВ Прим. ГРЭС – Розенгартовка ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – НПС-36	1030	760

Построение расчетной модели

С использованием методики, изложенной в разделах 2, 3, на основе цифровой расчетной электрической модели ОЭС Востока в формате «RastrWin», данных о составе генерирующего оборудования и составе контролируемых сечений выполнено построение расчетной модели для определения показателей балансовой надежности ОЭС Востока.

На первом этапе построения модели определены активные ограничения, то есть определены контролируемые сечения, которые могут перегружаться в различных балансовых ситуациях. К активным ограничениям в данной энергосистеме относятся контролируемые сечения № 4, 21, 22, 30, 55, 80. Сечения № 10 и 40 в активные ограничения не вошли и, соответственно, не учитываются в дальнейших расчетах.

На втором этапе после определения активных ограничений, учет которых необходим при расчете показателей балансовой надежности, сформированы зоны надежности ОЭС Востока. На основе расчетной электрической модели для каждой зоны определен перечень входящих в нее узлов и состав генерирующего оборудования. Общее количество сформированных зон надежности равно 7, их перечень с указанием величин располагаемой мощности генерирующего оборудования и максимального потребления мощности приведен в табл. 3. Наиболее крупными зонами являются Приморская и Хабаровская энергосистемы, ограниченные контролируемыми сечениями № 55 и № 80. В силу конфигурации контролируемых сечений Амурская энергосистема разделена на три зоны надежности. В отдельную зону надежности выделен Южно-Якутский энергорайон с Нерюнгринской ГРЭС. Также в отдельную зону выделены шины 220 кВ Бурейской ГЭС с подстанцией Талакан, что обусловлено ограничением на выдачу мощности по сечению № 21.

Таблица 3

Зоны надежности ОЭС Востока

№	Название зоны надежности	Располагаемая мощность электростанций, МВт	Максимум потребления мощности, МВт
1	Приморская ЭС	2096	1977
2	Хабаровская ЭС	1753	1435
3	Центр Амурской ЭС	280	1231
4	Восток Амурской ЭС	1095	170
5	Запад Амурской ЭС	1330	298
6	Южно-Якутский ЭР	594	245
7	Бурейская ГЭС шины 220 кВ	670	27

Для учета ограничений на передачу мощности между зонами построена матрица сетевых коэффициентов, представляющая собой массив K_{g-s} , участвующий в записи системы неравенств (7).

Расчет показателей балансовой надежности

Для полученной расчетной модели ОЭС Востока с использованием алгоритма, описанного в разделе 5, выполнен расчет показателей балансовой надежности ОЭС Востока по зонам надежности, приведенным в табл. 3.

На основании данных о составе генерирующего оборудования и потреблении мощности выполнено построение рядов распределения вероятностей изменения рабочей мощности электростанций и потребления по семи зонам надежности. Для этого показатели аварийности генерирующего оборудования принимались по справочным данным [14], среднеквадратическое отклонение потребления рассчитывалось для каждой зоны по результатам сравнения фактических и прогнозных максимумов потребления мощности за последние 5 лет. Затем выполнены формирование и расчет случайных состояний. График потребления мощности в расчетах принят по данным почасовых замеров потребления на день зимнего контрольного замера (третья среда декабря). Общее количество испытаний по методу Монте-Карло составляет 10^5 , что обеспечивает погрешность определения искомых показателей для данной энергосистемы не выше 5 %. Полученные по результатам расчетов значения вероятности J бездефицитной работы представлены в табл. 4.

Таблица 4

Значения вероятности J бездефицитной работы по зонам надежности ОЭС Востока, отн.ед.

Приморская ЭС	Хабаровская ЭС	Центр Амурской ЭС	Восток Амурской ЭС	Запад Амурской ЭС	Южно-Якутский ЭР	Бурейская ГЭС шины 220 кВ
0,9984	0,9994	0,9994	0,9994	0,9998	0,9986	0,9999

Вероятность J бездефицитной работы ЭЭС является показателем, распространенным в отечественной практике исследований балансовой надежности. Нормативное значение J , установленное по результатам технико-экономических расчетов, составляет 0,996 [3, 5]. Таким образом, результаты проведенных расчетов показывают, что во всех зонах ОЭС Востока обеспечен нормативный уровень балансовой надежности. Наименьшее значение J , что соответствует наибольшей вероятности дефицита, имеет место в Приморской энергосистеме. В данной энергосистеме, как было отмечено выше, находятся крупные центры потребления мощности, и она, являясь дефицитной, зависит от передачи мощности из других энергосистем, которая ограничена МДП в контролируемых сечениях. Наибольшие значения J характерны для избыточных по мощности Запада Амурской энергосистемы, зоны Бурейской ГЭС.

Таким образом, с использованием разработанных алгоритмов выполнен расчет балансовой надежности ОЭС Востока и получено решение всех поставленных в рамках данной цели задач. Как было отмечено, разработанный алгоритм позволяет получать значения других показателей балансовой надежности, используемых в зарубежной практике (*LOLE*, *LOLH* и др.). Апробация алгоритмов показала их высокую вычислительную эффективность.

Заключение

В работе выполнены разработка и исследование метода расчета показателей балансовой надежности ЭЭС, ориентированного на исследования и расчеты балансовой надежности крупных ЭЭС сложной структуры. Предлагаемый метод предусматривает построение расчетной модели для анализа балансовой надежности на основе цифровой расчетной электрической модели ЭЭС и определение показателей балансовой надежности по зонам надежности ЭЭС. Апробация метода выполнена с использованием цифровой модели ОЭС Востока. Проведенные в рамках работы исследования позволили решить ряд важных сопутствующих задач. Рассмотренные задачи, такие как определение активных сетевых ограничений, актуальны не только в структуре задач анализа балансовой надежности, но и имеют большое самостоятельное значение в классе задач управления развитием ЭЭС.

В результате выполнения работы разработаны специальные алгоритмы, позволяющие эффективно (с минимальными затратами временного и машинного ресурсов) с учетом возможностей современных ЭВМ находить решение поставленных в работе задач. Предполагается использование данных алгоритмов при создании специализированного программно-вычислительного комплекса для решения задач перспективного планирования ЭЭС. Дальнейшие исследования планируются посвятить задачам синтеза надежности: оптимизации размещения генерирующего оборудования и структуры электрических сетей по критериям надежности.

Список литературы

1. Манов Н. А., Хохлов М. В., Чукреев Ю. Я. и др. Методы и модели исследования надежности электроэнергетических систем. Отв. ред. Н. А. Манов. – Сыктывкар, Коми научный центр УрО РАН, 2010. – 292 с.

2. СТО 17330282.27.010.001-2008 «Электроэнергетика. Термины и определения». Утвержден приказом РАО «ЕЭС России» от 17 июня 2008 № 289.
3. Чукреев Ю. Я. Сравнение отечественных и зарубежных вероятностных показателей балансовой надежности электроэнергетических систем. // Известия РАН. Энергетика – 2012. – № 6. – С. 27–38.
4. Chao Henry. LOLE/Resource Adequacy Methodology [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.isonewengland.org/committees/comm_wkggrps/othr/icsp/mtrls/2005/nov182005/bole_resource_adequacy_methodology.pdf. Дата обращения: 28.03.2013.
5. Волькенau И. М., Зейлигер А. Н., Хабачев Л. Д. Экономика формирования электроэнергетических систем. – М.: Энергия, 1981. – 322 с.
6. Беляев Н. А., Егоров А. Е., Коровкин Н. В., Чудный В. С. Анализ балансовой надежности как актуальная задача развития электроэнергетических систем ЕЭС России // Научно-технические ведомости СПбГПУ – 2013. – № 2 – С. 44–51.
7. Беляев Н. А., Егоров А. Е., Коровкин Н. В., Чудный В. С. Расчет оперативного резерва мощности в энергосистемах // Известия НТЦ Единой энергетической системы – 2013. – № 2(69) – С. 50-67.
8. Billington Roy, Ronald N. Allan. Reliability Evaluation of Power Systems. Second Edition, – New York and London: Plenum Press, 1996 – 509 p.
9. Чукреев Ю. Я., Чукреев М. Ю. Модели оценки показателей балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем. – Сыктывкар, Коми научный центр УрО РАН, 2014. – 207 с.
10. Беляев Н. А., Коровкин Н. В., Фролов О. В., Чудный В. С. Исследование методов оптимизации режимов работы энергосистем // Электротехника – 2013. – № 2 – С. 21–29.
11. Беляев Н. А., Коровкин Н. В., Чудный В. С. Математическое описание влияния управляемых сетевых устройств на режим электроэнергетических систем // Электричество – 2014. – № 2 – С. 18–24.
12. Беляев Н. А., Коровкин Н. В., Фролов О. В., Чудный В. С. Использование билинейной теоремы для решения задач оптимизации потоков мощностей в энергосистемах // Электротехнические комплексы и системы управления – 2012. – № 1 – С. 77–80.
13. Отчет о результатах функционирования ЕЭС России в 2013 году – М., 2014.
14. Непомнящий В. А. Надежность оборудования энергосистем – М.: Изд-во журнала «Электроэнергия. Передача и распределение». – 2013. – 196 с.

Беляев Николай Александрович, инженер отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»), аспирант кафедры «Электрические системы и сети» Санкт-Петербургского государственного политехнического университета.

E-mail: Belyaev.NA@yandex.ru

Егоров Андрей Евгеньевич, заместитель заведующего отделом проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: egorov_a@ntcees.ru

Коровкин Николай Владимирович, доктор техн. наук, профессор, научный сотрудник отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»), заведующий кафедрой «Теоретические основы электротехники» Санкт-Петербургского государственного политехнического университета.

E-mail: nikolay.korovkin@gmail.com

Чудный Владимир Сергеевич, канд. техн. наук, доцент, научный сотрудник отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»), доцент кафедры «Электрические системы и сети» Санкт-Петербургского государственного политехнического университета.

E-mail: chudnyvs@yandex.ru

Belyaev N. A., Egorov A. E., Korovkin N. V., Chudny V. S.

An Examination of Methods of Capacity Adequacy Analysis.

A method for calculating the indicators of capacity adequacy of electric power systems of complex structure is proposed. The developed method uses the digital electric power system model for the formation of a computational model of capacity adequacy. The method uses the statistical modeling also. The results of calculating the capacity adequacy for the power network of the East of Russia are presented.

Key words: power system, capacity adequacy, power shortage, reliability zone.

УДК 621.314

A. В. Тимкина

Определение требуемых величин пропускных способностей межсистемных связей на примере межсистемной связи ОЭС Центра – ОЭС Северо-Запада

Рассмотрены основные методики обоснования развития межсистемных связей. Приведен пример использования существующих методик для определения требуемой пропускной способности межсистемных сечений. Предложены дополнения к существующим методикам.

Ключевые слова: энергосистема, межсистемное сечение, пропускная способность, баланс мощности, переток.

Вводные замечания

Контроль режимов работы энергосистем в частности осуществляется за счет со-поставления текущих значений перетоков мощности в сечениях с величинами макси-мально допустимых перетоков (МДП). Повысить надежность режима работы энер-госистемы можно за счет прогнозирования величин перетоков мощности в сечениях на краткосрочную и долгосрочную перспективу. Определение прогнозных потоков мощности в сечениях позволяет оценить величину требуемой пропускной способ-ности сечения. Сопоставление требуемой пропускной способности сечения с вели-чиной максимально допустимого перетока позволяет сделать вывод о надежности функционирования исследуемого участка электрической сети в перспективных ре-жимах работы энергосистемы. В настоящей статье рассматривается методика опре-деления требуемой пропускной способности межсистемных связей Единой энерге-тической системы (ЕЭС) России в сечениях между объединенными энергетическими системами (ОЭС).

В настоящее время методика определения пропускной способности участков элек-трических сетей (в частности, максимально допустимых перетоков в контро-лируемых сечениях), регламентируется руководящими и нормативными докумен-тами. В тоже время вопрос о величине требуемых пропускных способностей меж-системных сечений в энергосистемах не достаточно освещен. В настоящее время в нормативных документах отсутствует полноценное описание методик расчета требуемых пропускных способностей межсистемных сечений ЕЭС России. Насто-ящая статья посвящена обзору основных методов расчета требуемой пропускной способности с описанием их недостатков и возможностей развития расчетных ме-тодик.

Следует отметить, что в статье представлены замечания по методам расчета тре-буемой пропускной способности межсистемных связей, проводимых с целью опре-деления необходимости их усиления, и не рассматриваются вопросы оптимальной (экономически обоснованной) пропускной способности.

1. Существующие методики определения требуемой пропускной способности участков электрической сети

1.1. Определение минимальной пропускной способности

В Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1] приведена методика определения минимально необходимой пропускной способности межсистемных связей ЕЭС России в сечениях между ОЭС. Согласно [1] пропускная способность межсистемных связей не должна быть меньше величины, принимаемой процентом от максимума нагрузки меньшей из рассматриваемых частей ЕЭС России. При этом величина нормативного коэффициента (процента) уменьшается при росте нагрузки меньшей из частей энергосистемы.

Рассмотрим пример использования методики, приведенной в [1] для исследования межсистемной связи ОЭС Северо-Запада – ОЭС Центра. Передача мощности из ОЭС Центра в ОЭС Северо-Запада осуществляется через частичное сечение Центр – Северо-Запад, а также через электрические сети стран Балтии, Белоруссии и Украины. При этом ЭС Эстонии имеет связь постоянного тока с ЭС Финляндии, а ЭС Литвы имеет связи постоянного тока с ЭС Швеции и ЭС Польши. Структурная схема электрических связей между ОЭС Северо-Запада и ОЭС Центра представлена на рис. 1. На рисунке указаны контролируемые сечения ЭС БРЭЛЛ и направления, в которых осуществляется контроль величин мощности. Кроме того на рисунке указаны межсистемные ВЛ 330 кВ, связывающие ОЭС Северо-Запада с энергосистемами ЭС БЛЭЛЛ и не входящие в контролируемые сечения.

Межсистемная связь ОЭС Северо-Запада – ОЭС Центра согласно [1] должна иметь пропускную способность не менее 13,5 % от максимума нагрузки центральной части ОЭС Северо-Запада (ЭС Санкт-Петербурга и Ленинградской области, Кольской ЭС, Псковской ЭС, Новгородской ЭС, и Карельской ЭС). В режиме абсолютного годового совмещенного максимума 2012 г. суммарное потребление указанных энергосистем составило величину 12084 МВт. В соответствии с этими данными минимальная пропускная способность межсистемной связи ОЭС Северо-Запада – ОЭС Центра составляет величину порядка 1630 МВт.

На 2012 г. по данным ОИК наибольшее значение перетока в сечении Центр – Северо-Запад составило величину 1680 МВт.

Таким образом, в ряде режимов в 2012 г. переток в сечении Центр – Северо-Запад превышал величину минимальной пропускной способности, определенной по рассматриваемой методике [1]. Следовательно, действительная требуемая пропускная способность данного сечения несколько выше, чем величина, определенная по методике [1].

Такое расхождение объясняется тем фактом, что на переток в межсистемном сечении Центр – Северо-Запад существенное влияние оказывает баланс мощности энергосистем стран Балтии, а также режим работы связей постоянного тока энергосистем ЭК БРЭЛЛ с сопредельными государствами. Кроме того, надежность функционирования энергосистемы во многом определяется составом генерирующего оборудования. Оба этих фактора не учитываются в методике оценки минимальной пропускной способности межсистемной связи, представленной в нормативном документе [1].

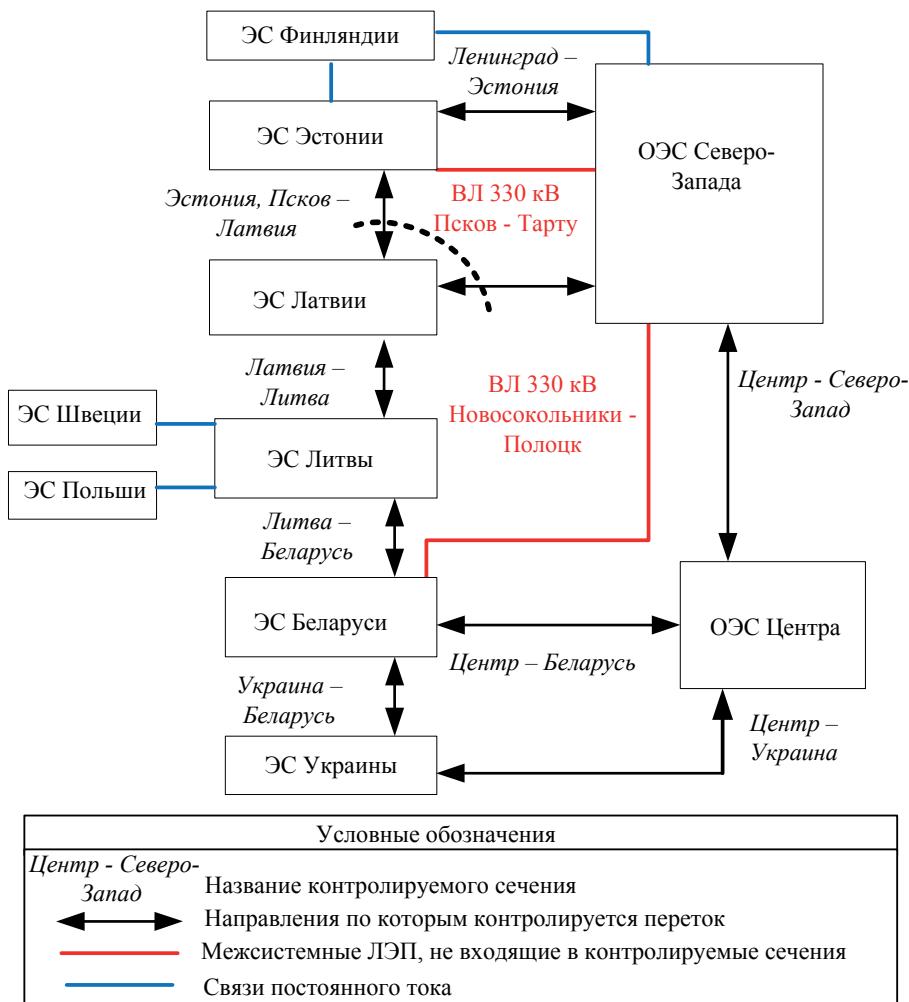


Рис. 1. Структурная схема электрических связей между ОЭС Северо-Запада и ОЭС Центра

Из представленного примера можно сделать вывод о том, что в ряде случаев данные о минимальной пропускной способности межсистемных связей, полученные по [1], могут быть занижены. При исследовании пропускной способности межсистемных связей в случаях, когда контролируемое сечение не совпадает с полным сечением, опираться на требование [1] к минимальной пропускной способности межсистемных связей не представляется целесообразным.

1.2. Методика определения требуемой пропускной способности участка ЭЭС

В [2] предложена расчетная методика обоснования развития основных электрических связей электроэнергетических систем. Рассматриваемая методика имеет значительные преимущества по сравнению с методом расчета минимальной пропускной способности, представленном в [1]. Здесь, в частности, учитывается состав и мощность генерирующего оборудования энергосистемы. Основным достоинством рас-

сматриваемого расчетного метода является возможность его применения для определения требуемой пропускной способности частичных сечений.

Согласно [2] требуемая пропускная способность участка сети электроэнергетической системы определяется выражением:

$$P_C = P_{\text{бал}}^C + P_{\text{рез}}^C, \quad (1)$$

где $P_{\text{бал}}^C$ – пропускная способность связей, необходимая для передачи планируемого балансового потока мощности, МВт;

$P_{\text{рез}}^C$ – пропускная способность связей, обусловленная перетоками взаиморезервирования, МВт.

Как следует из выражения (1), требуемая пропускная способность участка сети определяется двумя видами потоков мощности: балансовыми $P_{\text{бал}}$ и резервными потоками $P_{\text{рез}}$.

$P_{\text{бал}}$ – балансовые потоки, потоки мощности, возникающие когда для обеспечения удовлетворительного баланса мощности отдельных узлов (энергосистем) при прохождении годового максимума нагрузки требуется получение мощности из других узлов (энергосистем).

$P_{\text{рез}}$ – резервные потоки, потоки мощности возникающие в утяжеленных режимах при необходимости привлечения резервов мощности одних узлов для восполнения аварийного выхода агрегатов в других узлах, когда их собственный резерв оказывается недостаточным.

При этом полученная требуемая пропускная способность участка сети $P_{\text{вл}}$ должна обеспечивать передачу режимного потока мощности $P_{\text{реж}}$.

$P_{\text{реж}}$ – режимные потоки, потоки мощности, возникающие вне часов максимума нагрузки в результате перераспределения нагрузок между электростанциями с целью обеспечения экономически оптимальных или технически допустимых режимов работы.

Рассмотрим применение указанной методики для расчета требуемой пропускной способности межсистемных связей ЕЭС России между ОЭС. Как и для других участков электрической сети, величина требуемой пропускной способности межсистемных связей зависит от баланса мощности в соединяемых ОЭС и от величины аварийной «взаимопомощи» (см. выражение 1), которая в свою очередь зависит от существующих выпускаемых резервов в ОЭС. В табл. 1 представлены значения выпускаемых резервов мощности в объединенных энергосистемах ЕЭС в день прохождения зимнего максимума нагрузок 2012 года [3].

Таблица 1

**Выпускаемый резерв мощности в день прохождения
зимнего максимума нагрузок 2012 года, МВт**

ОЭС Центра	ОЭС Средней Волги	ОЭС Урала	ОЭС Северо-Запада (центральная часть)	ОЭС Юга	ОЭС Сибири
6903	5148	4077	1457,9	3007	3555

В настоящее время максимальная установленная мощность энергоблока, работающего в ЕЭС России, составляет величину 1000 МВт (установленная мощность энергоблоков ряда АЭС). Как следует из данных табл. 1, во всех энергосистемах соб-

ственного резерва ОЭС достаточно для покрытия дефицита мощности, образовавшегося в результате отключения энергоблока наибольшей установленной мощности. Таким образом, по состоянию на 2012 год величина экономически оправданного увеличения пропускной способности межсистемных связей по условию взаиморезервирования равна нулю.

В табл. 2 приведены значения нормируемых резервов мощности в объединенных энергосистемах ЕЭС на перспективу до 2019 года согласно [4].

Таблица 2

**Нормируемый резерв мощности в день прохождения
зимнего максимума нагрузок, МВт**

Год	ОЭС Центра	ОЭС Средней Волги	ОЭС Урала	ОЭС Северо-Запада	ОЭС Юга	ОЭС Сибири
2013	8458	2961	7371	2834	2959	7083
2014	8666	2997	7504	2873	3102	7249
2015	8874	3039	7595	2919	3207	7421
2016	9042	3076	7689	2955	3251	7616
2017	9193	3114	7787	2992	3296	7729
2018	9314	3157	7876	3027	3339	7794
2019	9436	3191	7939	3074	3371	7877

По данным [4], в перспективных режимах наибольшая установленная мощность энергоблока в ЕЭС России составит величину 1200 МВт (установленная мощность блоков ВВЭР, планируемых к вводу на некоторых АЭС). Как следует из данных табл. 2, в перспективных режимах зимнего максимума нагрузки выпускаемый резерв всех ОЭС превышает значение наибольшую установленную мощность энергоблока. Таким образом, в перспективных режимах увеличение пропускной способности межсистемных связей между ОЭС по условию взаиморезервирования также не требуется.

Таким образом, при использовании данной методики для расчета требуемой пропускной способности межсистемных сечений, искомая величина будет определяться лишь балансовым и режимным потоками мощности (величиной наибольшего из них).

Рассмотрим применение методики для исследования требуемой пропускной способности частичных сечений Центр – Северо-Запад и Северо-Запад Центр, входящих в межсистемную связь ОЭС Центра – ОЭС Северо-Запада.

При расчете требуемых пропускных способностей сечений Центр – Северо-Запад и Северо-Запад – Центр при проектировании развития энергосистемы, в соответствии с рассмотренной методикой, необходимо определить прогнозируемые потоки мощности в сечении исходя из балансов мощности энергосистем БРЭЛЛ во всех характерных режимах потребления электроэнергии. Кроме того, целесообразно рассмотреть различные варианты режимов работы передач постоянного тока, связывающих энергосистемы ЭК БРЭЛЛ с энергосистемами сопредельных государств. Очевидно, что указанные расчеты следует проводить как нормальной, так и в ремонтных схемах.

2. Предлагаемые дополнения к существующей методике определения требуемой пропускной способности межсистемных связей

В рассматриваемой методике [2] предлагается учитывать возникновение небаланса активной мощности, который может иметь место при отключении блока электростанции. При рассмотрении режимов, когда переток обусловлен выдачей мощности из меньшей части энергосистемы в большую (как в случае исследования сечения Северо-Запад – Центр), учет такого нормативного возмущения не целесообразен, поскольку в данном случае возмущение приведет к уменьшению величины перетока.

Вместе с тем, расчеты показали, что при исследовании прогнозируемых потоков мощности в сечении Северо-Запад – Центр необходимо учитывать переток, возникающий при аварийном отключении ППТ ЛАЭС-2 – Выборгская установленной мощностью 1000 МВт, связанное с потерей возможности экспорта электроэнергии в ЭС Финляндии. Следовательно, при изучении некоторых межсистемных связей необходимо учитывать и случай небаланса активной мощности, вызванного отключением потребителей крупной мощности (в данном случае – отключение элементов электрической сети, связанное с потерей возможности экспорта электроэнергии в ЭС Финляндии).

В методике, предлагаемой в [2], предполагается учет неопределенности роста нагрузки и возможного увеличения дефицита мощности в перспективных режимах за счет медленного темпа роста генерации по сравнению с темпом роста потребления. Учет возможности увеличения дефицита производится за счет ввода стратегического резерва, принимаемого 1–2 % от мощности энергосистемы.

Вместе с тем целесообразно учитывать и возможное отставание роста нагрузки от ожидаемого уровня. Это может быть особенно актуально при рассмотрении режимов, формирующихся при отключении потребителей крупной мощности в режиме минимальных нагрузок.

Таким образом, при определении требуемой пропускной способности межсистемных связей (сечений) предлагается следующее.

- Не учитывать резервные потоки мощности (перетоки аварийной взаимопомощи между ОЭС). Это предложение следует из величин существующих выпускаемых резервов в ОЭС.
- Учитывать аварийное отключение крупных потребителей при определении режимного потока мощности ($P_{\text{наиб. потреб}}$). Предложение обусловлено наличием в энергосистемах крупных потребителей, отключение которых может приводить к дополнительной загрузке межсистемных связей.
- Учитывать случайное отклонение от баланса мощности в случае меньшего роста нагрузки по отношению к росту генерирующей мощности ($P_{\text{откл. баланса}}$). Предложение обусловлено возможностью отставания роста нагрузки от прогнозного уровня в связи с экономическими факторами. Снижение нагрузки относительно прогнозного уровня также возможно в минимальных режимах в связи с высокой температурой окружающего воздуха в зимний сезон. Предлагается по аналогии с расчетом стратегического резерва, принимать величину отставания роста нагрузки от потребления в пределах 1–2 % от мощности системы.

Таким образом, для определения требуемой пропускной способности межсистемного сечения при направлении потока мощности в сторону меньшей из рассматриваемых частей ЕЭС России предлагается воспользоваться следующим выражением:

$$P_{MC} = P_{\text{бал, реж}}^{MC}. \quad (2)$$

Для определения требуемой пропускной способности межсистемного сечения при направлении потока мощности в сторону большей из рассматриваемых частей ЕЭС России предлагается воспользоваться следующим выражением:

$$P_{MC} = P_{\text{бал, реж}}^{MC} + P_{\text{наиб. потреб}}^{MC} + P_{\text{откл. баланса}}^{MC}, \quad (3)$$

где $P_{\text{бал, реж}}^{MC}$ – наибольший переток в межсистемной связи в течение рассматриваемого периода в характерных режимах потребления электроэнергии, МВт;

$P_{\text{наиб. потреб}}^{MC}$ – величина перетока в межсистемной связи, вызванная отключением потребителя большой мощности, МВт;

$P_{\text{откл. баланса}}^{MC}$ – величина перетока в межсистемной связи, вызванная отклонением от прогнозного баланса мощности, вызванным меньшим ростом нагрузки по отношению к росту генерирующей мощности, МВт. Следует отметить, что при расчете перспективных перетоков мощности отклонение нагрузки в большую сторону по отношению к генерации учитывается за счет ввода стратегического резерва в объеме 1–2 % от мощности энергосистемы. Таким образом, возможное отклонение баланса, вызванное большим ростом нагрузки по отношению к росту потребления, учтено в величине балансового потока мощности $P_{\text{бал, реж}}^{MC}$. Для учета отклонения роста нагрузки в меньшую сторону, величину отклонения баланса необходимо рассчитывать дополнительно.

Приведенные выше положения были опробованы при определении целесообразности усиления связи между ОЭС Центра и ОЭС Северо-Запада в перспективных режимах работы энергосистемы.

Рассмотренные дополнения существующих методик определения требуемой пропускной способности межсистемных связей могут быть использованы для прогнозирования потоков мощности в сечениях в краткосрочной и долгосрочной перспективе. В случае получения вывода о несоответствии пропускной способности межсистемной связи прогнозируемому потоку мощности в долгосрочной перспективе, может быть принято решение о необходимости усиления сечения. При получении аналогичного вывода для краткосрочного прогноза, должен решаться вопрос о коррекции планируемого режима. Это в конечном итоге окажет положительное влияние на контроль режима работы энергосистемы.

Следует отметить, что в статье представлены лишь предложения по дополнению существующих методик для определения требуемой пропускной способности на примере межсистемной связи ОЭС Северо-Запада – ОЭС Центра. Рассмотренные вопросы требуют более глубокого анализа и развития.

Список литературы

1. Методические указания по устойчивости энергосистем, утв. Минэнерго РФ 30.06.2003 – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.
2. Волькенау И. М., Зейлигер А. Н., Хабачев Л. Д. Экономика формирования электроэнергетических систем. Под ред. Троицкого А. А. – М.: Энергия, 1981. 320 с.
3. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2012 году. ОАО «СО ЕЭС» – <http://so-ups.ru/>
4. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на период 2014–2019 гг. Проект, февраль 2014.
5. Разработка предложений по ликвидации «узких мест» электрической сети с использованием математической модели на примере объединенных энергетических систем (ОЭС), определенных ОАО «СО ЕЭС». Обоснование строительства ВЛ 750 кВ Ленинградская АЭС – Белозерская в условиях отсутствия Ленинградской ГАЭС и вывода из эксплуатации Ленинградской АЭС: отчет о НИР (Этап 2) / – ОАО «НТЦ ЕЭС»; рук. Л. А. Кощеев. – Санкт-Петербург, 2013. – 507 с. – Арх. № 844-КТ.

Timkina Анна Вячеславовна, канд. техн. наук, научный сотрудник отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: sevastyanova@ntcees.ru.

Timkina A. V.

Determination of values of required transmission capacities of interties with example for “Integrated power systems of Center – Integrated power systems of Northwest” intertie.

The main methods, used for provision of a rationale for interties' reinforcement, are described in the article. An example of method's use for determination of a value of required transmission capacity of intertie is given. The updates for existing methods are suggested.

Key words: power-transmission system, of interconnecting main section, transmission capacity, power balance, power flow.

УДК 621.314

Д. А. Акимов

Технологии применения фазоповоротных трансформаторов в электрических сетях

Рассмотрены технологии применения фазоповоротных трансформаторов, различные виды их конструкций и основные механизмы их функционирования.

Ключевые слова: объединенная энергосистема, фазоповоротный трансформатор.

Возможности сооружения новых линий в настоящее время существенно ограничены, так как для их строительства требуются значительные площади в случае воздушных ЛЭП за пределами города и прокладка новых трасс в сложных условиях мегаполиса в случае кабельных линий. Поэтому более предпочтительным вариантом решения проблемы является развитие технологий увеличения пропускной способности существующих ЛЭП, оптимизации потоков мощности и снижения потерь в электрических сетях с минимальным отчуждением земельных угодий под строительство новых линий [1].

Улучшение технологии электропередачи продолжается с середины XX в. и отразилось в создании и применении таких технических решений, как более совершенные системы регулирования возбуждения синхронных машин, различные статические и вращающиеся устройства регулирования активной и реактивной мощностей (шунтирующие реакторы, установки продольной компенсации, статические тиристорные компенсаторы, синхронные компенсаторы, фазоповоротные трансформаторы и др.), вставки и линии постоянного тока, сверхпроводящие линии, компактные линии электропередачи и др. [2].

Успехи, достигнутые силовой электроникой к концу XX в., позволили более эффективно управлять вышеупомянутыми существующими на тот момент устройствами регулирования мощности и привели к созданию целого ряда новых технических решений, таких, как параллельный компенсатор (СТАТКОМ), параллельно-последовательный компенсатор или обобщенный регулятор потока мощности (ОРПМ) и последовательный компенсатор [3].

Стоит отметить, что из всех перечисленных выше устройств возможностью регулирования потока активной мощности в широком диапазоне обладают только управляемая установка продольной компенсации, вставка или линия постоянного тока, фазоповоротный трансформатор и некоторые из новейших устройств FACTS.

Необходимость управления потоками активной мощности вызвана как физическими требованиями (перераспределение потоков активной мощности с целью снижения потерь, снятия токовых перегрузок и др.), так и экономико-политическими (избежать передачи электроэнергии по «чужим» электрическим сетям) [4].

ОРПМ из-за высокой стоимости пока не нашел широкого применения в электрических сетях. Единственный в мире функционирующий в энергосистеме ОРПМ был введен на ПС Inez (США) в 1998 г. и является экспериментальным проектом [2]. Сооружение вставки постоянного тока для управления потоком мощности в общем случае

также является весьма затратным – например, при рассмотрении варианта установки ВПТ в сети Санкт-Петербурга ее ориентировочная стоимость по приблизительным оценкам оказалась равной 5580 млн руб., в то время как ориентировочная стоимость установки ФПТ оказалась равной около 672 млн руб. (цены 2012 г.) [5].

Управляемые установки продольной компенсации (УПК) широко используются в электрических сетях Европы и Америки [6]. Однако применение УПК в некоторых случаях может быть нецелесообразно или экономически неприемлемо. Например, рабочий угол электропередачи может изменяться при суточных или сезонных изменениях нагрузки и не согласовываться с требованиями данной ЛЭП [7]. Также УПК повышают уровень токов короткого замыкания в сети [8]. Поэтому для управления потоком активной мощности зачастую используют фазоповоротный трансформатор.

Как известно [9], передача электроэнергии по участку цепи может быть представлена в виде четырехполюсника с двумя входными величинами (ток начала \bar{I}_S , напряжение начала \bar{U}_S) и двумя выходными (ток конца \bar{I}_R , напряжение конца \bar{U}_R , рис. 1):

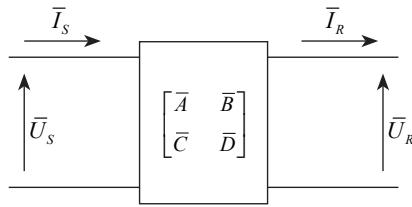


Рис. 1. Электрический четырехполюсник

Индексы S и R расшифровываются, как «sending» и «receiving», т. е. отправляющий и принимающий электроэнергию узлы соответственно.

Уравнения Кирхгофа для четырехполюсника имеют следующий вид:

$$\begin{bmatrix} \bar{U}_S \\ \bar{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{A} & \bar{B} \\ \bar{C} & \bar{D} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{U}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix}.$$

Для случая линии электропередачи данный четырехполюсник (рис. 1) может быть представлен в упрощенном виде (рис. 2):

В этом случае в уравнениях четырехполюсника $A = D = 1$, $B = Z$, $C = 0$.

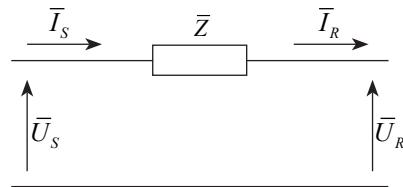


Рис. 2. Электрический четырехполюсник в упрощенном виде

Принимая $\bar{U}_R = |\bar{U}_R| \cdot e^{j\theta}$, $\bar{A} = |\bar{A}| \cdot e^{j\alpha}$, $\bar{B} = |\bar{B}| \cdot e^{j\beta}$, $\bar{U}_S = |\bar{U}_S| \cdot e^{j\delta}$, можно получить:

$$\bar{I}_R = \frac{|\bar{U}_S|}{|\bar{B}|} \cdot e^{j(\delta-\beta)} - \frac{|\bar{A}| \cdot |\bar{U}_R|}{|\bar{B}|} \cdot e^{j(\alpha-\beta)}.$$

Тогда поток полной мощности на конце участка $\bar{S}_R = \bar{U}_R \cdot \bar{I}_R^*$ будет равен:

$$\bar{S}_R = P_R + j \cdot Q_R = \frac{|\bar{U}_S| \cdot |\bar{U}_R|}{|\bar{B}|} \cdot e^{j(\beta-\delta)} - \frac{|\bar{A}| \cdot |\bar{U}_R|^2}{|\bar{B}|} \cdot e^{j(\beta-\alpha)}.$$

Этот результат можно представить в виде векторной диаграммы (рис. 3):

Разделив в предыдущем уравнении полную мощность на активную и реактивную составляющие, получим:

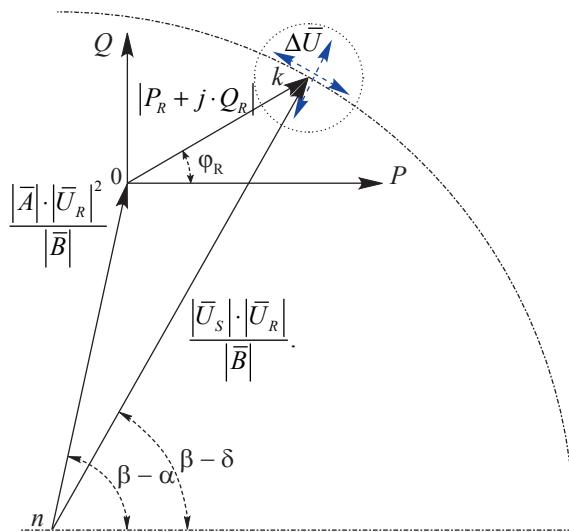


Рис. 3. Векторная диаграмма, отражающая изменение мощности конца участка при изменении \bar{U}_S на величину $\Delta\bar{U}$

$$P_R = \frac{|\bar{U}_S| \cdot |\bar{U}_R|}{|\bar{B}|} \cdot \cos(\beta - \delta) - \frac{|\bar{A}| \cdot |\bar{U}_R|^2}{|\bar{B}|} \cdot \cos(\beta - \alpha);$$

$$Q_R = \frac{|\bar{U}_S| \cdot |\bar{U}_R|}{|\bar{B}|} \cdot \sin(\beta - \delta) - \frac{|\bar{A}| \cdot |\bar{U}_R|^2}{|\bar{B}|} \cdot \sin(\beta - \alpha).$$

Для линии электропередачи в виде упрощенного четырехполюсника можно получить:

$$P_R = \frac{|\bar{U}_S| \cdot |\bar{U}_R|}{|\bar{Z}|} \cdot \cos(\beta - \delta) - \frac{|\bar{U}_R|^2}{|\bar{Z}|} \cdot \cos(\beta);$$

$$Q_R = \frac{|\bar{U}_S| \cdot |\bar{U}_R|}{|\bar{Z}|} \cdot \sin(\beta - \delta) - \frac{|\bar{U}_R|^2}{|\bar{Z}|} \cdot \sin(\beta).$$

Учитывая индуктивный характер ЛЭП ($X \gg R, Z \approx X$, т. е. $|\bar{B}| = |\bar{Z}| \cdot e^{j\beta} \approx X \cdot e^{j\pi/2}$), выражения могут быть упрощены до известных уравнений линии электропередачи:

$$P_R = \frac{|\bar{U}_S| \cdot |\bar{U}_R|}{X} \cdot \sin(\delta);$$

$$Q_R = \frac{|\bar{U}_S| \cdot |\bar{U}_R|}{X} \cdot \cos(\delta) - \frac{|\bar{U}_R|^2}{X}.$$

Аналогично определяется мощность начала участка:

$$P_S = \frac{|\bar{U}_S| \cdot |\bar{U}_R|}{X} \cdot \sin(\delta);$$

$$Q_S = \frac{|\bar{U}_S| \cdot |\bar{U}_R|}{X} \cdot \cos(\delta) - \frac{|\bar{U}_S|^2}{X}.$$

Теперь рассмотрим влияние добавления в начале участка напряжения $\Delta\bar{U}$ на поток мощности.

Добавление напряжения может быть представлено с помощью двух идеальных трансформаторов, один из которых осуществляет изменение напряжения по амплитуде (коэффициент трансформации t), второй по фазе (коэффициент трансформации $e^{j\sigma}$) (рис. 4):

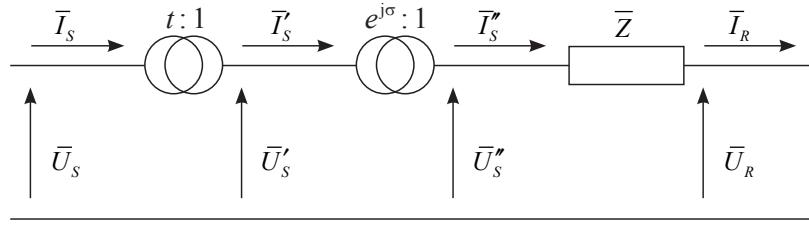


Рис. 4. Представление добавления напряжения в начале участка с помощью двух идеальных трансформаторов

$$\bar{U}_S = t \cdot e^{j\sigma} \cdot \bar{U}'_S;$$

$$\Delta\bar{U} = \bar{U}_S - \bar{U}''_S.$$

В уравнениях четырехполюсника можно записать:

$$\begin{bmatrix} \bar{U}_S \\ \bar{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} t & 0 \\ 0 & \frac{1}{t} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} e^{j\sigma} & 0 \\ 0 & (e^{-j\sigma})^* \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{A} & \bar{B} \\ \bar{C} & \bar{D} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{U}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} t \cdot e^{j\sigma} \cdot \bar{A} & t \cdot e^{j\sigma} \cdot \bar{B} \\ \frac{\bar{C} \cdot e^{j\sigma}}{t} & \frac{\bar{D} \cdot e^{j\sigma}}{t} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{U}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix}.$$

Тогда составляющие потока мощности в конце линии могут быть записаны:

$$P_R = \frac{|\bar{U}_S| \cdot |\bar{U}_R|}{|t \cdot \bar{B}|} \cdot \cos((\beta + \sigma) - \delta) - \frac{|t \cdot \bar{A}| \cdot |\bar{U}_R|^2}{|\bar{B}|} \cdot \cos((\beta + \sigma) - (\alpha + \sigma));$$

$$Q_R = \frac{|\bar{U}_S| \cdot |\bar{U}_R|}{|t \cdot \bar{B}|} \cdot \sin((\beta + \sigma) - \delta) - \frac{|t \cdot \bar{A}| \cdot |\bar{U}_R|^2}{|\bar{B}|} \cdot \sin((\beta + \sigma) - (\alpha + \sigma)).$$

Учитывая, как и в прошлый раз, индуктивный характер ЛЭП, можно получить:

$$P_R = \frac{|\bar{U}_S| \cdot |\bar{U}_R|}{t \cdot X} \cdot \sin(\delta - \sigma);$$

$$Q_R = \frac{|\bar{U}_S| \cdot |\bar{U}_R|}{t \cdot X} \cdot \cos(\delta - \sigma) - \frac{|\bar{U}_R|^2}{X}.$$

Таков общий механизм изменения потока мощности фазоповоротным трансформатором – изменяя угол сдвига ФПТ σ , можно совместно регулировать активную и реактивную мощности, протекающие в цепи с ФПТ.

Теперь рассмотрим функционирование ФПТ в реальной энергосистеме, состоящей из множества узлов и линий электропередачи. Если какие-либо узлы соединены двумя и более параллельными линиями или группами линий таким образом, что образуется контур, разница в сопротивлениях данных параллельных путей может вызвать несбалансированную загрузку линий [10]. Изменить установившееся распределение потоков мощности возможно с помощью установки ФПТ в одну из ветвей. Причем в зависимости от того, в ветвь с большим или меньшим сопротивлением установлен ФПТ – требуется функционирование ФПТ с опережающим или запаздывающим углом соответственно (рис. 5).

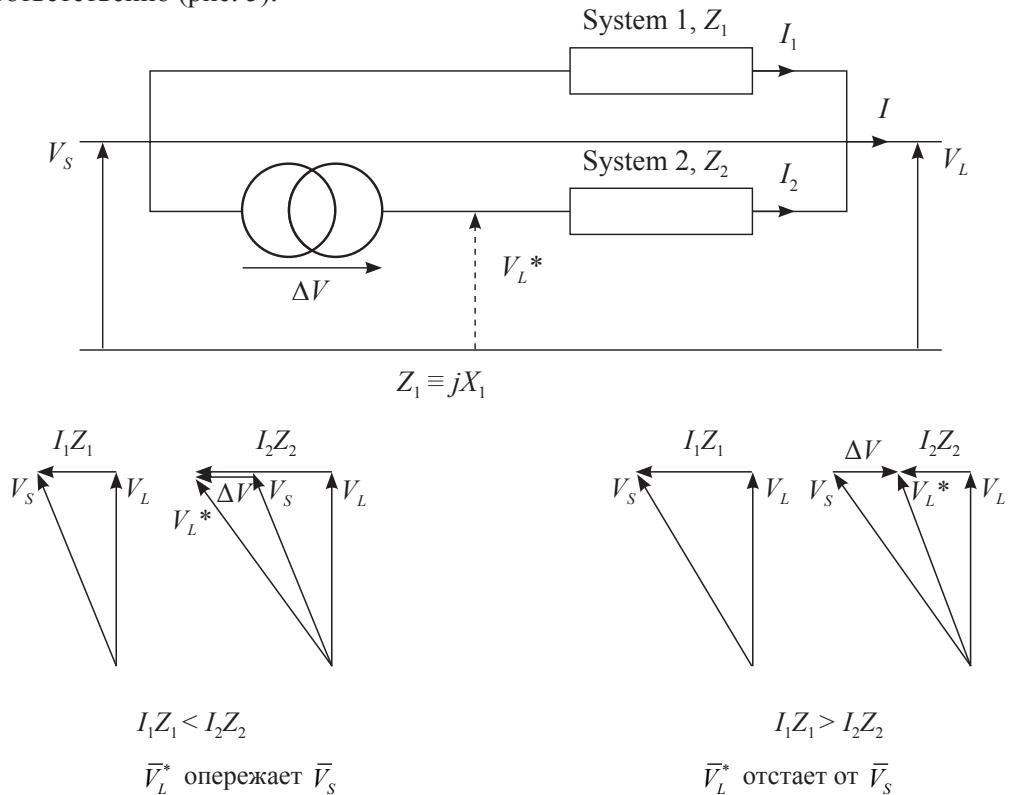


Рис. 5. Функционирование ФПТ в сети с параллельными контурами

Другое возможное применение ФПТ заключается в управлении потоком мощности между двумя крупными независимыми энергосистемами (рис. 6).

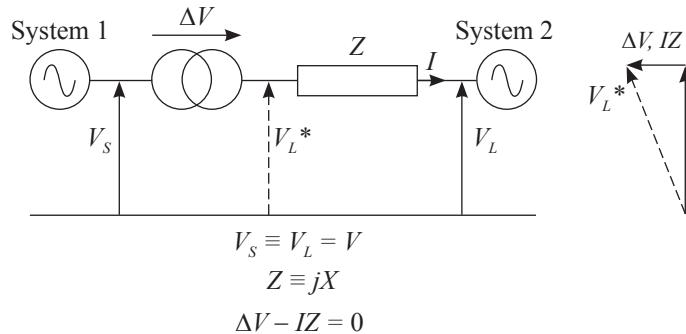


Рис. 6. Функционирование ФПТ при передаче электроэнергии из одной энергосистемы в другую

Рассмотрим работу ФПТ при протекании через него потока мощности (рис. 7).

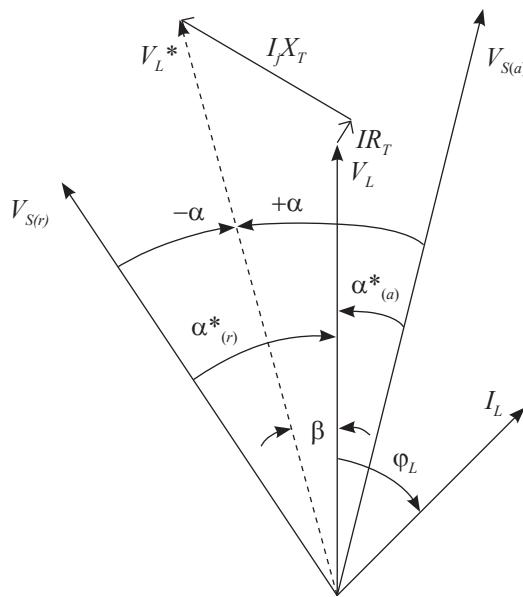


Рис. 7. Функционирование ФПТ при протекании через него потока мощности

Угол между током и напряжением на принимающей стороне трансформатора может быть записан следующим образом:

$$\beta = \arctan \frac{I_L \cdot X \cdot \cos(\phi_L) - I_L \cdot R \cdot \sin(\phi_L)}{V_L \cdot I_L \cdot X \cdot \cos(\phi_L) + I_L \cdot R \cdot \cos(\phi_L)} \equiv \arctan \frac{Z_T \cdot \cos(\phi_L)}{100 + Z_T \cdot \sin(\phi_L)}.$$

ФПТ добавляет угол $\pm\alpha$, поэтому полный угол нагрузки может быть записан как:

$\alpha^* = \alpha - \beta$ в случае опережающего угла;

$\alpha^* = -(\alpha + \beta)$ в случае отстающего угла.

Индексы *a* и *r* при угле сдвига α означают опережающий (advanced) и запаздывающий (retard).

Таким образом, теоретически устанавливаемый угол ФПТ α должен быть скорректирован с учетом падения напряжения на трансформаторе.

Установка ФПТ оказывает двойное воздействие на поток мощности:

- угол сдвига создает добавку к напряжению, которая увеличивает ток по линии;
- сопротивление фазоповоротного трансформатора добавляется в цепь протекания тока, что приводит к уменьшению этого тока.

Таким образом, при установке ФПТ для сохранения текущего потока мощности требуется предварительное установление небольшого угла сдвига. Для упрощения дальнейших выражений примем сопротивление ФПТ неизменным на всем диапазоне изменения регулировочных отпаек.

Пусть

P_0 – активная мощность, текущая через ФПТ, при $\alpha = 0$;

Q_0 – реактивная мощность, текущая через ФПТ, при $\alpha = 0$.

Тогда составляющие потока мощности в зависимости от α могут быть вычислены следующим образом:

$$P(\alpha) = P_0 \cdot \cos(\alpha) - Q_0 \cdot \sin(\alpha) + \frac{V_s^2}{X_T} \cdot \sin(\alpha);$$

$$Q(\alpha) = P_0 \cdot \sin(\alpha) + Q_0 \cdot \cos(\alpha) + \frac{V_s^2}{X_T} \cdot (1 - \cos(\alpha_0)).$$

Первые две составляющие отражают изменение потока мощности при изменении угла сдвига фазы на некоторую величину, последняя отражает изменение потока мощности, вносимое индуктивным сопротивлением ФПТ.

Принимая $P_0 = Q_0 = 0$, $Z_T \approx jX_T$, $V_s^2/X_T = 1$, можно получить следующий график зависимости потока мощности от угла сдвига α (рис. 8).

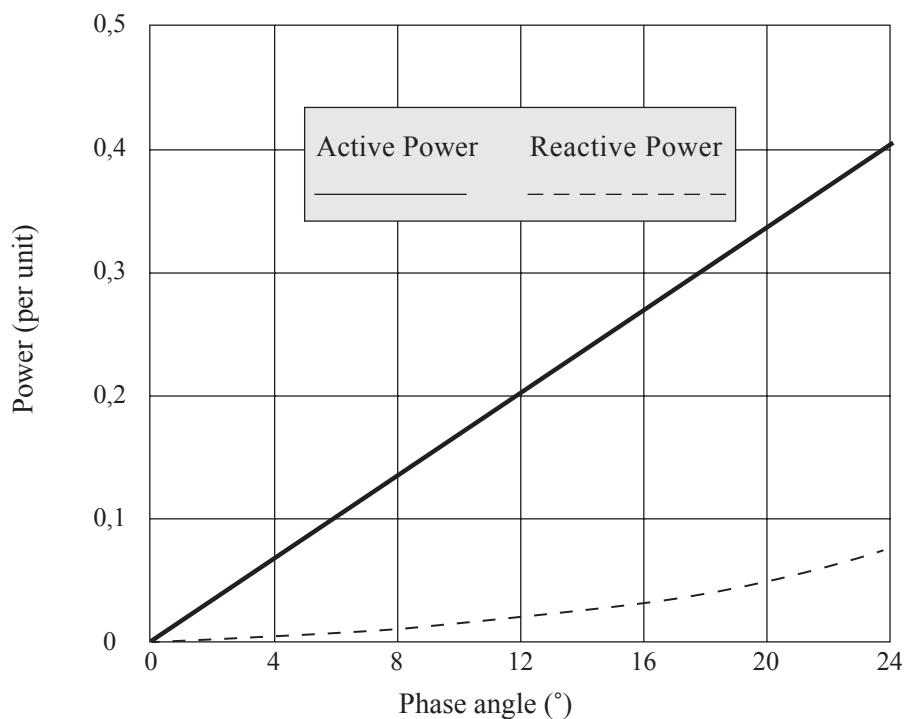


Рис. 8. Зависимость активной и реактивной мощности от угла сдвига фазы α

Теперь рассмотрим, как на практике осуществляется сдвиг фазы. Основной принцип заключается в том, чтобы так или иначе внести добавку напряжения с одной фазы (или их комбинации) на другие – тем самым несинфазная добавка к напряжению фазы дает поворот вектора напряжения на некоторый угол. Обычно возбуждающая обмотка соединяется в треугольник таким образом, что обмотка A2-B1, напряжение на которой перпендикулярно (или почти перпендикулярно) фазовому напряжению C, наматывается на тот же сердечник, что и регулирующая обмотка фазы C – за счет этого вносится поперечная составляющая напряжения и осуществляется поворот вектора напряжения.

Принципиально выделяют следующие два основных вида конструкций ФПТ [10, 11].

1. ФПТ с одним сердечником

Такие ФПТ широко используются на низких классах напряжения и при передаче небольшой мощности. Наиболее популярными конструкциями ФПТ являются конструкция «Дельта Т» (рис. 9) и гексагональная (рис. 11), рассмотренные ниже. Обе эти конструкции относятся к симметричным ФПТ, т. е. создающим фазовый сдвиг вектора напряжения без изменения его амплитуды.

В схеме ФПТ «Дельта Т» возбуждающая обмотка, соединенная треугольником, подключается посередине между двумя регулирующими обмотками. Векторная диаграмма такого ФПТ представлена на рис. 10.

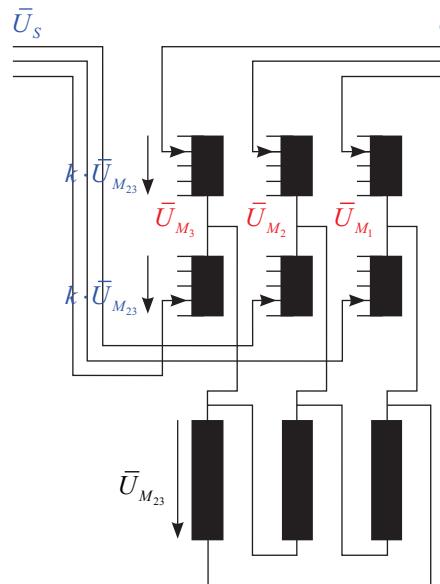


Рис. 9. Схема ФПТ «Дельта Т»

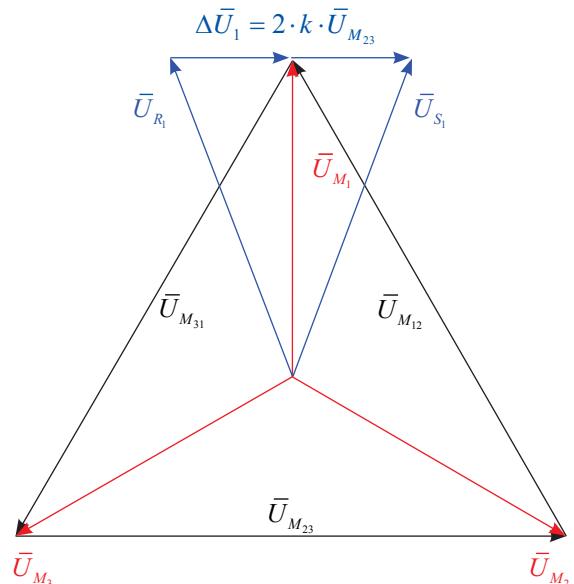


Рис. 10. Векторная диаграмма ФПТ «Дельта Т»

В гексагональном ФПТ напряжение регулирующей обмотки находится между соседними сторонами треугольника напряжений возбуждающей обмотки, что на векторной диаграмме выглядит как неправильный шестиугольник (рис. 12).

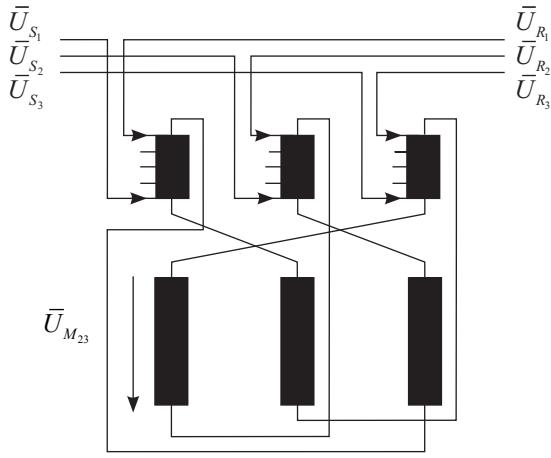


Рис. 11. Схема гексагонального ФПТ

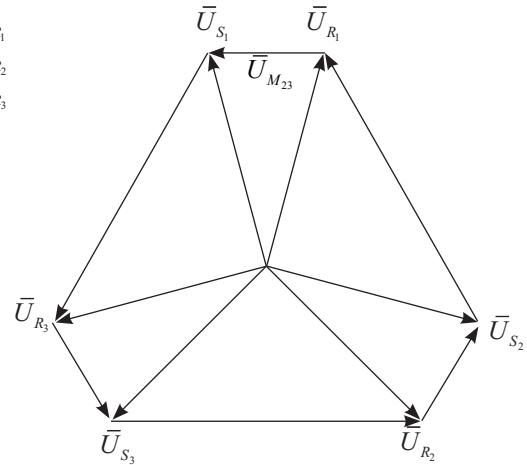


Рис. 12. Векторная диаграмма гексагонального ФПТ

Также возможна несимметричная конструкция ФПТ с одним сердечником (рис. 13), в которой вектор напряжения на выходе отличается как по углу, так и по амплитуде относительно напряжения на входе (рис. 14).

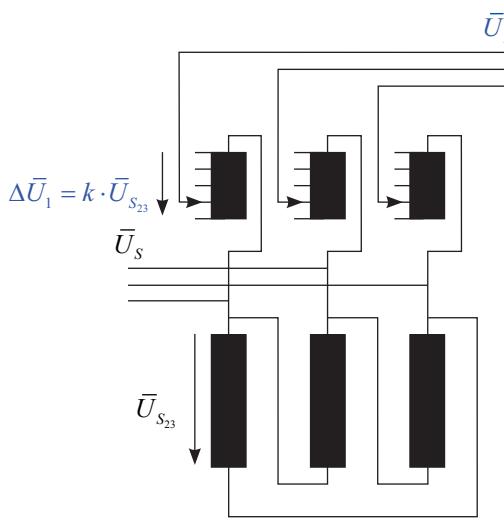


Рис. 13. Схема несимметричного ФПТ

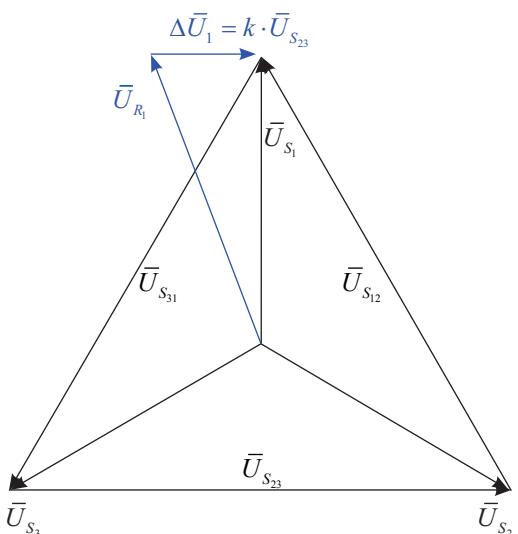


Рис. 14. Векторная диаграмма несимметричного ФПТ

2. ФПТ с двумя сердечниками

Эти ФПТ выполнены с помощью двух трансформаторов, которые могут располагаться в одном или двух баках. ФПТ такой конструкции применяются обычно в сетях более высокого класса напряжения, чем ФПТ с одним сердечником. Они также могут быть симметричными и несимметричными. На рис. 15 представлена конструкция симметричного ФПТ.

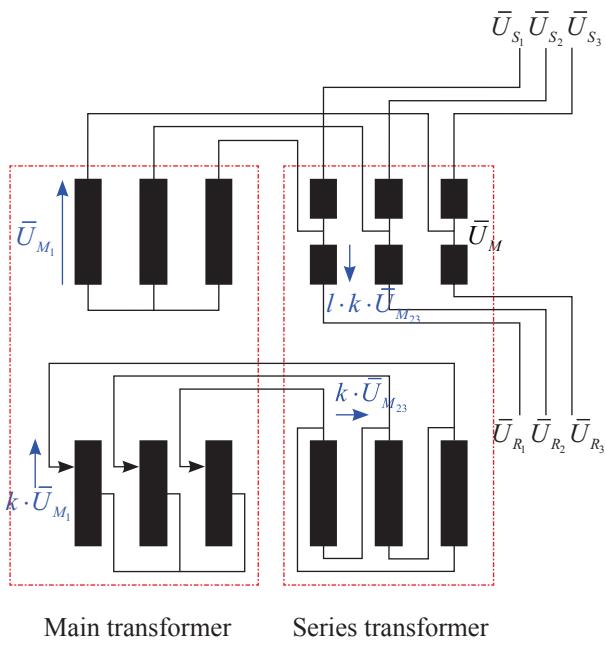


Рис. 15. Схема симметричного ФПТ с двумя сердечниками

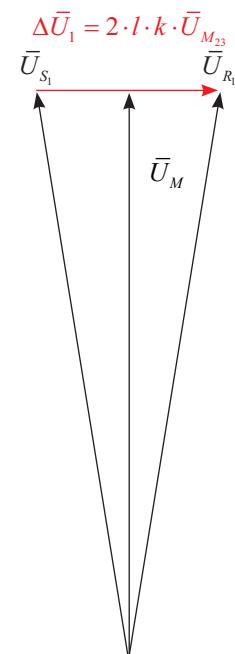


Рис. 16. Векторная диаграмма симметричного ФПТ с двумя сердечниками

Таким образом, технология фазоповоротного трансформатора является актуальной в современных электрических сетях, нуждающихся в регулировании потоков активной мощности. Как было показано выше, конструкции ФПТ могут быть весьма различными – с одним сердечником для более низких классов напряжения и двумя для средних, симметричными (с вектором напряжения на выходе, сдвинутым на некоторый угол относительно входного, и равным ему по амплитуде) и несимметричными (с вектором напряжения на выходе, отличным от входного и по фазе, и по амплитуде). Различные конструкции ФПТ позволяют удовлетворить разным требованиям электропередачи.

Список литературы

1. Презентация НТЦ ФСК ЕЭС «Компактные воздушные линии электропередачи». URL: http://www.ntc-power.ru/upload/presentation/kompact_vl.pdf (дата обращения 27.03.14).
2. Кочкин В. И., Шакарян Ю. Г. Применение гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока в энергосистемах. – М.: Торус-Пресс, 2011. – 311 с.
3. Бурман А. П., Розанов Ю. К., Шакарян Ю. Г. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем. – М.: Изд-во МЭИ, 2012. – 335 с.
4. Verboomen J., Van Hertem D., Schavemaker P. H., Kling W. L. and Belmans R. Phase Shifting Transformers: Principles and Applications, In Future Power Systems Conference 2005, November 2005.

5. Акимов Д. А. Выбор оптимальной структуры системообразующей сети 330 кВ.: Дисс. на соискание степени магистра. – СПб., 2012.
6. Презентация ABB «Series Capacitors to increase power transmission capability of 500 kV lines». URL:[http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/582bfc38865b7165c12578fc004f8dae/\\$file/A02-0109%20E%20LR.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/582bfc38865b7165c12578fc004f8dae/$file/A02-0109%20E%20LR.pdf) (дата обращения: 27.03.14).
7. Фролов О. В. Оптимизация режимов энергосистемы Северо-Запада на основе применения фазорегулирующих устройств: Дисс. на соискание степени канд. техн. наук. – СПб., 2007.
8. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
9. Демирчян К. С., Нейман Л. Р., Коровкин Н. В., Чечурин В. Л. Теоретические основы электротехники. В 3 т. – СПб.: Изд-во СПбГПУ, 2003.
10. IEEE Power Engineering Society, “C57.135: IEEE Guide for the Application, Specification, and Testing of Phase-Shifting Transformers,” June 2012.
11. Hurlet P., Riboud J. C., Margoloff J., Tanguy A. French experience in phase-shifting transformers CIGRE, 2006.

Акимов Дмитрий Андреевич, инженер отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: akimov_d@ntcees.ru

D. A. Akimov

The phase-shifting transformers technology in electric grid

The phase-shifting transformers technology, different types of phase-shifting transformers and main principles of their operation are considered.

Key words: Unified Energy System, phase-shifting transformer.

УДК 621.311.24

P. V. Андреев

Алгоритм выбора оборудования автономного электротехнического комплекса на основе ветроэнергетической установки малой мощности

Предложен алгоритм выбора оборудования автономного электротехнического комплекса на основе ветроэнергетической установки малой мощности. На примере небольшой группы потребителей, находящихся в зоне децентрализованного электроснабжения, обоснованы характеристики автономного электротехнического комплекса с использованием баз данных метеонаблюдений, а также реальных технических параметров электрооборудования. Основой для выбора являются результаты оценки экономической эффективности использования комплекса.

Ключевые слова: автономный электротехнический комплекс, ветроэнергетическая установка, выбор оборудования, оценка экономической эффективности.

Введение

Важной особенностью регионов Крайнего Севера и Дальнего Востока является низкая плотность населения на больших, слабо освоенных территориях. К потребителям электроэнергии, находящимся в таких районах, относятся в том числе отдельные населенные пункты или их группы, имеющие слабые транспортные связи с промышленно развитыми районами. Как правило, электроснабжение удаленных потребителей осуществляется от стационарных и передвижных дизельных электростанций (ДЭС), работающих на привозном топливе. При этом такой вариант организации электроснабжения имеет большое количество недостатков, главными среди которых являются дальний транспорт топлива, значительный износ существующих ДЭС, ухудшение экологической обстановки из-за вредных выбросов в атмосферу от ДЭС. Учитывая отмеченные недостатки, в качестве альтернативы ДЭС для электроснабжения удаленных потребителей в последнее время все чаще стали использовать автономные электротехнические комплексы (ЭТК) на базе ветроэнергетических установок (ВЭУ) малой мощности. При этом зачастую возникает проблема рационального выбора модели и параметров ВЭУ, а также другого оборудования, входящего в состав автономного ЭТК.

1. Формулировка алгоритма

Необходимыми исходными данными для выбора оборудования автономного ЭТК являются характеристики потребителя (максимальная и минимальная мощность, потребление электроэнергии за определенный период) и ветровые ресурсы территории, на которой он находится. Кроме того, также важно определить схему и состав оборудования автономного ЭТК. Далее, зная перечисленные параметры, можно выбрать модель ВЭУ. Затем, после выбора конкретной модели ВЭУ с известными параметрами, может быть выбрано остальное оборудование, входящее в состав автономного

ЭТК (кабели, аккумуляторная батарея, инвертор и т. д.). По результатам выбора оборудования необходимо провести анализ экономической эффективности рассматриваемого проекта.

Таким образом, алгоритм выбора оборудования, входящего в состав автономного ЭТК, будет выглядеть так:

- оценка характеристик потребителя (максимальная (пиковая) мощность P_{\max} , минимальный (базовый) уровень нагрузки P_{\min} , объем потребления электроэнергии за определенный период);
- анализ ветрового потенциала места размещения потребителя (средняя скорость ветра за определенный период, повторяемость различных градаций скорости ветра);
- определение схемы автономного ЭТК;
- выбор модели ВЭУ (номинальная мощность, тип генератора, номинальная скорость ветра и т. д.);
- выбор остального оборудования автономного ЭТК;
- оценка экономической эффективности использования автономного ЭТК.

Рассмотрим применение алгоритма выбора оборудования автономного ЭТК на примере потребителей северных районов Республики Саха (Якутия), в частности, находящихся в районе населенного пункта Тикси (4660 чел.).

2. Оценка характеристик потребителя

В данной работе проблематика определения характеристик потребителя не рассматривается, поэтому для исследования взяты уже известные показатели. В [1] потребители северных районов Республики Саха (Якутия) были классифицированы на группы, в которые входят населенные пункты с численностью населения до 10, 25, 50, 100 человек. Для этой классификации в [1] определены максимальная и минимальная потребляемая мощность, а также расчетное электропотребление. В данной работе рассмотрим первую группу (численность 3–10 человек), максимальные характеристики этой группы приведены в табл. 1.

Таблица 1

**Характеристики потребителей северных районов Республики Саха (Якутия)
для пунктов численности 3–10 человек [1]**

Численность	Сезон	Мощность, кВт		Электропотребление, кВт·ч			
		P_{\min}	P_{\max}	за сутки	за месяц	за сезон	за год
3–10 человек	Осень–зима	0,3	3	25,95	778,5	2335,5	9054
	Весна–лето	0,1	3	24,35	730,5	2191,5	

3. Анализ ветропотенциала места размещения потребителя

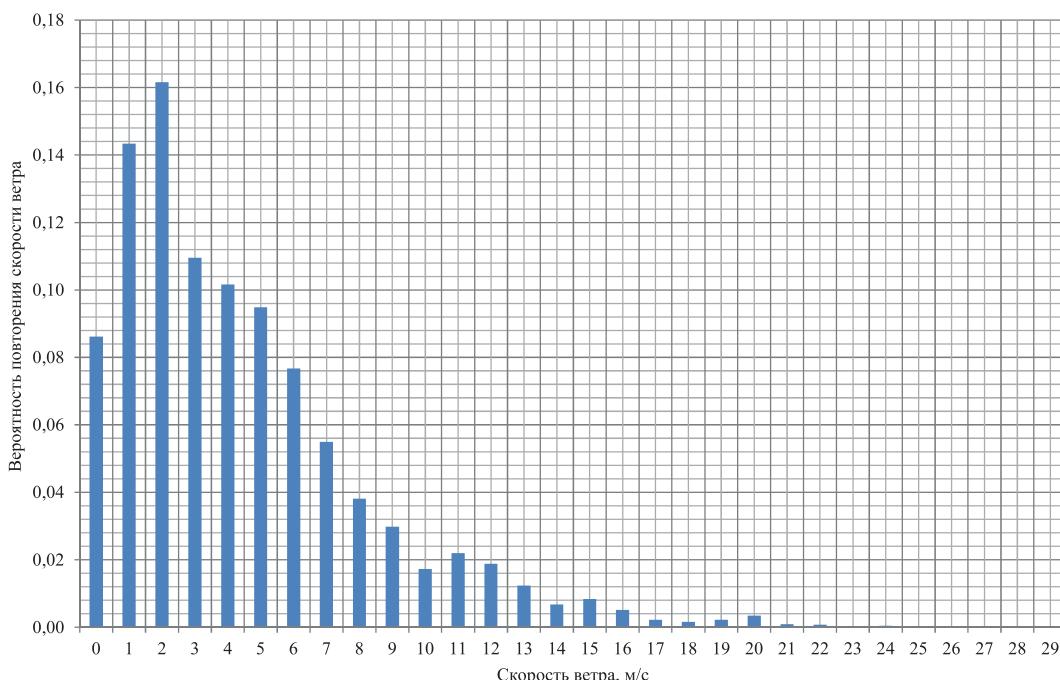
Важнейшими характеристиками ветропотенциала какой-либо территории являются средняя скорость ветра за определенный период (месяц, год) и повторяемость различных градаций скорости ветра.

Среднегодовую скорость можно определить по карте ветровых ресурсов России [2]. Среднюю скорость ветра за определенный период можно вычислить по материалам регулярных наблюдений метеорологических станций России, которые получают из специализированных баз данных [3, 4, 5].

Другой важной характеристикой ветроэнергетических ресурсов территории является повторяемость различных градаций скорости ветра, которая показывает, какую часть времени наблюдается то или иное значение скорости ветра. Для практического использования этой характеристики необходимо построить функцию распределения скорости ветра. Существует два способа [6]:

- 1) аппроксимация экспериментальных данных аналитической функцией распределения;
- 2) экспериментальное построение кривой повторяемости скорости ветра.

Проведем анализ ветропотенциала района населенного пункта Тикси. Для оценки характеристик использовались данные российского метеорологического сайта «Расписание погоды» [3] по метеостанции «Тикси (аэропорт)» за период 01.01.2011–31.12.2013. Среднегодовая скорость ветра составила 4,44 м/с, функция распределения, построенная на основе экспериментальных данных, изображена на рис. 1.



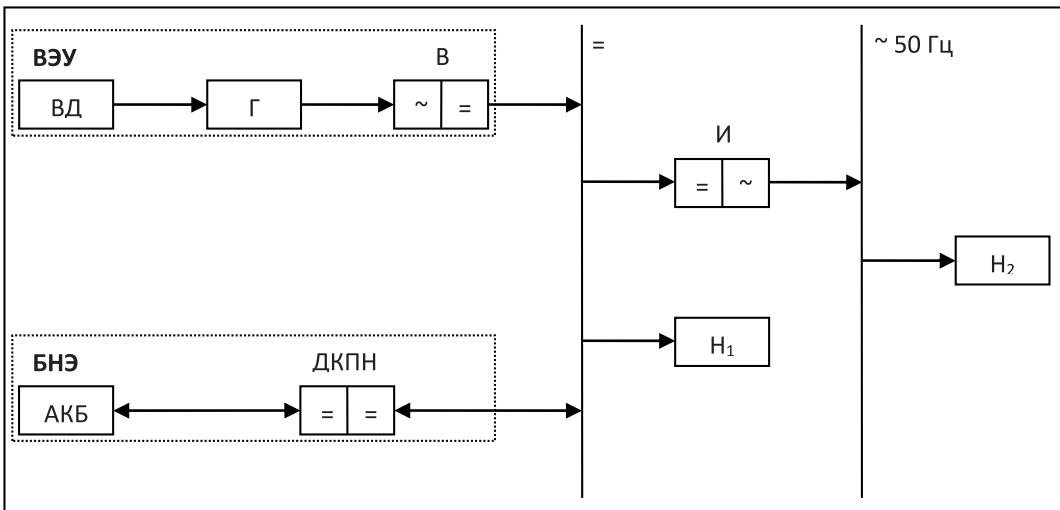


Рис. 2. Схема автономного ЭТК с подключением ВЭУ к промежуточной шине постоянного тока

На рис. 2 сокращениями обозначены следующие элементы:

ВЭУ – ветроэнергетическая установка, ВД – ветродвигатель, Г – генератор, В – выпрямитель, БНЭ – буферный накопитель энергии, АКБ – аккумуляторная батарея, ДКПН – двунаправленный конвертер постоянного напряжения, И – инвертор, H_1 – нагрузка на стороне постоянного тока, H_2 – нагрузка на стороне переменного тока.

Среди достоинств данного варианта можно отметить наличие шины постоянного тока, что позволяет подключить часть потребителей на постоянном токе к этой сети с целью уменьшения потерь при преобразовании электроэнергии. Кроме того, благодаря питанию от общего автономного инвертора обеспечивается высокое качество электроэнергии. Также стоит отметить, что в данном варианте существенно упрощена схема преобразователя для подключения БНЭ, а также имеется возможность использовать ВЭУ с переменной частотой вращения.

5. Выбор модели ветроэнергетической установки

В данной работе в качестве типа генератора ВЭУ примем многополюсный синхронный генератор с постоянными магнитами. Для ВЭУ, являющихся составной частью автономных ЭТК, такой вариант является наиболее распространенным и оптимальным. Среди достоинств можно выделить факт прямой связи генератора с ветродвигателем, что позволяет избежать установки громоздкого редуктора в цепи привода.

Выбор модели ВЭУ должен производиться на основании данных о годовом количестве электроэнергии, потребляемом объектом электроснабжения, а именно, исходя из следующего условия:

$$W_{\text{ВЭУ}} \geq W_{\text{потреб.}} \quad (1)$$

где $W_{\text{ВЭУ}}$ – годовая выработка электроэнергии ВЭУ, кВт · ч;

$W_{\text{потреб.}}$ – годовое электропотребление объекта электроснабжения, кВт · ч.

Годовая выработка электроэнергии ВЭУ может быть найдена по формуле:

$$W_{\text{ВЭУ}} = P_{\text{ВЭУ}} \cdot T_{\text{уст}}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (2)$$

где $P_{\text{ВЭУ}}$ – установленная мощность ВЭУ, кВт;

$T_{\text{уст}}$ – годовое число часов использования установленной мощности ВЭУ, ч.

Мощность, развиваемая ВЭУ, определяется выражением [6]:

$$P_{\text{ВЭУ}} = P_{\text{мех}} \cdot \eta_{\text{ген}} \cdot \eta_{\text{инв}}, \text{ кВт}, \quad (3)$$

где $P_{\text{мех}}$ – механическая мощность ветроколеса, кВт;

$\eta_{\text{ген}}$ – коэффициент полезного действия (КПД) генератора (в данной работе примем $\eta_{\text{ген}}=0,8$),

$\eta_{\text{инв}}$ – КПД инвертора (в данной работе примем $\eta_{\text{инв}}=0,9$).

Механическая мощность ветроколеса может быть рассчитана по формуле [6]:

$$P_{\text{мех}} = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}, \quad (4)$$

где C_p – коэффициент использования энергии ветра (КИЭВ);

ρ – плотность воздуха (при стандартных условиях – 1,225 кг/м³);

A – площадь, ометаемая ветроколесом, м²;

v – скорость ветра, м/с.

Стоит отметить, что коэффициент C_p является нелинейной функцией от быстроходности ветроколеса λ и угла тангажа β [7]. От величины быстроходности ветроколеса зависит эффективность его работы. По определению быстроходность является отношением скорости конца лопасти ветроколеса к скорости ветра и находится согласно выражению:

$$\lambda = \frac{\omega \cdot R}{v}, \quad (5)$$

где ω – угловая скорость ветроколеса, рад/с;

R – радиус ветроколеса, м;

v – скорость ветра, м/с.

Теоретически согласно критерию Бетца-Жуковского КИЭВ достигает максимального значения $C_{p\max} = 0,593$ [7].

Учитывая тот факт, что известна функция распределения скорости ветра (а значит и вклад каждой градации скорости ветра в годовое количество электроэнергии, вырабатываемое ВЭУ), годовая выработка электроэнергии ВЭУ может быть выражена так:

$$W_{\text{ВЭУ}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ВЭУ}i} \cdot T_i, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (6)$$

где n – общее количество градаций скорости ветра;

i – порядковый номер градации;

$P_{\text{ВЭУ}i}$ – мощность, развиваемая ВЭУ при i -й градации скорости ветра, кВт;

T_i – годовое число часов повторяемости i -й градации скорости ветра, ч.

Здесь стоит отметить, что ВЭУ вырабатывает электроэнергию только в диапазоне скоростей $v_{\min} < v < v_{\max}$, поскольку любую ВЭУ характеризуют следующие параметры [6]:

- минимальная скорость ветра v_{\min} (скорость, при которой ВЭУ начинает вырабатывать электроэнергию);

- расчетная (номинальная) скорость ветра $v_{\text{ном}}$ (скорость, при которой ВЭУ развивает свою номинальную мощность);
- максимальная скорость ветра v_{max} (скорость, при которой ВЭУ перестает вырабатывать электроэнергию и ветрогенератор отключается).

Годовое число часов повторяемости i -й градации скорости ветра определяется по формуле:

$$T_i = t_i \cdot T_{\text{год}}, \text{ч}, \quad (7)$$

где $T_{\text{год}}$ – число часов в году (8760 ч).

Тогда с учетом (7) выражение (6) запишется следующим образом:

$$W_{\text{ВЭУ}} = \sum_{i=1}^n (P_{\text{ВЭУ}i} \cdot t_i \cdot T_{\text{год}}) = T_{\text{год}} \cdot \sum_{i=1}^n P_{\text{ВЭУ}i} \cdot t_i, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (8)$$

где $P_{\text{ВЭУ}i}$ – мощность, развиваемая ВЭУ при i -й градации скорости ветра, кВт.

Определить $P_{\text{ВЭУ}i}$ можно двумя способами:

- по рабочей характеристике ВЭУ $P_{\text{ВЭУ}} = f(v)$, которая приводится большинством производителей в технической документации ВЭУ конкретного типа (снята экспериментально);
- по значению КИЭВ при каждой градации скорости ветра (необходимо знать зависимость $C_p = f(v)$).

Воспользуемся вторым способом и для упрощения расчетов примем, что ВЭУ имеет систему регулирования мощности на основе автоматически регулируемой балластной нагрузки [8] (т. е. $C_p = f(v) = \text{const} = C_{p\text{max}}$). Тогда формула для определения $P_{\text{ВЭУ}i}$ примет вид:

$$P_{\text{ВЭУ}i} = \begin{cases} 0(0 < v_i < v_{\text{min}}); \\ \frac{1}{2} \cdot C_{p\text{max}} \cdot \rho \cdot A \cdot v_i^3 \cdot \eta_{\text{ген}} \cdot \eta_{\text{инв}} \cdot 10^{-3} (v_{\text{min}} < v < v_{\text{ном}}); \\ \frac{1}{2} \cdot C_{p\text{max}} \cdot \rho \cdot A \cdot v_{\text{ном}}^3 \cdot \eta_{\text{ген}} \cdot \eta_{\text{инв}} \cdot 10^{-3} (v_{\text{ном}} < v < v_{\text{max}}); \\ 0(v_i > v_{\text{max}}). \end{cases}, \text{ кВт} \quad (9)$$

Выбор ВЭУ проведем на основании модельного ряда производителя Zonhan Windpower (Китай). Предварительно выбираем ВЭУ модели ZH3KW, ее некоторые параметры представлены в табл. 2 [9].

Таблица 2

Параметры ВЭУ ZH3KW [9]

Параметр	Значение
Номинальная мощность $P_{\text{ном}}$	3 кВт
Минимальная скорость ветра v_{min}	3 м/с
Номинальная скорость ветра $v_{\text{ном}}$	11 м/с
Максимальная скорость ветра v_{max}	25 м/с
Диаметр ветроколеса, D	4 м
Тип генератора	Синхронный с постоянными магнитами
Напряжение на выходе ВЭУ	=48 В

Согласно выражению (9) по номинальным параметрам выбранной ВЭУ (табл. 2) определяем значение КИЭВ, составившее $C_{p \max} = 0,41$. На рис. 3 и 4 представлены значения выходной мощности ВЭУ указанной модели и количество вырабатываемой ею электроэнергии по всем градациям скорости ветра.

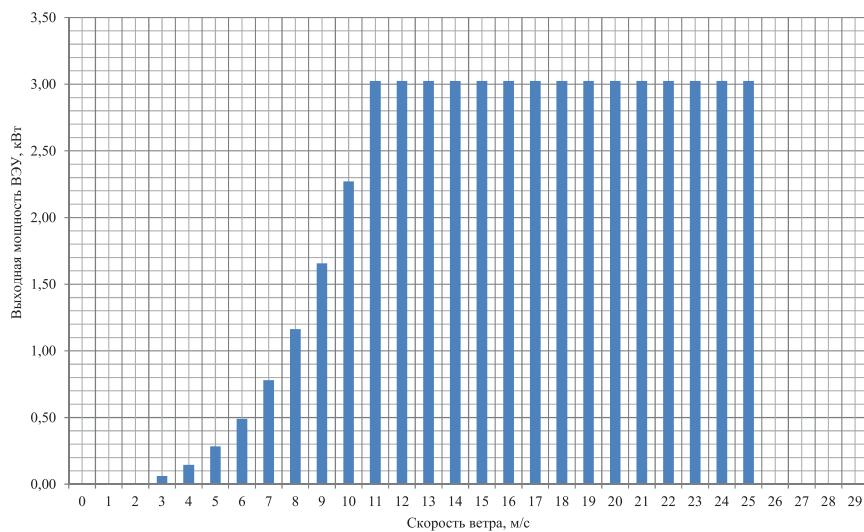


Рис. 3. Выходная мощность ВЭУ по всем градациям скорости ветра

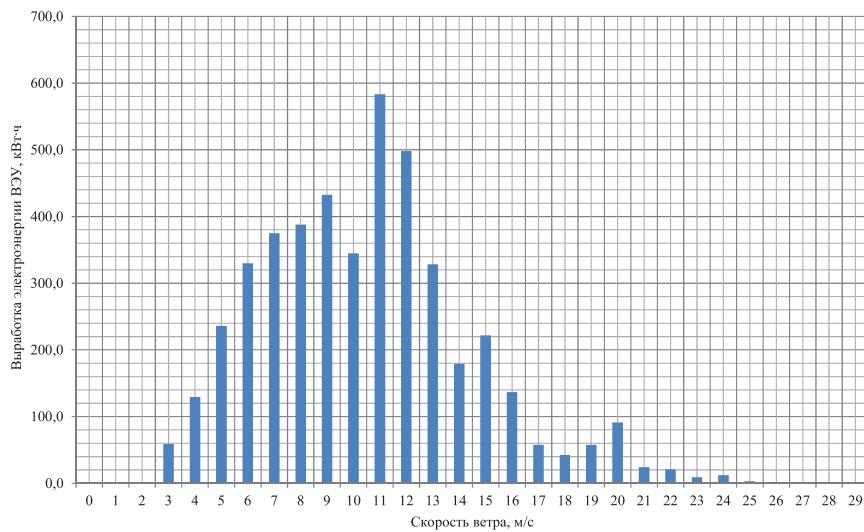


Рис. 4. Количество вырабатываемой ВЭУ электроэнергии по всем градациям скорости ветра

Согласно формуле (8) определяем годовое количество вырабатываемой ВЭУ электроэнергии, которое составило 4562 кВт·ч, что почти в 2 раза меньше величины годового электропотребления. В связи с этим для обеспечения рассматриваемой группы потребителей необходимым количеством электроэнергии необходимо выбрать другую ВЭУ. В модельном ряду ветротурбин китайского производителя Zonhan Windpower следующей после 3-киловаттной ВЭУ следует установка номинальной мощностью 5 кВт, ее годовая выработка согласно формуле (8) составит 8776 кВт·ч,

чего также не хватит для покрытия электропотребления. ВЭУ номинальной мощностью 10 кВт (следующая в модельном ряду) сможет обеспечить требуемую выработку электроэнергии, однако целесообразнее будет установить две ВЭУ по 3 кВт. Тогда их суммарная годовая выработка электроэнергии составит 9124 кВт·ч, что превышает необходимую величину электропотребления на 0,8 %.

6. Выбор остального оборудования автономного электротехнического комплекса

В соответствии со схемой, изображенной на рис. 2, для установки в автономный ЭТК также необходимо выбрать накопитель электроэнергии (аккумуляторная батарея) и инвертор.

В данной работе проблематика выбора типа АКБ (свинцово-кислотные, никель-кадмевые, никель-металл-гидридные, литий-ионные и т. д.) не рассматривается.

Выбор технических параметров АКБ должен производиться на основании данных о необходимом времени работы автономного ЭТК в безветренные периоды или периоды, когда потребление энергии из АКБ будет превышать скорость зарядки АКБ ветрогенератором, а именно, исходя из следующего условия:

$$W_{\text{АКБ}} \geq W_{\text{треб}}, \quad (10)$$

где $W_{\text{АКБ}}$ – выработка электроэнергии автономным ЭТК при отключенной ВЭУ в режиме разрядки АКБ от степени заряда 100 % до минимально допустимого уровня (в данной работе примем 20 %), кВт·ч;

$W_{\text{треб}}$ – требуемое электропотребление объекта электроснабжения в периоды, когда ВЭУ не производит электроэнергию, кВт·ч.

Количество электроэнергии, отдаваемой АКБ, может быть найдено по формуле:

$$W_{\text{АКБ}} = (Q_{\text{АКБ}} \cdot k_{\text{пл}}) \cdot U_{\text{АКБ}} \cdot \eta_{\text{инв}} \cdot 10^{-3}, \text{ кВт·ч}, \quad (11)$$

где $Q_{\text{АКБ}}$ – номинальная емкость АКБ, А·ч;

$k_{\text{пл}}$ – коэффициент глубины разряда АКБ (в данной работе примем $k_{\text{пл}} = 0,8$, что соответствует минимальному уровню разряда АКБ в 20 %);

$U_{\text{АКБ}}$ – номинальное напряжение АКБ, В;

$\eta_{\text{инв}}$ – КПД инвертора (в данной работе принято $\eta_{\text{инв}} = 0,9$).

Требуемое электропотребление объекта электроснабжения в периоды, когда ВЭУ не производит электроэнергию, определим исходя из данных о распределении скорости ветра (рис. 1) и суточном электропотреблении (табл. 1):

$$W_{\text{треб}} = W_{\text{сут}} \cdot (2 \cdot t'), \text{ кВт·ч}, \quad (12)$$

где $W_{\text{сут}}$ – суточное электропотребление объекта электроснабжения (согласно табл. 1 для рассматриваемой группы потребителей суточное электропотребление в зимний период составляет 25,95 кВт·ч);

t' – вероятность повторения скоростей ветра, при которых ВЭУ не производит электроэнергию (для выбранной модели ВЭУ такие скорости ветра лежат в диапазонах $v < 3$ м/с, $v > 25$ м/с, а вероятность их повторения согласно рис. 1 составляет 0,39).

В выражении (12) коэффициент 2 означает, что периоды существования скоростей ветра, при которых ВЭУ не производит электроэнергию, могут следовать подряд (т. е. в первые сутки такой период выпадет на конец суток, а во вторые сутки – на их начало).

С учетом (10) – (12) критерий для выбора АКБ запишется так:

$$Q_{\text{АКБ}} \geq \frac{W_{\text{сут}} \cdot (2 \cdot t')}{k_{\text{гл}} \cdot U_{\text{АКБ}} \cdot \eta_{\text{инв}} \cdot 10^{-3}}, \text{ А} \cdot \text{ч}. \quad (13)$$

Пусть номинальное напряжение АКБ составляет 48 В, тогда согласно формуле (13) минимальная емкость АКБ равна 586 А · ч. Выбор АКБ проведем на основании модельного ряда производителя Ritar Power (Китай). К установке примем герметизированные необслуживаемые свинцово-кислотные АКБ глубокого циклирования модели RA-12-200 (номинальные параметры: 12 В, 200 А · ч) [10]. Для получения требуемых параметров выбранные АКБ необходимо объединить в блоки по 4 последовательно соединенных АКБ (для получения номинального напряжения АКБ равного 48 В), а полученные блоки соединить параллельно (для получения номинальной емкости АКБ равной 600 А · ч). Таким образом, к установке в автономном ЭТК принимаем 12 свинцово-кислотных АКБ Ritar Power RA-12-200.

Выбор инвертора должен производиться на основании данных о максимальной мощности, потребляемой объектом электроснабжения, а именно, исходя из следующего условия:

$$P_{\text{инв}} \geq P_{\text{max}}, \quad (14)$$

где $P_{\text{инв}}$ – выходная мощность инвертора, кВт;

P_{max} – максимальная потребляемая мощность (согласно табл. 1 для рассматриваемой группы потребителей максимальная потребляемая мощность составляет 3 кВт).

Выбор инвертора проведем на основании модельного ряда производителя Mean Well (Тайвань). К установке примем инвертор модели TS-3000-248, его некоторые параметры представлены в табл. 3 [11].

Таблица 3

Параметры инвертора TS-3000-248 [11]

Параметр	Значение
Номинальное напряжение АКБ $U_{\text{АКБ}}$	48 В
Диапазон входного напряжения	42–60 В
Номинальный входной ток	75 А
Номинальная мощность $P_{\text{инв}}$	3000 Вт
Мощность, допустимая в течение 180 секунд	3450 Вт
Мощность, допустимая в течение 10 секунд	4500 Вт
Максимальная эффективность	92 %
Выходное напряжение	~230 В
Выходная частота	50 Гц ($\pm 0,1$ Гц)

7. Оценка экономической эффективности использования автономного электротехнического комплекса

В настоящее время основным показателем, используемым для оценки эффективности инвестиций в энергетике, является чистый дисконтированный доход (ЧДД). Он характеризует превышение суммарных денежных поступлений над суммарными денежными затратами для данного проекта с учетом неравноценности эффектов, относящихся к различным моментам времени [12], и вычисляется по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (\text{РП}_t - \text{И}_t - \text{К}_t) \cdot (1 + E_n)^{-t}, \text{ тыс. руб.}, \quad (15)$$

где T – горизонт расчета;

t – порядковый номер шага расчета;

РП_t – выручка от реализации продукции в t -м году, тыс. руб.;

И_t – суммарные издержки в t -м году (без учета амортизационных отчислений), тыс. руб.;

К_t – капитальные затраты в t -м году, тыс. руб.;

E_n – норма дисконта (в данной работе примем 10 %).

Рассмотрим формулу (15) применительно к приведенным условиям. В качестве годовой выручки от реализации продукции выступит годовая денежная экономия, обусловленная переходом с электроснабжения от ДЭС на электроснабжение от автономного ЭТК. Она может быть найдена согласно выражению:

$$\text{РП}_t = \mathcal{E}_t = W_{\text{потреб}} \cdot W_{\text{потреб}} \cdot C, \text{ тыс. руб.}, \quad (16)$$

где \mathcal{E}_t – денежная экономия в t -м году, тыс. руб.;

$W_{\text{потреб}}$ – годовое электропотребление объекта электроснабжения, тыс. кВт · ч;

C – тариф на электроэнергию, руб./ кВт · ч.

Суммарные издержки при эксплуатации автономного ЭТК на базе ВЭУ складываются из расходов на текущее обслуживание, ремонт и т. д., формула для их определения будет выглядеть так:

$$\text{И}_t = \gamma \cdot K_{\text{ЭТК}}, \text{ тыс. руб.}, \quad (17)$$

где γ – норма эксплуатационных издержек (в данной работе примем $\gamma = 0,05$);

$K_{\text{ЭТК}}$ – стоимость автономного ЭТК, тыс. руб.

Капитальные затраты автономного ЭТК состоят из его стоимости, а также сопутствующих затрат, связанных с транспортировкой, монтажом и т. д. (в данной работе примем, что дополнительные затраты составляют 30 % от стоимости ЭТК), выражение для их определения будет иметь вид:

$$K_t = K_{\text{ЭТК}} + K_{\text{доп}} = 1,3 \cdot K_{\text{ЭТК}}, \text{ тыс. руб.}, \quad (18)$$

где $K_{\text{доп}}$ – сопутствующие капитальные затраты, тыс. руб.

Проведем анализ экономической эффективности использования автономных ЭТК в районе населенного пункта Тикси. В табл. 4 представлен расчет капитальных вложений автономного ЭТК, в состав которого входит выбранное выше оборудование, на основании цен, приведенных в [13, 14, 15].

Таблица 4

Расчет капитальных вложений автономного ЭТК

Составная часть автономного ЭТК	Цена за шт., тыс. руб.	Количество, шт.	Стоимость, тыс. руб.
ВЭУ Zonhan ZH3KW (3 кВт, 48 В)	92,7	2	185,4
Мачта для ветрогенератора (15 м)	32,5	2	65,0
Контроллер для ветрогенератора Hefei Win Power WWS30A-48-E (3 кВт, 48 В)	18,5	2	37,0
Свинцово-кислотные АКБ * Ritar Power RA-12-200 (12 В, 200 А·ч)	15,4	12	184,8
Инвертор Mean Well TS-3000-248 (3 кВт, =48 В/ ~230 В)	36,8	2 **	73,6
Стоимость автономного ЭТК			545,8
Капитальные вложения автономного ЭТК			709,54

* Срок службы указанных АКБ составляет 12 лет, в связи с чем потребуется их замена (так как срок службы автономного ЭТК в целом оценивается в 20 лет).

** С точки зрения надежности электроснабжения потребителя примем к установке в автономный ЭТК 2 инвертора.

Согласно табл. 4 стоимость автономного ЭТК составит 545,8 тыс. руб., а общие капитальные вложения в проект равны 709,54 тыс. руб. Здесь стоит отметить, что эта сумма инвестируется разово в «нулевой» год, при этом важно помнить о необходимости замены всего комплекта АКБ на 12-м году использования автономного ЭТК, соответственно потребуются дополнительные капитальные вложения на их закупку, транспортировку, монтаж и т. д.

На рис. 5 приведена диаграмма величины чистого дисконтируемого дохода в течение всего срока службы ЭТК для средней величины тарифа на продукцию, реализуемую ОАО «Сахаэнерго» на 2014 год (30,54 руб./кВт·ч) [16].

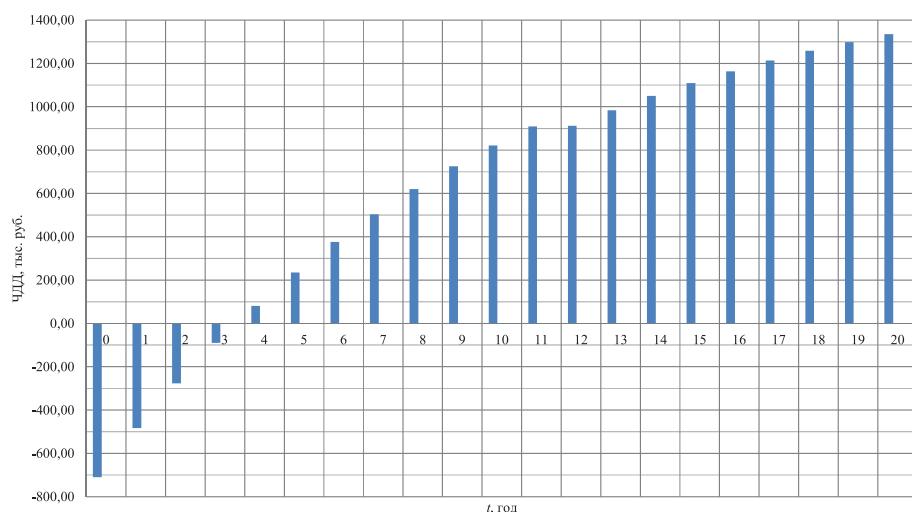


Рис. 5. Чистый дисконтируемый доход в течение срока службы автономного ЭТК для тарифа на электроэнергию равного 30,54 руб./кВт·ч

По формуле (15) определяем величину ЧДД к концу расчетного срока службы, который составил 1335,66 тыс. руб., согласно рис. 5 инвестиции в автономный ЭТК окупятся на 4-м году эксплуатации при условии неизменности тарифа на электроэнергию.

Заключение

В результате проведенной работы был разработан и опробован алгоритм выбора оборудования автономного электротехнического комплекса на основе ветроэнергетической установки малой мощности. Приведенные аналитические выражения алгоритма и критерии выбора основных элементов автономного ЭТК позволят на этапе проектирования провести предварительную оценку эффективности его работы. Алгоритм может быть полезен для различных категорий потребителей, которые планируют применять рассмотренные ЭТК для обеспечения электроснабжения.

Список литературы

1. Лукутин Б. В., Киушикина В. Р. Ветроэлектростанции в автономной энергетике Якутии. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 202 с.
2. Старков А. Н. Атлас ветров России / А. Н. Старков, Л. Ландберг, П. П. Безруких, М. М. Борисенко. – М.: Можайск-Терра, 2000. – 560 с.
3. Российский метеорологический сайт «Расписание погоды»: [сайт]. URL: <http://www.rp5.ru>
4. Сервер «Погода России». Архив погоды: [сайт]. URL: <http://meteo.infospace.ru>
5. Российский метеорологический сайт «Погода и климат»: [сайт]. URL: <http://www.pogodaiklimat.ru>
6. Безруких П. П. Ветроэнергетика: Справочное и методическое пособие. – М.: ИД «Энергия», 2010. – 320 с.
7. Возобновляемые источники энергии: Теоретические основы, технологии, технические характеристики, экономика: Учеб. пособие / Отв. ред. доктор-инж., проф. З. А. Стычинский, д. т. н., проф. Н. И. Воропай. – Магдебург, 2010. – 211 с.
8. Патент на ПМ 45214 РФ. МПК7 H02P 9/04. Ветроэлектростанция с регулятором мощности балласта / Б. В. Лукутин, О. Б. Лукутин, Е. Б. Шандарова. Заявлено 23.11.2004; Опубл. 27.04.2005, Бюл. № 12. – 5 с.: ил.
9. Zonhan Windpower – производитель ветровых турбин малой мощности [сайт]. URL: <http://www.zonhan.com/>
10. Ritar – производитель аккумуляторов [сайт]. URL: <http://www.ritarpower.com/>
11. Mean Well – производитель инверторов и блоков бесперебойного питания [сайт]. URL: <http://www.meanwell.com/>
12. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция). Утверждены Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ и Госстроем РФ 21.06.1999 г. № ВК 477.
13. Оверс. Энергосберегающие технологии – интернет-магазин [сайт]. URL: <http://www.overs-energy.ru/>
14. Просолар. Профессионалы солнечной энергетики [сайт]. URL: <http://prosolar.ru/>

15. Helios House – солнечные батареи и альтернативные источники энергии [сайт]. URL: <http://www.gelios-house.ru/>
16. ОАО «Сахаэнерго» [сайт]. URL: <http://sakhaenergo.ru/>

Андреев Роман Витальевич, инженер отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: andreev_r@ntcees.ru

Andreev R. V.

Algorithm for selecting of equipment of the stand-alone electrical complex on the base of small wind turbine.

An algorithm for selecting of equipment of the stand-alone electrical complex on the base of small wind turbine is proposed. On the example of a small group of consumers in the decentralized power supply zone characteristics of stand-alone electrical complex using databases of weather observations and real technical parameters of electrical equipment are proved. Basis for selection is results of economic efficiency evaluation of use of complex.

Key words: *stand-alone electrical complex, wind turbine, equipment selection, economic efficiency evaluation.*

УДК 621.316.93

А. Н. Новикова, О. В. Шмараго

Влияние рабочего напряжения на грозопоражаемость проводов ВЛ с тросом и без троса: обоснование критериев методики расчета

По результатам сопоставления расчетных и эксплуатационных показателей грозоупорности ВЛ УВН обоснованы главные положения методики расчета числа грозовых отключений от прорыва молнии на провода с учетом влияния рабочего напряжения на вероятность прорыва. Методика апробирована расчетом распределения числа перекрытий фазной изоляции между проводами ВЛ 330 и 500 кВ на порталных опорах без троса. Выявлено отличное от общепринятого процентное распределение числа ударов между проводами на ВЛ без троса, принципиально влияющее на выбор числа защитных аппаратов, необходимых для грозозащиты ВЛ без троса. Поставлен вопрос о пересмотре позиции нормативных документов о распределении ударов молнии между опорами и проводами на ВЛ без троса.

Ключевые слова: воздушные линии электропередачи, грозоупорность, тросовая защита, опыт эксплуатации, вероятность прорыва, распределение грозовых перекрытий изоляции между проводами ВЛ без троса, методика расчета.

Введение

В последнее десятилетие, особенно после введения повышенных расчетных климатических нагрузок по ветру и гололеду с повторяемостью 1 раз в 25 лет вместо нагрузок с повторяемостью 1 раз в 10–15 лет, изменился подход к выбору комплекса средств грозозащиты воздушных линий: произошел поворот от использования тросов и обеспечения нормированных значений сопротивления заземления к отказу от подвески троса и организации грозозащиты ВЛ с использованием защитных аппаратов на основе окисно-цинковых варисторов – ограничителей перенапряжений (ОПН). Однако использованию ОПН на ВЛ СВН предшествовал достаточно длительный период эксплуатации ВЛ или их участков в районах интенсивного гололедообразования без тросовой защиты. Применение ОАПВ на этих ВЛ позволило выявить влияние рабочего напряжения на распределение перекрытий изоляции между фазами. Оказалось, что фактическое распределение не соответствовало ожидаемому, получаемому традиционно с использованием принципа эквидистантности. Грозовые перекрытия изоляции ВЛ с горизонтальным расположением проводов имели место на фазах, рабочее напряжение которых было близко к амплитудным значениям и имело противоположную разряду молнии полярность [1].

Впервые гипотеза о влиянии рабочего напряжения на показатели грозоупорности была высказана в связи с возможным увеличением вероятности прорыва молнии на провода ВЛ СВН и УВН [2]. В работе [3] это предположение было подтверждено результатами анализа опыта эксплуатации отечественных и зарубежных ВЛ 330–750 кВ. Несколько позже была разработана эмпирическая формула расчета вероятности прорыва молнии на провода для ВЛ с положительным углом защиты троса, которая среди параметров содержала и рабочее напряжение ВЛ [4]. Последняя редакция этой

эмпирической формулой вошла в нормативный документ по защите электрических сетей от грозовых перенапряжений [5].

Наряду с эмпирическими формулами специалистами, в том числе МЭИ и НИИПТ [6, 7], предлагались универсальные методы расчета числа отключений от поражения проводов, применимые для любого взаимного расположения проводов и тросов. В настоящее время требования оптимизации системы грозозащиты ВЛ с использованием защитных аппаратов и отказом от троса делают необходимыми апробацию и корректировку предлагаемых расчетных методик применительно к ВЛ с тросом (т. е. по вероятности прорыва) и без троса (т. е. по распределению грозовых перекрытий по фазам).

В статье обоснованы принятые в методике [7] и реализованной в программе для ЭВМ¹ количественные оценки параметров канала молнии, встречного лидера и стримерной фазы разряда молнии, оказывающих существенное влияние на результат расчета.

Основные положения методики расчета эффективности тросовой защиты от прорыва молнии на провода. Вероятность прорыва или распределение разрядов между проводами и тросами рассчитывается через вероятностную оценку двух условий: во-первых, условия развития встречного лидера от объекта и, во-вторых, условия создания в промежутке «лидер молнии – объект» напряженности электрического поля, достаточной для перехода разряда молнии из лидерной в сквозную fazу.

В качестве критерия выполнения первого условия принимается создание в окрестности ВЛ электрического поля, обеспечивающего разность потенциалов ($U_{\Delta x}$), необходимую для формирования от проводов или тросов 10-метрового встречного лидера ($\Delta x = 10$ м), достаточного для ориентировки разряда молнии. Значение $U_{\Delta x}$ определялось из следующих исходных позиций:

- полярность разряда молнии отрицательная;
- развитие встречного лидера соответствует одному из этапов разряда в длинном воздушном промежутке при воздействии пологих импульсов положительной полярности длительностью тысячи микросекунд;
- картина поля во всем промежутке «лидер молнии – встречный лидер» длиной до сотен метров соответствует промежутку «стержень – стержень» или «стержень – стержень на плоскости», а в окрестности объекта – промежутку «стержень – плоскость».

В качестве среднего значения разности потенциалов $U_{\Delta x}$ можно принять 50%-ное разрядное напряжение промежутка «стержень – плоскость» длиной 10 м на коммутационном импульсе, которое оценивается значением, равным 2000 кВ [8]. Учитывая, что напряжение, необходимое для развития лидера такой же длины, должно быть меньше [9], расчетное значение $U_{\Delta x}$ было принято на основе следующих соображений. При пологих импульсах по данным [10]: отношение длины стримерной зоны к длине промежутка минимально и равно примерно $l_c/S \approx 0,3$; средняя напряженность в стримерной зоне $E_{c, cp} \approx 5$ кВ/см, а в канале – $E_{k, cp} \leq 0,3$ кВ/см. При этом критическое значение падения напряжения на лидере длиной 10 м составит:

$$U_{\Delta x} = E_{c, cp} \cdot l_c + E_{k, cp} \cdot l_k = 5 \cdot 300 + 0,3 \cdot 700 \approx 1700 \text{ кВ.}$$

¹ Методика реализована в программе на языке СИ++ применительно к интегрированной среде программного обеспечения Visual Studio – 2012. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2014613329.

В работе [9] указывается, что существует тенденция увеличения пробивных напряжений промежутка с ростом диаметра электрода, поэтому для ВЛ 1150 кВ, имеющих провода с числом составляющих в фазе от 8 до 15, расчетное значение $U_{\Delta x}$ должно быть больше, например, (1850–2000) кВ.

Параметром, оказывающим существенное влияние на конечный результат расчета – вероятность прорыва, является коэффициент изменчивости (c_v) значений $U_{\Delta x}$. Процедура выбора этого параметра будет описана ниже.

Переход лидерной стадии разряда молнии в сквозную fazу зависит от параметров электрического поля во всем промежутке «лидер молнии – система заземленных объектов». В качестве критического значения напряженности поля для промежутков «лидер молнии – провод (или трос)» большинство авторов принимает $E_{kp,BL} = 500$ кВ/м, что соответствует напряженности поля промежутка «стержень – стержень» при отрицательной полярности незаземленного стержня. Промежуток «лидер молнии – земля» соответствует промежутку «стержень – плоскость». Прочность такого промежутка больше, чем промежутка «стержень – стержень». В настоящей работе использовалось значение $E_{kp,z} = 700$ кВ/м. Так как в данном случае рассматривается сквозная fazа перекрытия, то коэффициент изменчивости (c_v) принят равным 0,05.

Вероятность прорыва является интегральной величиной, получаемой в процессе расчета вероятности распределения разрядов молнии между элементами ВЛ из произвольных точек окружающего пространства. Расчет ведется до выполнения условия практического отсутствия поражения элементов ВЛ при удалении канала молнии от ВЛ. Алгоритм расчета поясняют рис. 1 и 2.

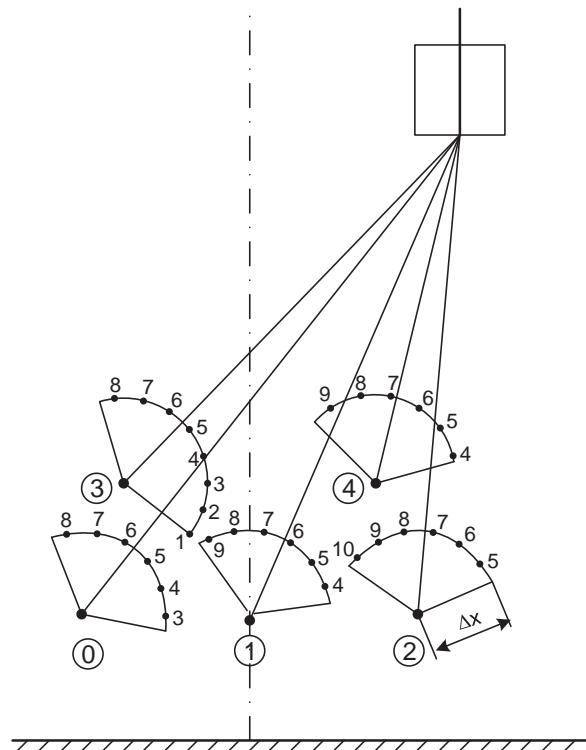


Рис. 1. К расчету напряжения на промежутках Δx на дугах окружностей вокруг проводов и тросов из произвольной точки пространства

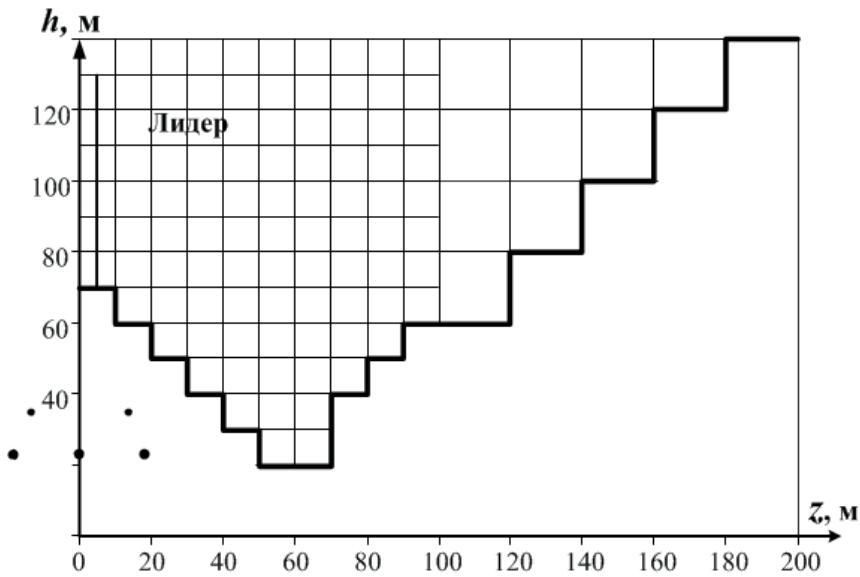


Рис. 2. Границы пространства ориентировки разряда молнии на ВЛ

При использовании принятых в [6] зависимостей между линейной плотностью в канале $\tau_{\text{л}}$, зарядом головки $q_{\text{г}}$ и радиусом головки $r_{\text{л}}$, а именно:

$$q_{\text{г}} = r_{\text{л}} \cdot \tau_{\text{л}} \cdot k \text{ и } r_{\text{л}} = 3,6 \cdot \tau_{\text{л}} \cdot 10^4, \quad (1)$$

значение линейной плотности заряда канала, при котором от провода или троса возможно развитие встречного лидера длиной Δx , может быть рассчитано из следующего уравнения второго порядка относительно $\tau_{\text{л}}$:

$$U_{\text{н.г.}}(\tau_{\text{л}}^2) + U_{\text{н.к.}}(\tau_{\text{л}}) + U_{\text{н.г.пр.}}(\tau_{\text{л}}^2) + U_{\text{н.к.пр.}}(\tau_{\text{л}}) + U_{\text{раб}} - U_{\text{раб}} = u_{\text{воз}}, \quad (2)$$

в котором слагаемые – функции от $\tau_{\text{л}}$ и $\tau_{\text{л}}^2$ являются составляющими разности потенциалов на промежутке Δx , а именно:

$U_{\text{н.г.}}(\tau_{\text{л}}^2)$ и $U_{\text{н.к.}}(\tau_{\text{л}})$ – потенциал, наведенный зарядом головки лидера и линейно распределенным по каналу молнии зарядом, соответственно;

$U_{\text{н.г.пр.}}(\tau_{\text{л}}^2)$ и $U_{\text{н.к.пр.}}(\tau_{\text{л}})$ – потенциал от зарядов проводов, наведенных на них зарядом головки лидера и линейно распределенным по каналу молнии зарядом, соответственно;

$U_{\text{раб}}$ – потенциал, наведенный рабочим напряжением всех проводов;

$U_{\text{раб}}$ – значение рабочего напряжения провода в момент разряда молнии.

Правая часть выражения (2) соответствует текущему значению аргумента функции плотности распределения значений разрядного напряжения промежутка длиной $\Delta x - u_{\text{воз}}$.

Для дальнейших этапов расчета из множества решений уравнения (2) для точек на дугах окружностей (рис. 1) выбирается наименьшее, критическое значение линейной плотности заряда канала – $\tau_{\text{лк}}$. Соответствующая этому значению точка определяет наиболее вероятное направление развития встречного лидера.

Вероятность распределения разрядов между объектами (проводами и тросами) по условию возникновения встречного лидера определяется через вероятности пере-

крытия промежутков одинаковой длины при приложении к ним неодинаковых по значению напряжений. При условии подчинения разрядных напряжений нормальному закону вероятность перекрытия i -го промежутка определяется выражением:

$$P_{\Delta x_i} = \frac{u_{\text{воз}}}{\bar{U}_{\Delta x_i(1-\alpha c_i)}} \frac{1}{c_{\text{л}} \bar{U}_{\Delta x_i} \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(u_{\text{воз}} - \bar{U}_{\Delta x_i})^2}{2(c_{\text{л}} \bar{U}_{\Delta x_i})^2}} \times \prod_{k=1+(i-1), (i+1)=n} \left[1 - F \left(\frac{\Psi_i u_{\text{воз}} - \bar{U}_{\Delta x_i}}{c_{\text{л}} \bar{U}_{\Delta x_i}} \right) \right] du, \quad (3)$$

где $c_{\text{л}}$ и $\bar{U}_{\Delta x_i}$ – соответственно коэффициент изменчивости и математическое ожидание пробивных напряжений промежутка Δx .

Коэффициент Ψ_i (или Ψ_k) представляет собой отношение напряжения, рассчитанного по выражению (2) при $\tau_{\text{л}} = \tau_{\text{лк}}$, к значению $u_{\text{воз}}$.

Только для промежутка, оканчивающегося в точке, для которой рассчитанное по уравнению (2) значение $\tau_{\text{л}}$ равно $\tau_{\text{лк}}$, коэффициент Ψ_i (или Ψ_k) = 1, для остальных промежутков этот коэффициент меньше 1. Для промежутка, для которого $\Psi_i = 1$ в выражение (3):

$$F \left(\frac{\Psi_i u_{\text{воз}} - \bar{U}_{\Delta x_i}}{c_{\text{л}} \bar{U}_{\Delta x_i}} \right) = 1.$$

Вероятность ориентировки лидера молнии, имеющего, в частности, линейную плотность заряда $\tau_{\text{лк}}$, в направлении линии, т. е. выполнение второго критерия, может быть определена через сумму вероятностей ориентировки лидера на провода и тросы. Как показали расчеты, для ВЛ с тросом достаточно рассмотреть только ближайшие к лидеру трос и повод. Перекрываемые расстояния, имеющие в общем случае разную длину, подвергаются воздействию разности потенциалов, различающихся на величину рабочего напряжения рассматриваемого провода.

При условии подчинения пробивных напряженийциальному закону вероятность перекрытия каждого из промежутков рис. 3 определяется выражением:

$$P_{\text{л-об}_i} = \frac{1}{c_{\text{л}} \bar{U}_{\text{л-об}_i} \sqrt{2\pi}} \int_{\bar{U}_{\text{л-об}_i(1-\alpha c_c)}}^{U_{\text{л}}} e^{-\frac{(U_{\text{л}} - \bar{U}_{\text{л-об}_i})^2}{2(c_{\text{л}} \bar{U}_{\text{л-об}_i})^2}} \times \prod_{k=1+(i-1), (i+1)=n} \left[1 - F \left(\frac{U_{\text{л}} - \bar{U}_{\text{л-об}_k}}{c_{\text{л}} \bar{U}_{\text{л-об}_k}} \right) \right] dU_{\text{л}}, \quad (4)$$

где c_c и $\bar{U}_{\text{л-об}_i}$ – соответственно коэффициент изменчивости (отн. ед) и математическое ожидание разрядных напряжений промежутка «лидер – i -й объект» (кВ).

Вероятность распределения разрядов между проводами и тросами по двум условиям с учетом сохранения суммы $\sum_{k=1}^n P_{\Delta x_i}$ определяется выражением:

$$P_i = \frac{\sum_{k=1}^n P_{\Delta x_i}}{\sum_{k=1}^n (P_{\Delta x_i} P_{\text{л-об}_i})}. \quad (5)$$

Калибровка методики расчета. Любая методика расчета грозоупорности неизбежно базируется на ряде гипотез, принимаемых в качестве исходных положений. Это вызвано, в первую очередь, отсутствием достоверных исходных данных о механизме и параметрах разряда молнии. Особенность расчетов грозозащиты состоит в том, что отсутствует возможность проверки каждого параметра расчетной модели в от-

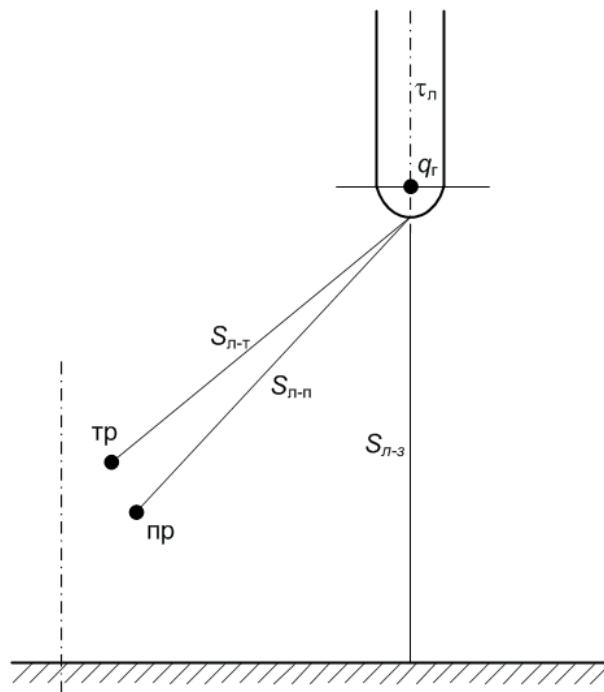


Рис. 3. К расчету вероятности ориентировки лидера молнии на линию

дельности. Основная проверка идет по конечному результату путем сопоставления расчетных и эксплуатационных показателей грозоупорности. Кроме того, апробация методики может идти по параметрам и зависимостям, которые рассчитываются как промежуточные или специально полученные и по которым существует представление из других источников информации, например, по результатам полевых исследований. К таким параметрам относятся: поражаемость ВЛ разрядами молнии; зависимость поражаемости от геометрии подвеса троса (или провода); распределение разрядов, поражающих ВЛ, по амплитуде тока молнии.

Исходное распределение амплитуды тока разрядов молнии. Еще из основных положений электротехнической методики расчета вероятности прорыва [11] следовало, что на провода должны прорываться разряды с небольшими амплитудами тока. Поэтому методики, аналогичные описываемой в настоящей статье, предусматривали получение расчетных распределений разрядов, поражающих провода и тросы, по амплитуде тока молнии. На начальных этапах освоения методик в качестве исходных использовались распределения, рекомендуемые СИГРЭ [12] или «Руководством...» [5], рис. 4.

Первые результаты расчетов показали необходимость пересмотра позиции по выбору исходного распределения, поскольку получаемые в ходе процедуры расчета распределения располагались выше используемого исходного распределения. Стало очевидным, что в качестве исходного должно быть использовано распределение разрядов, поражающих землю в отсутствие возвышающихся объектов. Для используемых далее тестовых ВЛ 750 кВ, проходящих по территории Украины, необходимое распределение было получено через алгоритм методики путем итерационной доводки

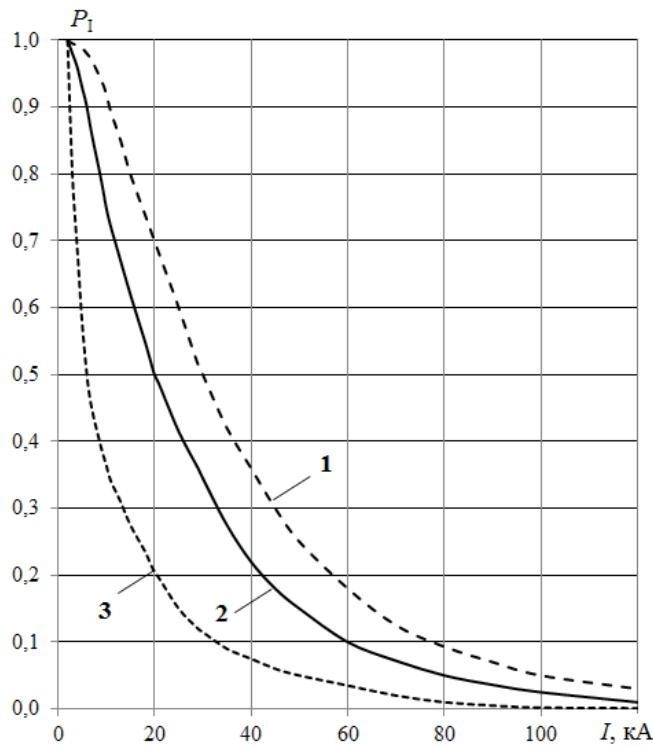
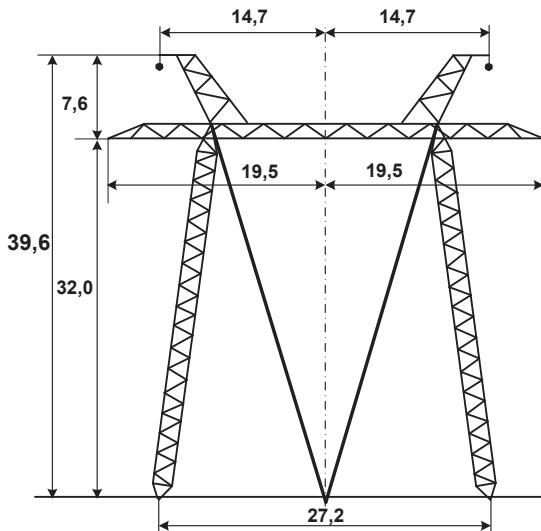


Рис. 4. Распределения амплитуды тока молнии:
 1 – рекомендуемое СИГРЭ [12];
 2 – рекомендуемое «Руководством...» [5];
 3 – расчетное для разрядов, поражающих землю

расчетного распределения до полученного при полевых исследованиях на двухцепных ВЛ 220 кВ в Донбассэнерго [13], рис. 4, кривая 3.

Эксплуатационные показатели грозоупорности ВЛ УВН. Для апробации методики расчета числа отключений от прорыва молнии на провода с учетом возможного увеличения вероятности прорыва под влиянием рабочего напряжения целесообразно выбрать ВЛ, для которой отключения от ударов молнии в опоры и тросы маловероятны, т. е. основной причиной отключений являются прорывы молнии на провода. Например, украинские ВЛ 750 кВ, проходящие по грунтам низкого электрического сопротивления, но по территории с интенсивностью грозовой деятельностью выше средней, а именно порядка 60 грозовых часов. На рис. 5 показан эскиз промежуточной опоры и приведены основные конструктивные данные анализируемых ВЛ 750 кВ.

Для сопоставления с расчетом необходимо получить эксплуатационный показатель грозоупорности, отнесенный к базовой интенсивности грозовой деятельности – 100 грозовым часам, поэтому были привлечены данные о фактическом числе грозовых часов по регистрациям ближайших к трассам гидрометеостанций в анализируемый период эксплуатации. В табл. 1 приведены данные по объему опыта эксплуатации по трем ВЛ 750 кВ в единицах «км · грозовые часы» за период 1977–1981 гг. Такой показатель объема был принят по причине неодинакового календарного периода эксплуатации ВЛ из-за неодновременного ввода отдельных линий в эксплуатацию.

**Исходные данные:**

Опора – ПП750.

Изоляция поддерживающей гирлянды:
44×ПС-12А ($H_{из} = 0,140$ м); $l_{разр} = 6,16$ м.Сопротивление заземления $R_z \leq 10$ Ом.

Трос С-70, Ø 11,0 мм.

Провод 4×АСУ-400, Ø 29,0 мм.

Рис. 5. Конструктивные параметры анализируемых ВЛ 750 кВ**Таблица I****К определению эксплуатационного показателя грозоупорности ВЛ 750 кВ**

Название ВЛ	Длина, км	Общее число грозовых часов	Объем, км·ч
Днепр – Донбасс	334,0	333	111 222,0
Днепр – Винница	416,7	219	91 257,3
Винница – Зап. Украина	360,9	163	58 826,7
По трем ВЛ	1111,6		261 306,0

За указанный период имело место три грозовых отключений. Удельное число грозовых отключений составило

$$n_{эк} = 3 \cdot 10^4 / 261306 = 0,115 \text{ на } 100 \text{ км и } 100 \text{ грозовых часов.}$$

В дальнейшем, включая грозосезон 1986 г., объем опыта эксплуатации увеличился до 559 876 км·ч. Число грозовых отключений при этом объеме возросло до четырех, а значение $n_{эк}$ уменьшилось до 0,071.

Для сопоставления расчетных и эксплуатационных показателей применительно к тестовым украинским ВЛ 750 кВ можно использовать значение $n_{эк}$ в пределах (0,071–0,115)².

Следует иметь в виду, что грозовое отключение ВЛ 750 кВ – достаточно редкое событие и поэтому для получения устойчивого среднего значения $n_{эк}$ необходимо иметь достаточно большой объем опыта эксплуатации. На рис. 6 показано изменение удельного числа грозовых отключений ВЛ 750 кВ в Центре Европейской части РФ

² Украинские ВЛ 750 кВ проходят по территории, подверженной сельскохозяйственным загрязнениям, и поэтому имеют усиленную изоляцию и, следовательно, большее превышение троса над проводами, что благоприятно сказывается на показателях грозоупорности, а именно на уменьшении вероятности прорыва молнии на провода.

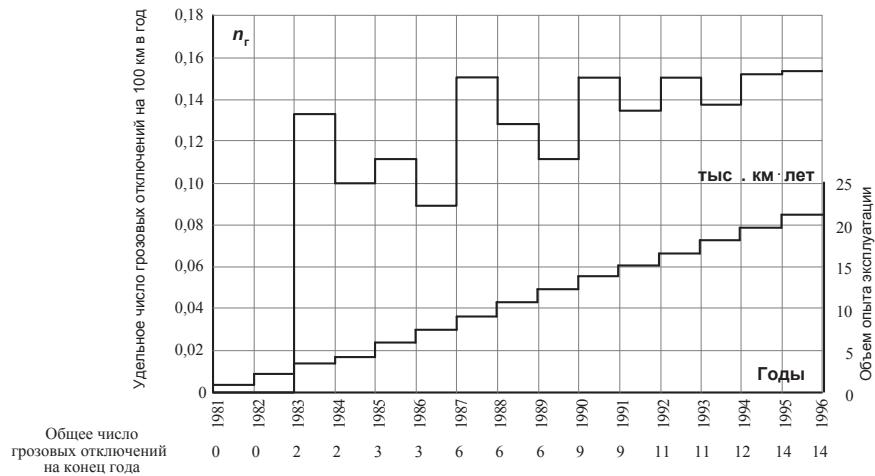


Рис. 6. Изменение удельного числа грозовых отключений ВЛ 750 кВ на 100 км и 100 грозовых часов с увеличением объема опыта эксплуатации

по мере накопления опыта эксплуатации. За первые 8 лет эксплуатации значение $n_{\text{экс}}$ менялось от 0 до 0,15, из них в последние 3 года – от 0,09 до 0,15.

Обоснование значения коэффициента изменчивости разности потенциалов, достаточной для развития встречного лидера – $c_{\text{л}}$. Как показали многовариантные расчеты, этот параметр оказывает определяющее влияние на конечный результат. На рис. 7 показана зависимость удельного числа грозовых отключений от прорыва молнии ($n_{\text{пп}}$) на провода тестируемой ВЛ 750 кВ.

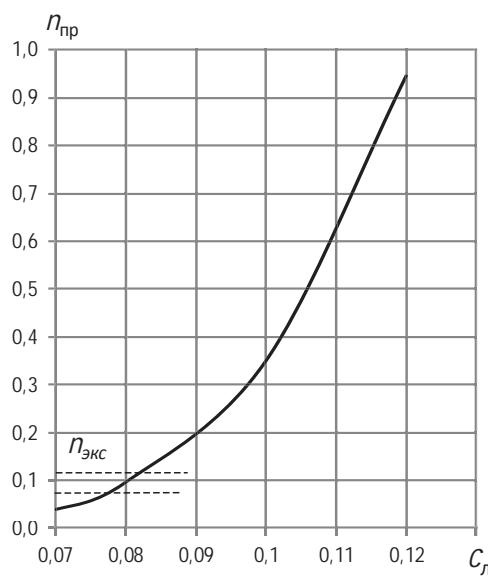


Рис. 7. К обоснованию расчетного значения коэффициента изменчивости $c_{\text{л}}$

При $c_{\text{л}} = 0,08$ значение $n_{\text{пп}}$, рассчитанное как среднее по пролету, попадает в область, заключенную между пределами $n_{\text{экс}}$.

Дополнительной проверкой допустимости использования этого значения $c_{\text{н}}$ может служить результат сопоставления поражаемости ВЛ, получаемой в процессе счета по алгоритму программы и по рекомендациям «Руководства...» [5]. По уточненной формуле [5, (6.15)] при $h_{\text{cp}} > 30$ м число ударов молнии на 100 км длины ВЛ определяется по формуле:

$$N = p_0 (0,1 \cdot d_{\text{tp-tp}} + 0,15 \cdot (h_{\text{cp}} + 90)), \quad (7)$$

где p_0 – плотность разрядов молнии на землю на 1 км² определяется через число грозовых часов по соотношению $p_0 = 0,05 \cdot N_{\text{гч}}$; $d_{\text{tp-tp}}$ – расстояние между тросами, м; h_{cp} – средняя высота подвеса троса.

При конструктивных параметрах тестовой ВЛ 750 кВ число ударов на 100 км при $N_{\text{гч}} = 100$ грозовых часов равно:

$$N = 0,05 \cdot 100 (0,1 \cdot 2 \cdot 14.7 + 0,15 \cdot (30,1 + 90)) = 104,8.$$

Значение N , полученное по алгоритму методики с усреднением по пролету, равно 103,3, т. е. практически совпадает с полученным по рекомендациям [5], основанным на результатах полевых исследований поражаемости ВЛ. Следует заметить: многочисленные расчеты по алгоритму методики показали, что критерий возникновения встречного лидера является основным при ориентировке разряда молнии на ВЛ.

Апробация методики. Представляет интерес апробировать методику расчета, учитывающую влияние рабочего напряжения на поражаемость каждого из проводов, применительно к ВЛ СВН без троса. В качестве теста может быть использован опыт эксплуатации ВЛ 500 кВ «Ростовская АЭС – Буденновск» длиной 431,9 км с двумя участками без троса суммарной длиной 135,7 км (5 лет эксплуатации) и ВЛ 330 км «Буденновск – Кизляр – Чирюрт» длиной 408,7 км, имеющей трос только на подходах к подстанциям (12 лет эксплуатации) [14]. Трассы ВЛ представлены на рис. 8. Бестросовые участки показаны пунктирными линиями.

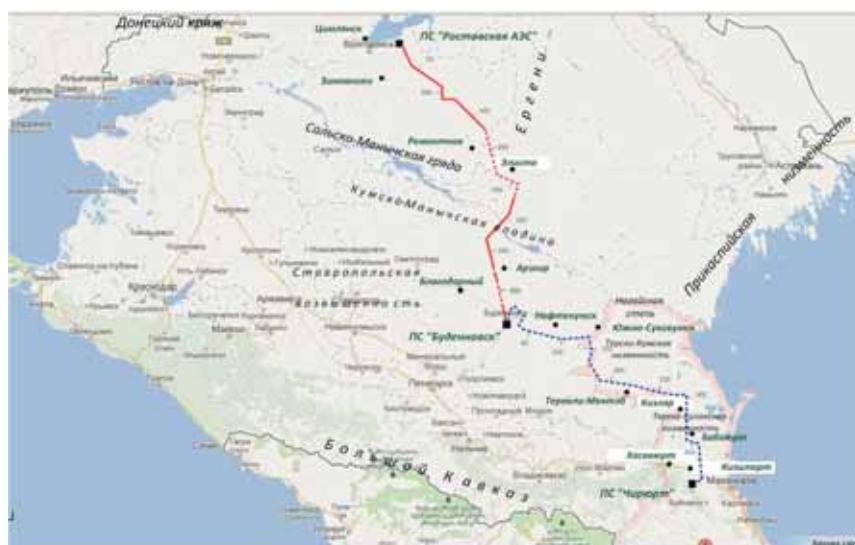


Рис. 8. Трассы тестовых ВЛ:
— ВЛ 500 кВ «Ростовская АЭС – Буденновск»;
— ВЛ 330 кВ «Буденновск – Кизляр – Чирюрт»

В статье [14] по результатам анализа числа грозовых перекрытий изоляции на отдельных участках трасс ВЛ показано, что после примерно г. Элиста и до ПС «Чирюрт» из-за увеличения сухости климата коэффициент пропорциональности между плотностью разрядов молний на землю и числом грозовых часов уменьшается в 7 раз. На этой территории постепенно увеличивается доля разрядов молний между облаками. Это приводит к тому, что удельные показатели грозоупорности ВЛ 500 кВ, приведенные к 100 грозовым часам для бестросовых участков около г. Элиса ($n_{\text{эк}} = 15,9$ на 100 км) и г. Буденновск ($n_{\text{эк}} = 6,0$ при условии прохождения ВЛ 500 кВ по трассе ВЛ 330 кВ) различаются в 2,65 раза. Это необходимо учитывать при сопоставлении расчетных и эксплуатационных показателей грозоупорности тестовых линий.

С точки зрения разработки схем расстановки ОПН на опорах и трассе ВЛ без троса важна информация о поражаемости отдельных проводов – в данном случае крайних и среднего. В табл. 2 по результатам анализа работы ОАПВ и с учетом транспозиции дано распределение грозовых перекрытий по проводам для четырех последовательных стокилометровых участков трассы ВЛ 330 км «Буденновск – Кизляр – Чирюрт».

Таблица 2

**Распределение грозовых перекрытий по проводам и по трассе
ВЛ 330 км «Буденновск – Кизляр – Чирюрт»**

№	Участки пределы по длине, км	$N_{\text{г.ч}}$, ч (среднее за 12 лет)	Число грозовых перекрытий за 12 лет	Распределение грозовых перекрытий изоляции по проводам*		
				правый	средний	левый
1	0–100	43	43	21 (49 %)	6 (14 %)	16 (37 %)
2	100–200	28	15	3 (20 %)	6 (40 %)	6 (40 %)
3	200–300	26	19	7 (37 %)	3 (16 %)	9 (47 %)
4	300–400	16	6	2 (33 %)	3 (50 %)	1 (17 %)
Общее по ВЛ			83	33 (40 %)	18 (22 %)	32 (38 %)
Расчетное распределение перекрытий по проводам по программе				36 %	28 %	36 %

* Расположение проводов на опоре в направлении ПС «Буденновск»

Доля перекрытий изоляции среднего провода по трассе меняется от 14 % до 50 %. Качественно по распределению перекрытий близки участки № 1 и № 3, идущие в направлении с запада на восток (см. рис. 7). На участках № 2 и № 4, идущих в основном с севера на юго-восток, доля перекрытий изоляции среднего провода увеличивается практически в 3 раза. Отмеченные особенности распределения перекрытий, вероятно, связаны с направлениями грозовых фронтов и в настоящее время не могут быть учтены в расчете. Расчет проводится при идентичных условиях развития гроз с обеих сторон от оси ВЛ.

Для рассматриваемой ВЛ 330 кВ апробация методики проводилась по общему числу грозовых перекрытий для участка № 1, обладающего наибольшей статистикой по грозовым отключениям. В расчете были учтены следующие особенности района трассы. Коэффициент пропорциональности между продолжительностью гроз в часах

и плотностью разрядов молнии на землю был уменьшен в 2,65 раза [14]. Было использовано распределение токов молнии на землю с уменьшенным в 2 раза средним значением по сравнению с распределением, представленным на рис. 4. Основанием для этого послужили результаты полевых исследований токов молнии в Горькэнерго, Казэнерго и Уралэнерго [15]. Средние значения токов молнии на территории этих энергосистем не превышали 10 кА. В табл. 3 дано сопоставление расчетных и эксплуатационных показателей для ВЛ 330 кВ без троса на участке № 1 и бестросового участка ВЛ 500 кВ (длиной 99,1 км) в районе г. Элиста по удельному числу грозовых отключений и процентному распределению грозовых перекрытий изоляции при принятых исходных условиях.

Расхождение по числу перекрытий изоляции между расчетом и опытом эксплуатации для обоих тестовых участков составило (5–6) %. Выше отмечалось, что на распределение перекрытий изоляции между проводами оказывают влияние локальные природно-климатические условия, которые не могут быть учтены в расчете.

Сопоставление расчетных распределений перекрытий изоляции между проводами для двух классов напряжения ВЛ показывает, что с ростом класса напряжения уменьшается различие в поражаемости проводов разрядами молний, вызывающими перекрытие изоляции, что неизбежно должно приводить к увеличению числа защитных аппаратов, необходимых для грозозащиты ВЛ без троса.

Таблица 3

Сопоставление эксплуатационных и расчетных показателей грозоупорности ВЛ без троса

Показатели		ВЛ 330 кВ ($p_0 = 0,05 \cdot N_{r_p}$) / 2,65	ВЛ 500 кВ ($p_0 = 0,05 \cdot N_{r_p}$)
n_r на 100 км и 100 грозовых часов	опыт эксплуатации	8,3	15,9
	расчет	8,8	15,2
Распределение перекрытий изоляции по проводам (крайний – средний – крайний), %	опыт эксплуатации	40–22–38	44–24–32
	расчет	36–28–36	34,6–30,8–34,6
Отношение числа перекрытий изоляции крайнего и среднего проводов (расчет)		1,3	1,12

Выводы

1. Тестовые проверки программы путем сопоставления расчетных и эксплуатационных показателей по промежуточным и конечным результатам расчета показали приемлемость принятых в алгоритме количественных оценок параметров канала молнии, встречного лидера и стримерной фазы разряда молнии.
2. Выявленный при анализе опыта эксплуатации и подтвержденный результатами расчета факт о том, что на распределение перекрытий изоляции между средним и крайним проводами на ВЛ СВН без троса определяющее влияние оказывает мгновенное рабочее напряжение, ставит вопрос о пересмотре принятого в настоящее время в [5] тезиса о распределении разрядов молнии, поражающих ВЛ без троса, поровну между опорами и проводами.

3. Достоверные оценки ожидаемых показателей грозоупорности ВЛ СВН с тросом и без троса могут быть получены только при использовании региональных характеристик грозовой деятельности: распределения амплитуды тока молнии и плотности разрядов молнии на землю.

Список литературы

1. Мезгин В. А., Новикова А. Н., Федорова А. В., Чичинский М. И., Шмараго О. В. Влияние рабочего напряжения на поражаемость молнией проводов ВЛ 220–500 кВ // IV Международная конференция по молниезащите. – СПб., 27–29 мая 2014 г.: Сборник докладов. – Изд-во СПбГТУ.
2. Базелян Э. М. Влияние рабочего напряжения на вероятность прорыва молнии к проводам воздушных линий // Электричество, 1981, № 5.
3. Новикова А. Н., Полякова И. П. Анализ опыта грозозащиты воздушных линий 330–750 кВ и оценка вероятности прорыва молнии на провода // Повышение эффективности электрических сетей 110–1150 кВ: Сборник научных трудов НИИПТ. – Л.: Энергоатомиздат, 1990.
4. Костенко М. И., Новикова А. Н. Вероятность прорыва молнии на провода воздушных линий электропередачи: опыт эксплуатации и его обобщение // Известия АН, Энергетика, 1993, № 5.
5. Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – СПб.: Изд-во ПЭИПК, 1999.
6. Ларионов В. П., Колечицкий Е. С., Шульгин В. Н. Расчет вероятности прорыва молнии сквозь тросовую защиту // Электричество, 1981, № 5.
7. Иванова И. П., Новикова А. Н. Влияние конструкции промежуточных опор на показатели грозоупорности воздушных линий 1150 кВ // Линии электропередачи повышенной пропускной способности: Сборник научных трудов НИИПТ. – Л.: Энергоатомиздат, 1985.
8. Александров Г. Н., Иванов В. Л., Кизеветтер В. Е. Электрическая прочность наружной высоковольтной изоляции. – Л.–М.: Энергия, 1969.
9. Schneider K. H. Positive discharge in long air at les Renardieres – 1975 results and conclusions. // Electra, № 53, 1977.
10. Базелян Э. М., Горин Б. Н., Левитов В. И. Физические и инженерные основы молниезащиты. – Л.: Гидрометеоиздат, 1978.
11. Brown G. W., Whitehead E. R. Field and analytical studies of transmission line shielding –II // IEEE Trans. on PAS, vol. 88, 1969.
12. Anderson R. B., Eriksson A. J. Lightning parameters for engineering application // Electra, № 41, July, 1975.
13. Бочковский Б. Б., Вольнов К. Д., Лабузов А. А., Лисянская Е. И., Майкопар А. С., Серебрякова З. И. Регистрация параметров прямого удара молнии // Электрические станции, 1971, № 8.
14. Новикова А. Н., Шмараго О. В., Носова А. М., Галкова Л. И. Особенности влияния природно-климатических условий на грозоупорность воздушных линий на примере ВЛ 330 и 500 кВ МЭС ЮГа // Известия НТЦ Единой энергетической системы, № 2(67) – Санкт-Петербург, 2012.
15. Стекольников И. С. Физика молнии и грозозащита. – М.–Л.: Изд-во Академии наук СССР, 1943.

Новикова Александра Николаевна – заведующая сектором защиты от перенапряжений отдела техники высоких напряжений Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»).

E-mail: novikova_a@niipt.ru

Шмараго Оксана Владимировна – научный сотрудник отдела техники высоких напряжений Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»).

E-mail: shmarago@yandex.ru

Novikova A. N., Shmarago O. V.

Operating voltage effect on the lightning vulnerability of conductors of OHL with and without ground wires: calculating criteria validation.

The main states of the calculation method of the OHL outages number due to direct lightning strokes to the conductors considering the operating voltage effect on the probability of overhead line shielding failures are proved based on the results of the comparison of calculating and operating UHV OHL lightning proofness rates. The method is validated by the calculation of the insulation flashovers number distribution between the conductors of the 330 and 500 kV portal-towers OHL without ground wires. It was discovered the difference from the conventional method of the strokes number distribution between the conductors of OHL without ground wires, which has principle matter for the number of surge arresters needed for protection of OHL without ground wires. The issue about revision of the regulatory documents statement concerning the lightning strokes distribution between towers and conductors of OHL without ground wires is raised.

Key words: Overhead power lines, lightning proofness, ground wires protection, operating experience, probability of overhead line shielding failures, lightning insulation flashovers distribution between the conductors of OHL without ground wires, calculation method.

УДК 621.316.722.9

Л. К. Осика

Современные технологические возможности и перспективы участия тепловых электростанций на рынке услуг по регулированию реактивной мощности

Рассмотрены рыночные и технологические аспекты оказания услуг по регулированию реактивной мощности тепловыми электростанциями России. Исследованы общие вопросы устройства энергоблоков, влияющие на окупаемость капитальных вложений в проекты их строительства или реконструкции с целью внедрения соответствующих технических мероприятий. Сделан вывод, что важнейшим средством повышения управляемости электростанций и электрических сетей в современных экономических условиях является введение полномасштабного рынка системных услуг по регулированию реактивной мощности вне зависимости от выработки электрической энергии основным оборудованием станций.

Ключевые слова: *рынок услуг по повышению системной надежности, реактивная мощность, синхронный генератор, синхронный компенсатор, асинхронизированный синхронный генератор.*

Достигнутый уровень рыночных отношений в электроэнергетике России предоставляет возможность генерирующему компаниям – субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) или розничных рынков (РРЭМ) продавать два вида товара: электроэнергию и мощность, а также оказывать системные технологические услуги. Чаще всего в мировой практике внедрение рынка системных услуг (в России он называется рынком услуг по обеспечению системной надежности) начинают с конкурентных отношений в сферах регулирования частоты, активной и реактивной мощностей¹. В последнем случае конечный эффект заключается в обеспечении нормативных или договорных значений напряжения в группах точек поставки (ГТП) потребителей при соблюдении допустимых по условиям работы оборудования уровней напряжения в электрической сети. Любой сектор рынка «регулировочных» услуг по своей технологической и экономической сути оптимизационный, т. е. требует для расчетов взаимных обязательств и требований участников применения той или иной целевой функции [1], измеряемой в денежном выражении. Эта целевая функция в интегральной математической модели электроэнергетических рынков должна коррелировать с используемой на ОРЭМ функцией благосостояния [2] – квадратичной формой специального вида из произведений цен и объемов поставки (покупки) электроэнергии, в которой подлежат определению и цены, и объемы для каждого расчетного часа. На начальной стадии внедрения рыночных услуг допустима их закупка по критерию минимизации цены предложения, независимо от спроса и предложения на ОРЭМ и РРЭМ, что и наблюдается во всех странах с либерализованной энергетикой.

¹ Кроме того, рассматривают услуги по развитию систем противоаварийного управления (противоаварийной автоматики), по пуску электростанций «с нуля» (black start) и пр.

В настоящее время у нас в стране уже достаточно развита конкуренция в части нормированного первичного (НПРЧ) и автоматического вторичного регулирования частоты и мощности (АВРЧМ). Организация соответствующих сегментов рынка поручена системному оператору (СО), функции которого выполняет ОАО «СО ЕЭС». В основу рыночных отношений в сегменте оказания услуг по обеспечению системной надежности² в России положен следующий принцип. Конкуренция в том или ином виде допускается в отношении оплачиваемых действий по регулированию режимов, которые совершаются для улучшения установленных показателей их качества относительно стандартизованных значений или для снижения стоимости электроэнергии, осуществляющей путем перераспределения резервов регулирования на менее экономичное оборудование и загрузки более экономичных агрегатов (НПРЧ, АВРЧМ). Кроме того, только таким способом возможна компенсация исполнителю той услуги, которая требует одновременно потребления активной мощности с рынка (специальные режимы регулирования реактивной мощности, которым посвящена данная статья). Некоторые по своему техническому содержанию «регулировочные» услуги не являются платными (рыночными) для поставщиков электроэнергии (мощности) в том случае, если они оказываются с помощью оборудования, к которому предъявляются стандартизованные требования³ на этапах технологического присоединения к электрической сети, заключения договора на обязательное получение услуг по оперативно-диспетчерскому управлению, присоединения к торговой системе ОРЭМ. Такие требования в условиях мощного энергообъединения с жесткими связями позволяют обеспечить на каком-то фиксированном этапе установленный нормативно уровень качества и надежности электроснабжения потребителей. Однако развитие ЕЭС с точки зрения массового подключения новых потребителей, возникновения малой распределенной генерации, постоянного строительства разнородных сетевых объектов и ввода энергоблоков средней и большой мощности, почти всегда не синхронизированных между собой, приводит к ряду незапланированных сочетаний схемно-режимных условий, требующих дополнительного (и быстрого!) ввода новых средств регулирования частоты и напряжения (реактивной мощности). В странах с рыночной экономикой признано, что наилучшим ответом на такой вызов служит введение рынка системных услуг, которым управляет СО или оператор электрической сети, выполняющий также функции оперативно-диспетчерского управления.

До 2010 г. в России регулирование реактивной мощности генераторами (наряду с НПРЧ и АВРЧМ, развитием систем противоаварийного управления) не считалось услугой по обеспечению системной надежности и не оплачивалось; иными словами, не было соответствующего сегмента рынка. Требования к характеристикам генери-

² При осуществлении своих полномочий по организации рынка системных услуг в настоящее время СО руководствуется документом «Положение о порядке проведения отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности» (Утверждено решением Совета директоров ОАО «СО ЕЭС» от 15 октября 2010 г. № 94).

³ В отношении требований к генерирующему оборудованию по регулированию реактивной мощности СО руководствуется собственным нормативным документом «Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям» (вступает в силу с 1 апреля 2014 г.).

рующего оборудования и режимы регулирования реактивной мощности (напряжения) задавались СО только директивно.

В настоящее время виды услуг по обеспечению системной надежности, порядок отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих такие услуги, а также правила их оказания и механизмы ценообразования определены в утвержденных Постановлением Правительства РФ от 03.03.2010 г. № 117 «Правилах отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг». Среди прочих Правилами предусмотрены услуги *по регулированию реактивной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций, на котором в течение периода оказания соответствующих услуг не производится электрическая энергия* (услуги по регулированию реактивной мощности без производства электрической энергии, т. е. в режиме синхронного компенсатора; для их обозначения часто используется аббревиатура РРСК). За годы реформирования электроэнергетики данный вид возмездных услуг оказывали главным образом гидроэлектростанции⁴ (ГЭС); в то же время нет никаких принципиальных нормативных или организационных ограничений по работе на этом рынке и тепловых электростанций (ТЭС). Имелись прецеденты временной работы в режиме синхронного компенсатора отдельных генераторов теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) и конденсационных станций⁵, но в целом можно констатировать, что тепловая генерация предоставляет услуги по регулированию основных параметров состояния электроэнергетических систем (ЭЭС) по принципам командной экономики. Абсолютно неосвоенной является рассматриваемая сфера деятельности для электростанций промышленных предприятий (потребителей с блок-станциями на органическом топливе).

О потенциале ТЭС, ГЭС, атомных электростанций (АЭС) и блок-станций потребителей в сегменте РРСК можно судить (хотя и в достаточно общем виде) по усредненным коэффициентам установленной мощности (КИУМ) за период, близкий к периоду оказания услуг, т. е. за 1 год. Действительно, разность между КИУМ, равном 100 %, и фактическим КИУМ (%) дает представление о том, какая часть установленной мощности остается по разным причинам невостребованной на рынке электроэнергии и «готова участвовать» в РРСУ. В табл. 1 приведены данные СО [3] о КИУМ всех типов электростанций ЕЭС России за 2012 и 2013 гг. с разбивкой по объединенным энергосистемам (ОЭС).

Из этой таблицы видно, что наибольшим потенциалом в РРСК обладают ГЭС; это и проявляется в настоящее время в их приоритете при отборе СО участников соответствующего рыночного сегмента. Затем следуют примерно в равных соотношениях ТЭС и блок-станции потребителей. Наименьшие возможности – у АЭС, но здесь следует иметь в виду, что относительно большие сроки строительства и длительные плановые ремонты их энергоблоков позволяют в полной мере и технологически обоснованно использовать принципы РРСК в обоих упомянутых периодах их жизненного цикла.

В целом же системная роль электростанций в поддержании качества напряжения у потребителей в ЕЭС России была и остается решающей, несмотря на все увеличи-

⁴ По данным СО (сайт www.so-ups.ru), на 2014 г. отобрано 65 гидрогенераторов на 9 электростанциях суммарной установленной мощностью более 9 400 МВт.

⁵ При выводе из эксплуатации или в ремонт паровых турбин.

Таблица 1

**КИУМ, %, электростанций ЕЭС России в 2012 и 2013 гг.
(по данным [3])**

Энергосистемы	2012 г.				2013 г.			
	ТЭС	ГЭС	АЭС	Блок-станции	ТЭС	ГЭС	АЭС	Блок-станции
ЕЭС России	52,4	39,5	82,4	57,4	49,9	43,1	77,9	60,4
ОЭС Центра	45,2	20,7	93,3	59,1	43,8	21,9	77,8	69,8
ОЭС Средней Волги	46,8	36,2	90,1	51,3	41,6	39,5	96,1	56,8
ОЭС Урала	64,6	31,6	80,8	74,8	62,9	33,9	78,4	76,8
ОЭС Северо-Запада	44,9	52,5	67,9	49,2	46,2	46,6	58,7	47,9
ОЭС Юга	49,3	39,1	89,5	24,5	45,6	45,0	97,8	23,5
ОЭС Сибири	55,5	41,1	–	49,0	46,8	45,3	–	48,2
ОЭС Востока	45,4	39,8	–	45,4	43,5	46,0	–	–

вающиеся возможности электросетевых средств FACTS⁶. Так, по мнению авторов [4], «в настоящее время в балансах реактивной мощности российских энергосистем в среднем 60–70 % составляет реактивная мощность генераторов электростанций. Столь значительная доля (при этом управляемая) обуславливает доминирующую роль электростанций в регулировании напряжения в ЕЭС России».

Существуют две причины, почему в современных рыночных условиях паровые турбоагрегаты действующих и строящихся электростанций оказались вне рыночного сегмента РРСК: отсутствие технической возможности и экономической целесообразности. Первая причина связана с проблемами перевода генератора, работающего в составе теплового энергоблока, в режим синхронного компенсатора⁷ (СК) и длительной работы в таком режиме, вторая – с отсутствием стоимостных сигналов, удовлетворяющих владельцев генерирующих активов. Несмотря на то что эти причины взаимосвязаны, в современной российской электроэнергетике очевиден приоритет экономических стимулов к устройству технологических систем, что сказывается и на конструкции турбоагрегатов. Напомним, что основные положения по расчету устанавливаемых Федеральной службой по тарифам (ФСТ) цен (тарифов) на услуги по обеспечению системной надежности содержатся в документе «Методические указания по расчету цен (тарифов) на услуги по обеспечению системной надежности», принятом приказом ФСТ от 31.08.2011 г. № 201-э/1.

⁶ FACTS (Flecsible Alternative Current Transmission System) – гибкие системы передач переменного тока. К оборудованию FACTS относятся статические тиристорные устройства регулирования напряжения (реактивной мощности), управляемые шунтирующие реакторы и конденсаторные установки, устройства. К новейшим FACTS второго поколения (FACTS-2) относят устройства, обеспечивающие регулирование режимных параметров, в том числе модуля и фазы напряжения, на базе полностью управляемых приборов силовой электроники: синхронный статический компенсатор (СТАТКОМ), синхронный статический продольный компенсатор реактивной мощности на базе преобразователя напряжения (ССПК), объединенный регулятор потоков мощности (ОРПМ) и др. [5].

⁷ Перевод гидрогенераторов в режим работы синхронного компенсатора осуществляется достаточно просто – закрытием направляющего аппарата со срывом вакуума и последующим отжатием воды из камеры рабочего колеса, если она затоплена.

Все синхронные генераторы, установленные на электростанциях, в той или иной степени имеют возможность регулирования реактивной мощности Q в режимах производства активной мощности P (согласно так называемой $P - Q$ диаграмме и иным эксплуатационным ограничениям) [6, 7]. Существует закономерность: чем меньше активная нагрузка генератора, тем большую реактивную нагрузку он в состоянии нести по условиям ограничений токов ротора и статора в режимах как выдачи, так и потребления Q (зависимость максимально возможной выдаваемой или принимаемой реактивной мощности от $P - Q_m = F(P)$ – нелинейная и несимметричная, причем наибольшие проблемы с нагревом активных и конструктивных частей серийных синхронных генераторов возникают в режимах потребления, начиная с $\cos \phi \approx 0,95 \div 0,9$). Следовательно, любой ущерб от снижения продаж на рынках электроэнергии («на сутки вперед», балансирующим) до некоторой степени можно компенсировать увеличением доходов на рынке системных услуг, что актуально, например, в часы ночного провала графика потребления ЭЭС. Однако оплата услуги в таком режиме в действующих правилах рынка не предусмотрена. Необходимо в течение всего периода ее оказания (обычно для реализуемых договоров в отношении ГЭС это достаточно длительный срок – до 1 года) не вырабатывать электроэнергию, что является существенным сдерживающим фактором развития рыночных отношений в рассматриваемой сфере. Поэтому далее будут рассматриваться только технологические проблемы регулирования напряжения (или Q) генераторов в режимах с нулевой выдачей активной мощности, а фактически – в режимах ее потребления для покрытия электрических и механических потерь, а также потерь на возбуждение.

В режиме СК – электрического двигателя с возможностью регулирования потребления или выдачи реактивной мощности [6, 7] – любой синхронный генератор на ТЭС может длительное время работать как вместе с паровой турбиной, так и без нее. В первом случае, который в разных источниках носит названия моторного⁸ [8], двигательного, беспарового режима или вращающегося резерва, регулирование Q малоэкономично из-за необходимости подачи пара в турбину для охлаждения лопаток последних ступеней без срыва вакуума (до 10–15 % номинального расхода пара через турбину [7]). Существуют и другие способы охлаждения турбин при их работе в беспаровом режиме, но все они, очевидно, связаны с ухудшением энергоэффективности ТЭС. В то же время следует отметить и положительную сторону такого режима с точки зрения некоторого повышения качества функционирования ЭЭС, в особенности «островных» или систем небольшой мощности, подключенных к мощным энергообъединениям слабыми связями. Паровая турбина, присоединенная к генератору, работающему в режиме СК, играет роль маховика – накопителя кинетической энергии, оказывающего стабилизирующее влияние на переходные режимы электрических близких частей ЭЭС: уменьшается относительный вылет электромеханической координаты – угла электродвижущей силы δ в СК с маховиком по сравнению с агрегатом без маховика. К сожалению, подсчитать экономическую выгоду от рассматриваемых общесистемных эффектов (как, впрочем, и от иных эффектов общесистемного регулирования) в общем случае невозможно.

⁸ Под моторным режимом турбоагрегата понимается режим его работы без подачи рабочего пара в головную часть турбины через ее паропускные органы, когда генератор не отключен от сети и работает как двигатель, потребляя определенную активную мощность от сети и вращая ротор турбины с синхронной частотой.

Тем не менее анализ отечественного опыта показывает, что до начала 90-х годов прошлого века конденсационные и теплофикационные энергоблоки на территории бывшего СССР работали в режимах вращающегося резерва и СК с присоединенными турбинами достаточно часто, о чем свидетельствуют не только научно-технические публикации (например, [8]), но и отраслевые руководящие документы⁹, не утратившие своего методического значения и в настоящее время. Одним из самых весомых аргументов в пользу такого технического решения было уменьшение для многих конденсационных и теплофикационных энергоблоков затрат топлива в цикле «разгрузение – перевод в моторный режим – нагружение» по сравнению с циклом «разгрузение – останов – пуск – нагружение» в течение ночного провала суточного графика нагрузок ЭЭС, как правило, длительностью не более 8 ч.

Очевидно, наиболее приемлемым с точки зрения эксплуатационных затрат является работа генератора в режиме СК с отсоединением от турбины. Однако данное мероприятие требует тщательной подготовки, объем которой зависит от степени технологической связности турбины и генератора (по общему валопроводу с учетом конструкции муфты и ограничения осевых перемещений, по системам маслонаполнения подшипников и регулирования скорости вращения турбины). Кроме того, необходимо решить задачу пуска генератора из неподвижного состояния (такую же задачу с очевидным технологическим усложнением нужно решить и для генератора с присоединенной турбиной).

Проблема уменьшения технологической связности генератора и турбины легче всего решается на стадии проектирования нового строительства или реконструкции энергоблоков, в том числе с учетом новых возможностей гибкого соединения мощных валопроводов. Широко применяемое в настоящее время в зарубежных энергосистемах инновационное решение – это установка автоматической расцепляющей муфты между генератором и турбиной [9–11] с целью оказания услуг по регулированию электрического режима ЭЭС по напряжению во время плановых остановов энергоблока, работающего в базовом или полу涓ковом режимах (для ремонта, в условиях минимальных электрических нагрузок) [9]. Данное решение позволяет также оптимальным образом использовать специальные пиковые газотурбинные агрегаты и, кроме того, ускорить финансовую отдачу от вновь строящихся или реконструируемых энергоблоков, предоставляя удобную возможность оказывать услуги по повышению системной надежности до ввода в эксплуатацию тепломеханической части энергоблока (только с помощью смонтированного в первую очередь генератора) через существующую или построенную ячейку распределительного устройства главной схемы электрических соединений станции¹⁰. В зарубежных генерирующих компаниях широко распространены расцепляющиеся муфты фирмы SSS Gears Ltd (Великобритания) – единственного в мире производителя мощных

⁹ Таких как: РД 34.30.504-87 Типовая инструкция по эксплуатации турбоагрегата К-200-130 ЛМЗ в моторном режиме; РД 34.30.505-88 Типовая инструкция по эксплуатации турбоустановки Т-100-130 (Т-110-120-130) ТМЗ в моторном режиме; РД 34.09.207 Нормы затрат топлива и электроэнергии на работу турбоагрегатов К-50-90, К-100-90 и К-200-130 ЛМЗ в режимах вращающегося резерва и синхронного компенсатора.

¹⁰ Что подразумевает дополнительные (хотя и относительно небольшие) инвестиции в строительство или реконструкцию ТЭС.

автоматических (в том числе саморасцепляющихся) муфт¹¹ с передачей мощности через вал до 330 МВт (типа 340Т, поставленных, в частности, для ПГУ Южноуральской, Серовской и Няганьской ГРЭС). Они установлены также на высокоманевренных (пиковых) газотурбинных энергоблоках с газовыми турбинами (ГТ) LMS-100 производства концерна General Electric, что предоставляет возможность оказывать услуги по регулированию напряжения, когда работа ГТ неэффективна или не нужна по условиям электрических режимов в ЭЭС [9]. В таком режиме работают, например, в США электростанции Basin Electric Power Cooperative (Гротон, штат Южная Дакота) с двумя энергоблоками на базе рассматриваемых ГТ, а также Panoche (штат Калифорния) и др.

Следует отметить, что в промышленно развитых странах все большее внимание уделяется так называемым гибким теплоэлектроцентралям (ТЭЦ)¹², на энергоблоках которых саморасцепляющаяся муфта размещена между цилиндрами низкого и среднего давления (ЦНД и ЦСД) паровой турбины (например, ТЭЦ Vuosaari B, Финляндия, ТЭЦ Hwaseong, Южная Корея). В России идеи устройства гибких ТЭЦ разрабатываются учеными и специалистами ОАО «ВТИ», Национального исследовательского университета «МЭИ», рядом инженерных компаний. Если пиковая электрическая мощность не нужна, ЦНД отключается муфтой, и весь пар низкого давления используется для подогрева воды, которая собирается в аккумуляторе тепла (баки сетевой воды). При совпадении пиков электрической и тепловой нагрузок муфта вновь соединяет валы ЦНД и ЦСД. Имеются примеры применения муфт для расцепления сидящих на одном валу с генератором конденсационной и теплофикационной паровых турбин (ТЭЦ Lappeenranta, Финляндия), газовой и паровой турбин (ТЭЦ Russelheim и Plauen, Германия). С точки зрения перевода генератора в режим СК такие решения служат как бы промежуточным звеном между устройством системы со свободным генератором и системы с генератором, соединенным с турбиной традиционной не-расцепляющейся муфтой.

Проблемы с пуском и остановом генераторов как с турбиной (газовой или паровой), так и без нее на современных энергоблоках средней и большой мощности в настоящее время решаются с применением тиристорного пускового устройства (ТПУ), реализующего принцип частотного пуска. ТПУ, например производства ОАО «Силовые машины», выполняются в основном по схеме преобразователя частоты со звеном постоянного тока с питанием от сети или через согласующий трансформатор, либо напрямую, через токоограничивающий реактор (бестрансформаторное исполнение).

Рассмотрим теперь ограничения, связанные только с конструкцией синхронных генераторов¹³. Допустимая нагрузка генератора в режиме СК с перевозбуждением (выдачей Q) устанавливается фирмой-изготовителем или определяется из условия, чтобы ток возбуждения не превышал наибольшего допустимого значения. Нагрузка генератора с косвенным охлаждением, работающего в режиме недовозбужденного СК

¹¹ Наиболее экономичным и компактным является решение с объединением муфты с упорным подшипником турбины в единый конструктив.

¹² Использованы материалы А. А. Саламова по докладам на конференции PowerGen Europe 2009.

¹³ См. разработанный в конце 80-х гг. прошлого века руководящий документ «РД 34.45.501. Типовая инструкция по эксплуатации генераторов на электростанциях», который в настоящее время имеет методический характер.

(с потреблением Q), как правило, определяется значением минимального возбуждения по условиям статической устойчивости.

Для генераторов с косвенным охлаждением, у которых конструктивные элементы в торцевых зонах выполнены из магнитных материалов, допустимая нагрузка устанавливается на основании специальных испытаний и согласовывается с фирмой-изготовителем.

Для генераторов с непосредственным охлаждением допустимое значение потребляемой реактивной мощности в режиме недовозбужденного СК определяется на основании испытаний или по диаграммам мощности, представляемым фирмами-изготовителями.

В крупных российских генерирующих компаниях эксплуатируется и строится достаточно большое количество энергоблоков, перевод части которых в режим СК может оказаться экономически или технически (в условиях императивного регулирования) обоснованным по разным причинам уже в настоящее время. Этими причинами могут быть: участие в сложившемся, пусть и несовершенном, рынке услуг по повышению системной надежности; особые условия эксплуатации, связанные с требованиями СО; наличие инновационного оборудования, специально предназначенного для расширения возможностей стабилизации и регулирования электрических режимов. К оборудованию данной категории с полным основанием можно отнести асинхронизированные синхронные генераторы (АСГ), самый мощный и современный из которых (номинальной мощностью 320 МВт) установлен в 2009 г. на энергоблоке № 3 Каширской ГРЭС¹⁴ – филиале ОАО «ИНТЕР РАО – Управление электрогенерацией», входящей в Группу «Интер РАО». С 2003 по 2008 г. первые¹⁵ серийные образцы таких машин с воздушным охлаждением были введены в эксплуатацию на ТЭЦ-21, ТЭЦ-22 и ТЭЦ-27 ОАО «Мосэнерго». Как известно [12–14], АСГ являются наиболее перспективными в части оказания услуг по регулированию реактивной мощности как при производстве электроэнергии, так и в рыночном сегменте РРСК.

АСГ при несколько большей (на 15–25 %) стоимости, чем синхронные генераторы, обладают рядом существенных преимуществ [5, 12–14]:

- более широкие (по сравнению с синхронными машинами) диапазоны регулирования реактивной мощности (напряжения на выводах), особенно в режимах ее потребления;
- более высокие уровни статической и динамической устойчивости по сравнению с синхронными машинами, позволяющие снимать системные ограничения на выработку и передачу электроэнергии;
- более надежное функционирование в аварийных режимах (высокая «живучесть»);
- уменьшение затрат на установку в электрических сетях замещающего оборудования FACTS для компенсации избытка или недостатка реактивной мощности;

¹⁴ АСГ произведен на заводе «Электросила», входящем в ОАО «Силовые машины».

¹⁵ Первый в мировой практике АСГ мощностью 200 МВт был разработан и изготовлен на НПО «Электротяжмаш» и в 1985 г. установлен на Бурштынской ГРЭС (Украина). В 1991 г. на той же ГРЭС был включен в эксплуатацию второй турбогенератор уже серийного исполнения типа АСТГ-200-2УЗ. Охлаждение генераторов – водородное.

- повышение надежности (увеличение межремонтных периодов) параллельно работающих с АСГ синхронных генераторов за счет перевода последних в наиболее благоприятные для них режимы по реактивной мощности.

Особый интерес в части коммерческого потенциала оказания услуг по регулированию реактивной мощности представляет работа АСГ энергоблоков в режиме асинхронизированного СК (ACK¹⁶). Это связано с возможностью обеспечения высокого качества регулирования такой электрической машины в широком диапазоне режимов, что может быть востребовано как в любой части единой электроэнергетической системы (ЕЭС) России, так и в электроэнергетических системах (ЭЭС), являющихся «островными», – не входящими в зону централизованного электроснабжения ЕЭС. В ряде случаев целесообразность работы АСГ в режиме ACK обуславливается и иными технологическими особенностями ТЭС.

В частности, на Каширской ГРЭС выгода работы АСГ в режиме ACK связана также с проблемами газоугольного котлоагрегата, введенного в эксплуатацию в июне 2009 г. в составе энергоблока № 3. СО часто не позволяет выводить его в ремонт или плановый простой (обусловленный неэкономичностью работы котлоагрегата в некоторых режимах из-за его шлакования при сжигании угля) по инициативе станции вследствие востребованности генератора именно в качестве источника регулирования реактивной мощности. Поэтому перевод АСГ энергоблока № 3 в режим ACK в рассматриваемом случае является *потенциально* экономически обоснованным с двух сторон:

- как средство обеспечения гибкости эксплуатации проблемного энергоблока и сокращения потерь от убыточных продаж электроэнергии;
- как средство получения дохода на существующем рынке услуг по регулированию реактивной мощности без производства электрической энергии.

Следует отметить и еще одну возможность регулирования электрических режимов, которую предоставляет АСГ по принципу своей работы. Если использовать его в режиме ACK с присоединенной паровой турбиной, то последняя будет играть роль маховика, что позволит задействовать агрегат не только в качестве стабилизатора переходных режимов (о чем упоминалось выше в отношении СГ), но и в принципиально новой области – выдаче активной мощности, накопленной вращающимися массами, за счет целенаправленного изменения угловой механической скорости [14]. Таким образом, на станции появляется еще одно (помимо паровых и газовых турбин) средство регулирования частоты, применение которого вполне допустимо рассматривать в качестве оказания платной услуги по повышению системной надежности.

Как указывалось выше, все затрагиваемые в данной статье проблемы участия генерирующих источников в обеспечении качества электроснабжения с точки зрения поддержания договорных уровней напряжения у потребителей носят системный характер и требуют первоочередного совершенствования различных рыночных механизмов [2, 4]. Важнейшим средством повышения управляемости электростанций и электрических сетей в современных экономических условиях является введение *полномасштабного рынка системных услуг*. Это понятие включает в себя все технологически реализуемые и экономически оправданные экономические отношения субъектов электро-

¹⁶ Отметим, что в 2012 г. на подстанции «Бескудниково» (ОАО «ФСК ЕЭС») были введены в эксплуатацию два специально изготовленных ACK производства завода «Электросила» мощностью 100 Мвар каждый.

энергетики и потребителей по регулированию нормальных и аварийных режимов ЭЭС при безусловном приоритете операционной надежности и качества электроснабжения потребителей. В настоящее время практические вопросы проектирования и движения к внедрению этого рынка решаются с помощью организационного инструмента – Координационного штаба по запуску рынка системных услуг, который был создан в 2011 г. для координации действий СО и генерирующих компаний. В этом процессе участвуют также НП «Совет рынка» и заинтересованные органы государственной власти (Минэнерго РФ, Минэкономразвития РФ, Федеральная антимонопольная служба, Федеральная служба по тарифам). В отношении регулирования напряжения предполагается в будущем распространить РРСК на ТЭЦ, турбоагрегаты которых, как известно, в летнее время простояивают из-за отсутствия тепловой отопительной нагрузки. Поступают предложения, в частности от ОАО «ФОРТУМ», и по оплате регулирования реактивной мощности (напряжение) в режиме выработки электроэнергии, если соответствующая команда СО ведет к снижению запланированных продаж на рынках «на сутки вперед» и «балансирующим». Научным руководителем ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» д. т. н. Ю. Г. Шакаряном выдвигается предложение считать услугой по повышению системной надежности потребление реактивной мощности генератором в режиме недовозбуждения с $\cos\phi \leq 0,95$ ¹⁷, что должно явиться стимулом внедрения инновационных АСГ. Рынок РРСК имеет возможность развиваться также за счет выбывающих из эксплуатации паротурбинных энергоблоков как ТЭС генерирующих компаний, так и блок-станций потребителей¹⁸. Последние будут получать экономический эффект от перевода СГ в СК, если появится механизм финансовых обязательств и требований по одной из форм регулирования потребления ими реактивной мощности в группах точек поставки (ГТП), например в форме поддержания договорного значения $\operatorname{tg} \phi$, что в настоящее время является обязательным только в отношении ГТП на границах с Единой национальной электрической сетью (ЕНЭС).

Практически неисследованной областью является применение режима СК для газотурбинных установок (ГТУ) без разъединения турбины и генератора. По очевидным причинам наибольшие перспективы здесь у ГТУ со свободными силовыми турбинами [11] (таких, как двухвальные ГТУ GT-10C, трехвальные ГТУ GT-35 и др.).

В любом случае появление на электростанции независимого маневренного источника реактивной мощности приведет к снижению токовых нагрузок статора и ротора остальных СГ и, следовательно, к увеличению максимально допустимой выработки активной мощности. Широкие перспективы открываются также перед малой распределенной генерацией, учитывая ее приближенность к потребителям на низких уровнях напряжения электрической сети, где вопросы обеспечения качества

¹⁷ Это значение коэффициента мощности соответствует минимальным требованиям ГОСТ 533-2000 (МЭК 34-3-88) о необходимости обеспечить работу турбогенераторов с таким потреблением Q по условиям нагрева в торцевых зонах статора с номинальной активной нагрузкой.

¹⁸ Впервые перевод СГ в режим СК был выполнен в конце 80-х гг. прошлого века на турбогенераторах мощностью 250 МВт ТЭС «Nantes – Chauvire» (Франция), о чем сообщалось в докладе на сессии СИГРЭ-90. Агрегат был подвергнут незначительной модернизации, включающей мелкий восстановительный ремонт самого СГ, дополнительное оснащение его осевым подшипником и системой пуска, а также доработку систем возбуждения, контроля, маслоснабжения и охлаждения.

напряжения всегда стояли наиболее остро. Следует также принимать во внимание, что для паротурбинных энергоблоков небольшой мощности (чаще всего 6 МВт и менее), по согласованию с фирмой-производителем, возможен режим СК с присоединенной турбиной без охлаждения ее последних ступеней и проточной части.

В свою очередь генерирующие компании должны уже в настоящее время вести подготовку к реализации новых возможностей получения доходов от владения своими активами. Основным приоритетом их деятельности следует считать научно-техническое обеспечение своего участия на рынке услуг по регулированию реактивной мощности, которое заключается в проведении исследовательских и опытно-конструкторских работ по следующим важнейшим направлениям:

- выявление потенциального объема услуг по регулированию реактивной мощности, которые могли бы быть оказаны каждой из электростанций на существующем и целевом рынках;
- обоснование технических и организационных мероприятий по обеспечению возможностей оказания услуг по регулированию реактивной мощности на каждой из станций (в том числе с рассмотрением вариантов перевода генераторов в режим СК);
- исследование работы генераторов и их систем возбуждения в режимах СК;
- обеспечение минимальной технически возможной и экономически оправданной технологической связности турбины и генератора;
- выявление областей экономической эффективности оказания услуг на существующем и целевом рынках с учетом затрат на соответствующие технические мероприятия, включая применение АСГ.

В качестве первого шага целесообразно в документации по схеме выдачи мощности энергоблоков (при их новом строительстве или глубокой реконструкции), а также в документации на технологическое присоединение к электрической сети при соответствующем обосновании рекомендовать инвесторам вариант установки АСГ или СГ с повышенным диапазоном регулирования реактивной мощности. При этом необходимо предоставлять информацию о возможностях генерирующего оборудования по регулированию напряжения в различных схемно-режимных условиях функционирования ЭЭС и предельных значениях сочетаний выработки или потребления P и Q в режимах генератора и АСК (СК). В дальнейшем необходимо перейти к целенаправленному выбору генераторов энергоблоков по условиям максимальной выгоды от комплексной работы станции на рынках электроэнергии (мощности) и системных услуг.

Выводы

1. Повышение качества электроэнергии в ГТП потребителей в отношении уровней напряжения на ОРЭМ и в особенности на розничных рынках электроэнергии и мощности невозможно осуществить только стандартизованными директивными требованиями к генерирующему оборудованию электрических станций и (или) к сетевым устройствам FACTS по регулированию реактивной мощности. Соответствующий рынок услуг позволяет достаточно оперативно реагировать на постоянно изменяющиеся схемно-режимные условия ЭЭС (с входящими в них устройствами ЕНЭС, распределительного сетевого комплекса, Smart grid), оптимизируя размещение резер-

вов выработки (потребления) реактивной мощности на подстанциях электросетевых компаний и (или) на электростанциях.

2. Генерирующее оборудование, установленное на ТЭС (СГ и АСГ с их вспомогательными устройствами – системами возбуждения, охлаждения, маслонабывания и регулирования), должно давать максимальную отдачу собственнику во всех законодательно разрешенных видах деятельности, в том числе при сочетании продаж электроэнергии, мощности и оказания платных услуг по повышению системной надежности в секторе регулирования реактивной мощности. Наиболее эффективно оказывать эти услуги с помощью СГ (АСГ), переведенных в режим СК (ACK) с отсоединением от паровой турбины.

3. Важнейшим средством повышения управляемости электростанций и электрических сетей в современных экономических условиях является введение полномасштабного рынка системных услуг по регулированию напряжения вне зависимости от выработки электрической энергии основным оборудованием станций, включая блок-станции потребителей. При этом следует учитывать как технико-экономическую (в отношении общесистемных затрат), так и, по возможности, рыночную (в отношении собственников энергообъектов) конкуренцию сетевых и генерирующих компаний.

4. С учетом прогнозируемой архитектуры ЭЭС России, усиления требований потребителей к качеству электроснабжения и планах по созданию полномасштабного рынка системных услуг представляется наиболее перспективным как можно более широкое применение АСГ в составе энергоблоков всех электростанций средней и большой мощности. Соответствующую информацию о вариантах конфигурации новых энергоблоков с установкой АСГ и возможной их рыночной востребованности следует уже в настоящее время предлагать инвесторам в составе документации по технологическому присоединению к электрической сети.

5. При новом строительстве, реконструкции и техническом перевооружении ТЭС необходимо стремиться к оправданной минимизации технологической связности турбин и СГ (АСГ) с целью обеспечения возможности достаточно оперативного их перевода в режим СК (ACK) без потери надежности работы в обоих рассматриваемых режимах.

6. Учитывая возрастание ценовой нагрузки на потребителей, рынок услуг по обеспечению системной надежности в секторе регулирования реактивной мощности целесообразно развивать пошагово, с обязательным экономическим обоснованием каждого шага, которое будет осознано всеми заинтересованными сторонами. Первым шагом в данном направлении следует считать охват действующего генерирующего оборудования ТЭС (включая блок-станции), которое имеет наименьший КИУМ и находится длительное время в состоянии холодного резерва (например, отопительные ТЭЦ) или ремонта тепломеханического оборудования.

7. Наименьшие затраты и соответственно наибольший эффект собственнику (при условии наличия рыночных сигналов) дает перевод выводящихся из эксплуатации паротурбинных энергоблоков в режим СК.

8. В части научных исследований общесистемного характера следует обратить внимание на решение проблемы математического моделирования рыночного конкурентного ценообразования при оказании услуг по регулированию реактивной мощности в режимах, близких к on-line. При этом конкуренция неизбежно будет воз-

никать между сетевыми (FACTS) и станционными (генераторы в режимах СК, АСК, совместной выработки активной и реактивной мощностей) средствами регулирования реактивной мощности.

9. При проведении исследований и практических разработок, направленных на повышение управляемости ТЭС в отношении регулирования реактивной мощности, основные усилия должны быть сосредоточены в области наиболее полного использования потенциалов СГ и АСГ вплоть до их перевода в режим соответственно СК и АСК как вместе с паровыми и газовыми турбинами, так и без них. Необходимо также более точно определить и оценить общесистемный эффект от накопленной кинетической энергии вращающихся турбин, присоединенных к СК и АСК.

Список литературы

1. Горнштейн В. М., Мирошниченко Б. П., Пономарев А. В. и др. Методы оптимизации режимов энергосистем / Под ред. В. М. Горнштейна. – М.: Энергия, 1981. – 336 с.
2. Аюев Б. И., Ерохин П. М., Неуймин В. Г., Шубин Н. Г. Комплексная оптимизация режимов ЕЭС России в условиях функционирования конкурентного рынка // Вестник УГТУ-УПИ. – 2005, № 12 (64): Проблемы управления электроэнергетикой в условиях конкурентного рынка / Отв. ред. П. И. Бартоломей; ГОУ ВПО «УГТУ-УПИ». – Екатеринбург, 2005. – С. 15–22.
3. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2013 г. – ОАО «СО ЕЭС», www.so-ups.ru
4. Воронин В., Гаджиев М., Шамонов Р. Направления развития системы регулирования напряжения и реактивной мощности в ЕНЭС // Электроэнергия. Передача и распределение, 2012, № 2 (11).
5. Шакарян Ю. Г., Новиков Н. Л. Технологическая платформа Smart Grid (Основные средства) // Энергоэксперт, 2009, № 4. – С. 42–49.
6. Иванов-Смоленский А. В. Электрические машины: В 2 т. Т. 1 и 2: Учеб. для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во МЭИ, 2004.
7. Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. / А. А. Васильев, И. П. Крючков, Е. Ф. Неяшкова, М. Н. Околович / Под ред. А. А. Васильева. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
8. Мадоян А. А., Левченко Б. Л., Аракелян Э. К. и др. Применение моторного режима на тепловых электрических станциях. – М.: Энергия, 1980. – 256 с.
9. Rossig-Kruska F. Power Plants for Maximum Flexibility, Power-Gen Europe 2007, Madrid, Spain, 2007.
10. Fran Li, et al. A Preliminary Analysis of the Economics of Using Distributed Energy as a Source of Reactive Power Supply, Quarterly Report for the U. S. Department of Energy, April 2006.
11. Неуймин В. М. Инновационные технологии производства электроэнергии. // Надежность и безопасность энергетики. 2008, № 2.
12. Шакарян Ю. Г. Асинхронизированные синхронные машины. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 192 с.
13. Шакарян Ю. Г., Лабунец И. А., Сокур П. В. Целесообразность и перспективы оснащения электростанций асинхронизированными турбо- и гидрогенераторами. // Энергетика и машиностроение. – 2008, № 10. – С. 10–13.

- рами. Научно-практическая конференция «Электроэнерго-2002» // Сборник «Электросила». – Вып. 42. – СПб., 2003. – С. 35–43.
14. Мнев Р. Д. Законы регулирования и режимы работы асинхронизированного компенсатора в энергосистеме: Дисс. на соискание ученой степени кандидата технических наук. – М., 2013.

Осика Лев Константинович, канд. техн. наук, руководитель направления по технологиям интеллектуальной энергетики Фонда поддержки научной, научно-технической и инновационной деятельности «Энергия без границ».

E-mail: osikalk@yandex.ru

Osika L. K

Modern technological possibilities and prospects of thermal power plants participation in the reactive power regulation market

Market and technological aspects of service provision on regulation of reactive power by thermal power plants of Russia are considered. The General questions of the device of the power units, affecting recoupmennt of capital investments in the projects of construction or reconstruction with the aim to implement appropriate technical measures are investigated. The conclusion is made that the most important means of increase of controllability of power plants and electrical networks modern economic conditions is the introduction of a full-scale system services market regulation voltage regardless of the generation of electric energy the main equipment of the stations.

Key words: the market of services to improve system reliability, reactive power, synchronous generator, synchronous compensator, asynchronous synchronous generator.

УДК 621.311

Е. В. Ефимова, А. В. Коробков, В. А. Шлайфштейн

Нерегулярные колебания частоты в энергосистеме малой мощности

Оцениваются уровни статических и динамических отклонений частоты при возникновении небалансов в энергосистемах малой мощности с разной степенью резервирования. Определяется влияние на уровни отклонения частоты наложения на процесс отключения генераторов случайных отклонений нагрузки.

Ключевые слова: *нерегулярные колебания частоты и мощности, энергосистема малой мощности, резерв генерации, статические и динамические частотные характеристики.*

Данная публикация подготовлена в дополнение к [1], в которой рассмотрены вопросы учета нерегулярных колебаний частоты в изолированных энергосистемах малой мощности и сделан вывод о том, что неучет случайных колебаний мощности нагрузки и частоты в энергосистемах такого типа может приводить к серьезным ошибкам в оценке показателей переходного процесса, обусловленного аварийным отключением генерирующей мощности, и выборе настроек противоаварийной автоматики. Выполненный в [1] анализ осуществлен применительно к наиболее жестким условиям регулирования частоты, соответствующим полному отсутствию эффекта от регулирования скорости генераторов. При таком подходе для максимальных случайных отклонений нагрузки, возникающих в среднем один раз в год, в месяц, в сутки, были получены весьма настораживающие уровни отклонения частоты. Так, например, для энергосистемы мощностью 300 МВт для указанных отклонений нагрузки указывается, что максимальные отклонения частоты могут достигать значений 2,17–1,52 Гц, несмотря на то что в статье специально подчеркивается, что такое положение дел будет иметь место далеко не всегда, возникает желание оценить уровень нерегулярных колебаний частоты в энергосистемах малой мощности при нормально выбранной и функционирующей генерации.

Результаты таких оценок для мощностей энергосистемы 900 и 300 МВт с газотурбинными блоками и стандартными характеристиками нагрузки приводятся в данной статье. Оценки выполнены на основании проведения прямых расчетов динамических переходных процессов с использованием программы Евростаг. В этих расчетах учитывается первичное регулирование частоты, но не учитывается вторичное регулирование.

Оценка степени отклонения частоты выполнена применительно к дефицитам, соответствующим отклонениям нагрузки, возникающим в среднем один раз в год. В качестве таких отклонений по аналогии с [1] приняты значения, определяемые как

$$\Delta P = 1,5\sqrt{P},$$

где P – величина нагрузки рассматриваемой энергосистемы. При этом энергосистеме мощностью 900 МВт соответствует $\Delta P = 45$ МВт, мощностью 300 МВт – 26 МВт.

На рис. 1 приведена зависимость установившихся значений отклонения частоты Δf , обусловленных возникновением дефицитов активной мощности ΔP для энергосистемы мощностью 900 МВт. Зависимость получена при наличии резерва генерирующей мощности порядка 13 %. Как следует из рисунка, малым отклонениям мощности нагрузки (до 5 МВт) соответствуют отклонения частоты до 0,15 Гц, в этом диапазоне регулирование скорости генераторов практически отсутствует из-за наличия зоны нечувствительности.

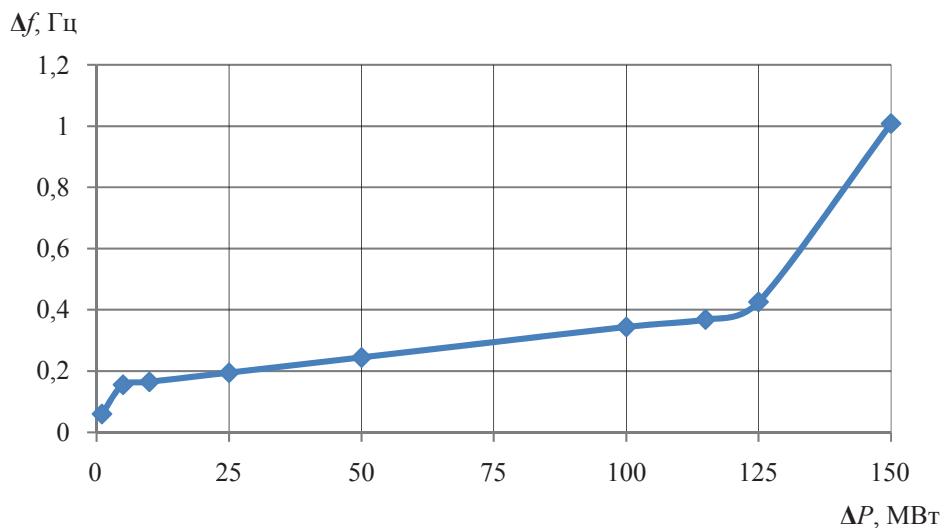


Рис. 1. Зависимость $\Delta f = F(\Delta P)$ для энергосистемы с нагрузкой 900 МВт

По мере увеличения сбросов мощности до уровня $\Delta P = 110$ МВт отклонение частоты растет медленно, подчиняясь линейному закону. На интервале сбросов мощности ΔP от 5 МВт до 110 МВт зависимость изменения отклонений частоты может быть представлена выражением:

$$\Delta f = 0,15 + 0,002 \Delta P,$$

где Δf измеряется в Гц, ΔP – в МВт. При этом отклонению нагрузки, возникающему в среднем один раз в год (45 МВт), соответствует отклонение частоты порядка 0,25 Гц.

В зоне возникновения небалансов мощности, превышающих уровень резервирования генерации (более 110 МВт), возникает резкое нарастание отклонения частоты.

На рис. 2 приведены зависимости $\Delta f = F(\Delta P)$ для энергосистемы с нагрузкой 300 МВт. Зависимости построены для двух уровней резервирования – 20 % и 50 %. Заметим, что повышенный уровень резервирования характерен для режимов минимальных нагрузок энергосистем.

Как следует из рис. 2, при наличии резерва генераторной мощности, достаточного для компенсации возникающего небаланса, поддержание частоты в энергосистеме рассматриваемой мощности осуществляется удовлетворительно. Повышенный уровень резерва обеспечивает несколько более жесткий уровень поддержания постоянства частоты в процессе возникновения случайных колебаний мощности.

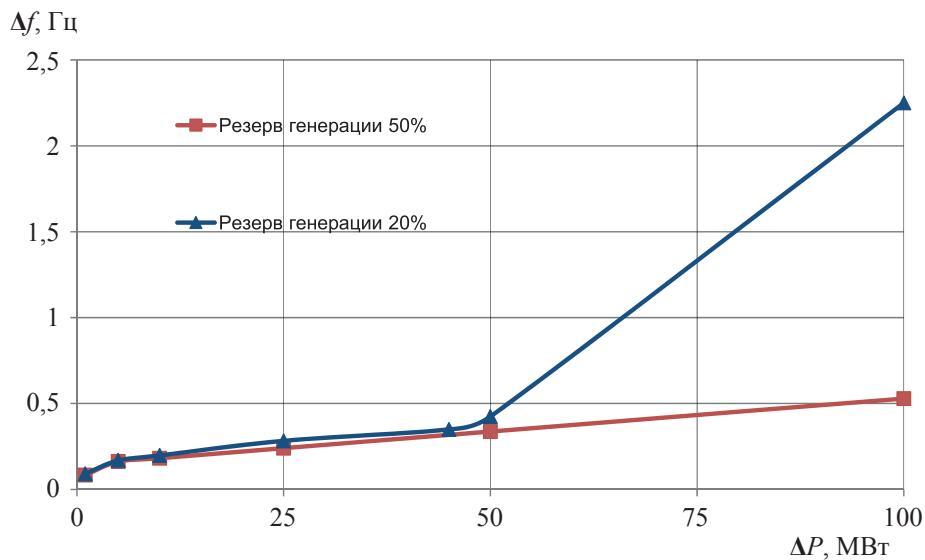


Рис. 2. Зависимости $\Delta f = F(\Delta P)$ для энергосистемы с нагрузкой 300 МВт

Сопоставление зависимостей, приведенных на рис. 1 и 2, показывает, что при возникновении возмущения одной и той же величины (например, $\Delta P=45 \text{ МВт}$) в меньшей энергосистеме имеет место большее отклонение частоты. Если же сопоставлять отклонения частоты, соответствующие максимальным случайным отклонениям нагрузки, возникающим в среднем один раз в год, которые, как указано выше для рассмотренных энергосистем, составляют 45 и 26 МВт, то эти отклонения оказываются примерно равными.

Такой характер процессов обеспечивается сочетанием регулирующих эффектов нагрузок и генераторов, которые совместно могут характеризоваться эквивалентными коэффициентами крутизны частотной характеристики энергосистемы, определяемыми как

$$K = \frac{\Delta P}{P_{\text{ном}}} \left/ \frac{\Delta f}{f_{\text{ном}}} \right..$$

Характер изменения коэффициентов в зависимости от отклонения частоты для энергосистемы мощностью 900 МВт и мощностью 300 МВт с различным уровнем резервов генераторной мощности приведен на рис. 3.

Характер зависимостей на рисунке соответствует приведенным в [2] зависимостям, полученным в ЕЭС СССР экспериментальным путем. Как следует из рисунка, коэффициенты регулирования в зоне отклонения частоты, обусловленной появлением максимальных случайных отклонений нагрузки, возникающих в среднем один раз в год ($\approx 0,25 \text{ Гц}$), находятся для рассмотренных примеров в диапазоне 12–17, что заметно больше диапазона 2–10, принятого в [1].

Рассмотрим далее влияние случайных колебаний мощности на отклонение частоты, вызванное возникновением внезапного дефицита генераторной мощности. Рассмотрение выполним на примере энергосистемы мощностью 900 МВт, характеристика которой $\Delta f = F(\Delta P)$ приведена на рис. 1. Сопоставим уровень отклонения частоты для случаев возникновения дефицита мощности величиной 100 МВт

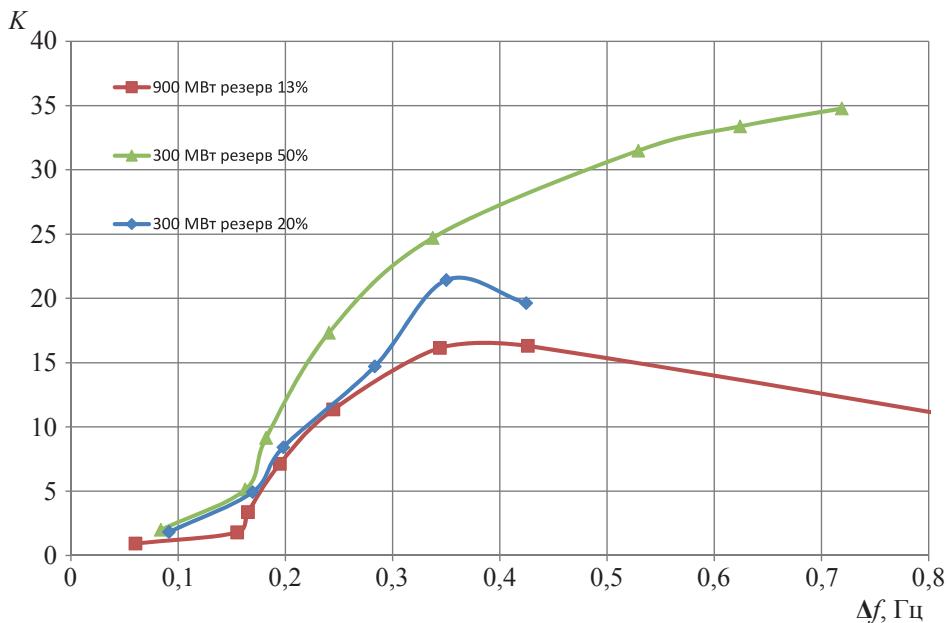


Рис. 3. Зависимости $K = F(\Delta f)$ для энергосистем малой мощности

и такого же дефицита, наложенного на случайное отклонение нагрузки величиной 25 МВт, следствием чего явится возникновение суммарного дефицита мощности величиной 125 МВт. Как следует из рис. 1, различие в уровнях снижения частоты в рассматриваемых случаях составляет всего около 0,05 Гц, что не представляется принципиальным.

Такое положение дел имеет место в случае, если энергосистема располагает резервами генераторной мощности, достаточными для компенсации суммарного небаланса мощности. В случае если при принятом в расчетах уровне резервирования отклонение нагрузки величиной 25 МВт наложится на возникновение внезапного дефицита генераторной мощности величиной 125 МВт, то его влияние, как следует из рис. 1, проявится в дополнительном снижении частоты уже на 0,6 Гц.

Полученный результат указывает на то, что наличие случайных колебаний мощности в малой энергосистеме должен учитываться увеличением уровня резервирования примерно на 3 %.

Выше были рассмотрены установленные значения отклонения частоты, обусловленные теми или иными небалансами мощности. Помимо этого интерес представляет характер протекания динамических процессов, обусловленных возникновением внезапных возмущений.

На рис. 4 представлен ряд переходных процессов в энергосистеме мощностью 900 МВт, вызванных внезапными возмущениями величиной 45, 36 и 18 МВт, соответствующими максимальным случайным отклонениям нагрузки, возникающим в энергосистеме такой мощности в среднем один раз в год, в месяц, в сутки.

Как следует из рисунка, динамика процесса по мере роста величины возмущения проявляется все в большей степени. Зависимость динамического коэффициента K_d , определяемого как отношение максимального отклонения частоты к отклонению в установленном режиме, приведена на рис. 5.

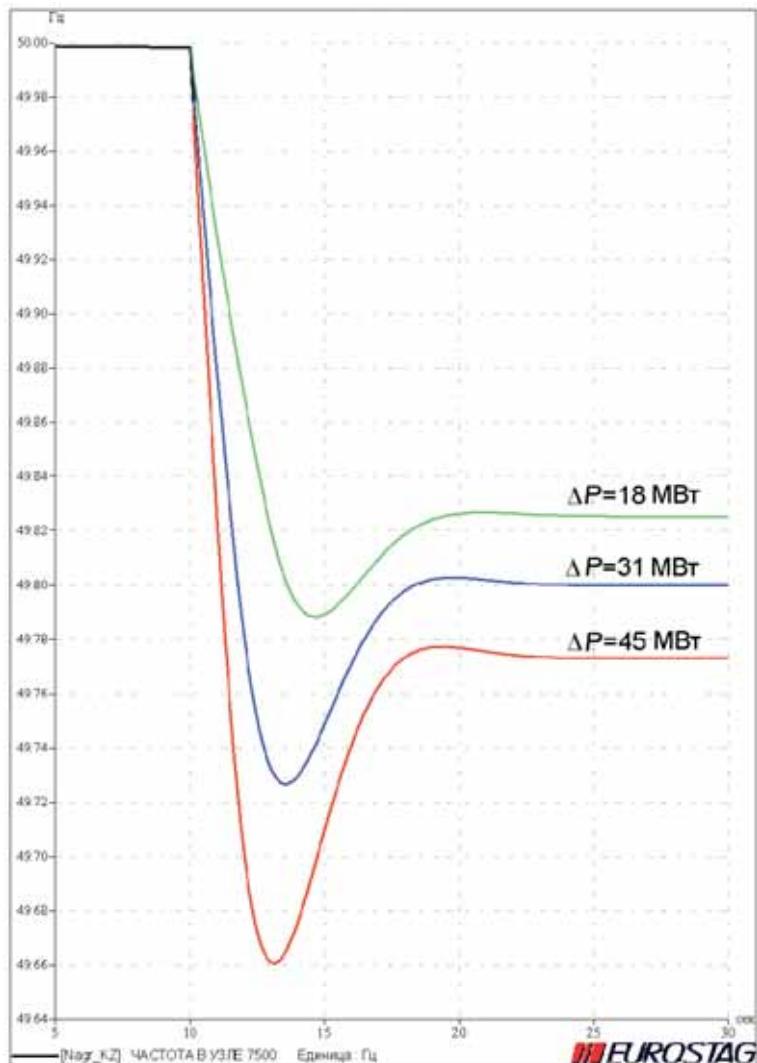


Рис. 4. Переходные процессы в энергосистеме мощностью 900 МВт, вызванные внезапными возмущениями

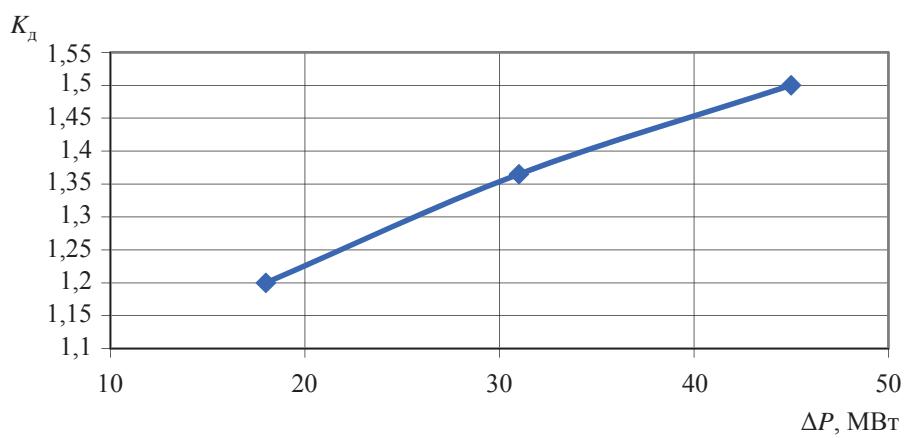


Рис. 5. Зависимость динамического коэффициента $K_d = F(\Delta P)$

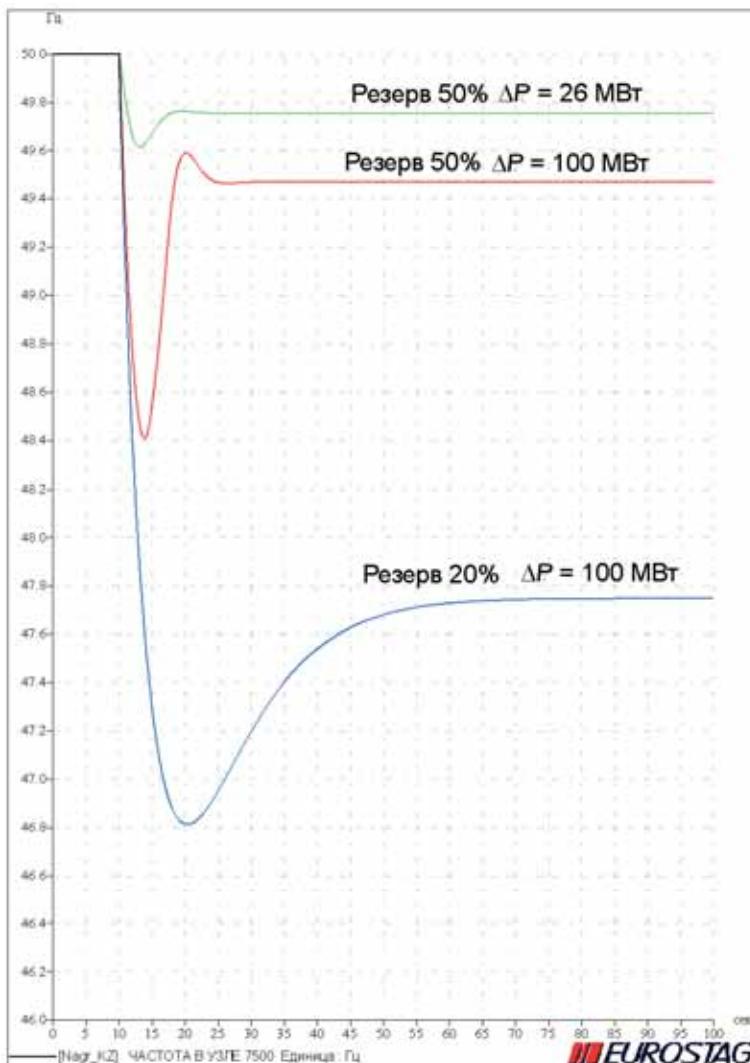


Рис. 6. Переходные процессы в энергосистеме мощностью 300 МВт, вызванные внезапными возмущениями

На рис. 6 с целью дополнительной иллюстрации динамики изменения частоты представлен ряд переходных процессов в энергосистеме мощностью 300 МВт, различающихся уровнем резервирования энергосистемы и величиной сброса мощности.

Как следует из рисунка, при уровне резервирования 50 % рассмотренные сбросы мощности не вызывают в послеаварийном установившемся режиме отклонений частоты, нуждающихся в работе автоматики частотной разгрузки. Вместе с тем по мере роста величины возмущения увеличивается динамическое отклонение частоты. В рассмотренном примере возникновение небаланса мощности величиной 100 МВт приводит к кратковременному снижению частоты до 48,4 Гц, что может вызвать срабатывание АЧР. В этих условиях следует рассмотреть целесообразность введения запаздывания на срабатывание автоматики частотной разгрузки величиной до 10 с. Запрет на введение такого запаздывания в процессах, сопровождающихся более

глубокими снижениями частоты, может быть обусловлен наличием в энергосистеме высокотехнологичной генерации, не допускающей даже кратковременного снижения частоты ниже определенного уровня (например, 47 Гц).

При недостаточном резервировании (см. процесс при $\Delta P = 100$ МВт и уровне резервирования 20 %) динамика протекания переходного процесса отходит на второй план, на первый план выходит уровень горячего резервирования, который должен быть достаточен для компенсации небаланса, вызванного аварийным отключением наиболее крупного генераторного блока. Определенный таким образом уровень резерва должен быть дополнительно увеличен примерно на 3 % в связи с возможным наложением сброса генераторной мощности на неблагоприятное случайное отклонение нагрузки.

Выводы

В энергосистемах малой мощности при правильно выбранном уровне резервирования случайные колебания нагрузки не приводят к отклонениям частоты, превышающим 0,3 Гц.

Наличие случайных колебаний нагрузки в энергосистемах малой мощности должно учитываться при выборе уровня резервирования генераторной мощности, которую в связи с наличием этого фактора целесообразно дополнительно увеличить примерно на 3 %.

В энергосистемах малой мощности сильно проявляется динамика снижения частоты, обусловленная аварийными отключениями генераторных блоков, в связи с чем предлагается рассмотреть возможность введения запаздывания величиной до 10 с на срабатывание автоматики частотной разгрузки.

Список литературы

1. Кощеев Л. А., Кутузова Н. Б., Штефка Й. Об учете нерегулярных колебаний частоты в изолированной энергосистеме // Известия НТЦ единой энергетической системы, 2013
2. Вонсович М. Я., Левит Л. М., Соловьев С. А. Определение действующего коэффициента крутизны частотной характеристики энергосистем // Электрические станции, 1969, № 7.

Ефимова Елена Владимировна, научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: efimova_e@ntcees.ru

Коробков Андрей Викторович, младший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: korobkov_a@ntcees.ru

Шлайфштейн Владимир Аронович, канд. техн. наук, доцент, ведущий научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: shlaifshtein_v@ntcees.ru

Efimova E. V., Korobkov A. V., Shlaifstein V. A.

Irregular fluctuations of frequency in a power system of low power

Levels of static and dynamic deviations of frequency are estimated at emergence of not balances in power supply systems of low power with different extent of reservation. Influence on levels of a deviation of frequency of imposing on process of shutdown of generators of casual deviations of loading is defined.

Keywords: *irregular fluctuations of frequency and power; power system of low power; generation reserve, static and dynamic frequency characteristics.*

УДК 621.311

С. Р. Богданова, И. Г. Выборных, О. В. Гуриков, Т. А. Гущина

О результатах испытаний подсистем группового регулирования активной мощности, напряжения и реактивной мощности на цифро-аналого-физическом комплексе ОАО «НТЦ ЕЭС»

Проведен анализ алгоритмов и выполнены экспериментальные исследования систем группового регулирования активной мощности, напряжения и реактивной мощности (ГРАМ) для различных гидроэлектростанций. Сформулированы и проверены в процессе проведения испытаний дополнения и исправления в разработанные алгоритмы, обеспечивающие оптимизацию процессов перераспределения активной и реактивной мощности между гидроагрегатами с учетом индивидуальных особенностей гидроагрегатов и условий работы станции в энергосистеме. Предложена разработанная и апробированная программа испытаний программно-технологических комплексов ГРАМ или их макетов с использованием ЦАФК ОАО «НТЦ ЕЭС» в условиях приближенных к условиям эксплуатации.

Ключевые слова: энергосистема, гидроэлектростанция, групповой регулятор напряжения и активной мощности, электрический режим.

Уровень надежности функционирования Единой энергетической системы России определяется, наряду с другими факторами, надежностью и эксплуатационными характеристиками используемого оборудования, устройств и систем управления и регулирования, в том числе характеристиками микропроцессорных устройств автоматического управления, регулирования, защиты и автоматики. Вместе с тем предлагаемая на электроэнергетическом рынке продукция (особенно головные образцы) не всегда свободна от алгоритмических и программных ошибок, плохо адаптирована к условиям эксплуатации в российских энергосистемах, не соответствует стандартам, обеспечивающим надежность Единой энергосистемы. Все это приводит к увеличению числа технологических нарушений в энергосистемах и снижению уровня надежности параллельной работы электростанций в энергосистеме.

К числу таких микропроцессорных устройств относятся программно-технологические комплексы группового регулирования активной мощности, напряжения и реактивной мощности (ПТК ГРАМ), включающие в себя две подсистемы: подсистему группового регулирования активной мощности (ГРАМ) и подсистему группового регулирования напряжения и реактивной мощности (ГРНРМ).

Согласно технической политике, проводимой ОАО «РусГидро», подсистемы ГРАМ и ГРНРМ крупных многоагрегатных гидроэлектростанций компании перед вводом в промышленную эксплуатацию проходили испытания на электродинамической модели цифро-аналого-физического комплекса (ЦАФК) в условиях, близких к условиям эксплуатации. Необходимость такого рода испытаний обосновывается тем, что при разработке структурных схем ГРАМ и ГРНРМ не всегда учитываются особенности функционирования станций в энергосистеме, что может приводить к нежелательным последствиям при их эксплуатации – нарушению баланса активной

мощности в процессе выравнивания загрузки генераторов, неоправданному повышению/понижению напряжения на отдельных системах сборных шин станции, нерациональному перераспределению реактивных мощностей между агрегатами станции, перегрузке отдельных элементов станционного оборудования или контролируемых линий электропередачи и др.

На ЦАФК в ОАО «НТЦ ЕЭС» (ранее – ОАО «НИИПТ») проводились испытания ПТК ГРАМ или отдельных его элементов для Саяно-Шушенской ГЭС (разработчик – ООО «ПромАвтоматика»), Нижегородской ГЭС, Зейской ГЭС и Усть-Илимской ГЭС (разработчик – ЗАО «Синетик»), Новосибирской ГЭС (разработчик – ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем»), Усть-Каменогорской ГЭС, Богучанской ГЭС и Братской ГЭС (разработчик – ООО «НПФ «РАКУРС»).

Для проведения подобных испытаний на ЦАФК разработана специальная методика. Для каждого испытуемого объекта создается эквивалентная схема соответствующей энергосистемы или района примыкания станции к энергосистеме. Для корректного проведения испытаний в полученной в результате эквивалентирования схеме, станция, на которой предполагается установка испытуемого ГРАМ, представляется достаточно подробно с тем, чтобы обеспечить возможные варианты изменения главной схемы и определить особенности функционирования алгоритмов ГРАМ. Для функционирования ГРАМ на физической модели обеспечивается вся необходимая информация о режиме и составе оборудования. В качестве информации в ГРАМ могут подаваться токи и напряжения генераторов физической модели, токи возбуждения генераторов, напряжение сборных шин, дискретная информация о состоянии выключателей, перетоки активной и реактивной мощности через автотрансформаторы и другие данные. Размерность входных величин физической модели, подаваемых в ГРАМ от измерительных трансформаторов тока и напряжения, соответствует таковым в условиях эксплуатации энергосистемы (фазные токи в диапазоне 1–5 А, линейные напряжения – 100 В). Выходные сигналы устройств ГРАМ воспринимаются модельными регуляторами скорости и регуляторами возбуждения в качестве задатчиков активной мощности и уставок по напряжению соответствующих генераторов или сборных шин. В некоторых случаях по согласованию с разработчиками ПТК ГРАМ физическая модель оснащается датчиками режимных параметров, используемыми в ГРАМ, а генераторы, моделирующие электростанцию, – натуральными регуляторами возбуждения.

На основании анализа алгоритмов распределения активных и реактивных мощностей между генераторами станции, технических заданий на разработку подсистем ГРАМ и ГРНРМ станций и нормативных документов [1–6] разрабатывается программа комплексных испытаний, которая согласовывается с заказчиками работ, разработчиками ПТК ГРАМ, представителями Системного Оператора и соответствующих ОДУ или РДУ. В процессе проведения испытаний проверяется функционирование подсистем ГРАМ и ГРНРМ в соответствии с требованиям технического задания на разработку ПТК ГРАМ с позиции обеспечения системной надежности. По результатам проведенных испытаний формулируются заключения о работоспособности испытуемых подсистем ГРАМ и ГРНРМ и разрабатываются рекомендации по выбору коэффициентов усиления в каналах регулирования частоты групповых регуляторов частоты в составе ГРАМ. В процессе испытаний на основании проведенных экспери-

ментов формулируются рекомендации по внесению изменений или дополнений в алгоритмы ГРАМ и ГРНРМ. Некоторые из этих рекомендаций разработчиками ГРАМ реализуются в испытуемых алгоритмах и проверяются в процессе проведения испытаний. В некоторых случаях возникает необходимость в проведении дополнительных испытаний.

Целесообразность проведения предварительных испытаний на физической модели подтверждается тем, что во всех проверенных на ЦАФК алгоритмах подсистем ГРАМ и ГРНРМ было выявлено и устранено то или иное количество алгоритмических погрешностей и ошибок. Лишь некоторые из них, а также последствия, к которым могут приводить такие некорректности в алгоритмах в процессе эксплуатации ГРАМ в случае их неустранения, приведены ниже.

1 ГРНРМ Нижегородской ГЭС. При переводе генераторов в режим синхронного компенсатора выравнивание токов возбуждения группы приводило к недоиспользованию синхронного компенсатора в части регулирования реактивной мощности. В связи с этим предложено исключать этот агрегат (синхронный компенсатор) из группы и переводить его на индивидуальное регулирование с поддержанием тока статора синхронного компенсатора как среднего значения статорных токов генераторов, подключенных к ГРНРМ.

При работе ГРНРМ в режиме выравнивания статорных токов генераторов для предотвращения недопустимой разгрузки вновь подключаемого к ГРНРМ генератора по реактивной мощности рекомендовано производить согласование направления перетока реактивной мощности генератора, подключаемого к ГРНРМ, с направлением суммарной реактивной мощности остальных генераторов.

2 ГРАМ Зейской ГЭС. Отсутствие информации о состоянии междушинных выключателей могло привести к ошибочным воздействиям подсистемы ГРНРМ на генераторы при незапланированных изменениях главной схемы станции. В процессе испытаний было предложено обеспечить контроль за состоянием выключателей ОРУ 500 кВ и 220 кВ, а также за выключателями станционных автотрансформаторов. В схеме с включенным автотрансформатором предложено обеспечивать поддержание заданного напряжения на шинах 500 кВ управлением уставки по напряжению всех генераторов с контролем уровня напряжения на шинах 220 кВ.

3 ГРНРМ Новосибирской ГЭС. Реализован и опробован вариант алгоритма, основанный на распределении реактивных мощностей между всеми генераторами станции при работе с объединенными шинами 110 кВ и 220 кВ пропорционально загрузке генераторов по активной мощности, что обеспечивает максимальный уровень статической апериодической устойчивости. Кроме того, в процессе испытаний было предложено обеспечить контроль состояния выключателей ОРУ 220 и 110 кВ.

4 ГРАМ Усть-Каменогорской ГЭС. При отсутствии информации о состоянии выключателей определение состояния сборных шин ОРУ 110 кВ по косвенным признакам не обеспечивало достоверности информации о состоянии главной схемы станции и могло приводить к разгрузке одной из сформированных групп генераторов по активной и по реактивной мощности. В процессе испытаний было предложено обеспечить контроль состояния выключателей ОРУ 110 кВ.

Отсутствие блокировки изменения уставки по напряжению генераторов при динамических возмущениях в энергосистеме приводило к ухудшению условий работы

АРВ генераторов, а также увеличило длительность затухания переходного процесса. Предложено ввести блокировку на изменение уставки по напряжению на шинах 110 кВ при значительных динамических возмущениях в энергосистеме.

5 ГРАПМ Усть-Илимской ГЭС. ГРАМ не допускал ввода генераторов в неразрешенные зоны под воздействием индивидуальных регуляторов частоты вращения при возникновении небалансов мощности, что противоречило техническим требованиям к ГРАМ – он не должен противодействовать работе индивидуальных систем регулирования частоты вращения. Предложено скорректировать алгоритм ГРАМ таким образом, чтобы он не препятствовал входению генераторов в неразрешенные зоны при работе индивидуальных регуляторов частоты вращения с выдачей сообщения оперативному персоналу станции.

В ГРНРМ не было реализовано синхронизированное управление уставками по напряжению всех генераторов группы, что вызывало затягивание переходного процесса и неравномерную загрузку генераторов по реактивной мощности. Рекомендовано синхронизировать управляющие воздействия на АРВ генераторов, включенных в группу.

6 ГРАПМ Богучанской ГЭС. В алгоритм ГРАМ внесено дополнение – предложено по условиям обеспечения статической устойчивости при отключении любых двух ВЛ 500 кВ от шин Богучанской ГЭС выводить из работы задатчик внеплановой мощности (ЗВМ) и предусмотреть дополнительный дискретный вход «Блокировка ЗВМ от системной ПА». По согласованию с представителями Богучанской ГЭС рекомендовано после выполнения команды от системы противоаварийной автоматики на отключение генераторов (ОГ) и снятие блокировки на управление от ГРАМ принимать в качестве уставки по мощности не текущую мощность генераторов, а исходное (до-аварийное) значение мощности за вычетом мощности генераторов, отключенных по команде ОГ.

Предложено также ввести ограничение минимальной мощности на генераторах, подведенных под управление от противоаварийной автоматики, для обеспечения необходимых объемов противоаварийного управления.

В ГРНРМ не было реализовано распределение реактивной мощности пропорционально загрузке по активной мощности между ГА, работающими в генераторном режиме с выдачей реактивной мощности (режим перевозбуждения), а также обратно пропорционально активной мощности ГА в режиме потребления реактивной мощности (режим недовозбуждения). Работа ГРНРМ без внесения поправок привела бы к заниженному запасу динамической устойчивости.

7 ГРАПМ Братской ГЭС. В алгоритмах ГРАПМ рекомендовано:

- для предотвращения отклонения мощности станции от задания в процессе выравнивания активных мощностей согласовать скорости набора и сброса активной мощности генераторов группы при включении / отключении дополнительного генератора в группу / из группы;
- учесть действие автоматики разгрузки секций и наличие резервов во вновь создаваемых группах управления при перераспределении мощности между группами по факту отключения станционных трансформаторов для предотвращения противодействия подсистемы ГРАМ автоматической разгрузке линий 220 кВ;

- разрешить ГРАМ управлять мощностью генераторов, находящихся в нижней разрешенной рабочей зоне, что обеспечивает более широкий диапазон управления мощностью станции;
- для обеспечения максимального запаса по условиям динамической устойчивости станции рекомендовать распределение реактивных мощностей между агрегатами станции по равенству $\cos\phi$ для всех генераторов, за исключением агрегатов, работающих в режиме синхронных компенсаторов.

За годы проведения испытаний комплексов ГРАМ на ЦАФК были рассмотрено большое количество алгоритмов подсистем ГРАМ и ГРНРМ и накоплен практический опыт, который позволил сформировать общую программу испытаний подсистем ГРАМ. Пункты предлагаемой программы изложены ниже.

1. Первичная технологическая проверка ГРАМ

- 1.1. Проверка функционирования дискретных входов / выходов.
- 1.2. Проверка функционирования аналоговых входов / выходов.
- 1.3. Проверка прохождения управляющих сигналов на изменение уставок регуляторов частоты вращения (РЧВ) и автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) генераторов.

2. Проверка функционирования подсистемы ГРАМ

- 2.1. Проверка правильности идентификации генераторов по группам управления при:
 - нормальной схеме станции;
 - отключении станционных автотрансформаторов;
 - разделении шин станции;
 - выделении генераторов на отдельную линию.
- 2.2. Проверка функционирования при:
 - включении и отключении ГРАМ (проверка на «безударность»);
 - изменении состава генераторов, подведенных под управление;
 - включении резервного генератора в разных группах управления;
 - получении дискретных сигналов от технологических защит и др., требующих отключения генератора от ГРАМ¹;
 - отработке команд на изменение суммарной мощности станции или отдельных групп генераторов;
 - отслеживании планового графика нагрузки;
 - изменении мощности ГА, не включенных в группу;
 - переводе гидроагрегатов через зоны нежелательной работы;
 - получении сигнала ОГ от противоаварийной автоматики;
 - аварийном отключении станционных автотрансформаторов;
 - работе ограничителей минимальной и максимальной мощности станции;
 - попадании в процессе управления мощностью отдельных генераторов в недопустимые диапазоны работы;
 - прохождении сигналов о повышенном вибрационном состоянии одного или нескольких ГА.

2.3. Проверка автоматического распределения нагрузки между ГА при действующем значении напоров и индивидуальных для каждого агрегата ограничениях по мощности, определенных при проведении натурных испытаний ГА (при различии между энергетическими характеристиками агрегатов).

2.4. Оценка качества регулирования частотного канала ГРАМ при:

- изменении частоты в энергосистеме;
- работе станции в изолированной системе;
- работе части агрегатов станции на изолированную систему.

2.5. Разработка рекомендаций по выбору коэффициентов регулирования группового регулятора частоты.

3. Проверка функционирования подсистемы ГРНРМ

3.1. В процессе выполнения проверок должны быть согласованы критерии распределения реактивной мощности между агрегатами (при их неравномерной загрузке по активной мощности) каждой из сформированных групп.

3.2. Проверка правильности идентификации генераторов по группам управления при:

- нормальной схеме станции;
- отключении станционных автотрансформаторов;
- разделении шин станции;
- выделении генераторов на отдельную линию.

3.3. Проверка выполняется при:

- включении и отключении ГРНРМ (проверка «безударности» включения ГРНРМ);
- изменении состава генераторов, подведенных под управление;
- включении или отключении дополнительного агрегата в каждой группе регулирования;
- переводе ГРНРМ из режима регулирования напряжения в режим регулирования реактивной мощности и обратно;
- отработке команд на изменение напряжения (реактивной мощности) генераторов в каждой из групп регулирования;
- достижении в процессе регулирования минимального и максимального уровней напряжения шин или исчерпания резерва реактивной мощности в группах регулирования;
- переключении генераторов с одной системы шин на другую;
- передаче (имитации) дискретных сигналов от АРВ о специальных режимах (режим перегрузки ротора, статора, режим ОМВ, U_{\max} , U_{\min});
- разделении шин станции в процессе управления;
- достижении в процессе регулирования длительно допустимого перетока полной мощности через станционные трансформаторы;
- переводе агрегатов из различных групп в режим синхронного компенсатора (СК);
- ступенчатом изменении напряжения на шинах за счет изменения напряжения в энергосистеме.

3.4. Проверка влияния ГРНРМ на статическую устойчивость генераторов.

4. Совместная проверка функционирования подсистем ГРАМ и ГРНРМ

Проверка выполняется при:

- 4.1. включении генератора в сеть методом самосинхронизации;
- 4.2. различных неисправностях:
 - полном отказе или потере части измерений от измерительных преобразователей;
 - отказе контура управления одного генератора;
 - исчезновении входных сигналов задания активной мощности;
 - отказах датчиков дискретных сигналов;
 - кратковременном перерыве питания.
- 4.3. выводе (вводе) агрегата из режима (в режим) СК.

5. Проверка функционирования подсистем ГРАМ и ГРНРМ в переходных режимах при расчетных (нормативных) возмущениях в энергосистеме

Проверка выполняется при:

- 5.1. аварийных возмущениях, сопровождающихся отключением сетевых элементов основными защитами или действием УРОВ на ВЛ при однофазных и двухфазных на землю КЗ;
- 5.2. аварийном разделении систем шин с выделением различных групп генераторов;
- 5.3. аварийном отключении систем шин вследствие короткого замыкания;
- 5.4. возникновении аварийных небалансов активной мощности.

По результатам анализа алгоритмов подсистем ГРАМ и ГРНРМ для различных станций можно сделать вывод о том, что особенности функционирования систем распределения активной и реактивной мощности между агрегатами станции в значительной степени зависят от схем РУ станции и в меньшей степени – от внешних связей станции с энергосистемой. В связи с этим следует отметить, что общая программа испытаний является обязательной, но недостаточной. Для каждой станции общая программа требует конкретизации программы испытаний с учетом особенностей функционирования станции в энергосистеме (рабочая программа). Содержание рабочей программы зависит от множества факторов, индивидуальных станционных и режимных условий. Можно указать лишь некоторые из них: наличие автотрансформаторов и количество их обмоток, необходимость сохранения на станции холодного или горячего резерва, наличие выключателей, не включаемых в состав контролируемого оборудования, особенности реализованных алгоритмов ГРАМ и ГРНРМ, особые данные о состоянии агрегатов станции, применимость на станции перевода генераторов в режим синхронного компенсатора и др.

Список литературы

1. Гидроэлектростанции. Технические, технологические, автоматизированные, информационные системы, условия поставки. Нормы и требования. Стандарт организации электроэнергетики, проект. М., 2008.

2. МУ 34-70-175-87. Методические указания по испытаниям и наладке КТС ГРАМ ГЭС. Союзтехэнерго. М., 1988.
3. СО 34.35.524-2004. Общие технические требования к системе ГРАМ гидроэлектростанций. ЦПТИ, ОРГРЭС. М., 2004.
4. Программа и методика испытаний систем группового регулирования активной мощности гидроэлектростанций, ОРГРЭС. М., 1975.
5. СТО 5901 2820.29.240.002-2010 Стандарт организации. Обеспечение согласованной работы систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью гидроэлектростанций. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. ОАО «СО ЕЭС», М., 2010.
6. Методические указания по устойчивости энергосистем. Приказ Минэнерго РФ от 30.06.2003, № 277.

Богданова Софья Родионовна, младший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: bogdanova_s@ntcees.ru

Выборных Иван Григорьевич, аспирант, инженер отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: vybornykh@ntcees.ru

Гуриков Олег Викторович, магистр техники и технологии, аспирант, младший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gurikov_o@ntcees.ru

Гущина Тамара Александровна, старший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gushina_t@ntcees.ru

Bogdanova S. R., Vybornykh I. G., Gurikov O. V., Gushina T. A.

Test results of active and reactive power plant controller using the JSC «STC UPS» Digital-analog-physical complex.

Analysis and experimental tests had performed for active and reactive power plant controllers of various hydroelectric power stations. Algorithms, which optimize the active and reactive power distribution over hydro generators with respect to generators characteristics and power plant operating conditions, were debugged and corrected during the tests with supplementary checking. Test program of active and reactive power plant controllers or its prototypes using the JSC «STC UPS» Digital-analog-physical complex in conditions corresponded to operational conditions in power system had developed and proved.

Key words: power system, hydroelectric power station, power plant controller, power system operating state.

УДК 621.314.58

О. В. Суслова

Современное состояние технологий электропередачи постоянным током и расширение областей их применения в мировой электроэнергетике (по материалам 45-й сессии СИГРЭ)

Представлен краткий обзор докладов, сделанных в рамках исследовательского комитета В4 «Электропередачи постоянным током высокого напряжения и силовая электроника». Ключевыми темами обсуждения явились: применение модульных многоуровневых преобразователей, создание законодательной и технической базы для развития сетей постоянного тока, применение сетей постоянного тока для объединения ветроэлектрических установок, применение передач ультравысокого напряжения для передачи электроэнергии на большие расстояния.

Ключевые слова: передача постоянного тока на преобразователях напряжения, модульный многоуровневый преобразователь напряжения, ветроэлектрическая установка, сети постоянного тока, передача постоянного тока ультравысокого напряжения.

Введение

В статье представлен краткий обзор докладов, сделанных на сессии CIGRE 2014 г., в рамках деятельности исследовательского комитета В4 «Электропередачи постоянным током высокого напряжения и силовая электроника». В настоящее время за рубежом технологии передачи постоянным током (ППТ) быстро развиваются: начиная с 2010 г. и на перспективу до 2020 г. строится и запланировано к строительству более 80 объектов постоянного тока.

Быстрыми темпами развиваются мощные ППТ ультравысокого напряжения (ППТ УВН) на дальние расстояния. Проекты ППТ УВН реализуются в Китае, Бразилии, Индии. Необходимость ППТ УВН обусловлена неравномерностью распределения генерации и нагрузки по территории этих стран. В настоящее время строится и проектируется порядка 30 ППТ УВН ± 800 кВ на преобразователях тока с длиной воздушной линии (ВЛ) до 2000 км мощностью 6–8 ГВт. В Китае стартовал пилотный проект ППТ УВН ± 1100 кВ мощностью 11 ГВт, протяженностью ВЛ 3200 км.

ИК В4 уделяет много внимания вопросам разработки законодательной и технической базы для создания и развития радиальных и сложнозамкнутых сетей постоянного тока высокого напряжения. Строительство сетей ПТ – дело ближайшего будущего. В выступлениях обсуждались результаты работ по следующим темам: рекомендации по разработке моделей преобразователей в составе сетей ПТ; способы управления перетоками мощности и напряжением; системы регулирования и защиты в сетях ПТ; проектирование сетей ПТ с целью достижения оптимальных надежностных показателей; разработка рекомендаций по выбору классов напряжения для сетей ПТ; технические требования для выключателей на стороне постоянного тока.

Сегодня в ППТ и СТАТКОМ широкое применение нашли модульные многоуровневые преобразователи напряжения (ММПН), обладающие рядом преимуществ,

основными из которых являются повышенная надежность, высокий к. п. д., возможность отключать токи короткого замыкания на стороне постоянного тока (ПТ). Такие преобразователи сегодня проектируются и сооружаются на напряжение до ± 300 кВ, мощностью до 800 МВт.

1. Сети постоянного тока

Передачи электрической мощности постоянным током высокого напряжения развиваются и реализовываются в промышленных масштабах с начала 50-х годов прошлого столетия. В последние годы число проектов передач и вставок постоянного тока (ППТ и ВПТ) в мировой энергетике значительно возросло. По приблизительным подсчетам, за пять десятилетий с начала 50-х по конец 90-х годов прошлого века в мире введено в эксплуатацию около 100 объектов постоянного тока на напряжение выше 50 кВ, за десятилетие 2000–2010 гг. – около 40, начиная с 2010 г. и на перспективу до 2020 г. строится и запланировано к строительству более 80 объектов постоянного тока. В настоящее время в Европе более 30 % капиталовложений в сетевое строительство направлено в проекты передач электроэнергии постоянным током.

В последнее десятилетие получили импульс к развитию передачи и вставки постоянного тока с применением преобразователей напряжения (ППТН и ВПТН). Находят применение как традиционные ПН, выполненные по двухуровневой и трехуровневой схемам, так и многоуровневые ПН.

Преобразователи напряжения характеризуются независимым управлением активной и реактивной мощностью, способностью выдавать реактивную мощность, поддерживать напряжение на стороне переменного тока, возможностью энергоснабжения слабых энергосистем и пассивных нагрузок, уменьшенным размером фильтров высших гармоник на стороне переменного тока.

Одно из направлений использования передач постоянного тока на преобразователях напряжения (ППТН) – передача электроэнергии через водные преграды, например, от комплекса ветроэлектрических установок в открытом море (ВЭУОМ) или для снабжения электроэнергией островных территорий. В настоящее время большинство таких ППТН является двухтерминальными. В качестве примеров можно привести ППТН ± 150 кВ BorWin1 мощностью 400 МВт, DolWin1 ± 320 кВ мощностью 800 МВт, спроектированные и построенные фирмой ABB. Компания Siemens Energy и производитель кабеля Prysmian Powerlink получили контракт на разработку и сооружение ППТН ± 300 кВ BorWin2 (мощностью 800 МВт) и HelWin1 ± 250 кВ (мощностью 576 МВт). Эти передачи спроектированы по монополярной симметричной схеме [1] с применением модульных многоуровневых преобразователей напряжения.

Конфигурация этих преобразователей согласно [2] имеет вид, представленный на рис. 1.

Плечо такого преобразователя состоит из последовательно соединенных полумостовых или полномостовых силовых модулей. С помощью транзисторов IGBT можно управлять током модуля таким образом, чтобы он протекал либо через конденсатор, разряжая или заряжая его, либо только через диоды и транзисторы, минуя конденсатор. Таким образом, один модуль может создавать единичный отрицательный, положительный или нулевой уровни напряжения. Результирующая синусоида

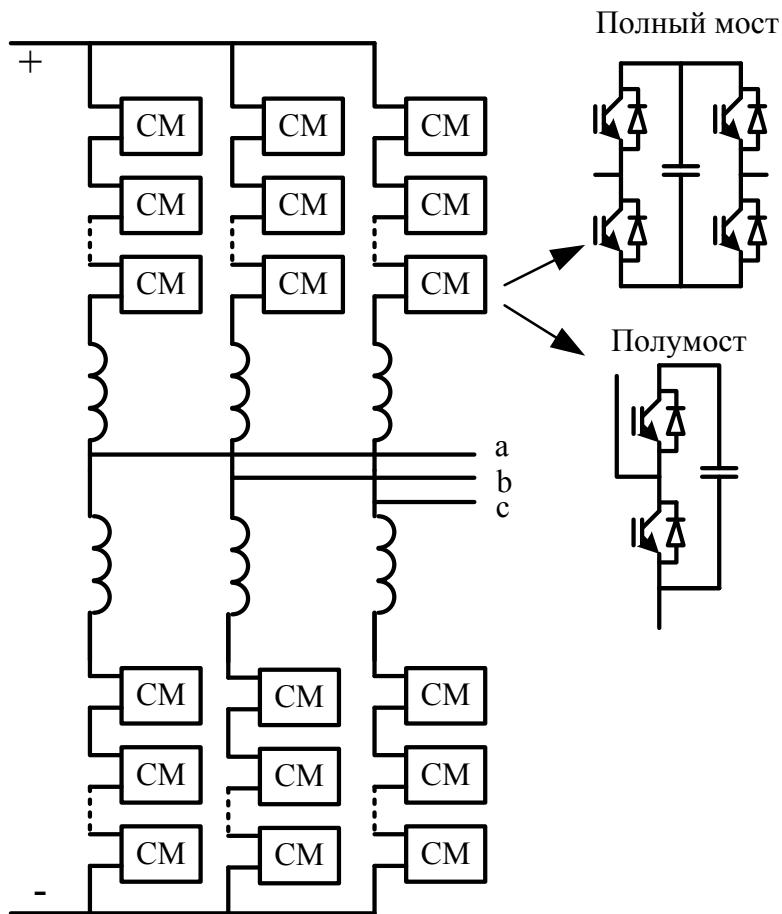


Рис. 1. Схема модульного многоуровневого преобразователя напряжения

фазного напряжения составляется из напряжений, генерируемых в каждом модуле. В зависимости от мощности и напряжения преобразователя в одном плече могут быть установлены до 400 модулей.

Модульные многоуровневые преобразователи напряжения находят все более широкое применение в электроэнергетике благодаря следующим преимуществам:

- повышение напряжения и мощности достигается увеличением количества модулей, не требуется применение дорогих высоковольтных транзисторов;
- модульность, заключающаяся в возможности использования недорогих стандартных низковольтных электронных компонентов, обеспечивающая максимальную экономическую эффективность и возможность легкой замены вышедшего из строя компонента;
- высокая надежность, обеспечивающаяся за счет установки резервных модулей и шунтирования вышедших из строя модулей без прекращения работы преобразователя;
- возможность отключать ток короткого замыкания на стороне постоянного тока без применения специальных выключателей;

- низкий уровень гармонических искажений выходного напряжения благодаря высокой эквивалентной частоте модуляции (в некоторых случаях даже не требуется фильтров на стороне переменного тока);
- низкие потери (КПД преобразователя достигает 98,9 %).

Наметилась тенденция создания многотерминальных ППТН (МППТН), объединяющих три и более преобразовательные подстанции на ММПН. Среди достоинств МППТН по сравнению двухтерминальными ППТН отмечается меньшее количество преобразователей, лучшие стоимостные характеристики, возможность поэтапного построения МППТН путем расширения двухтерминальных передач. В Китае в 2013 и 2014 г. были запущены в эксплуатацию две такие передачи [3]: трехтерминальная (проект Nanao) ППТН ± 160 кВ мощностью 200 МВт для передачи энергии с ВЭУ и пятитерминальная (проект Zhoushan) напряжением ± 200 кВ мощностью 400 МВт для энергоснабжения островных территорий.

При строительстве этих передач также нашли применение многоуровневые преобразователи напряжения. Схема и основные параметры МППТН Zhoushan представлены на рис. 2.

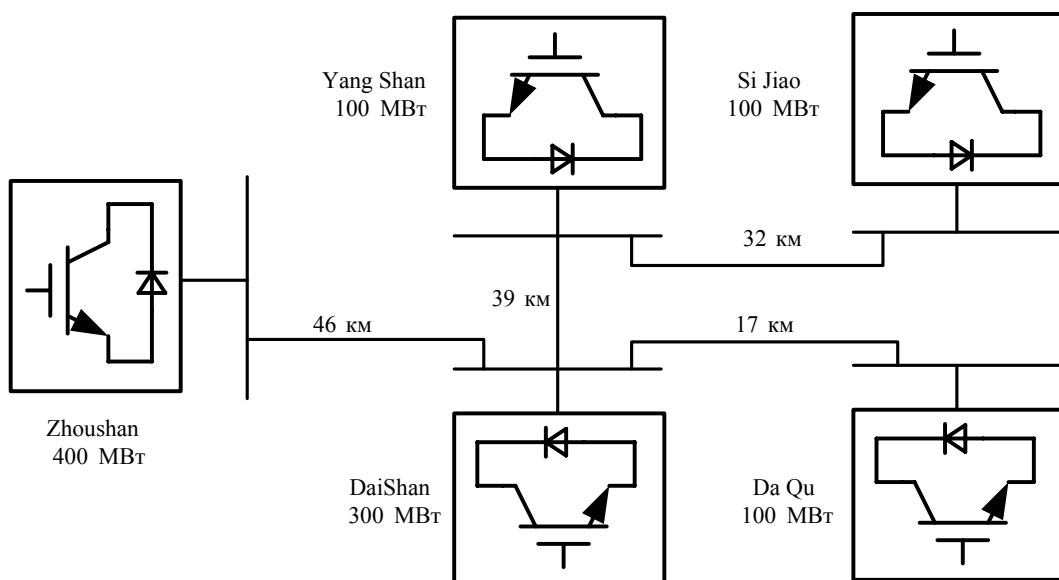


Рис. 2. Схема и основные параметры МППТН Zhoushan

Компания Alstom [4] приступила к сооружению первой в Европе трехтерминальной передачи South West link с воздушно-кабельной линией (ВКЛ) с использованием ММПН, которая связывает энергосистемы Норвегии и Швеции. Эта МППТН имеет следующие характеристики: мощность 1400 МВт, напряжение ± 300 кВ, длина ВКЛ 250 км.

В последние времена возник интерес среди научного сообщества и производителей к сложнозамкнутым сетям постоянного тока.

Среди преимуществ использования сложнозамкнутых сетей постоянного тока для интеграции оффшорных ВЭУ вместо двухтерминальных передач и радиальных сетей называются следующие [5]:

- сеть ПТ обеспечивает несколько путей для передачи мощности от офшорных ВЭУ в наземную сеть переменного тока, обеспечивая передачу балансового потока мощности при отключенном состоянии одного из элементов сети (принцип « $n-1$ »);
- соединение между собой ВЭУ, находящихся в разных географических регионах, позволяет добиться усреднения при распределении электрической мощности, получаемой от энергии ветра.

Пока сложнозамкнутые сети ПТ не реализованы на практике, они являются объектом исследований в самых разных аспектах. Разрабатываются способы управления перетоками мощности и стратегии управления напряжением, методы достижения оптимальных показателей надежности [6], методы моделирования ММПН, в том числе и в реальном времени, стратегии и устройства защиты при аварийных процессах, общие подходы к методологии проектирования, методы расчета технико-экономических показателей [7]. Результаты этих исследований, проведенные в рамках рабочих групп с 2012 по 2014 г., были представлены и обсуждались на заседании Исследовательского комитета В4.

Основное назначение сетей постоянного тока сегодня – интеграция нетрадиционных источников энергии (например, ВЭУОМ, солнечных батарей) с единой электрической сетью. В частности, Европейская комиссия, планируя создание крупных офшорных электрических сетей ПТ, запустила и финансирует проект TWENTIES, в рамках которого научно-исследовательские институты, производители, системные операторы, операторы ВЭУОМ исследуют различные вопросы, связанные с сетями ПТ для интеграции офшорных ВЭУ. Проводится оценка нетехнологических барьеров для развития офшорных сетей ПТ, изучаются вопросы экономической эффективности и проблемы правового регулирования. Значительное внимание уделяется и техническим аспектам: предлагаются методы оценки надежности [6], алгоритмы регулирования и защиты, проводится оценка влияния сетей ПТ на примыкающие сети переменного тока.

В качестве основного достижения в рамках проекта TWENTIES отмечается разработка первой в мире маломасштабной физической модели (на напряжение постоянного тока 250 В) пятитерминалной сложнозамкнутой сети ПТ, содержащей реальные преобразователи напряжения, выключатели короткого замыкания на линии постоянного тока, кабель постоянного тока (фирма Nexans), оборудование для системы управления и регулирования. Примыкающие системы переменного тока, ВУЭ и часть ПН моделировались с помощью системы реального времени (на рис. 3 эта часть схемы выделена серым цветом). С помощью физической модели производится отработка алгоритмов управления, регулирования и защиты, а также макета выключателя тока короткого замыкания на стороне ПТ, разработанного фирмой Alstom [8].

В большинстве кабельных ППТН на сегодняшний день при коротком замыкании на кабеле постоянного тока преобразователи отключаются выключателем со стороны переменного тока. При этом теряется возможность преобразователя поддерживать напряжение в системе переменного тока, т. е. работать в режиме СТАТКОМ на время простоя передачи активной мощности. В сетях ПТ в случае КЗ на одном кабеле ПТ, приходится отключать все преобразователи, входящие в эту сеть, что

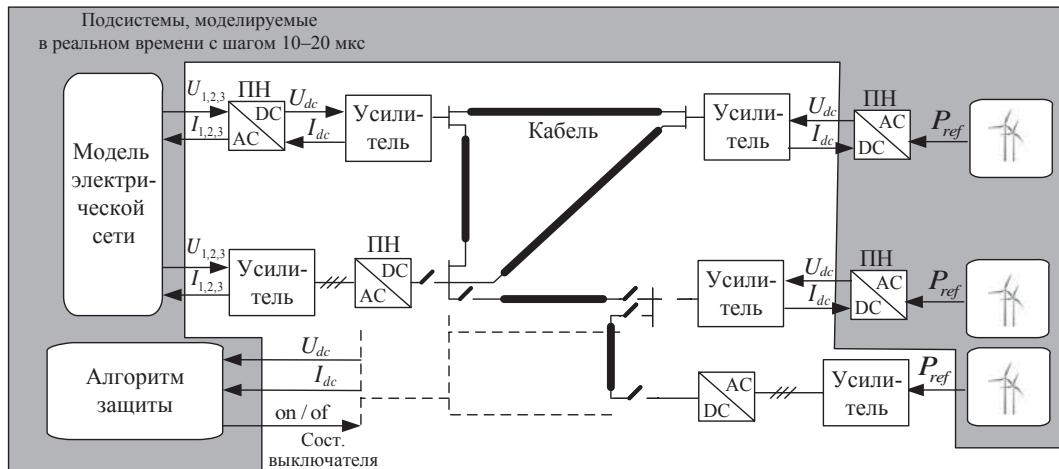


Рис. 3. Схема макета пятитерминальной сложнозамкнутой сети ПТ

создает значительное возмущающее воздействие в примыкающих сетях переменного тока. В настоящее время за рубежом ведутся разработки различных стратегий защиты при коротких замыканиях [2], в частности, для минимизации количества отключенных преобразователей: снабжение каждого присоединения с двух сторон выключателями постоянного тока, использование многоуровневых ПН с полномостовыми ячейками, выявление поврежденного участка с последующим делением сети постоянного тока.

Для того чтобы преобразователь мог выполнять функцию регулирования напряжения в сети переменного тока, в случае перерыва передачи активной мощности из-за КЗ на стороне постоянного тока, необходимо отключать преобразователь со стороны ПТ, для чего необходимо иметь эффективный быстродействующий выключатель. Гибридные быстродействующие выключатели, состоящие из механической части и силовой электроники, предложены фирмами Alstom [8] и ABB [9]. Схема выключателя ABB представлена на рис. 4.

Выключатель работает следующим образом. В нормальном режиме ток протекает через ветвь, в которую включены быстродействующий разъединитель и вспомогательный выключатель, ток в обходной ветви основного выключателя ПТ не протекает.

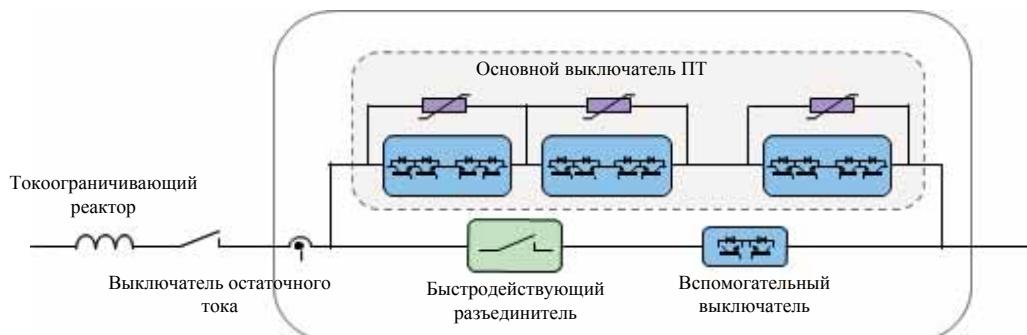


Рис. 4. Схема гибридного выключателя постоянного тока

Падение напряжения на вспомогательном выключателе, находящемся в проводящем состоянии, составляет несколько вольт при классе напряжения устройства несколько сотен киловольт, что обеспечивает минимальные потери в нормальном режиме.

При возникновении короткого замыкания транзисторы обходной ветви переходят в проводящее состояние, ток распределяется по двум цепям: обходной и основной. Вспомогательный выключатель закрывается, сопротивление основной ветви становится больше, ток перенаправляется в обходную ветвь. Быстродействующий разъединитель размыкается, изолируя вспомогательный выключатель от высокого напряжения на обходной цепи. Транзисторы основного выключателя переходят в непроводящее состояние, ток, коммутируемый в разрядник, уменьшается до нуля. Защитный уровень разрядника выбирается равным $1,5U_d$. Кроме этого разрядник служит для защиты от перенапряжений модулей IGBT в главном выключателе.

По данным [9], такой выключатель может отключить ток до 16 кА, время срабатывания составляет 2 мс. Стандартная ячейка выключателя, состоящая из IGBT транзисторов, рассчитана на напряжение 80 кВ в номинальном режиме.

Выключатель, предложенный фирмой Alstom, работает по схожему принципу; отличие состоит в том, что для него предусмотрена работа в реверсивном режиме, а функциональным элементом основного выключателя является ячейка, состоящая из тиристора, конденсатора, параллельно к которому присоединен разрядник. Характеристики выключателя: номинальное напряжение – 120 кВ; номинальный ток – 1500 А, отключающий ток короткого замыкания – 7,5 кА.

Многоуровневые ПН с полномостовыми силовыми модулями, предложенные фирмой Alstom (рис. 1), позволяют эффективно контролировать ток в случае КЗ на стороне постоянного тока без необходимости дополнительных быстродействующих выключателей ПТ. Использование полных мостовых силовых модулей позволяет разряжать и заряжать конденсаторы при любом направлении тока. Таким образом, преобразователь может создавать напряжение, противоположное сетевому напряжению, что позволяет снизить ток короткого замыкания. Отмечается также возможность функционирования ПН в составе гибридных ППТ с преобразователями тока на обычных тиристорах.

2. ППТ ультравысокого напряжения

Одной из тенденций развития технологий постоянного тока за рубежом является передача больших количеств электроэнергии на дальние расстояния с использованием передач постоянного тока ультравысокого напряжения (ППТ УВН). Лидером в области разработки и эксплуатации таких проектов является Китай, где использование ППТ УВН связано с неравномерностью распределения энергоресурсов и промышленности по территории страны. Основные крупные потребители электроэнергии расположены в центральной и восточной частях Китая, а гидро- и угольные ресурсы – в западной. В Китае в настоящее время функционируют три ППТ УВН ± 800 кВ, мощностью 5, 6.4, 7.2 ГВт, еще три подобные ППТ планируется ввести в эксплуатацию в 2014 г.

ППТ УВН ± 800 кВ являются оптимальным решением при передаче электроэнергии на расстоянии до 2 тыс. км. Создание передач УВН напряжением ± 1100 кВ связано

с необходимостью уменьшать потери при передаче электроэнергии на дальние расстояния. По данным [10] потери мощности в ППТ УВН ± 1100 кВ составляют 1,5 % на 1000 км. Работы по созданию ППТ УВН ± 1100 кВ ведутся с 2010 г. К настоящему времени разработаны прототипы оборудования, включая трансформаторы, вводы, высоковольтный вентиль, реактор, разъединитель ПТ и т. д. [10]. Предложены решения по транспортировке и сборке оборудования, обеспечению процесса ремонта, предварительный проект вентильного зала, технические решения по линии электропередачи. Сейчас ведутся работы по производству оборудования для пилотного проекта ППТ УВН Zhundong – Wuhan мощностью 11 ГВт, длиной 3200 км. Основные параметры приведены в табл. 1. К 2020 г. в Китае планируется соорудить шесть ППТ ± 1100 кВ.

Таблица 1
Основные параметры ППТ УВН ± 1100 кВ Zhundong – Wuhan

Наименование параметров	Параметры	
	Выпрямитель	Инвертор
Номинальная мощность, МВт	11000	11000
Номинальное напряжение, кВ	1100	1100
Номинальный ток, кА	5	5
Номинальное напряжение сети переменного тока, кВ	750	500
Число 12-пульсных мостов	4	4
Мощность трансформатора, МВ · А	563,79	539,66
Реактансы трансформатора, %	20	22
Число отпаек РПН	+28 / -6	+25 / -5
Напряжение холостого хода на один шестипульсный мост, кВ	319.03	309.21
Угол зажигания/угол погасания, град.	15 / 17	15 / 17
Индуктивность сглаживающего реактора в полюсе, мГн	60*2	60*2

Проекты ППТ УВН реализуются также в Бразилии, Индии. Целесообразность реализации этих проектов также обусловлена неравномерностью распределения генерации и нагрузки по территориям этих стран. Отметим наиболее интересные из них.

Например, в Бразилии в связи со строительством гидроэлектростанции мощностью 11 ГВт в Бело Монте на севере страны возникла необходимость передачи большого количества мощности от этой гидроэлектростанции в центры потребления в южной части страны. Оптимальным техническим и экономическим решением для этой цели стало построение двух биполярных ППТ УВН ± 800 кВ, мощностью 4 ГВт каждая, длиной 2092–2439 км [11]. Передача находится в стадии планирования.

Сетевая компания Индии сообщает о строительстве ППТ УВН Champa – Kurukshetra [12] мощностью 6000 МВт, напряжением ± 800 кВ с металлическим возвратным проводом. Длина ВЛ ППТ составляет 1305 км. Это будет первая ППТ такого класса напряжения, в которой полюсной и обратный провода находятся на одной и той же опоре. Строительство передачи обосновано необходимостью передачи большого количества электроэнергии в северные регионы страны.

Компания ABB [13] сообщила о строительстве к 2015 г. в Индии первой четырехтерминальной ППТ УВН ± 800 кВ номинальной мощностью 6000 МВт (8000 МВт длительно допустимая перегрузка) North-East Agra link. Передача содержит две выпрямительные подстанции, Biswanath Chariali и Alipurduar, связанные ВЛ длиной 432 км, и приемную подстанцию Agra, на которой расположены два параллельно соединенных инверторных преобразователя. Полная длина ВЛ составляет 1728 км. Общая схема передачи представлена на рис. 5.

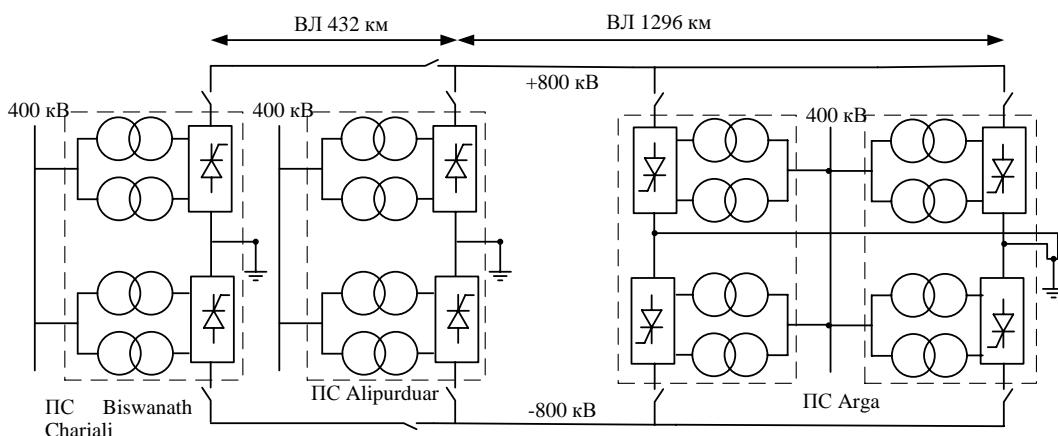


Рис. 5. Схема ППТ УВН North-East Agra

Выводы

Материалы, представленные на 45-ю сессию CIGRE, свидетельствуют о существенном расширении области использования техники постоянного тока в мировой электроэнергетике. Благодаря технико-экономическим и экологическим преимуществам ППТ широко используются за рубежом для передачи электрической мощности на дальние расстояния, через водные преграды на островные и полуостровные территории, для осуществления глубоких вводов в промышленные центры и большие города, присоединения изолированных энергосистем к единой электрической сети, осуществления несинхронного объединения энергосистем переменного тока.

В странах с протяженной территорией (Бразилия, Китай, Индия) в настоящее время строится и проектируется порядка 30 ППТ УВН ± 800 кВ на преобразователях тока с длиной ВЛ до 2000 км мощностью 6–8 ГВт. Китайские специалисты работают над созданием пилотного проекта ППТ УВН ± 1100 кВ протяженностью ВЛ 3200 км, мощностью 11 ГВт.

Другими тенденциями развития технологий постоянного тока за рубежом стали широкое применение модульных многоуровневых преобразователей напряжения в составе вставок и передач постоянного тока, а также СТАТКОМ, разработка технической базы для проектирования и строительства сетей постоянного тока для присоединения комплексов ветроэлектрических установок и для передачи электроэнергии на островные территории.

Список литературы

1. *Hussennether V., Rittiger J., Barth A.* and other. Projects BorWin2 and HelWin1 – Large Scale Multilevel Voltage-Sourced Converter Technology for Bundling of Offshore Windpower, CIGRE, 2012
2. *Barker C. D., Whitehouse R. S., Adamczyk A. G., Boden M.* Designing fault tolerant HVDC networks with a limited need for HVDC circuit breaker operation. B4-112, CIGRE 2014.
3. *Guangfu Tang.* Research and application on HVDC and DC Grid in China. Материалы коллоквиума CIGRE 2013 г.
4. Материалы с сайта Alstom: <http://www.alstom.com/uk/projects/grid/south-west-link/>
5. *Despouys O., Denis A.-M., Cirio D., Bell K., Moreira C., Liu C. C., Grieshaber W., Dupraz J.-P.* TWENTIES: Conclusions of a major R&D Demonstration Project on Offshore DC Grids, B-107, CIGRE 2014
6. *Maciver C., Bell K. R. W.* Reliability Analysis of Design Options for Offshore HVDC Networks, B4-111, CIGRE, 2014
7. Working Group B4-52 CIGRE, "HVDC Grid Feasibility Study," 2013.
8. *Grieshaber W., Dupraz J.-P., Penache D.-L., Violleau L..* Development and test of a 120 kV direct current circuit breaker, B-301, CIGRE 2014.
9. *Derakhshanfar R., Jonsson T. U., Steiger U., Habert M.* Hybrid HVDC breaker – A solution for future HVDC system. B-304, CIGRE 2014.
10. *Liu Zehong, Gao Liying, Yu Jun, Zhang Jin, Lu Licheng* Research Work of ±1100 kV UHVDC Technology, B-105, CIGRE 2014.
11. *Carvalho Jr. D. S., Bianco A., Rothstein O. J., Souza D. F., Ximenes M. J., Ristow R., Rizzoto T. C., Cardoso J. A..* Final project planning conception for the first 800 kV HVDC link of Belo Monte, B4-103, CIGRE 2014.
12. *Puneet Tyagi, Vikas Bagadia, Rakesh Kumar, Anish Anand, Goswami M. M., Jha I. S.* Design Challenges for ±800kV, 3000MW HVDC Champa – Kurukshetra Transmission link with Dedicated Metallic Return (DMR) – User's Perspective, B-109, CIGRE 2014.
13. *Andre Balzi, Abhay Kumar.* Possible HVDC Power Transmission Solutions for Remote Hydroelectric Plants in Challenging Environments. Материалы симпозиума HVDC and Power Electronics to Boost Network Performance October 2–3, 2013 Brasilia – Brazil.

Суслова Ольга Владимировна, канд. техн. наук, доцент, главный специалист научно-технического отдела Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: suslova_o@ntcees.ru

Suslova O. V.

State-of-the-art of HVDC power transmissions and development of their application in the global power industry (review of 45th CIGRE Session reports).

Review of presentations made by Study Committee B4 "HVDC and power electronics" during 45th CIGRE Session is given. Key topics of discussions were: modular multilevel converters, connection of off-shore intermittent power sources, DC grid economics, and control and protection issues, research work of UHVDC power transmission for transmit bulk electrical power over long distances.

Keywords: *high voltage direct current power transmission, voltage source converter, modular multilevel converter, offshore windfarm, direct current grid, ultra high voltage direct current (UHVDC) power transmission.*



Научно-технический центр Единой энергетической системы – многопрофильный электроэнергетический научный и инженерный центр Системного оператора, головная научная организация отрасли в области развития системообразующей сети Единой энергетической системы России и межгосударственных электрических связей.

ОАО «НТЦ ЕЭС» активно сотрудничает с крупнейшими отечественными компаниями (ОАО «Россети», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «РусГидро», ТГК, ОГК, АО-Энерго) и с зарубежными фирмами Австрии, Германии, Италии, Китая, США, Швейцарии, Швеции, Японии и других стран.

Основные направления научно-технической деятельности:

1. Проектирование и развитие электроэнергетических систем.
2. Устойчивость, надежность, живучесть и управляемость электроэнергетических систем.
3. Режимное и противоаварийное управление.
4. Развитие технологий оперативно-диспетчерского управления энергосистемами.
5. Автоматизированные системы мониторинга, сбора, передачи, обработки информации и управления технологическими процессами.
6. Комплексное проектирование подстанций и линий электропередачи.

Экспериментальная база:

- Цифро-аналого-физический комплекс на базе электродинамической (физической) модели энергосистемы для исследования функционирования объектов электроэнергетики и энергосистем любого уровня; натурных испытаний на функционирование устройств управления, защиты и автоматики, систем АСУ ТП в реальном времени.
- Цифровая модель реального времени (RTDS).
- Испытательный стенд устройств релейной защиты и систем автоматизации.

Выполняемые работы:

- Разработка перспективных схем и программ развития электроэнергетики.
- Проведение исследований перспективных схем развития электроэнергетических систем на базе единой математической модели ЕЭС России.
- Разработка рекомендаций по совершенствованию проектных решений развития энергосистем и энергообъектов.
- Разработка схем выдачи мощности электростанций.
- Разработка схем внешнего энергоснабжения энергорайонов и отдельных потребителей.
- Создание, верификация и актуализация цифровых моделей для исследования переходных режимов и устойчивости электроэнергетических систем.

- Разработка рекомендаций и технических решений по обеспечению устойчивости, надежности и живучести электроэнергетических систем и отдельных энергообъектов.
- Разработка и внедрение систем автоматического управления и мониторинга режимных параметров на уровнях ЕЭС, ОЭС, ЭС.
- Разработка проектов модернизации систем противоаварийной автоматики.
- Разработка алгоритмов и программно-технических комплексов локальных и централизованных устройств режимного и противоаварийного управления.
- Расчеты токов короткого замыкания и разработка рекомендаций по их снижению для конкретных энергообъектов.
- Проверка на функционирование (экспертиза) и настройка устройств регулирования, управления, защиты и автоматики на электродинамической модели, в том числе «под ключ».
- Аттестация цифровых автоматических регуляторов возбуждения, цифровых устройств АЛАР и разработка рекомендаций по их применению в ЕЭС России.
- Настройка «под ключ» автоматических регуляторов возбуждения генераторов электростанций.
- Испытания систем группового регулирования активной и реактивной мощности, проверка технологических алгоритмов ГРАМ на соответствие требованиям нормативных документов и технического задания, разработка рекомендаций по повышению эффективности и системной надежности.
- Создание и внедрение программных средств и систем автоматизации для эффективной работы предприятий энергетической отрасли: Bars, LincorWin, ВРДО, RastrWin, МДП, Анализ вероятных аварийных событий в электрической системе по принципу «N – 1», Коммутационные схемы, Комплекс СМЗУ, ЦСПА, Прогноз потребления и др.
- АСУ ТП для подстанций переменного и постоянного тока, атомных, тепловых и гидроэлектростанций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- АСУ ТП на базе информации от МПРЗА для подстанций классов напряжения до 330 кВ, СН электрических станций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- Система анализа и просмотра аварийной информации от разнородных распределенных источников регистрации для АСДУ энергосистем и энергообъединений, подстанций переменного и постоянного тока, атомных, тепловых и гидроэлектростанций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- Цифровая автоматика ликвидации асинхронных режимов – АЛАР-Ц.
- Разработка основных технических решений по внедрению объектов распределенной генерации.
- Оценка эффективности инвестиций в строительство, реконструкцию, модернизацию и техническое перевооружение электросетевых и генерирующих объектов на стадии выполнения работ по проектированию и на стадии реализации инвестиционного проекта.

Участие в системах добровольной сертификации

Система добровольной сертификации ОАО «СО ЕЭС»

В 2013 г. ОАО «НТЦ ЕЭС» допущено к проведению добровольной сертификации в СДС «СО ЕЭС» в области подтверждения соответствия автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов требованиям стандарта организации ОАО СО «ЕЭС» СТО 59012820.29.160.20.001-2012 «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов».

Система добровольной сертификации Корпорации «Единый электроэнергетический комплекс»

В 2011 г. в рамках реализации Соглашения о сотрудничестве Корпорации «ЕЭЭК» и ОАО «СО ЕЭС» в области технического регулирования в электроэнергетике ОАО «НТЦ ЕЭС» наделено в СДС Корпорации «ЕЭЭК» полномочиями экспертной организации, органа сертификации, испытательной лаборатории.

Область полномочий:

1. Устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики.
2. Цифровые регистраторы (СМПР, РАС).
3. Системы регулирования (FACTS, АРВ, АРЧМ, САУМ, ГРАРМ, АРН, СУРЗА ВПТ и ППТ).
4. Системы режимного регулирования на базе силовой электроники.
5. Программное обеспечение расчета электроэнергетических режимов.
6. Автоматизированные системы управления (АСУ ТП, ССПИ, СОТИ, ТМ).
7. Техническая и проектная документация, НИОКР, технические требования.

Одной из важнейших сфер деятельности ОАО «НТЦ ЕЭС» как организации, располагающей авторитетной научной школой и современной, а во многом уникальной экспериментально-исследовательской базой, является подготовка кадров высшей квалификации через аспирантуру и соискательство.

Обучение в аспирантуре ведется по научным специальностям:

- 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы;
- 05.14.12 – Техника высоких напряжений.

Лицензия Федеральной службы по надзору в сфере образования и науки на право ведения образовательной деятельности в сфере послевузовского профессионального образования – № 0353 от 24 сентября 2012 г.



ОАО «НТЦ ЕЭС» является Ведущим научно-техническим партнером РНК СИГРЭ. На базе НТЦ ЕЭС работает подкомитет В4 «Электропередачи постоянным током высокого напряжения и силовая электроника».



Научно-исследовательский институт по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (НИИПТ) – дочернее общество ОАО «НТЦ ЕЭС».

Основные направления научно-технической деятельности:

1. Управляемые электропередачи: вставки и электропередачи постоянного тока, технологии FACTS.
2. Техника высоких напряжений (внешняя и внутренняя изоляция) и проектирование ВЛ постоянного и переменного тока.
3. Разработка, испытания и внедрение преобразовательных устройств.

Экспериментальная база:

- Высоковольтный комплекс для испытания элементов ВЛ и оборудования ПС переменного и постоянного тока.
- Многофункциональный испытательный комплекс преобразовательной техники.

Выполняемые работы:

- Разработка вариантов выдачи мощности на постоянном токе от ГЭС, ПЭС, АЭС.
- Разработка методических рекомендаций по применению в ЕЭС России устройств для управляемых электропередач переменного тока и ограничения токов короткого замыкания, ВПТ и ППТ.
- Исследование возможности применения многомодульных ВПТ для ограничения токов короткого замыкания в энергосистемах с высокой плотностью генерации и нагрузки.
- Сопровождение проектирования и проектирование объектов постоянного тока.
- Сопровождение эксплуатации мощных высоковольтных преобразовательных подстанций (ВПТ и ППТ) с целью повышения их энергоэффективности, надежности и расширения функциональных возможностей (реверс, увеличение мощности, реконструкция, улучшение качества электроэнергии и др.).
- Анализ качества электроэнергии и разработка мероприятий по ограничению гармоник тока и напряжения в энергосистемах.
- Преобразовательные установки различного назначения – комбинированные установки для компенсации реактивной мощности и плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах (в том числе со встроенным оптическим волокном) ВЛ, фильтр активный гармоник, мощные источники питания постоянного тока, мощные генераторы широкого диапазона частот для геологии и геофизики.
- Разработка проектов присоединения установок для плавки гололеда к цепям подстанций.

- Выбор оптимальных технических решений по конструкции основных элементов проектируемых ВЛ постоянного и переменного тока различного класса напряжения.
- Технико-экономические расчеты и проектирование ВЛ переменного и постоянного тока. Выбор оптимальных опор по типам, высоте, дизайну и условиям размещения.
- Выполнение предпроектных работ, разработка ТЭО, подготовка тендерной документации и экспертиза конкурсных предложений, экспертиза проектов по направлениям научно-технической деятельности института.
- Анализ опыта эксплуатации и разработка рекомендаций по повышению надежности действующих воздушных и кабельных линий, оборудования ПС.
- Проведение приемо-сдаточных, квалификационных, периодических и типовых испытаний оборудования ПС, кабелей и изоляторов.
- Исследование кратковременной и длительной электрической прочности внутренней изоляции оборудования для проверки его эксплуатационной надежности перед вводом в эксплуатацию после длительного хранения, ремонта, а также снятого с эксплуатации по результатам профилактических испытаний.
- Проведение испытаний оборудования для целей сертификации в соответствии с областью аккредитации, в том числе предквалификационные и типовые испытания кабельных систем 10–330 кВ с изоляцией из свитого полиэтилена.
- Составление региональных и локальных карт степеней загрязнения и разработка рекомендаций по выбору линейной и внешней подстанционной изоляции, в том числе в районах с природными и промышленными загрязнениями.
- Выбор и оптимизация средств грозозащиты ВЛ, в том числе проходящих по районам со сложными гидрометеорологическими условиями и грунтами с высоким удельным сопротивлением.
- Диагностика в условиях эксплуатации и оценка остаточного ресурса кабельных линий напряжением до 500 кВ с использованием современных неразрушающих методов.

ПРАВИЛА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РУКОПИСЕЙ АВТОРАМИ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Журнал «Известия НТЦ Единой энергетической системы» является периодическим печатным научным рецензируемым журналом.

В журнале публикуются статьи, содержащие новые результаты научных исследований в электроэнергетике по направлениям: развитие и моделирование энергосистем, регулирование, противоаварийная автоматика и автоматизированные системы управления, передача электроэнергии переменным и постоянным током, преобразовательная техника, техника высоких напряжений.

Периодичность выхода журнала – 2 раза в год.

Статью в редакцию журнала «Известия НТЦ Единой энергетической системы» можно направить по адресу: 194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, ОАО «НТЦ ЕЭС» или по E-mail: nto@ntcees.ru

2. ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

Авторы должны придерживаться следующей обобщенной структуры статьи: вводная часть (актуальность, существующие проблемы); основная часть (постановка, описание задачи, изложение и суть основных результатов); заключительная часть (предложения, выводы), список литературы.

2.1. Оформление материалов

1. Объем статьи, как правило, не должен превышать 16 страниц формата А4.

2. Набор текста осуществляется в редакторе MS Word.

Параметры страницы. Поля: верхнее – 4 см, нижнее – 3,7 см, левое – 3,5 см, правое – 3,5 см, расстояние от края до верхнего колонтитула – 3 см. Текстовое поле – 14×22 см.

Шрифт Times New Roman, размер шрифта основного текста – 11, межстрочный интервал – 1,1, абзацный отступ – 0,5 см.

Заголовки, номера и названия таблиц, названия рисунков пишутся без точки в конце. Размеры формул, таблиц и рисунков не должны выходить за пределы текстового поля.

3. **Формулы** набираются в редакторе MathType. В формульном редакторе (как и в основном тексте) переменные, обозначенные латинскими символами, набираются курсивом; цифры, греческие и русские символы – прямые.

В числах десятичным разделителем является запятая.

Сокращенные обозначения физических величин и единиц измерения (кВт, Гц, В, Hz) и названий функций (sin, min, const, exp и т. д.) – прямые без точки в конце.

Размеры шрифтов в формулах: основной размер – 11, индекс – 58 %, мелкий индекс – 50 %, символ – 100 %.

4. **Таблицы.** Все наименования в таблицах необходимо писать без сокращения слов (за исключением единиц измерения). Численные значения величин в таблицах и в тексте должны быть в единицах измерения СИ. Размеры шрифтов в таблицах: основной размер – 10, в таблицах большого размера допускается размер 9.

5. **Рисунки**, выполненные при помощи компьютерных программ, передаются в редакцию в электронном виде отдельными файлами (не заверстанными в текстовые файлы статьи), в форматах тех программ, в которых они выполнены. Приемлемыми являются форматы: xls (для графиков и диаграмм), eps, cdr, vsd, tiff или jpg (с разрешением 300 dpi). Сканирование графических рисунков нужно производить с разрешением 600 dpi, фотоснимков, представляемых в электронном виде, – с разрешением 300 dpi.

6. **Список литературы** приводится в конце статьи. Он составляется в порядке последовательности ссылок в тексте. Ссылки на литературу в тексте заключаются в квадратные скобки. В список литературы не должны включаться неопубликованные материалы и материалы служебного пользования.

Образец и шаблон оформления статьи приведены на сайте: <http://www.ntcees.ru/departments/proceedings.php>.

2.2. Вместе с материалами статьи должны быть обязательно предоставлены:

- номер УДК в соответствии с классификатором (в заголовке статьи);
- аннотация статьи на русском и английском языках;
- ключевые слова статьи на русском и английском языках;
- сведения об авторах, включающие фамилию, имя, отчество автора, ученую степень, ученое звание, должность, место работы, E-mail, контактные телефоны;
- экспертное заключение о возможности опубликования материалов в открытой печати;
- справка автора.

2.3. Рассмотрение материалов

Представленные в редакцию материалы первоначально рассматриваются редакционной коллегией и передаются для рецензирования. После одобрения материалов, согласования различных вопросов с автором (при необходимости), редакционная коллегия сообщает автору решение об опубликовании статьи. В случае отказа в публикации статьи редакция направляет автору мотивированный отказ.

При отклонении материалов из-за нарушения сроков, требований оформления или не отвечающих тематике журнала материалы не публикуются и не возвращаются.

Редакционная коллегия не вступает в дискуссию с авторами отклоненных материалов.

Публикация материалов осуществляется бесплатно.

Более подробную информацию можно получить по телефонам редакции:

(812) 292-94-05, (812) 292-94-20

или E-mail: nto@ntcees.ru

**ИЗВЕСТИЯ НТЦ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

Оригинал-макет выполнен
в ООО «ИЗДАТЕЛЬСТВО ДЕАН»

Редактор

A. B. Деревянко

Верстка

A. H. Марус

Ю. В. Степанова

Корректура

M. A. Логинова

B. H. Эйхман

ОТДЕЛ ПО РАБОТЕ С АВТОРАМИ

191119, Санкт-Петербург, ул. Константина Заслонова, 17

Тел. (812) 712-27-40

E-mail: glavred@deanbook.ru

РЕДАКЦИОННО-ИЗДАТЕЛЬСКИЙ ОТДЕЛ

191119, Санкт-Петербург, ул. Воронежская, 5, оф. 122

Тел. (812) 438-28-47

E-mail: izdat@deanbook.ru

www.deanbook.ru

Подписано в печать 15.12.2014. Формат 70×108^{1/16}.
Печать офсетная. Гарнитура «Times New Roman». Объем 10,75 п. л.
Тираж 300 экз. Заказ №

Отпечатано в ООО «Медиапапир».
195220, Санкт-Петербург, Гражданский пр., д. 22, лит. А.