# ИЗВЕСТИЯ НТЦ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Nº (2) 69

Издается с февраля 1957 г.

# 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.

### РЕДАКЦИЯ

Курбатов А. Г., канд. техн. наук, доцент – ответственный секретарь; Виленкина И. И. – секретарь редакции.

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. A, ОАО «НТЦ ЕЭС». Тел. (812) 292-94-05, (812) 292-94-20. E-mail: nto@ntcees.ru.

ISSN 2307-261X

© ОАО «НТЦ ЕЭС», 2013

# СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	5
ВОПРОСЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ И ИССЛЕДОВАНИЯ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ	
Герасимов А. С., Смирнов А. H.	
Моделирование газотурбинных установок при анализе электромеханических переходных процессов	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	14
Кощеев Л. А., Кутузова Н. Б., Штефка Й.	
Об учете нерегулярных колебаний частоты в изолированной энергосистеме	19
Зеленин А. С., Штефка Й.	
Расчет частоты по коэффициентам разложения Фурье в трехфазной сети	32
<i>Максименко Д. М., Машалов Е. В., Неуймин В. Г.</i>	
Оценивание состояния на базе оптимизационного алгоритма в ПК RastrWin	36
МЕТОДЫ И СРЕДСТВА УПРАВЛЕНИЯ АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТЬЮ	
Асанбаев Ю. А.	
Существует ли в энергосистеме «отраженная» активная энергия?	44
Беляев Н. А., Егоров А. Е., Коровкин Н. В., Чудный В. С.	
Расчет оперативного резерва мощности в энергосистемах	50
Осика Л. К.	
О роли электростанций средней и большой мощности в составе интеллектуальной энергетической системы России	68
Применение управляемых устройств компенсации реактивной мощности в ЕЭС России для построения интеллектуальной электроэнергетической системы	87
Газизова М. И., Смоловик С. В.	
Проблемы компенсации реактивной мощности ОЭС Урала	98

4 Содержание

Газизова М. И., Смирнова Л. С., Смоловик С. В.	
Выбор средств компенсации реактивной мощности протяженного транзита ВЛ 500 кВ в ОЭС Урала	05
ПОСТОЯННЫЙ ТОК И ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА	
Гуревич М. К., Козлова М. А., Репин А. В., Шершнев Ю. А.	
Расчет режима работы тиристоров установки для плавки гололеда на ВЛ постоянным током с электронным коммутатором	13
Капитула Ю. В.	
Разработка алгоритма защиты кабельно-воздушной линии передачи постоянного тока от коротких замыканий	24
СТРАНИЦЫ ИСТОРИИ	
Балыбердин Л. Л.	
Развитие техники электропередачи постоянным током высокого напряжения в отечественной энергетике. Вклад НИИПТ в теорию и практику создания ППТ и ВПТ (краткий исторический очерк)	30

Технический редактор M. B. Леонтьева Компьютерная верстка  $A. \Gamma. Курбатов$ 

Подписано в печать 17.12.2013 Формат  $70 \times 108/16$  Тираж 300 экз. Заказ 11367b. Печ. л. 9,652

Отпечатано с готового оригинал-макета в типографии Издательства Политехнического университета. 195251, Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29.

# ПРЕДИСЛОВИЕ

### Уважаемый читатель!

В данном номере журнала Вашему вниманию предлагаются статьи традиционной для нашего журнала тематики:

- некоторые проблемы моделирования энергосистем;
- исследование характерных режимов энергосистем;
- управление активной и реактивной мощностью;
- режимы преобразовательных устройств, используемых для плавки гололеда на проводах линий электропередачи;
- защита линий постоянного тока.

Страницы истории посвящены становлению техники постоянного тока в стране и роли НИИПТ.

Следующий выпуск журнала предполагается, в основном, посвятить различным аспектам проблемы наблюдаемости и контроля режимов энергосистемы. Приглашаем специалистов для освещения этой проблемы — перспектив развития, достигнутых практических результатов, оценки эффективности.

Благодарю за внимание и участие в нашем журнале.

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

# А. С. Герасимов, А. Н. Смирнов

# Моделирование газотурбинных установок при анализе электромеханических переходных процессов

Обоснована необходимость подробного учета современных газовых турбин и их систем регулирования в цифровых моделях энергосистем при анализе электромеханических переходных процессов. На примере Джубгинской ТЭС показано влияние учета газовых турбин станции своими подробными моделями на оценку динамической устойчивости генерирующего оборудования Джубгинской ТЭС. Выполнена оценка эффективности регулирования мощности энергоблоков ГТУ в части обеспечения устойчивой работы генерирующего оборудования при возникновении близких коротких замыканий в зависимости от величины инерционной постоянной агрегатов.

Ключевые слова: электромеханические переходные процессы, модель, газотурбинная установка, турбина, регулятор скорости

При проведении расчетов электромеханических переходных процессов генерирующий агрегат чаще всего рассматривается как структура из нескольких элементов: генератора, системы возбуждения с автоматическим регулятором возбуждения (АРВ), первичного двигателя (турбины), котла (в случае моделирования турбоагрегата) и автоматического регулятора скорости вращения (АРС).

Основное внимание при моделировании генерирующего агрегата для проведения исследований электромеханических переходных процессов обычно уделяется собственно синхронной машине и ее системе возбуждения: используются подробные модели синхронной машины, детальные модели автоматических регуляторов возбуждения и системных стабилизаторов, учитывающие работу технологических ограничителей и релейной форсировки, подробные модели возбудителей. Это определяется, прежде всего, реализацией в автоматических регуляторах возбуждения эффективных законов управления с малыми эквивалентными постоянными времени регулирования и, соответственно, значительным регулирующим эффектом, который система возбуждения оказывает на синхронную машину при протекании электромеханических переходных процессов.

Моделирование первичных двигателей и автоматических регуляторов скорости вращения при анализе электромеханических переходных процессов обычно осуществляется упрощенно. Указанные элементы представляются в расчетах либо постоянством механического момента на валу генератора, либо постоянством механической мощности. Более или менее подробное представление первичных двигателей с их системами регулирования производится только в случае анализа переходных процессов, связанных со значительными небалансами активной мощности в энергосистеме. Это обосновывается устоявшимся мнением о том, что основное назначение моделей турбин и их систем регулирования в расчетах электромеханических переходных процессов состоит в отображении влияния систем

регулирования частоты на мощность турбины при значительных изменениях частоты в моделируемой энергосистеме, а в остальных случаях мощность турбины при расчете электромеханических переходных процессов можно принимать неизменной, что определяется с одной стороны постоянными времени регуляторов скорости вращения турбины, заметно превышающими время собственно переходного процесса, а с другой стороны высокой эквивалентной инерционностью ротора агрегата.

Вышеизложенный подход к моделированию генерирующих агрегатов полностью оправдан в случае моделировании типовых паровых турбоагрегатов, гидроагрегатов, а также низкоманевренных энергоблоков ПГУ и неоднократно подтверждался результатами сопоставления переходных процессов, зарегистрированных в энергосистеме, с процессами, полученными в результате моделирования.

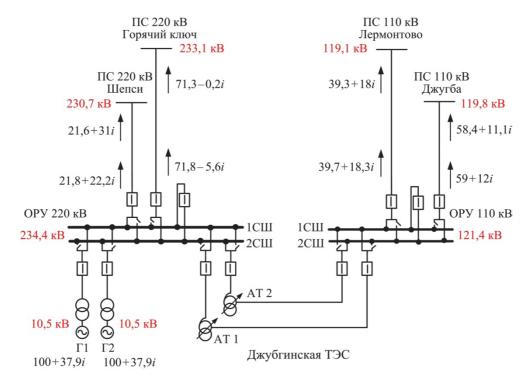
В настоящее время в ЕЭС России появляется все больше достаточно мощных высокоманевренных газотурбинных агрегатов. Это связано в частности с тем, что в существующих экономических условиях крупным промышленным предприятиям становится выгодным не покупать электроэнергию из энергосистемы, а осуществлять производство собственной. В связи с этим наметилась тенденция расширения существующих и строительства новых промышленных электростанций. Поскольку строительство ТЭЦ требует значительных временных и финансовых затрат, то в системах электроснабжения крупных промышленных предприятий получают распространение более компактные и менее дорогостоящие электростанции – газотурбинные электроустановки. При этом такие промышленные электростанции осуществляют не только электроснабжение предприятий, но и экспортируют электроэнергию в энергосистему. Кроме того, относительно небольшая стоимость, сжатые сроки ввода газотурбинных установок в эксплуатацию и их высокая маневренность делают такие установки привлекательными и для крупных генерирующих компаний.

Результаты исследований электромеханических переходных процессов в энергосистемах, содержащих мощные высокоманевренные газотурбинные установки (ГТУ), свидетельствуют о необходимости пересмотра устоявшихся подходов к моделированию первичных двигателей генерирующих агрегатов.

В 2013 г. в Кубанской энергосистеме введена в эксплуатацию Джубгинская ТЭС (ДТЭС) в составе двух энергоблоков суммарной мощностью 200 МВт. На ТЭС установлены две газотурбинные установки с газовыми турбинами LMS100-PB и турбогенераторами типа BDAX 82-445ER производства компании General Electric (GE). Эта первая в мире аэродеривативная газовая турбина с внешним промежуточным охлаждением является новейшей разработкой компании GE, впервые представленной на рынке в 2011 г.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 220 и 110 кВ по двум ВЛ 220 кВ: Джубгинская ТЭС — Шепси, Джубгинская ТЭС — Горячий Ключ и по трем ВЛ 110 кВ Джубгинская ТЭС — Джубга, Джубгинская ТЭС — Лермонтово и Джубгинская ТЭС — Архипо-Осиповка. При этом на этапе ввода в эксплуатацию выдача мощности станции в сеть 110 кВ осуществляется по двум линиям Джубгинская ТЭС — Джубга и Джубгинская ТЭС — Лермонтово. Присоединение генераторов двух ГТУ через блочные трансформаторы предусматривается к РУ 220 кВ.

Фрагмент расчетной схемы района, прилегающего к Джубгинской ТЭС, с указанием генерации и перетоков активной мощности, а также уровней напряжений в характерном электрическом режиме, представлен на рис. 1.



**Рис. 1.** Потокораспределение и уровни напряжений в районе ДТЭС в характерном электрическом режиме на этапе ввода станции

В отличие от парогазовых установок, в состав которых, как правило, входят газовые турбины с достаточно большими постоянными инерции (например, газовые турбины ПГУ Северо-Западной ТЭЦ имеют суммарную постоянную инерции агрегата  $T_J$  более 10 с), суммарная инерционная постоянная времени агрегата (генератор + турбина) ГТУ Джубгинской ТЭС составляет 2,16 с, что в сочетании с высокоэффективной системой управления приводит к значительному влиянию регулирования скорости вращения этой турбины на протекание переходного процесса.

Исследования электромеханических переходных процессов при нормативных возмущениях, связанных с возникновением коротких замыканий, выполнялись ОАО «НТЦ ЕЭС» по заказу ОАО «ИНТЕР РАО» с помощью ПВК *EUROSTAG*. Исследования показали, что работа системы регулирования мощности энергоблока ГТУ Джубгинской ТЭС существенным образом влияет на динамическую устойчивость генерирующего оборудования станции.

Газовые турбины энергоблоков Джубгинской ТЭС оснащены системами регулирования на базе системы автоматического управления (САУ) газовой турбины компании *General Electric* типа *Mark-VI*. Для моделирования газовых турбин *GE* с системами управления *Mark-V* и *Mark-VI* при расчетах электромеханических переходных процессов в энергосистеме используются несколько упрощенная модель

GGOVI и подробная модель GGOV3 (модель GGOV3, структурно практически полностью совпадает с моделью турбины GGOVI за исключением незначительных дополнений). Модель GGOV3 разработана непосредственно производителем оборудования ( $General\ Electric$ ) и отражает все особенности функционирования газовой турбины и ее системы регулирования, которая, в частности, включает в себя канал регулирования по производной частоты вращения ротора генератора. Данная модель одобрена  $Western\ Electricity\ Coordinating\ Council\ (WECC)$  и рекомендована к применению в цифровых моделях энергосистем [1]. Модели GGOVI и GGOV3 входят в состав библиотеки стандартных моделей первичных двигателей ряда зарубежных программных комплексов, предназначенных для исследования электромеханических переходных процессов, в частности, в  $\PiBK\ PSLF,\ PSS/E$  и  $\PiBK\ ETAP\ [2]$ . Структурная схема модели газовой турбины GGOV3 представлена на рис. 2.

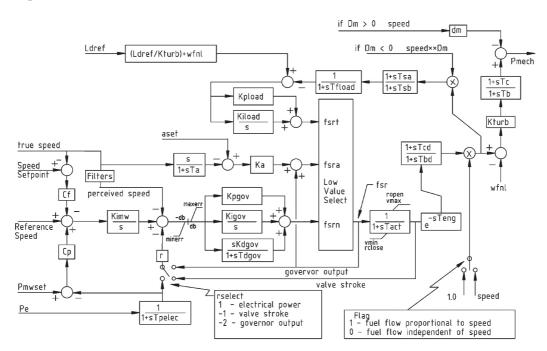
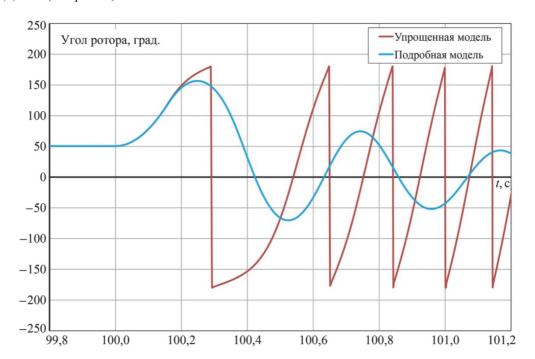


Рис. 2. Структурная схема математической модели газовой турбины *GGOV3* 

Реализация подробной цифровой модели газовой турбины Джубгинской ТЭС в формате ПВК EUROSTAG в соответствии со структурной схемой (рис. 2) и ее учет в составе динамической модели энергосистемы Юга с параметрами, предоставленными компанией GE, позволили выполнить сравнительные исследования электромеханических переходных процессов и оценить влияние системы регулирования мощности энергоблока ГТУ на динамическую устойчивость Джубгинской ТЭС.

На рис. 3 представлены графики электромеханических переходных процессов при отключении ВЛ 220 кВ Джубгинская ТЭС – Шепси в результате возникновения проходящего трехфазного короткого замыкания (КЗ) на линии вблизи станции (при моделировании возмущения время отключения КЗ принято равным 0,16 с). Графики переходных процессов приведены для двух вариантов моделирования

турбин энергоблоков Джубгинской ТЭС: в первом случае турбина моделировалась упрощено — постоянством механической мощности (P = const), а во втором случае турбина представлена подробной моделью (GGOV3). На рис. 3 приведены изменения абсолютных углов роторов генераторов Джубгинской ТЭС, полученные в результате расчетов при одинаковых исходных схемно-режимных условиях работы ДТЭС (см. рис. 1).



**Рис. 3.** Изменение абсолютных углов роторов генераторов Джубгинской ТЭС при учете различных моделей турбин ГТУ

Из графиков видно, что при прочих равных условиях упрощенное моделирование газовой турбины приводит в результате расчета к нарушению динамической устойчивости станции. В свою очередь, при подробном моделировании газовой турбины результаты расчета демонстрируют сохранение динамической устойчивости, что непосредственно связано с моделированием работы системы регулирования турбины, действующей на разгрузку энергоблока при увеличении частоты вращения агрегата.

Количественная оценка запасов динамической устойчивости генерирующего оборудования Джубгинской ТЭС, выраженная в предельном времени существования трехфазного КЗ на шинах 220 кВ станции по условию обеспечения ее устойчивой параллельной работы с примыкающей энергосистемой показала, что предельное время КЗ при упрощенном моделировании турбины ГТУ ДТЭС составляет 0.155 с, а при подробном моделировании -0.18 с.

Это объясняется тем, что работа системы регулирования ГТУ типа Mark-VI в совокупности с малой инерционной постоянной агрегата обеспечивает быструю разгрузку энергоблока (сравнимую с импульсной разгрузкой турбины) практически до нулевой мощности, а также быстрое восстановление нагрузки энергоблока до

номинального значения без перерегулирования. Такие характеристики газовых турбин и их систем автоматического управления способствуют повышению запасов динамической устойчивости генераторов. Следует отметить, что такое поведение турбины при возникновении близких K3 подтверждено изготовителем оборудования (компанией *General Electric*) путем проведения тестовых испытаний турбины *FlexAero* на имеющейся у *GE* физической модели, расположенной в головном офисе компании в городе Хьюстон (США).

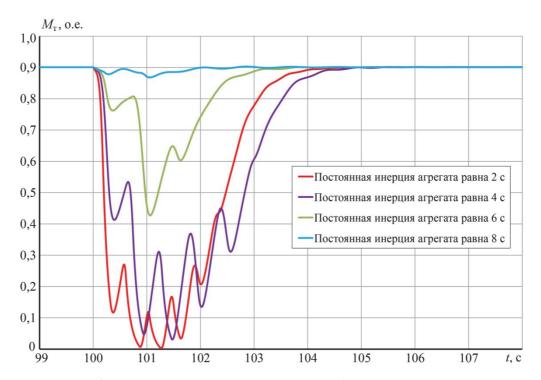
Таким образом, некорректный учет в динамических моделях энергосистем газовых турбин, входящих в состав ГТУ, в некоторых случаях может приводить к значительной погрешности в оценке динамической устойчивости (как количественно, так и качественно) соответствующего генерирующего оборудования, и как следствие, к разработке избыточных противоаварийных мероприятий по ее обеспечению.

Дополнительные исследования показали, что эффективность регулирования мощности энергоблоков ГТУ в части обеспечения устойчивой работы генерирующего оборудования при возникновении близких коротких замыканий значительным образом зависит от величины суммарной инерционной постоянной агрегатов.

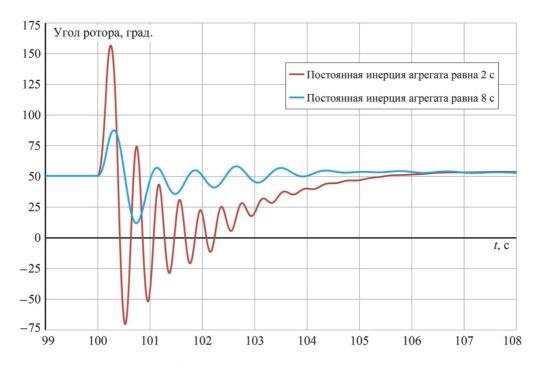
Анализ эффективности систем регулирования мощности энергоблоков ГТУ выполнен на примере Джубгинской ТЭС путем моделирования проходящего трехфазного КЗ вблизи шин станции и варьировании величины инерционной постоянной агрегатов станции. Влияние величины инерционной постоянной агрегата газотурбинной электростанции на электромеханический переходных процесс, возникающий в результате близкого КЗ, показано на рис. 4, 5. На данных рисунках представлены графики изменения механических моментов турбин (рис. 4) и углов роторов генераторов (рис. 5) при различных инерционных постоянных.

Из рис. 4 видно, что эффективность системы регулирования ГТУ, действующей на разгрузку энергоблоков для повышения уровней динамической устойчивости своих генераторов при возникновении КЗ, при значениях инерционной постоянной агрегата более 5–6 с резко снижается. Это подтверждается и графиками изменения углов роторов генератора при возникновении близкого КЗ (рис. 5), из которых видно, что интенсивность регулирования мощности энергоблока с инерционной постоянной равной 8 с значительно ниже, чем энергоблока с постоянной инерции агрегата равной 2 с.

Таким образом, проведенные исследования показали, что современные системы регулирования скорости вращения газовых турбин в совокупности с относительно небольшими эквивалентными инерционными постоянными агрегатов оказывают значительное влияние на электромеханические переходные процессы, вызванные, в том числе, аварийными возмущениями, не связанными с небалансами мощности в энергосистеме. Эффективность регулирования скорости вращения турбин оказывается настолько большой, что АРС влияет не только на динамическую устойчивость энергоблока, но и на демпфирование колебаний режимных параметров с частотами, достигающими 2 Гц. Это обстоятельство определяет необходимость подробного учета современных газотурбинных установок при проведении расчетов электромеханических переходных процессов, а также при выборе настроек автоматических регуляторов возбуждения и системных стабилизаторов синхронных генераторов.



**Рис. 4.** Изменения механических моментов турбин ГТУ при различных постоянных инерции агрегатов



**Рис. 5.** Изменения абсолютных углов роторов генераторов при различных постоянных инерции агрегатов

## Список литературы

- Green T., Technical Studies Subcommittee Report to the Planning Coordination Committee, 2008. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.wecc.biz/ committees/StandingCommittees/PCC/030508/Lists/Minutes/1/TSS\_rep\_to\_PCC\_mar \_2008\_tg3.pdf, свободный.
- 2. Etap User Guide 7 [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://searchizz.com/download/g12103925-etap-user-guide-7.0.pdf, свободный.

Герасимов Андрей Сергеевич, канд. техн. наук, доцент, заместитель генерального директора — директор департамента системных исследований и перспективного развития, начальник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gerasimov@ntcees.ru

Смирнов Андрей Николаевич, заместитель заведующего отделом электроэнергетических систем, заведующий лабораторией исследований электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: smirnov a@ntcees.ru

Gerasimov A. S., Smirnov A. N.

### Modeling of a gas-turbine units for the analysis of electromechanical transients.

Necessity of the detailed accounting of modern gas turbines and their regulation systems in the power systems' digital models built for the analysis of electromechanical transients is proved. On example of Dzhubginskaya TPP the influence of accounting of gas turbines detailed models on an assessment of dynamic stability of the generating equipment is shown. The assessment of efficiency of speed regulation of gas power units depending on the size of an inertial constant of generating units regarding ensuring of stability of the generating equipment in case of close short circuits is executed.

Key words: Electromechanical transients, model, gas-turbine unit, turbine, speed regulator.

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

# Моделирование электромеханических переходных процессов с учетом изменения частоты в энергосистемах с тепловыми электростанциями

Проведен анализ влияния имитационных моделей турбоагрегата и парогенератора на результаты расчетов электромеханических переходных процессов с учетом изменения частоты в изолированных энергосистемах с тепловыми электростанциями.

Ключевые слова: имитационная модель, турбоагрегат, парогенератор, тепловая электростанция, переходный процесс.

При исследовании режимов электроэнергетической системы необходимо проводить расчеты не только электромагнитных переходных процессов, возникающих в результате включения (отключения) электродвигателей, появления несимметрии в сети, действия форсировки возбуждения синхронных машин, коротких замыканий и др., но и последующих электромеханических переходных явлений, которые, как и электромагнитные процессы, оказывают значительное влияние на энергетические параметры режима электрической сети.

Все электромеханические переходные процессы (ЭМПП) по характеру изменения частоты переменного тока целесообразно разделить на два основных типа:

- электромеханические переходные процессы, возникающие в достаточно мощных энергосистемах;
- электромеханические переходные процессы, возникающие в изолированных или временно выделенных на изолированную работу энергорайонах.

В случае возникновения аварийных ситуаций в мощных энергосистемах изменение частоты переменного тока можно считать пренебрежимо малым и при моделировании ЭМПП допустимо использовать упрощенные модели турбинного оборудования («постоянный механический момент на валу турбоагрегата» или «постоянная мощность турбины»).

В изолированных энергосистемах изменение частоты в результате аварийных ситуаций может быть довольно значительным, поэтому для корректного воспроизведения длительных переходных явлений необходимо использовать подробные математические модели турбинного и котельного оборудования, а также устройств регулирования частоты вращения (нагрузки) турбины.

Ввиду определенных технологических особенностей регулирование режимов ЭС по активной мощности и частоте осуществляется, как правило, с помощью ГЭС. Однако существуют энергообъединения, регулирование частоты в которых осуществляется исключительно тепловыми электростанциями. Примерами случаев выделения энергорайона с тепловыми электростанциями на изолированную работу могут служить:

- выделение на изолированную работу энергорайона с ТЭС Юга Приморского края в результате деления сети автоматикой ликвидации асинхронного режима по контролируемому сечению АЛАР;
- выделение на изолированную работу энергорайона с ТЭС Архангельской области в результате деления сети автоматикой ограничения перегрузки оборудования по контролируемому сечению Плесецк – Няндома;
- выделение на изолированную работу Калининградской энергосистемы в результате отключения ВЛ, входящих в контролируемое сечение Калининград Литва.

В отличие от гидроагрегатов, регулирование нагрузки турбоагрегатов одновременно осуществляется системой регулирования турбины (изменение положения регулирующих клапанов) и регулятором котла, формирующим задание регулятору топлива на изменение расхода топлива в случае газомазутной ТЭС и на регулятор питания в случае пылеугольной ТЭС [1]. Однако в большинстве случаев при расчетах ЭМПП с учетом изменения частоты используются имитационные модели паротурбинной части ТЭС с упрощенным учетом парогенерирующего оборудования, принципиально не отличающиеся от математических моделей гидротурбины. Данное обстоятельство обусловлено значительной разницей в скорости изменения нагрузки турбинного и парогенерирующего оборудования, а также наличием аккумулирующей способности котлоагрегатов (десятки секунд). Процесс изменения нагрузки паровой турбины, оснащенной даже сравнительно медленнодействующими устройствами АРЧВ, можно с достаточной степенью точности охарактеризовать постоянной времени 10 с, в то время как постоянная времени изменения нагрузки котлоагрегата близка к 100 с и более [2, 3]. Таким образом, учет влияния парогенерирующего оборудования при исследовании электромеханических переходных процессов с учетом изменения частоты является целесообразным при рассмотрении ЭМПП на интервале времени в несколько десятков (сотен) секунд.

Анализ необходимости учета парогенерирующего оборудования ТЭС при рассмотрении ЭМПП проводился с использованием ПВК *Eurostag* на примере простейшей энергосистемы, генерация активной мощности в которой осуществляется двумя конденсационными электростанциями различной установленной мощности. Для проведения анализа влияния теплового оборудования на результаты математического моделирования ЭМПП с учетом изменения частоты в энергосистемах с ТЭС были разработаны следующие имитационные модели энергоблока «парогенератор – турбина – генератор»:

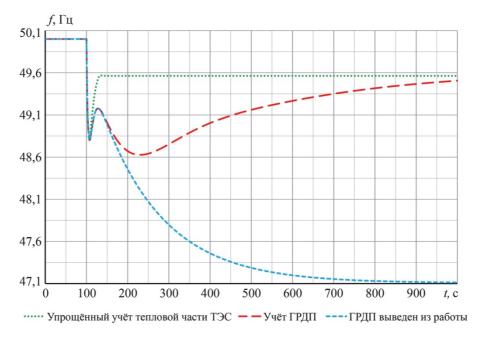
- модель энергоблока при допущении постоянства давления острого пара;
- модель энергоблока с выведенным главным регулятором давления пара (ГРДП);
- модель энергоблока с учетом наличия ГРДП.

Наиболее подробная разработанная имитационная модель энергоблока «парогенератор – турбина – генератор» (с учетом ГРДП) включает в себя следующие структурные элементы:

• паровая турбина с промежуточным перегревом пара;

- автоматический регулятор частоты вращения турбины с дополнительным каналом начальной коррекции неравномерности;
- парогенератор барабанного типа;
- тракт топливоподачи (бункер пыли пылепитатель топка радиационные и конвективные поверхности котла);
- главный регулятор давления пара пропорционально-интегрального типа с коррекцией по частоте.

Сравнительные осциллограммы изменения частоты переменного тока в рассматриваемой энергосистеме при выделении на изолированную работу и различной степени подробности учета парогенерирующего оборудования и АСУ ТП котлоагрегата в имитационных моделях приведены на рис. 1.



**Рис. 1.** Сравнительные оосциллограммы изменения частоты переменного тока в ЭС при выделении на изолированную работу и различной степени подробности учета парогенерирующего оборудования и АСУТП котлоагрегата

Из полученных осциллограмм видно, что при рассмотрении ЭМПП с учетом изменения частоты в течение 20 с от начала переходного процесса учет парогенерирующего оборудования и тепловой автоматики не оказывает значительного влияния на кривую изменения частоты в ЭС. Данное обстоятельство обусловлено наличием аккумулирующей способности котлоагрегата и незначительным изменением давления острого пара. Таким образом, имитационная модель энергоблока «парогенератор — турбина — генератор» при допущении постоянства давления острого пара позволяет оценить поведение регуляторов частоты вращения турбин на интервале влияния аккумулирующей способности котлоагрегата, глубину снижения частоты в первые секунды аварии и частоту переменного тока в установившемся режиме.

Из рис. 1 видно, что в течение 30 с после окончания действия аккумулирующей способности котла происходит падение давления острого пара и соответствующее снижение частоты в энергосистеме. Данное обстоятельство обуславливается значительной инерционностью парогенератора и элементов тракта топливоподачи, поэтому на рассматриваемом временном промежутке регулирования частоты в ЭС не происходит. В том случае, если главный регулятор давления пара, входящий в состав АСУ ТП котлоагрегата, выведен из работы или его принцип действия направлен на поддержание постоянства топливоподачи, в дальнейшем будут происходить снижение частоты в ЭС и ликвидация возникающего дефицита мощности устройствами АОСЧ. Наличие ГРДП позволяет со временем восстановить частоту переменного тока в энергосистеме с ТЭС до допустимых значений. Таким образом, учет систем регулирования парогенерирующего оборудования оказывает значительное влияние на достоверность математического моделирования ЭМПП с учетом изменения частоты при их рассмотрении на длительных интервалах времени.

В заключение следует отметить, что в связи с проведением модернизации и усложнением законов регулирования систем автоматического управления мощностью энергоблоков, а также внедрением энергооборудования зарубежного производства на тепловых электростанциях ЕЭС России, математическое моделирование рассмотренных в данной статье переходных явлений является весьма сложной задачей и требует достаточного набора необходимых исходных данных.

# Список литературы

- 1. Иванов В. А. Регулирование энергоблоков. Л.: Машиностроение, 1982. 312 с.
- 2. *Стернинсон Л. Д.* Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах. М.: Энергия, 1975. 216 с.
- 3. *Мелешкин Г. А., Меркурьев Г. В.* Устойчивость энергосистем. Теория: Монография. СПб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2006. 350 с.
- 4. *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

Андранович 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.

Simulation of electromechanical transient processes considering the changes in the frequency of power systems with thermal power plants.

Analysis of the simulation models of turbounits and steam turbines to estimate the electromechanical transient processes is performed.

Key words: simulation model, turbounit, steam generator, thermal station, transient process.

Л. А. Кощеев, Н. Б. Кутузова, Й. Штефка

# Об учете нерегулярных колебаний частоты в изолированной энергосистеме

Показано изменение характеристик переходного процесса при возникновении аварийного дефицита мощности при учете случайных колебаний мощности нагрузки и частоты в изолированной энергосистеме. Предложены способы определения частотной характеристики изолированной энергосистемы.

Ключевые слова: изолированная энергосистема, частотная характеристика, колебания нагрузки и частоты, аварийный дефицит мощности.

## Введение

Известно, что случайные (нерегулярные) колебания мощности нагрузки в крупных энергообъединениях учитываются при оценке пропускной способности слабых межсистемных связей между частями этого энергообъединения [1]. В изолированной энергосистеме малой мощности случайные колебания нагрузки обусловливают нерегулярные колебания частоты.

Случайные колебания частоты в стационарных режимах крупных энергообъединений практически не влияют на условия функционирования этих энергообъединений. Однако нормируются максимально допустимые значения случайных отклонений частоты. Для трех крупнейших энергообъединений — Западноевропейского, ЕЭС России и *Nordel* — нормативные значения составляют 0,1; 0,2 и 0,3 Гц соответственно. При длительных измерениях частоты такие отклонения наблюдаются крайне редко — единичные случаи в течение года.

Характерная зависимость максимально допустимых отклонений частоты от мощности энергообъединения обусловливает целесообразность исследования этой проблемы применительно к изолированной энергосистеме малой мощности, для которой очевидна значимость случайных колебаний. При этом вряд ли допустим простой перерасчет максимальных отклонений частоты по соотношению мощностей.

В статье применительно к изолированной энергосистеме с мощностью нагрузки 900 и 300 МВт рассмотрены несколько примеров, в которых проявляется влияние случайных колебаний. Количественные результаты в рассмотренных примерах носят демонстрационный характер, т.к. нерегулярные колебания нагрузки определены в общем виде с использованием известных положений теории вероятности, а связь с колебаниями частоты — с использованием частотной характеристики энергосистемы в виде соотношения  $\Delta f/\Delta P$ , варьируемого в широком диапазоне.

Частотная характеристика малой энергосистемы с учетом конкретных условий ее работы представляет интерес и с точки зрения других задач. В статье предлагаются способы экспериментального определения частотной характеристики изолированной энергосистемы малой мощности.

# 1. Определение вероятностных характеристик случайных колебаний мощности нагрузки в энергосистеме

Нерегулярные колебания активной мощности — это случайный процесс, который в установившихся режимах можно рассматривать как гауссовский стационарный случайный процесс [2]. Под амплитудой нерегулярных колебаний следует понимать значения максимальных выбросов процесса. Однако для гауссовского случайного процесса возможен выброс любой величины, различия только в вероятностях наступления такого события.

Частоту появления события оценивают интенсивностью события, т. е. математическим ожиданием числа событий за единицу времени.

Для пояснения физического смысла используемой терминологии на рис. 1 приведен условный процесс случайных колебаний мощности нагрузки энергосистемы  $\Delta P$  относительно среднего значения на временном интервале T. Горизонтальные линии  $\Delta P_i$  соответствуют различным уровням отклонения нагрузки от среднего значения в процессе случайных колебаний. Отмечены точки пересечения этих уровней с кривой  $\Delta P(t)$  при изменении процесса «снизу вверх». Каждому уровню отклонения мощности  $\Delta P_i$  соответствует определенное число пересечений  $n_i$  за единицу времени. Так, уровню  $\Delta P_1$  соответствует  $n_1 = 7/T$ , уровню  $\Delta P_i - n_i = 2/T$ , уровню  $\Delta P_k - n_k = 1/T$ . Таким образом, может быть построена монотонная функция  $n = f(\Delta P)$ , где п определяет число пересечений в единицу времени, например, в час, некоторого уровня колебаний  $\Delta P$ . Также определяется значение  $n_0$  – интенсивность флуктуаций случайных колебаний — как среднее за единицу времени число пересечений «снизу вверх» кривой  $\Delta P(t)$  уровня, равного математическому ожиданию M(P). В приведенном на рис. 1 условном примере  $n_0 = 6/T$ .

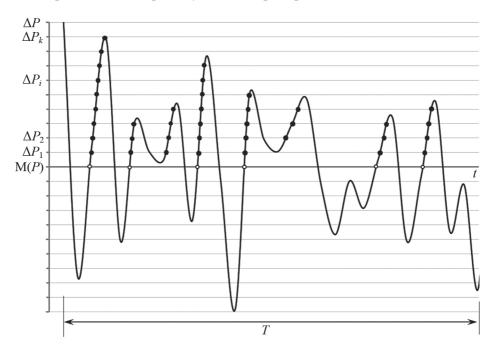


Рис. 1. Условный процесс случайных колебаний мощности нагрузки энергосистемы

Расчетным путем определить среднее число пересечений «снизу вверх» гауссовским случайным процессом заданного уровня можно по формуле [2, 3]:

$$n = n_0 e^{-\left(\frac{\Delta P}{2\sigma}\right)^2},\tag{1}$$

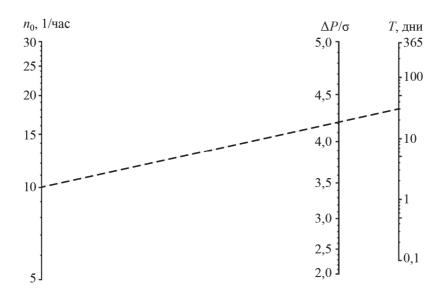
где n — среднее за единицу времени значение числа пересечений процессом «снизу вверх» уровня  $\Delta P$  (для отрицательных значений уровня рассматриваются пересечения «сверху вниз»));

 $\Delta P$  – разность заданного и среднего значения случайного процесса;

 $n_0$  – показатель интенсивности флуктуаций – среднее за единицу времени число пересечений («снизу вверх») процессом уровня, равного его среднему значению;

 $\sigma$  – среднеквадратичное отклонение  $\Delta P$ .

Если интенсивность события много меньше единицы, удобнее использовать обратную величину — средний интервал времени между событиями. В [1] средний период между превышениями заданной амплитуды составляет один год. На рис. 2 представлена номограмма для выполнения быстрых расчетов по формуле (1). Вместо n использована обратная величина — средний интервал времени T между двумя превышениями процессом заданного уровня.



**Рис. 2.** Зависимость среднего интервала T между двумя превышениями уровня  $\Delta P$  от величины уровня

Номограмма содержит три параллельных шкалы. Значения, лежащие на прямой, пересекающей эти шкалы, удовлетворяют уравнению (1). Определив по данным эксперимента показатель интенсивности флуктуаций и среднеквадратичное отклонение (в режимах максимальных нагрузок), и, задаваясь средним интервалом времени между превышениями заданного уровня в днях, можно определить искомый уровень в долях от  $\sigma$ . В примере на рис.  $2-n_0=10$  1/час, T=30 дней, искомая амплитуда нерегулярных колебаний  $-\Delta P=4,2\sigma$ . Из номограммы видно, что если

амплитуда нерегулярных колебаний составит  $\Delta P = 5\sigma$ , то средний интервал между соседними превышениями амплитуды превысит год.

Чтобы применить соотношения номограммы к ситуации с возникновением колебаний нагрузки в энергосистеме, можно воспользоваться известным выражением для определения величины нерегулярных колебаний активной мощности в контролируемом сечении слабой связи [1]:

$$\Delta P = K \sqrt{\frac{P_1 \cdot P_2}{P_1 + P_2}} ,$$

где  $\Delta P$ , MBт – амплитуда нерегулярных колебаний в сечении, возникающая в среднем один раз в год;

 $P_1$  и  $P_2$ , МВт — суммарные мощности нагрузки с каждой из сторон рассматриваемого сечения;

K – коэффициент, принимается равным 1,5 при ручном регулировании перетока мощности в сечении и 0,75 при автоматическом регулировании.

Если  $P_1 << P_2$ , то случайные колебания мощности на связи между двумя энергосистемами полностью определяются случайными колебаниями нагрузки в энергосистеме малой мощности. Таким образом, может быть определено значение максимального отклонения мощности нагрузки малой энергосистемы с вероятностью 1 раз в год:

$$\Delta P = K \sqrt{P_1} \ . \tag{2}$$

Используя (2) можно определить связь амплитуды нерегулярных колебаний, определенной для годичного интервала, с амплитудой, полученной для любого другого интервала T. Соответствующая номограмма приведена на рис. 3. Номограмма имеет три шкалы, шкала для временного интервала — двойная. Левая осы шкалы T вычислена для  $n_0 = 10~1$ /час, правая — для  $n_0 = 30~1$ /час. Значения для остальных показателей интенсивности флуктуаций могут быть приблизительно получены интерполяцией.

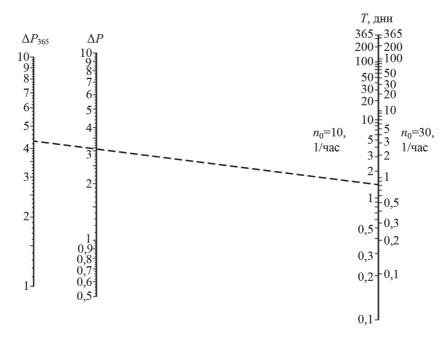
Задаваясь конкретной амплитудой нерегулярных колебаний, определяют средний интервал времени пересечения колебаниями этого уровня, используя статистически достоверный набор интервалов, и по номограмме определяют уровень для годичного интервала.

В тех случаях, когда экспериментальные данные отсутствуют, амплитуду нерегулярных колебаний определяют по формуле [2]. Считая, что формула (2) справедлива для временного интервала в один год, можно по номограмме рис. 3 определить амплитуду нерегулярных колебаний для любого другого временного интервала.

Для изолированной энергосистемы с суммарной мощностью нагрузки 900 МВт:

$$P_{365} = 1,5\sqrt{900} = 45 \text{ MBT}.$$

Считая, что в среднем  $n_0 = 20$  1/час, и задаваясь величиной среднего временного интервала T = 1 день, по номограмме определяют амплитуду нерегулярных колебаний:  $\Delta P_1 = 31$  МВт.



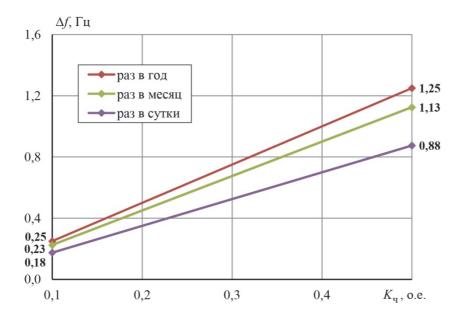
**Рис. 3.** Пересчет максимального уровня отклонения для годичного интервала на максимальный уровень отклонения для заданного интервала

# 2. Расчет отклонений частоты в энергосистеме при случайных отклонениях мощности нагрузки

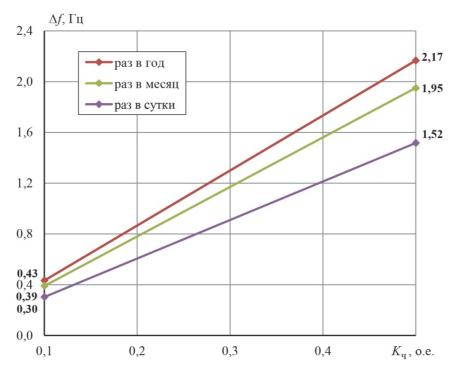
В энергосистеме, не имеющей связи с мощным энергообъединением, нерегулярные колебания нагрузки приводят к нерегулярным колебаниям частоты. Количественно связь между случайными колебаниями мощности нагрузки и частоты определяется частотной характеристикой энергосистемы, которая, в свою очередь, определяется частотной характеристикой нагрузки и эквивалентной характеристикой системы регулирования скорости вращения энергоблоков в составе энергосистемы. При этом в общем случае имеются в виду не только статические, но и динамические характеристики.

В данной статье, учитывая демонстрационный характер последующих примеров оценки влияния случайных колебаний, определяется показатель  $K_{\rm q} = \Delta f/\Delta P$ . Значение  $K_{\rm q}$  нелинейно зависит от величины  $\Delta P$ : меньшему отклонению мощности нагрузки энергосистемы соответствует бо́льшее значение  $K_{\rm q}$  (см., например, [4]), а также от величины и размещения вращающегося резерва и других факторов. При расчетах отклонений частоты рассматривается диапазон значений  $K_{\rm q}$  от максимального (0,5 о.е.), соответствующего отсутствию вращающегося резерва (вынужденные режимы), до минимального (0,1 о.е.), при котором еще заметно проявляется влияние случайных колебаний.

С использованием значений  $\Delta P$ , полученных с помощью номограммы (рис. 2, 3), определены максимальные значения отклонений частоты в стационарных режимах энергосистемы в виде зависимостей рис. 4, 5.



**Рис. 4.** Зависимость  $\Delta f$  от  $K_{\rm q}$  для максимальных значений  $\Delta P$ , возникающих в среднем один раз в год, в месяц, в сутки при нагрузке энергосистемы 900 МВт



**Рис. 5.** Зависимость  $\Delta f$  от  $K_{\rm q}$  для максимальных значений  $\Delta P$ , возникающих в среднем один раз в год, в месяц, в сутки при нагрузке энергосистемы 300 МВт

# 3. Примеры оценки влияния нерегулярных колебаний частоты на режимы изолированной энергосистемы

Исследуется возможное влияние случайных колебаний частоты в стационарных режимах и при аварийных небалансах мощности. Рассматривается изолированная энергосистема с мощностью нагрузки 900 и 300 МВт.

Возникновение аварийного дефицита мощности для изолированной энергосистемы является одной из наиболее значимых аварийных ситуаций. При упрощенном представлении энергосистемы уравнение движения в аварийных ситуациях, связанных с возникновением аварийного дефицита мощности (отключение части генерации) представляется в виде:

$$T_{j} \frac{d\Delta f}{dt} = \Delta P_{r} - \frac{\Delta f}{K_{r}}, \qquad (2)$$

где  $T_i$  – эквивалентная инерционная постоянная, с;

 $\Delta f$  – отклонение частоты от исходного значения, о.е.;

 $\Delta P_{\Gamma}$  – аварийный дефицит мощности, о.е.

Все параметры приводятся к базовой мощности 900 МВт и 300 МВт на частоте 50 Гц. При выполнении расчетов значения параметров варьируются в следующих диапазонах:

$$T_i = 5 \div 15 \text{ c}; K_y = 0.1 \div 0.5; \Delta P_r = 0.1 \div 0.4.$$

Случайные колебания в расчетах отражаются максимальными значениями отклонения частоты от среднего значения, возникающими в среднем один раз в год, месяц, сутки.

# 3.1. Определение максимально допустимой уставки первой очереди AЧР при учете случайных колебаний

Значение уставки первой очереди АЧР, исключающей срабатывание АЧР в стационарном режиме, определяется с учетом максимального отклонения частоты, появляющегося в среднем один раз в год.

Согласно рис. 4, 5 отклонения, возникающие в среднем один раз в год, составляют в диапазоне значений  $K_{\rm q}$  от 0,1 до 0,5:

$$0,25 \div 1,25$$
 Гц при  $P = 900$  МВт;  $0,43 \div 2,17$  Гц при  $P = 300$  МВт.

При исходном среднем значении частоты 50  $\Gamma$ ц значения уставок в зависимости от значения  $K_{\text{ч}}$  формально не должны превышать:

$$48,75 \div 49,75$$
 Гц при  $P = 900$  МВт;  $47,83 \div 49,57$  Гц при  $P = 300$  МВт.

# 3.2. Определение минимального аварийного небаланса, приводящего к срабатыванию AЧР

Для оценки влияния нерегулярных колебаний расчет производится при исходных значениях частоты 50  $\Gamma$ ц и (50 –  $\Delta f$ )  $\Gamma$ ц. При этом принимается значение  $\Delta f$ , появляющееся в среднем один раз в сутки.

В качестве примера рассматривается вариант с уставкой первой очереди АЧР  $f_{\rm ycr} = 48,8~\Gamma$ ц. Значение  $\Delta P_{\rm r}$ , при котором происходит срабатывание АЧР, определяется из условия:

$$T_{j}\frac{d\Delta f}{dt} = \Delta P_{r} - \frac{\Delta f}{K_{u}} = 0.$$

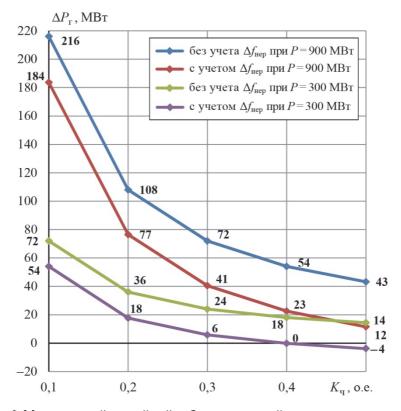
Тогда в именованных единицах:

$$\Delta P_{\Gamma} = \frac{\Delta f}{K_{\text{\tiny u}}} P$$
, MBT,

где  $\Delta f = \frac{50-48,8}{50} = 0,024$  о.е. при неучете нерегулярных колебаний,

$$\Delta f = \frac{50 - 48,8 - \Delta f_{\text{нер}}}{50}$$
, о.е. при учете нерегулярных колебаний.

Значения  $\Delta f_{\text{нер}}$  определяются по зависимостям рис. 4 и 5 при соответствующих значениях P и вероятности появления  $\Delta f_{\text{нер}}$  в среднем 1 раз в сутки. На рис. 6 приведены значения  $\Delta P_{\text{г}}$  в зависимости от  $K_{\text{ч}}$  при учете и неучете нерегулярных колебаний для двух значений мощности нагрузки – 900 и 300 МВт.



**Рис. 6**. Минимальный аварийный небаланс активной мощности, приводящий к срабатыванию AЧР

Зависимости на рис. 6 указывают на то, что наличие нерегулярных колебаний частоты при некоторых значениях  $K_{\rm q}$  может приводить к срабатыванию АЧР при существенно меньших значениях аварийного небаланса мощности, по сравнению с величинами небаланса, определенными без учета нерегулярных колебаний.

В то же время следует подчеркнуть, что полученный в результате таких оценок аварийный небаланс далеко не всегда будет приводить к срабатыванию АЧР. Более того, учитывая возможность отклонения частоты как в сторону ее понижения, так и повышения, срабатывание АЧР может не происходить и при значениях  $\Delta P_{\rm r}$ , превышающих эти же значения, определенные без учета случайных колебаний.

# 3.3. Определение аварийного небаланса, приводящего к срабатыванию автоматики частотного деления

Как и в предыдущем примере, значение  $\Delta P_{\rm r}$  по условию срабатывания автоматики частотного деления (ЧДА) определяется без учета и с учетом нерегулярных колебаний.

В дальнейших расчетах в качестве примера принимаются значения  $\Delta P_{\Gamma}$ , максимально допустимые по условию предельных значений начальной скорости изменения частоты в энергосистеме, принимаемой 1,8  $\Gamma$ ц/с [5]. При этом условии считается, что действие АЧР предотвращает снижение частоты до уставки срабатывания ЧДА.

Ошибку в оценке максимально допустимого значения  $\Delta P_{\rm r}$ , при котором достигается условие срабатывания ЧДА, можно определить по разнице  $\Delta P_{\rm r_1} - \Delta P_{\rm r_2}$ , где  $\Delta P_{\rm r_1}$  –значение аварийного небаланса, при котором имеет место срабатывание автоматики, определенное без учета нерегулярных колебаний;  $\Delta P_{\rm r_2}$  – то же, но с учетом совпадения момента возникновения аварийного дефицита с моментом отклонения частоты, имеющим место в среднем один раз в сутки.

С использованием уравнения (3) искомая разница может быть определена из условия прохождения первой уставки АЧР в том и другом случае с одинаковой скоростью  $d\Delta f/dt$ . В этом случае, независимо от программы действия АЧР, последующий переходный процесс в двух рассматриваемых ситуациях будет протекать одинаково. Таким образом, условие для определения искомой разницы допустимого значения  $\Delta P_{\Gamma}$  представляется в виде:

$$\Delta P_{r_1} - \frac{\Delta f_1}{K_{y}} = \Delta P_{r_2} - \frac{\Delta f_2}{K_{y}},$$

где 
$$\Delta f_1 = 50 - f_{\text{уст}}$$
;  $f_2 = \Delta f_1 - \Delta f_{\text{нер}}$ .

Таким образом, 
$$\Delta P_{_{\Gamma_1}} - \Delta P_{_{\Gamma_2}} = \frac{\Delta f_{_{\mathrm{Hep}}}}{K_{_{\mathrm{q}}}} \cdot P$$
, МВт.

Практически эта разница может быть определена с использованием зависимостей рис. 4 и 5. Например, при  $K_{\rm q}=0.3$  с учетом возникновения  $\Delta f_{\rm nep}$  в среднем один раз в сутки разница в оценке  $\Delta P_{\rm r}$  с учетом и без учета случайных колебаний составит 31,8 и 18,2 МВт применительно к мощности нагрузки 900 и 300 МВт соответственно.

Обращаясь к значениям  $\Delta P_{\rm r}$  по условиям достижения начальной скорости 1,8 Гц/с при разных значениях  $T_j$ , можно определить ошибку в оценке  $\Delta P_{\rm r_1}$  по условиям срабатывания автоматики частотного деления. В режиме P=900 МВт ошибка составит 20, 10 и 6,5% соответственно при  $T_j=5$ , 10 и 15 с. В режиме P=300 МВт и  $K_{\rm q}=0,3$  ошибка составит 34, 17 и 11% соответственно при тех же  $T_j$ . Очевидно, что при меньших значениях  $K_{\rm q}$  ошибка будет меньше.

Эти ошибки определены при условии учета совпадений аварийного дефицита мощности с максимальным отклонением частоты в среднем один раз в сутки. При учете отклонений, возникающих в среднем один раз в месяц, эти значения увеличатся. Например, в худшем случае вместо 34 % имеет место ошибка 43 %.

# 3.4. Влияние нерегулярных колебаний частоты на минимально необходимый объем отключения нагрузки действием автоматики превентивного отключения нагрузки (OH)

Рассмотрим следующие граничные условия применения автоматики отключения нагрузки:

- срабатывание по факту начальной скорости снижения частоты 1,8 Гц/с;
- отключение минимально необходимого объема нагрузки по условию предотвращения последующего действия АЧР с уставкой первой очереди 48,8 Гц, т. е. действие ОН исключает действие АЧР.

Необходимый объем отключаемой нагрузки определяется из условия (3), которое приобретает следующий вид:

$$T_{j} \frac{d\Delta f}{dt} = \Delta P_{r} - \frac{\Delta f_{0}}{K_{q}} - \Delta P_{H} - \frac{\Delta f_{1}}{K_{q}} (1 - \Delta P_{H}), \tag{4}$$

где  $\Delta P_{\rm r}$  — аварийный дефицит мощности, обусловливающий снижение частоты с начальной скоростью f'=1,8  $\Gamma$ ц/с;

 $\Delta P_{\rm H}$  – нагрузка, отключаемая действием автоматики OH;

 $\Delta f_0$  – изменение частоты за время  $t_0$  от исходного значения до момента отключения нагрузки действием автоматики OH;

 $\Delta f_1$  — изменение частоты от момента отключения нагрузки автоматикой до момента достижения 48,8  $\Gamma$ ц и значения  $d\Delta f/dt = 0$ .

Минимально необходимая мощность отключаемой нагрузки  $\Delta P_{\rm H_1}$  или  $\Delta P_{\rm H_2}$  в зависимости от учета или неучета случайных колебаний частоты может быть определена из следующих соотношений (в о.е.):

$$\Delta P_{_{\rm H_{_{1}}}} = \Delta P_{_{\rm \Gamma}} - \frac{\Delta f_{_{0}}}{50K_{_{\rm q}}} - \frac{\Delta f_{_{1}}}{50K_{_{\rm q}}} (1 - \Delta P_{_{\rm H_{_{1}}}}), \qquad (5)$$

$$\Delta P_{_{\rm H_2}} = \Delta P_{_{\rm r}} - \frac{\Delta f_{_0}}{50K_{_{\rm H}}} - \frac{\Delta f_{_1} - \Delta f_{_{\rm Hep}}}{50K_{_{\rm H}}} (1 - \Delta P_{_{\rm H2}}), \tag{6}$$

После преобразования в именованные единицы:

$$\Delta P_{\rm r} = \frac{1.8}{50} T_j P, \text{ MBT};$$

$$\Delta f_0 = \left(1, 8 - \frac{1, 8t_0}{2K_{_{\rm H}}T_{_j}}\right) \cdot t_0$$
,  $\Gamma$ ц – снижение частоты за время  $\Delta t_0$  от момента отключе-

ния энергоблока до момента отключения нагрузки действием автоматики ОН;

 $\Delta f_1 = 50 - \Delta f_0 - f_{\rm ycr}$  — снижение частоты за время от момента отключения нагрузки  $\Delta P_{\rm H_1}$  до достижения  $f_{\rm ycr}$  без учета случайных колебаний частоты.

Соотношение  $\Delta f_{\text{нер}}$  и  $K_{\text{ч}}$  определяется из рис. 4 и 5.

В качестве примера с использованием уравнений (5) и (6) определен необходимый дополнительный объем отключения нагрузки  $\Delta P_{\rm H_2} - \Delta P_{\rm H_1}$  при  $T_j = 10$  с,  $t_0 = 0.2$  с и  $K_{\rm H_2} = 0.3$ . Для P = 900 МВт этот объем составил 23 МВт, для P = 300 МВт – 13 Вт.

Зависимость требуемого объема ОН от учета нерегулярных колебаний в значительной мере определяется условием, принятым при расчетах — исключение срабатывания АЧР после действия автоматики на ОН. Если  $\Delta f_{\text{нер}} \geq \Delta f_1$ , то задача в данной постановке вообще теряет смысл.

# 4. Экспериментальное определение частотной характеристики энергосистемы

Приведенные выше результаты базируются на общетеоретических методах оценки случайных колебаний нагрузки в энергосистеме, подкрепленных экспериментальными исследованиями 1960–1970-х годов, при широком варьировании частотной характеристики энергосистемы, представляемой одним значением  $K_{\rm q} = \Delta f/\Delta P$ .

Собственно диапазон значений  $\Delta f$  для конкретной энергосистемы может быть определен непосредственными измерениями отклонений частоты с учетом текущего значения нагрузки в энергосистеме после соответствующей статистической обработки.

Что касается частотной характеристики, то в энергосистеме малой мощности она может быть определена следующим образом.

При наличии связи данной энергосистемы с крупным энергообъединением проводятся замеры нерегулярных отклонений мощности в сечении связи для разных текущих значений мощности нагрузки исследуемой энергосистемы. Результаты статистической обработки этих измерений соотносятся с результатами замеров отклонений частоты в энергосистеме при отсутствии синхронной связи с энергообъединением.

Результаты статистической обработки измерений представляются в виде зависимостей:

$$n = F_1(\Delta P)$$
 и  $n = F_2(\Delta f)$ ,

где n — математическое ожидание числа превышений в единицу времени процессами  $\Delta P(t)$  и  $\Delta f(t)$  уровней  $\Delta P$  и  $\Delta f$  при движении «снизу вверх» и «сверху вниз» соответственно;

 $\Delta P$ ,  $\Delta f$  — уровни превышения соответствующим процессом его среднего значения.

Каждому значению  $n_i$  той и другой характеристики соответствуют значения  $\Delta P_i$  и  $\Delta f_i$ , по соотношению которых и определяется частотная характеристика.

Замеры частоты и мощности проводятся в течение времени порядка года.

Реализация описанного выше способа возможна лишь при условии функционирования энергосистемы малой мощности при наличии синхронной связи с крупным энергообъединением и без такой связи.

Если отсутствует возможность провести измерения колебаний мощности на связи исследуемой энергосистемы малой мощности с крупным энергообъединением, то характеристика  $n=F_1(\Delta P)$  может быть заменена зависимостью, полученной на основании расчетов по формуле (1). В качестве известных величин при расчетах используется постоянная  $n_0$ , полученная при измерениях частоты, и значение  $\Delta P_{365}$ ,

соответствующее 
$$n = \frac{1}{365 \cdot 24}$$
, 1/час.

Предлагаемые экспериментальные исследования, наряду с определением частотной характеристики конкретной энергосистемы, представят новые данные для решения следующих задач:

- интерполяция характеристик случайного процесса по результатам измерений в течение более короткого времени, например, нескольких характерных дней;
- определение дополнительных требований к системам регулирования энергоблоков в составе энергосистемы малой мощности;
- сопоставление характеристик нагрузки энергосистемы, полученных экспериментальным путем и с использованием формулы (1);
- возможное изменение необходимого запаса статической устойчивости по условию нерегулярных колебаний мощности.

### Заключение

Неучет случайных колебаний мощности нагрузки и частоты в изолированной энергосистеме малой мощности может приводить к ошибкам в оценке показателей переходного процесса, связанного с аварийным отключением генерирующей мощности, и выборе настроек противоаварийной автоматики.

Количественно приведенные результаты зависят от суммарной мощности нагрузки, эквивалентной инерционной постоянной и частотной характеристики энергосистемы. Последняя может быть определена с использованием одного из приведенных в данной статье способов. При этом предлагаемые экспериментальные исследования позволят получить и ряд других практических эффектов.

## Список литературы

- 1. Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра OAO «СО ЕЭС». СТО 59012820.27.010.001-2013.
- 2. *Тимченко В.*  $\Phi$ . Колебания нагрузки и обменной мощности энергосистем. М.: Энергия, 1975.

- 3. Булинская Е. В. О среднем числе пересечений некоторого уровня гауссовским процессом / Теория вероятностей и ее применения, 1961. Т. 6, вып.4. С. 474–477.
- 4. *Вонсович М. Я., Левит Л. М., Совалов С. А.* Определение действующего коэффициента крутизны частотной характеристики энергосистем // Электрические станции, 1969, № 7.
- 5. Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка). СТО 59012820.29.240.001-2010.

Кощеев Лев Ананьевич, д-р. техн. наук, профессор, заместитель генерального директора — научный руководитель Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: ntc@ntcees.ru

*Кутузова Наталия Борисовна*, научный сотрудник отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: kutuzova@ntcees.ru

 $\ \ \, Ш$  техн. наук, старший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: stefka\_j@ntcees.ru

Koshcheev L. A., Kutuzova N. B., Shtefka J.

### On the insulated power system random frequency variations consideration.

The characteristics of the transient process changing due to emergency power shortage occurrence under the random frequency variations accounting is demonstrated. The insulated power system frequency response detection is proposed.

Key words: insulated power system, frequency response, load and frequency random variations, emergency power shortage.

# А. С. Зеленин, Й. Штефка

# Расчет частоты по коэффициентам разложения Фурье в трехфазной сети

Предложен способ совершенствования алгоритма расчета частоты напряжения (тока) прямой последовательности. Представлены результаты апробации усовершенствованного метода.

Ключевые слова: частота, измерения, уменьшение ошибки.

# Постановка задачи

Реализация современных требований к цифровым устройствам, применяемым в электроэнергетике, с точки зрения обеспечения точности управления и регулирования в ряде случаев может потребовать корректировки реализованных в данных устройствах алгоритмов. При этом нередко может возникнуть необходимость совершенствования методов измерений параметров электрического режима объекта управления.

Немаловажное место в этом вопросе занимает измерение частоты переменного сигнала. Без качественного измерения частоты напряжения невозможно функционирование ряда устройств автоматического управления и регулирования, например, автоматических регуляторов возбуждения (APB). Известно, что APB используют частоту напряжения в качестве входного параметра каналов системной стабилизации в отечественных структурах или системного стабилизатора в зарубежных. Суммарные динамические характеристики этих элементов, естественно, будут определяться качеством входной информации [1, 2].

В [3] описан метод получения частоты переменного однофазного тока, приведено понятие частотной погрешности и предложен метод ее компенсации. Данный метод позволяет вычислять значение частоты переменного сигнала независимо от его фазы в любой момент времени, что делает его привлекательным для использования, к примеру, в программном комплексе [2]. Поскольку обычно управление в устройствах осуществляется по параметрам прямой последовательности, целесообразно усовершенствовать данный метод для измерения частоты напряжения трехфазного сигнала, а также обобщить существующие выражения для компенсации частотной погрешности.

### Вывод основных выражений

Предположим, что в соответствии с [3] расчет *измеряемых* коэффициентов разложения в ряд Фурье  $A_1$  и  $B_1$  на фиксированном по времени шаге интегрирования (20 мс), отвечающих напряжениям фаз A, B, C, уже выполнен.

В [3] описан метод расчета значения отклонения частоты для одного синусоидального сигнала на основе *истинных* значений коэффициентов  $a_1$  и  $b_1$  в текущий момент времени  $t + m / f_0$  ( $a_1^2$  и  $b_1^2$ ) и *истинных* значений этих коэффициентов в момент t ( $a_1^1$  и  $b_1^1$ ). Согласно [3] данные коэффициенты связаны через отклонение частоты  $\Delta f = f - f_0$ :

$$\operatorname{tg}\left(2\pi m \frac{\Delta f}{f_0}\right) = \frac{a_1^2 b_1^1 - a_1^1 b_1^2}{a_1^1 a_1^2 + b_1^1 b_1^2}, \tag{1}$$

где  $f_0$  — фиксированная частота (отвечает интервалу интегрирования).

Зная  $\Delta f$ , можно выполнить частотную коррекцию получаемого результата.

$$a = k_{11} \cdot A_1 - k_{12} \cdot B_1, b = k_{21} \cdot A_1 + k_{22} \cdot B_1,$$
(2)

где  $k_{11}$ ,  $k_{12}$ ,  $k_{21}$ ,  $k_{22}$  – коэффициенты частотной коррекции, полученные на основе выражений из [3].

Для расчета отклонения частоты сигнала, отвечающего прямой последовательности данный метод нуждается в следующей коррекции.

В общем случае, расчет коэффициентов a и b прямой последовательности производится в соответствии со следующими выражениями (множитель 1/3 опущен в виду дальнейшей подстановки получаемых выражений в однородное выражение (1)):

$$b = b_1 - 0.5 \cdot (b_2 + b_3) - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot (a_2 - a_3),$$

$$a = a_1 - 0.5 \cdot (a_2 + a_3) + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot (b_2 - b_3),$$
(3)

где  $a_1$ ,  $b_1$ ,  $a_2$ ,  $b_2$ ,  $a_3$ ,  $b_3$ — соответствующие коэффициенты сигналов фаз A, B, C. Выполнив подстановку из (3) в (2), получим:

$$a = k_{11} \cdot A - k_{12} \cdot B + k_{21} \cdot C + k_{22} \cdot D,$$

$$b = -k_{11} \cdot C - k_{12} \cdot D + k_{21} \cdot A + k_{22} \cdot B,$$

$$A = A_{1} - 0.5 \cdot (A_{2} + A_{3}), \quad B = B_{1} - 0.5 \cdot (B_{2} + B_{3}),$$

$$C = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot (A_{2} - A_{3}), \quad D = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot (B_{2} - B_{3}).$$

$$(4)$$

При подстановке (4) в (1) получается:

$$\frac{a_{1}^{2}b_{1}^{1} - a_{1}^{1}b_{1}^{2}}{a_{1}^{1}a_{1}^{2} + b_{1}^{1}b_{1}^{2}} = \frac{\frac{1}{(1+\Delta)^{2}} \cdot C_{1}' + \frac{1}{(1+\Delta)} \cdot C_{2}' + C_{3}'}{\frac{1}{(1+\Delta)^{2}} \cdot Z_{1}' + \frac{1}{(1+\Delta)} \cdot Z_{2}' + Z_{3}'}, 
C_{1}' = C_{2}A_{1} - C_{1}A_{2}, \quad C_{2}' = A_{2}B_{1} - A_{1}B_{2} + D_{1}C_{2} - D_{2}C_{1}, \quad C_{3}' = D_{2}B_{1} - D_{1}B_{2}, 
Z_{1}' = A_{1}A_{2} + C_{1}C_{2}, \quad Z_{2}' = A_{1}D_{2} + D_{1}A_{2} - C_{1}B_{2} - B_{1}C_{2}, \quad Z_{3}' = B_{1}B_{2} + D_{1}D_{2},$$
(5)

где  $A_1$ ,  $B_1$ ,  $C_1$ ,  $D_1$  – коэффициенты, вычисленные по (4) для момента времени t;  $A_2$ ,  $B_2$ ,  $C_2$ ,  $D_2$  – коэффициенты, вычисленные по (4) для момента времени t + m/f;  $\Delta = \Delta f/f_0$  – отношение отклонения частоты прямой последовательности и ча-

стоты  $f_0$ .

Выражение (1) с учетом (5) приводится к виду:

$$\Delta = \frac{1}{2\pi} \cdot \arctan\left(\frac{C_1' + (1 + \Delta) \cdot C_2' + (1 + \Delta)^2 \cdot C_3'}{Z_1' + (1 + \Delta) \cdot Z_2' + (1 + \Delta)^2 \cdot Z_3'}\right). \tag{6}$$

При переходе к новым обозначениям, получится:

$$C1 = C'_1 + C'_2 + C'_3, \quad C2 = C'_2 + 2 \cdot C'_3, \quad C3 = C'_3,$$

$$Z1 = Z'_1 + Z'_2 + Z'_3, \quad Z2 = Z'_2 + 2 \cdot Z'_3, \quad Z3 = Z'_3,$$

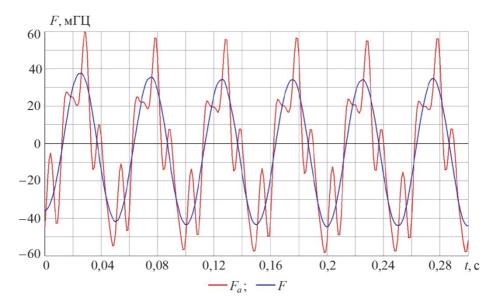
$$\Delta = \frac{1}{2\pi} \cdot \operatorname{arctg} \left( \frac{C1 + \Delta \cdot C2 + \Delta^2 \cdot C3}{Z1 + \Delta \cdot Z2 + \Delta^2 \cdot Z3} \right).$$
(7)

Искомая величина входит в полученное выражение неявно. Расчет отклонения частоты напряжения прямой последовательности может выполняться, например, итеративным методом Ньютона.

Для значений напряжения прямой последовательности и тока прямой последовательности коррекция по частоте выполняется на основе значения отклонения частоты, определенного на данном шаге расчета, по выражениям (2) и (4).

# Проверка работы метода

Полученные выражения были реализованы совместно с выражениями из [3] в программе опроса аналого-цифрового преобразователя и обработки результатов. На вход АЦП подавался модулированный по частоте трехфазный сигнал. При этом в одном случае мгновенные значения обрабатывались при помощи полученных выражений, в другом — исходными выражениями из [3]. Результат обработки представлен на рис. 1. Как видно из рисунка, использование полученных выражений повышает качество измерений частоты модулированного сигнала.



**Рис. 1.** Измерение частоты частотно-модулированного сигнала:  $F_a$  – исходный алгоритм расчета (по одной фазе); F – предложенный алгоритм расчета (по трем фазам)

# Список литературы

- 1. Зеленин А. С., Шескин Е. Б., Штефка Й. Программно-технический комплекс для формирования и реализации цифровых моделей регуляторов возбуждения и мощности энергоблоков // Сб. статей III междунар. научно-техн. конф. «Электроэнергетика глазами молодежи». Т.1. Екатеринбург: УрФУ, 2012. С. 238–243.
- 2. IEEE Std 421.5-2005. IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. Введ. 21.04.2006 New York, USA: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc, 2006. 95 pp.
- 3. Штефка Й. Компенсация частотной погрешности при цифровых измерениях параметров электрического тока промышленной частоты // Известия НИИ Постоянного тока, 2010, № 64. С. 129–135.

Зеленин Александр Сергеевич, магистр, аспирант, инженер отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: zelenin@ntcees.ru

*Штейка Йозеф*, канд. техн. наук, старший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: stefka j@ntcees.ru

Zelenin A. S., Stefka J.

Frequency calculation method based on the Furier transform coefficients in three phase grid.

The improvement method of the frequency calculation algorithm of voltage (current) direct sequence is offered. The results of testing of an improved method are presented.

Key words: frequency, measuring, error reduction.

# Д. М. Максименко, Е. В. Машалов, В. Г. Неуймин

# Оценивание состояния на базе оптимизационного алгоритма в ПК RastrWin

Предложено адаптировать использование оптимизационного метода внутренней точки под решение задачи оценивания состояния энергосистемы. Метод позволяет провести неквадратичное оценивание состояния и учесть ряд дополнительных ограничений.

Ключевые слова: оценивание состояния, метод взвешенных наименьших квадратов, линейное программирование, метод внутренней точки.

Статья написана в продолжение статьи [1] и посвящена практическим аспектам реализации предложенного метода оценивания состояния на базе метода внутренней точки.

Текущая реализация в составе дополнительного блока ПК *RastrWin* представляет собой расчетный модуль, использующий, во-первых, стандартную информацию о расчетной модели в формате ПК *RastrWin3*, во-вторых, дополнительную таблицу «Телеинформация», в которой собраны данные о всех псевдо- и реальных измерениях и сигналах. Эта информация включает:

- 1. Для узлов:
  - модуль напряжения;
  - угол напряжения.

При наличии в узле нагрузки:

- ♦ активную мощность нагрузки;
- ♦ реактивную мощность нагрузки;
- тангенс угла нагрузки.

При наличии в узле генерации:

- ♦ активную мощность генерации;
- реактивную мощность генерации.
- 2. Для ветвей:
  - активную мощность в начале линии;
  - активную мощность в конце линии;
  - реактивную мощность в начале линии;
  - реактивную мощность в конце линии;
  - ♦ модуль тока в начале линии;
  - ♦ модуль тока в конце линии;
  - разность угла напряжения по линии.

Дополнительно для трансформаторов включены замеры:

- вещественной составляющей коэффициента трансформации;
- мнимой составляющей коэффициента трансформации.
- 3. Для генераторов:
  - активную мощность генерации.

- 4. Для сечений:
  - активную мощность по сечению.
- 5. Для нагрузочных групп:
  - активную мощность.

Используется следующая целевая функция:

$$\min F = \sum_{i} \left( \alpha_{i} \gamma_{P}^{2} \left( P_{i}^{\text{MSM}} - P_{i}(V, \delta) \right)^{2} + \beta_{i} \gamma_{P} |P_{i}^{\text{MSM}} - P_{i}(V, \delta)| \right), \tag{1}$$

где  $\alpha_i$  – цена (весовой коэффициент) квадрата отклонения расчетного значения параметра от измеренного;

 $\gamma_P$  – цена (весовой коэффициент) типа измеренного параметра, которая необходима для сопоставления различных типов параметров (например, мощности и напряжения);

 $P_i^{\text{изм}}$  – измеренное значение параметра (замер);

 $P_i(V, \delta)$  – расчетное значение параметра (функция от модуля и угла напряжения в узлах);

 $\beta_i$  — цена (весовой коэффициент) модуля отклонения расчетного значения параметра от измеренного.

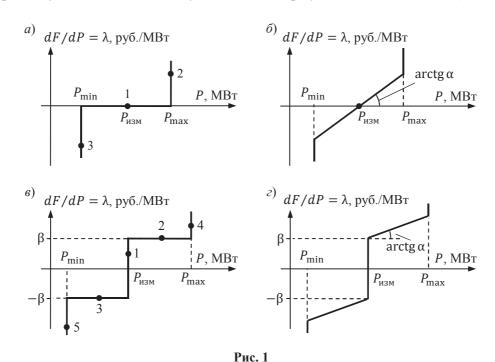
Целевая функция – сепарабельная, т. е. каждое измерение входит только в одну составляющую суммы (1) и для решения используются только производные функции (1), поэтому обычно график зависимости измеряемого параметра от цены строят для производной функции. В ходе расчета для каждого измеряемого параметра программа рассчитывает соответствующий множитель Лагранжа (λ), показывающий действительную цену данного параметра в целевой функции.

Используются следующие модели измеряемых параметров:

- 1. Пустое измерение ( $\alpha_i = 0$ ,  $\beta_i = 0$ ). Такое псевдоизмерение используется для того, чтобы показать, что значение данного параметра неизвестно и находится в заданных пределах. График зависимости цена—значение для измерения мощности показан на рис. 1, a. В ходе расчета может появиться одно из трех решений: 1)  $\lambda = 0$  и  $P_{\min} < P < P_{\max}$ ; 2)  $\lambda > 0$  и  $P = P_{\max}$ ; 3)  $\lambda < 0$  и  $P = P_{\min}$ . В большинстве случаев пустые измерения автоматически создаются программой (хотя их можно задавать вручную) по определенным правилам, которые будут описаны далее.
- 2. Квадратичная модель ( $\alpha_i \neq 0$ ,  $\beta_i = 0$ ). Эта наиболее часто используемая модель показана на рис. 1,  $\delta$ . Ее недостатком является эффект «размазывания», т. е. решение в большинстве случаев не совпадает с измерением, что не всегда приемлемо (например, если среди измерений имеется только одно измерение со значительной ошибкой, то эта ошибка распределится на все остальные). Для этой модели также должны задаваться пределы.
- 3. Линейная модель ( $\alpha_i = 0$ ,  $\beta_i \neq 0$ ) показана на рис. 1,  $\epsilon$ . В ходе расчета алгоритм выдерживает точное значение измеряемого параметра, пока множитель Лагранжа по модулю меньше линейной цены  $|\lambda| < \beta_i$ . Если это условие в ходе расчета не выполняется, алгоритм «отпускает» рассчитываемый параметр и величина его отклонения от измеренного значения не влияет на целевую функцию до тех пор, пока параметр не выйдет на предельное значение. В ходе расчета могут появиться

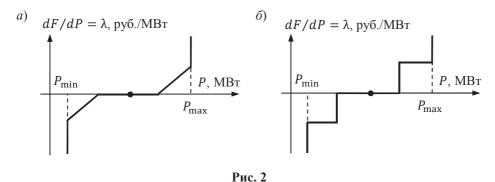
следующие решения: 1)  $|\lambda| < \beta_i$  и  $P = P^{\text{изм}}$ ; 2)  $\lambda = \beta_i$  и  $P^{\text{изм}} < P < P_{\text{max}}$ ; 3)  $\lambda = -\beta_i$  и  $P_{\text{min}} < P < P^{\text{изм}}$ ; 4)  $\lambda > \beta_i$  и  $P = P_{\text{max}}$ ; 5)  $\lambda < \beta_i$  и  $P = P_{\text{min}}$ .

4. Комбинированная модель ( $\alpha_i \neq 0$ ,  $\beta_i \neq 0$ ) показана на рис. 1,  $\epsilon$ . Такую модель можно назвать квадратичной моделью с «мертвой зоной». Задание «мертвой зоны» с помощью параметров линейной модели позволяет частично избежать размазывания параметров, сохранив преимущество квадратичной модели – притяжение к измеряемому значению (т. е. цена увеличивается при увеличении отклонения).



Все используемые модели измерений требуют задания пределов изменения параметра. При достижении верхнего или нижнего предела соответствующий множитель Лагранжа начинает увеличиваться или уменьшаться, пока не будет получено решение. В некоторых ситуациях решения нет:  $\lambda \to \infty$  при  $P = P_{\text{max}}$  или  $\lambda \to -\infty$  при  $P = P_{\text{min}}$ . В этом случае необходимо либо прекратить дальнейший расчет, зафиксировав аварийное окончание, либо отбросить данное измерение как ошибочное. В программе реализован еще один способ учета пределов – использование так называемых дополнительных пределов, «проницаемых» при определенных условиях.

Рассмотрим задание дополнительных пределов на примере пустого измерения (хотя их можно применить и к любой модели измерения). В первом варианте (рис. 2, a) дополнительные пределы используют квадратичную модель и в силу ее свойств они могут быть слегка нарушенными, во втором варианте (рис. 2,  $\delta$ ) для дополнительных пределов используется линейная модель, и алгоритм будет выдерживать их до тех пор, пока множитель Лагранжа по данному ограничению не превысит заданную цену. Во втором варианте можно задать достаточно высокую цену ограничения, превышающую цены измерений. В этом случае решение с нарушенными пределами будет получено только при отсутствии обычного решения.



1 HC. 2

Рассмотрим правила задания конкретных измерений.

**1. Узлы.** Отсутствует явно выделенный балансирующий узел. Если в балансирующем узле замер мощности явно не задан, программа автоматически создаст там пустое измерение генерации с достаточно широкими пределами измерений (например, от 0.5 до  $2~U_{\text{ном}}$ ). Хотя такое пустое измерение не влияет не конечный результат, оно носит стабилизационный характер, т. е. улучшает сходимость вычислительного процесса.

В каждом узле задается признак наличия нагрузки (L\_exist). Если нагрузка существует (т. е. признак установлен), должны быть заданы измерения активной и реактивной нагрузки. Если реальных измерений активной и (или) реактивной мощности в узле нет, программа автоматически создает недостающие пустые измерения. В качестве пределов изменения нагрузки в этом случае используются пределы, заданные в таблице «Узлы» установившегося режима, а при их отсутствии программа создает физически допустимые пределы изменения нагрузки, исходя из пропускной способности подходящих линий. При отсутствии реального измерения реактивной нагрузки целесообразно использовать дополнительное псевдоизмерение – тангенс угла нагрузки, которое может быть создано автоматически или вручную. Псевдоизмерение тангенса позволяет сохранить реалистичное соотношение активной и реактивной нагрузки узла даже при значительных отклонениях от измеренных значений.

В каждом узле задается признак наличия генерации (G\_exist). Если этот признак установлен, должны быть заданы измерения активной и реактивной генерации. Если реальных измерений генерации нет, программа автоматически создает недостающие пустые измерения, используя для пределов данные о номинальной мощности. Для активной мощности и модуля напряжения в генераторном узле рекомендуется использовать линейную модель представления измерений, так как эти измерения известны и достаточно точны.

**2. Ветви.** По каждой ветви можно задать произвольное число измерений следующих типов: P, Q, I в начале и конце ветви. Аналогично модулю напряжения в узле для ветви программа автоматически создает стабилизационный замер угла напряжения. Замеры вещественной и мнимой составляющей коэффициента трансформации рекомендуется задавать также по линейной модели.

**3.** Генераторы. Так как к одному узлу может быть подключено несколько генераторов, возможно задание замера и пределов активной мощности по каждому генератору отдельно.

В ходе итерационного процесса методом Ньютона решается система нелинейных уравнений, для этого на каждой итерации решается система линейных уравнений общего вида:

$$\begin{bmatrix} H & J^t \\ J & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N^x \\ N^\lambda \end{bmatrix}, \tag{2}$$

где H — матрица Гессе (матрица вторых производных);

*J* – матрица Якоби;

 $\Delta x$  – приращения неизвестных;

Δλ – приращения множителей Лагранжа;

 $N^x$ ,  $N^{\lambda}$  – невязки.

Для уравнений баланса активной и реактивной мощности неизвестными являются модуль и угол напряжения (во всех узлах, кроме базисного) и множители Лагранжа. Матрица представляется в блочном виде, и каждый элемент имеет вид микроматрицы размером 4×4. В качестве примера рассмотрим диагональный элемент:

$$\begin{bmatrix} d_{i}^{\delta} + \sum_{j \in A_{i}} \lambda_{j}^{\varphi} \frac{\partial^{2} \varphi_{j}}{\partial \delta_{i}^{2}} + \sum_{j \in A_{i}} \lambda_{j}^{\psi} \frac{\partial^{2} \psi_{j}}{\partial \delta_{i}^{2}} & \frac{\partial \varphi_{i}}{\partial \delta_{i}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \sum_{j \in A_{i}} \lambda_{j}^{\varphi} \frac{\partial^{2} \varphi_{j}}{\partial \delta_{i} \partial V_{i}} + \sum_{j \in A_{i}} \lambda_{j}^{\psi} \frac{\partial^{2} \psi_{j}}{\partial \delta_{i} \partial V_{i}} & \frac{\partial \psi_{i}}{\partial \delta_{i}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \frac{\partial \varphi_{i}}{\partial V_{i}} & d_{i}^{tg} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta V_{i} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta V_{i} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta V_{i} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta V_{i} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta V_{i} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta V_{i} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta V_{i} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta V_{i} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta V_{i} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta V_{i} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta V_{i} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta V_{i} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta V_{i} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta V_{i} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{i} \\ \Delta \lambda_{i}^{\varphi} \\ \Delta$$

где  $d_i$  – добавки к диагональным элементам, обусловленные наличием замера соответствующего типа;

 $\phi_i$ ,  $\psi_i$  – уравнения баланса активной и реактивной мощности.

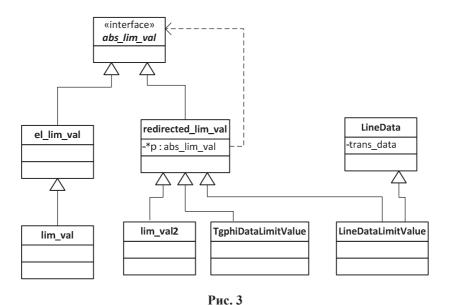
Как известно, использование метода Ньютона для расчета установившего режима из за плохого начального приближения зачастую приводит к расходимости на первых итерациях. Для решения этой проблемы используют стартовый алгоритм (например, основанный на методе Зейделя). Также для повышения устойчивости расчета применяют специальные методы выбора длины шага [2].

В данном алгоритме предлагается отказаться как от стартового алгоритма, так и от выбора длины шага по допустимой области. Взамен предлагается использовать стабилизационные пустые псевдо измерения модуля напряжения в узле и угла напряжения по ветви по всем узлам и ветвям электрической сети:

$$0.5U_{\text{HOM}} \le V_i \le 2U_{\text{HOM}} ,$$
$$-90 \le \delta_{ij} \le 90.$$

Такие стабилизационные измерения автоматически ограничивают шаг и дополнительно вводят корректирующие элементы в матрицу системы уравнений.

Рассмотрим создание иерархии классов С++, реализующих все возможные типы замеров (рис. 3). В корне иерархии находится абстрактный класс abs\_lim\_val, реализующий общий интерфейс доступа ко всем методам и свойствам замеров. От него наследуется класс el\_lim\_val, реализующий все методы для замера, состоящего из одного отрезка функции цена—значение (например, квадратичный или пустой замер). От него наследуется класс lim\_val, реализующий замер, состоящий из произвольного числа отрезков. Этой функциональности достаточно для моделирования замеров, являющихся неизвестными в системе (1) (например, замеров модуля и угла напряжения).



Есть ряд измерений, которые входят только в одно уравнение, и их целесообразно исключить до решения основной системы уравнений. Например, замер активной нагрузки узла  $(P_i)$  входит только в одно уравнение:

$$\varphi_i(V, \delta) - P_i = 0.$$

Целесообразно такую неизвестную исключить из общей системы уравнений, что приведет к появлению диагонального элемента  $d_i^P$  в (3) и коррекции правых частей уравнения.

Эту задачу решает класс lim\_val2, реализующий необходимую дополнительную функциональность. Поскольку в базе класса lim\_val2 может находиться как измерение из одного отрезка (реализованное в классе el\_lim\_val), так и измерение из нескольких отрезков (реализованных в классе lim\_val), то класс наследуется от специального класса redirected lim\_val, реализующего паттерн «компоновщик» [3].

По той же схеме наследуются класс TgphiDataLimitValue, реализующий особенности измерения тангенса угла нагрузки, и класс LineDataLimitValue, реализующий замер по ветви.

В ходе практических расчетов с помощью разработанного модуля оценивания состояния были проанализированы следующие проблемы:

- 1. Выбор начального приближения. В отличие от классического метода взвешенных наименьших квадратов для метода внутренней точки нет необходимости в задании «хорошего» начального приближения, полученного, например, из предыдущего расчета. Более того, выбор в качестве начального приближения значений, близких к решению, не улучшает скорость сходимости, а даже наоборот, часто замедляет расчет. Поэтому для всех расчетов в качестве начального приближения используются номинальные модули напряжения и нулевые углы, а для ограниченных величин в качестве начальных принимаются значения на середине интервала. Немаловажен выбор начального штрафного коэффициента, как правило, он должен быть как можно больше (2000–5000).
- 2. Возможность задания измерений, находящихся вне зоны существования установившегося режима. В этом случае полученное решение будет близко к пределу по существованию и задание стабилизационных замеров обязательно.
- 3. Для замеров, имеющих повышенную точность активной мощности генерации и модуля напряжения на станции, измерения рекомендуется задавать по линейной модели.
- 4. Число итераций, необходимых для получения решения, слабо зависит от числа ограничений и в зависимости от тяжести режима составляет 20–40.

### Выводы

Разработан эффективный алгоритм оценивания состояния, позволяющий одновременно использовать квадратичную и линейную модель измерений, эффективно учитывать большое число ограничений на параметры и реализованный в составе промышленного ПК *RastrWin*.

### Список литературы

- 1. *Ерохин П. М., Неуймин В. Г., Шубин Н. Г., Максименко Д. М.* Использование оптимизационных методов внутренней точки для оценивания состояния энергосистем // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2012, № 1 (66). С. 39–45.
- 2. *Аюев Б. И.*, *Давыдов В. В.*, *Ерохин П. М.*, *Неуймин В. Г.* Вычислительные модели потокораспределения в электрических системах / Под ред. П. И. Бартоломея. М.: Флинта: Наука, 2008. 256 с.
- 3. *Гамма Э., Хелм Р., Джонсон Р., Влиссидес Д.* Приемы объектно-ориентированного проектирования. Паттерны программирования. СПб.: Питер, 2012. 368 с.

Максименко Дмитрий Михайлович, программист первой категории отдела электротехнических расчетов Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: maksimenko@niipt-ems.ru

*Машалов Евгений Владимирович*, канд. техн. наук, начальник отдела автоматизации управления режимами энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: mashalov@niipt-ems.ru

*Неуймин Владимир Геннадьевич*, канд. техн. наук, заместитель научного руководителя, начальник департамента моделирования и автоматизации управления энергосистем Научнотехнического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: vlad@niipt-ems.ru

Maksimenko D. M., Mashalov E. V., Neuymin V. G.

### The state estimation based on optimization algorithm in RastrWin software.

The use of interior point method for power system state estimation is proposed. The method allows for nonquadratic state estimation and take into account a number of additional constraints.

Key words: simulation model, turbounit, steam generator, thermal station, transient process.

### Ю. А. Асанбаев

## Существует ли в энергосистеме «отраженная» активная энергия?

Рассмотрена концепция «рабочей» и «отраженной» активных мощностей, разработанная проф. *L. S. Czarnecki* (США). Автор этой концепции предлагает использовать ее в качестве стартовой для начала дискуссии о пересмотре организации коммерческих отношений между производителями и потребителями электроэнергии. В статье приведены точные решения уравнений периодического несинусоидального режима для иллюстративного примера, предложенного проф. *L. S. Czarnecki*. Получены выражения для полной, активной и пассивной мощностей всех элементов цепи, проанализирован баланс мощностей. Показано, что при точном решении в цепи присутствуют только обычные составляющие. «Рабочая» и «отраженная» составляющие энергии и мощности отсутствуют. В силу этого, организация дискуссии по пересмотру принципов организации коммерческих отношений в электроэнергетике преждевременна.

Ключевые слова: несинусоидальные процессы, полная, активная, пассивная, рабочая и отраженная мощности, баланс энергии и мощности, производители и потребители электроэнергии.

Проблема оценки качества электроэнергии является актуальной для всех промышленно развитых государств. Публикации по данной тематике уже давно регулярно появляются в разных странах. Однако решение этой проблемы тормозится отсутствием общепризнанной теории несинусоидальных процессов.

Ранее появилось несколько публикаций, в которых утверждалось, что источники искажений (т. е. высших гармоник) могут преобразовывать активную мощность первой гармоники в активную мощность высших [1–3]. В свое время широкой поддержки эта теория не получила. Однако в последнее время появилось несколько публикаций, в которых эти идеи получили дальнейшее развитие. В [4, 5] на основании этой теории делается вывод о необходимости пересмотра современных методов оценки качества энергии, поскольку в энергосистеме одновременно существует два потока активной энергии: от генераторов электростанций и от владельцев источников искажений. Для справедливого распределения затрат требуется раздельное измерение и оценка потерь энергии от разных участников энергетического объединения. В основу выводов [5] положена теория Будяну [6], базирующаяся на использовании метода гармонических разложений. С помощью этого метода в [5] доказывается существование нескольких видов активной энергии и мощности: отраженной (reflected), рабочей (working) и вредной (detrimental) энергии.

На рис. 1, заимствованном из [5], приведена простая цепь с нагрузкой, генерирующей гармоники (НГГ) (harmonic generating load - HGL). Питающий источник выдает чисто синусоидальное напряжение e(t). Ток i(t) и напряжение u(t) нагрузки несинусоидальны и могут быть представлены в виде суммы гармонических составляющих:

$$i(t) = \sum_{n \in \mathbb{N}} i_n = i_1 + i_h$$
  $u(t) = \sum_{n \in \mathbb{N}} u_n = u_1 + u_h$ .

Активная мощность нагрузки:

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T uidt = \sum_{n \in N} P_n = P_1 + P_h.$$

Здесь  $P_1>0$ ,  $P_h<0$ . В силу этого  $P_1>P$ . Полученные соотношения трактуются в [5] следующим образом. Положительная активная мощность  $P_1$  характеризует среднюю скорость перетока энергии от источника в нагрузку. Отрицательная составляющая  $P_h$  характеризует скорость обратного перетока энергии от нагрузки в источник, где она поглощается в активном сопротивлении  $R_s$ . Таким образом, мощность  $P_1$ , определяющую скорость передачи энергии от источника в нагрузку, можно назвать активной рабочей (working active power  $P_w$ ). Мощность  $P_h$ , определяющую скорость передачи активной энергии от нагрузки в источник, можно назвать активной отраженной (reflected active power) энергией. Согласно этой теории мощность  $P_1$ , передаваемая от синусоидального источника в нелинейную нагрузку, больше средней активной мощность нагрузки Р на величину отраженной мощности  $P_h$ . Рабочая мощность  $P_1$  передается только первыми (фундаментальными) гармониками. Отраженная – только высшими. Таким образом, в НГГ происходит преобразование части энергии основных гармоник в энергию высших. Источник передает в нагрузку большую мощность, чем потребляется в ней на величину отраженной мощности. На этой базе далее в [5] предлагается новый алгоритм коммерческих расчетов между производителями и потребителями энергии.

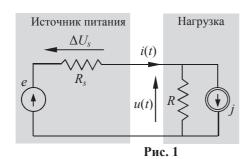
Изложенный подход базируется на представлении о существовании в энергосистеме одновременно нескольких видов активной мощности и энергии, и о возможности преобразования активной энергии в пассивных элементах, при отсутствии в них каких-либо источников энергии. Эти положения вытекают из чисто математических преобразований метода Будяну и использовании свойств рядов Фурье. Поэтому интересно сравнить физическую сущность результатов [5] с результатами, полученными другими методами. Для экономии места ограничимся рассмотрением только первого примера в [5] и исключим из рассмотрения «вредную» (detrimental) активную мощность, появляющуюся в несбалансированных трехфазных цепях. Примем без изменений все допущения, принятые в [5].

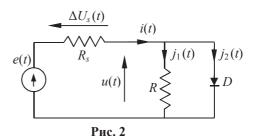
На рис. 2 приведена схема цепи из [5] с небольшими изменениями (вместо абстрактной нагрузки, генерирующей высшие гармоники, введен идеальный диод). Исследуем баланс энергии и мощностей в данной схеме, используя методику, изложенную в [7].

Мгновенные токи и напряжения:

$$\begin{split} i(t) &= j_1(t) + j_2(t); & e(t) &= \Delta u_s(t) + u(t); \\ i(t) &= e(t)[R_s^{-1}, (R_s + R)^{-1}]; & e(t) &= E_m \text{sin}\omega t; \\ j_1(t) &= e(t)[0, (R_s + R)^{-1}]; & \Delta u_s(t) &= e(t)[1, R_s(R_s + R)^{-1}]; \\ j_2(t) &= e(t)[R_s^{-1}, 0]; & u(t) &= e(t)[0, R(R_s + R)^{-1}]. \end{split}$$

46 Ю. А. Асанбаев





В соответствии с [5] u(t) и i(t) будем называть напряжением и током нагрузки, e(t) – ЭДС источника,  $\Delta u_s(t)$  – напряжением на резисторе  $R_s$ ,  $j_1(t)$ ,  $j_2(t)$  – токи резистора нагрузки R и диода Д.

Действующие значения (модули векторов):

$$E = E_m/\sqrt{2}$$
;

$$\begin{split} \Delta U_s^2 &= T^{-1} \int_0^T \Delta u_s^2 dt = T^{-1} \left( \int_0^{T/2} e^2 dt + \frac{R_s^2}{(R_s + R)^2} \int_{T/2}^T e^2 dt \right) = \frac{E^2}{2} \frac{(R_s + R)^2 + R_s^2}{(R_s + R)^2}; \\ U^2 &= T^{-1} \int_0^T u^2 dt = T^{-1} \frac{R^2}{(R_s + R)^2} \int_{T/2}^T e^2 dt = \frac{E^2}{2} \frac{R^2}{(R_s + R)^2}; \\ J_1^2 &= T^{-1} \int_0^T j_1^2 dt = \frac{1}{T(R_s + R)^2} \int_{T/2}^T e^2 dt = \frac{E^2}{2} \frac{1}{(R_s + R)^2}; \\ J_2^2 &= T^{-1} \int_0^T j_2^2 dt = \frac{1}{TR_s^2} \int_0^{T/2} e^2 dt = \frac{E^2}{2} \frac{1}{R_s^2}; \\ I^2 &= T^{-1} \int_0^T i^2 dt = T^{-1} \left( \frac{1}{R_s^2} \int_0^{T/2} e^2 dt + \frac{1}{(R_s + R)^2} \int_{T/2}^T e^2 dt \right) = \frac{E^2}{2} \left( \frac{1}{R_s^2} + \frac{1}{(R_s + R)^2} \right). \end{split}$$

Определим углы между векторами EI, UI,  $J_1J_2$ .

$$\cos \angle EI = (EIT)^{-1} \int_0^T eidt = (EIT)^{-1} \left( \frac{1}{R_s} \int_0^{T/2} e^2 dt + \frac{1}{R_s + R} \int_{T/2}^T e^2 dt \right) =$$

$$= \frac{E}{2I} \left( \frac{1}{R_s} + \frac{1}{R_s + R} \right) = \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{2R_s + R}{\sqrt{(R_s + R)^2 + R_s^2}};$$

$$\cos \angle UI = (UIT)^{-1} \int_0^T uidt = (UIT)^{-1} R(R_s + R)^{-2} \int_{T/2}^T e^2(t) dt = \frac{U}{2I} \frac{R}{(R_s + R)^2} = \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{R_s R}{(R_s + R)\sqrt{(R_s + R)^2 + R_s^2}}.$$

Очевидно,  $\angle \Delta U_s I = 0$ ,  $\angle J_1 J_2 = \pi/2$ . На основании полученных данных на рис. 3 построена векторная диаграмма для этой цепи.

Определим мощности всех элементов цепи:

$$S_e = EI = \frac{E^2}{\sqrt{2}} \frac{\sqrt{(R_S + R)^2 + R_S^2}}{R_S(R_S + R)};$$

$$P_{e} = S_{e}cos \angle EI = \frac{E^{2}}{2} \frac{R + 2R_{s}}{R_{s}(R_{s} + R)};$$

$$Q_{e} = S_{e}sin \angle EI = \frac{E^{2}}{2} \frac{R}{R_{s}(R_{s} + R)};$$

$$S_{u} = UI = \frac{E^{2}}{2} \left(\frac{R}{R_{s}}\right) \frac{\sqrt{(R_{s} + R)^{2} + R_{s}^{2}}}{(R_{s} + R)^{2}};$$

$$P_{u} = S_{u}cos \angle UI = \frac{E^{2}}{2} \frac{R}{(R_{s} + R)^{2}};$$

$$Q_{u} = S_{u}sin \angle UI = \frac{E^{2}}{2} \frac{R}{R_{s}(R_{s} + R)};$$

$$S_{D} = Q_{D} = UJ_{2} = \frac{E^{2}}{2} \frac{R}{R_{s}(R_{s} + R)};$$

$$S_{S} = P_{S} = R_{S}I^{2} = \frac{E^{2}R_{s}}{2} \left(\frac{1}{R_{s}^{2}} + \frac{1}{(R_{s} + R)^{2}}\right);$$

$$S_{R} = P_{R} = RJ_{1}^{2} = \frac{E^{2}}{2} \frac{R}{(R_{s} + R)^{2}}.$$

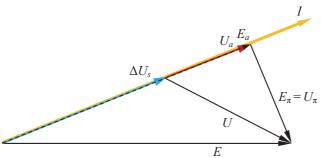


Рис. 3. Векторная диаграмма

Отсюда получаем уравнения баланса мощностей в данном периодическом процессе (теорема Ланжевена для периодических несинусоидальных процессов).

Баланс активных мощностей:

$$P_e = P_S + P_u = P_S + P_R$$
;  $P_u = P_R$ .

Эти уравнения показывают, что вся активная мощность источника  $P_e$  потребляется в постоянных резисторах R и  $R_s$ . Других источников и потребителей активной мощности (например, высшие гармонические) в цепи нет. Передача полезной активной мощности  $P_R$  (и энергии) представляет собой реальный процесс, сопровождающийся потерями  $P_s$ .

В рассматриваемой цепи есть один источник (причина возникновения) пассивной мощности  $Q_D$  – идеальный диод. Приемником (условным) мощности  $Q_e$  является источник ЭДС. Пассивная мощность относится к виду ключевой. Уравнение

48 Ю. А. Асанбаев

баланса  $Q_e = Q_u = Q_D$ . Обратим внимание на то, что «передача» пассивной мощности (а, следовательно, и энергии) осуществляются без потерь. Это вытекает из основного свойства пассивной энергии и мощности. Они характеризуют количество энергии, которое должно быть в цепи, но при этом оно не участвует ни в каких процессах преобразования энергии. В пассивных элементах цепи пассивная энергия характеризует неполученную энергию. В активных (источниках) она характеризует оставшуюся (не использованную) энергию. При этом численно обе составляющие энергии находятся в балансе. Эти свойства пассивной энергии вытекают из уравнений баланса пассивных составляющих токов и напряжений.

### Выводы

Сопоставление результатов, полученных методом гармонического разложения и векторным методом, показывает, что оба метода дают принципиально различные результаты.

- 1. Гармонический подход показывает, что в цепи имеется «рабочая» энергия, присущая фундаментальным гармоническим, которая больше обычной активной энергии и направлена от источника к нагрузке. Этот избыток компенсируется «отраженной» энергией, направленной от нагрузки к источнику. Носителем этого вида энергии являются высшие гармонические. Результаты получены чисто формально-математическим путем. Механизм преобразования энергии фундаментальных гармонических в энергию высших не раскрыт.
- 2. Векторный метод позволил получить точное решение для всех элементов заданной цепи и проанализировать передачу и преобразование пассивной и активной энергии во всей цепи. Полученные результаты базируются на допущениях, принятых в теории цепей. Анализ показал, что ни «рабочей», ни «отраженной» энергии в цепи нет. Начинать дискуссию на эту тему и разрабатывать новые методы оценки качества электроэнергии на наш взгляд преждевременно.

### Список литературы

- 1. *Кучумов Л. А., Спиридонова Л. В.* Потери мощности в электрических сетях и их взаимосвязь с качеством электроэнергии. Учебное пособие. Л.: Изд-во СПБГТУ, 1985. 92 с.
- 2. Зыкин Ф. А. Каханович В. С. Измерение и учет электрической энергии. М.: Энергоиздат, 1982. 104 с.
- 3. *Аррилага Дж., Брэдли Д., Боржер П.* Гармоники в электрических системах. М.: Энергоатомиздат, 1990. 320 с.
- 4. *Czarnecki L. S.* Comments on the term «power quality». On-Line Journal on Control and Electrical Enginering, Vol. 10, 2012.
- 5. *Czarnecki L. S.* Working, reflected and detrimental active powers. www.ietdl.org. IET Generation, Transmission & Distribution, pp. 1–7 1, doi: 10.1049/iet-gtd.2011.0318.
- 6. *Budeanu, C. I.* (1927) Reactive and apparent powers, Institut Romain de l'Energie, Bucharest.
- 7. *Асанбаев Ю. А.* Баланс энергии в электрической цепи // Известия НИИ постоянного тока, 2006, № 61. С. 105–125.

Асанбаев Юрий Алексеевич, д-р техн. наук, доцент, главный научный сотрудник отдела автоматизированных систем управления Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: assanbaev@rambler.ru

Asanbaev I. A.

### Does reflected active power really exist in power systems?

The subject of this paper dedicated to prof. L.S. Czarnecki (USA) conception of working and reflected active power components. Author of this conception offer to use it as a start up for discussion about new commercial relationships between energy providers and customers. It is shown true solution for non-sinusoidal periodical process for circuit proposed by prof. L. S. Czarnecki. It is shown true expressions for apparent, active and passive power components for each element. Power balance analyzed. It is shown that in exact solution there are only common power components. There is no place for working and reflected components. For this reason discussion about new commercial relationships between energy providers and customers is untimely.

Key-words: non-sinusoidal voltages and currents, apparent, active, passive, working and reflected powers, active power and energy balance; energy providers and customers.

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

### Расчет оперативного резерва мощности в энергосистемах

Изложен общий подход к расчету балансовой надежности и резервов мощности в энергосистемах. Представлены результаты расчетов для перспективной схемы энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области.

Ключевые слова: энергосистема, балансовая надежность, резерв мощности.

### Введение

Одной из главных задач планирования развития электроэнергетических систем (ЭЭС) является анализ перспективных балансов мощности, который выполняется для оценки соответствия намеченного на перспективу развития ЭЭС, в том числе генерирующего оборудования, требованиям надежного электроснабжения потребителей с учетом прогнозируемой динамики роста потребления электроэнергии и мощности, а также для определения необходимости в строительстве новых генерирующих мощностей. 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 называется в соответствии с [1] балансовой надежностью (БН). Уровень БН определяется вероятностью возникновения дефицита мощности в ЭЭС и его величиной, которые, в свою очередь, зависят от большого числа факторов: аварийности генерирующего и сетевого оборудования ЭЭС, точности прогнозирования потребления и его колебаний и др. Заданный уровень БН обеспечивается за счет резерва мощности в ЭЭС, необходимого для покрытия возникающих дефицитов. В связи с этим задача обеспечения БН непосредственно связана с задачей резервирования генерирующих мощностей ЭЭС.

Исследования БН как одна из основных задач развития ЭЭС являются актуальными как в России, так и за рубежом. Однако в связи с высокой трудоемкостью и вычислительной сложностью задач БН единого подхода к оценке уровней БН в ЭЭС произвольной конфигурации не выработано, что не позволяет выполнять однозначное обоснование вариантов развития генерирующих объектов и ЭЭС в целом, а также определять целесообразные уровни резервирования генерирующих мощностей и режимы их использования в ЭЭС [2].

Целью настоящей работы является разработка и исследование метода определения уровней БН и расчета величины резерва мощности, соответствующего заданному уровню БН. Исследования проводятся с использованием перспективной схемы ЭЭС Санкт-Петербурга и Ленинградской области (ЭЭС СПб и ЛО). Предлагаемый метод основан на применении для расчета вероятности дефицита мощности в ЭЭС высокоэффективных алгоритмов, позволяющих определять показатели БН с учетом всех влияющих факторов для максимально полной модели ЭЭС. В начале статьи кратко изложены существующие методы расчета показателей БН, затем по-

следовательно рассмотрены основные аспекты расчета показателей БН и резервов мощности. В заключение приведены результаты расчетов с использованием описанных алгоритмов для рассматриваемой ЭЭС СПб и ЛО.

### 1. Показатели БН и методы их расчета

Уровень БН определяется на основе показателей, характеризующих вероятность возникновения дефицита мощности в ЭЭС. К важнейшим из них отнесем частоту и продолжительность перерывов электроснабжения, вызванных дефицитом мощности, объем недоотпущенной электроэнергии, объем резерва генерирующих мощностей. Основные показатели, используемые при нормировании БН в зарубежной практике [3–5]:

- вероятность дефицита мощности (LOLP, Loss of Load Probability), ожидаемое число возникновений дефицита мощности (LOLE, Loss of Load Expectation) за определенные периоды времени;
- ожидаемая величина недопоставленной энергии (EUE, Expected Unserved Energy);

В отечественной литературе [6] введено понятие интегральной вероятности J отсутствия дефицита мощности (вероятность бездефицитной работы), значение которой определяется как относительная продолжительность бездефицитной работы ЭЭС:

$$J=1-\frac{t}{T},$$

где t — число часов работы ЭЭС с дефицитом мощности, определяемое за расчетный период;

T – суммарная продолжительность расчетного периода.

Показатель J успешно использовался в отечественной практике для оценки и сравнения уровней БН ЭЭС. В дальнейшем, в приводимых результатах исследований и расчетов используется показатель J. Значения приведенных выше показателей ( $LOLE,\ LOLP,\ EUE$ ) при известном (заданном) значении J могут быть определены с использованием соотношений [3].

Сложность оценки уровней БН связана с неопределенностью ряда исходных данных. Так, аварийный выход из строя генератора является случайным событием, соответственно аварийное снижение генерации мощности является фактором неопределенности. Неопределенность присутствует в прогнозах располагаемой мощности электростанций, режимы работы которых зависят, например, от климатических условий. Фактором неопределенности является и погрешность прогноза объемов и режимов потребления электроэнергии.

Рассмотрим кратко методы, применяемые для расчета показателей БН. Наличие факторов неопределенности обусловливает два основных подхода к расчету дефицита мощности в ЭЭС: методы статистического моделирования и аналитические методы. Методы статистического хронологического или нехронологического моделирования вычисляют показатели БН, анализируя множество случайных состояний ЭЭС. Хронологическое моделирование предусматривает последовательное моделирование на каждом временном отрезке расчетного периода. Нехронологическое

моделирование заключается в рассмотрении крайних и наиболее опасных с точки зрения возникновения дефицита мощности схемно-режимных ситуаций, при этом должен быть предусмотрен вспомогательный аппарат, выявляющий такие ситуации. Данные методы характеризуются большим объемом вычислений и использованием широкой статистической базы, что и позволяет получать достаточно объективные результаты.

Аналитические методы используют функциональное представление распределения вероятностей величин, определяющих возникновение дефицита, и дальнейшее сложение рядов распределения данных вероятностей с целью построения распределения вероятности дефицита мощности ЭЭС. Аналитические методы позволяют рассчитать вероятность возникновения и величину дефицита и выполнить анализ рассматриваемой ЭЭС в целом, в частности определить факторы наибольшего влияния на возникновение и величину дефицита. Существенным недостатком данных методов ранее считалась высокая сложность получения аналитического распределения вероятностей дефицита, которая приводила к необоснованным упрощениям (эквивалентированию) исходной модели [6]. Применение современных программных комплексов позволяет отказаться от упрощений и получить достоверный результат с точностью, соответствующей точности исходных данных.

Как было отмечено, уровни БН ЭЭС обеспечиваются за счет резерва мощности. Величина резерва мощности определяет значение вероятности J бездефицитной работы ЭЭС. Таким образом, величину резерва мощности также можно считать величиной, характеризующей БН ЭЭС, а задача обеспечения заданного уровня БН ЭЭС при перспективном планировании эквивалентна определению величины необходимого резерва мощности и мест его размещения. Однако, как было отмечено выше, задача расчета резерва мощности с учетом всех влияющих факторов, так же как и задача расчета показателей БН, обладают высокой вычислительной трудоемкостью.

В настоящей работе поэтапно представлена разработка метода расчета резервов генерирующей мощности и определения показателей БН ЭЭС. Разработанные алгоритмы позволяют эффективно производить вычисления искомых величин и оценивать влияние на них основных факторов. Алгоритмы разработаны для концентрированной модели ЭЭС, в которой пропускные способности связей между узлами ЭЭС и источниками генерирующей мощности не ограничивают их взаимное резервирование. Структура рассматриваемой в работе перспективной схемы ЭЭС СПб и ЛО соответствует типичной структуре ЭЭС мегаполиса, характеризующейся относительно высокой плотностью сети и малой длиной линий электропередачи. Таким образом, применение концентрированной модели в расчетах для рассматриваемой ЭЭС СПб и ЛО может считаться корректным.

Факторы, определяющие уровни БН и, соответственно, величину резерва мощности, при рассмотрении концентрированной модели ЭЭС можно разделить на две группы — факторы, связанные с изменением состояния генерирующего оборудования, и факторы, связанные с режимами потребления электроэнергии. Среди факторов первой группы основными являются аварийность агрегатов электростанций и сезонное изменение располагаемой мощности электростанций.

Аварийность агрегатов обусловлена конечным уровнем надежности оборудования электростанций, в результате которого каждому агрегату или энергоблоку соответствует определенная вероятность выхода его из строя. Аварийное отключение агрегата или блока приведет к снижению генерации мощности в ЭЭС. Сезонное изменение располагаемой мощности электростанций связано с изменением в годовом разрезе тепловой нагрузки (для теплофикационных агрегатов и блоков тепловых электростанций) и с изменением в течение года расхода воды в реках со снеговым питанием (для агрегатов гидроэлектростанций). Поскольку располагаемая мощность электростанций изменяется, как правило, только сезонно, то при проведении расчетов для летних и зимних режимов отдельно ее изменение можно не учитывать. Отдельным фактором данной группы является плановый вывод из работы оборудования электростанций, например, в связи с проведением плановых ремонтных работ. Плановый вывод из работы агрегатов и энергоблоков не является случайным событием и может быть предусмотрен при формировании структуры генерирующих мощностей ЭЭС и расчете величины располагаемой мощности. Поэтому определяющим фактором данной группы является аварийность агрегатов электростанций.

Среди факторов, связанных с режимами потребления электроэнергии, выделим: неравномерность потребления мощности и погрешность прогноза спроса на электроэнергию и мощность. Неравномерность потребления связана с регулярными колебаниями потребления как в суточном, так и в годовом интервалах. Соответственно, в различные периоды времени вероятности возникновения дефицита мощности также различны, увеличиваясь в часы максимальных нагрузок и снижаясь при снижении потребления. Это должно учитываться при расчете показателей БН и резерва мощности. При отдельном рассмотрении зимних и летних режимов учитывается суточная неравномерность потребления. Также, при перспективном планировании необходимо учитывать погрешность прогнозирования потребления, поскольку возможные отклонения потребления от прогнозных значений под действием, например, погодных или экономических факторов также влияют на уровень БН ЭЭС. Данные факторы более подробно рассмотрены ниже.

### 2. Электроэнергетическая система Санкт-Петербурга и Ленинградской области. Структура генерирующих мощностей

ЭЭС СПб и ЛО покрывает территорию в 85 300 км² с населением более 6 млн человек. В ее состав входят объекты генерации суммарной установленной мощностью 12,7 ГВт. Электроэнергетический комплекс Санкт-Петербурга и Ленинградской области образуют 548 линий электропередачи класса напряжения 110–750 кВ общей протяженностью 11 491 км, 342 трансформаторные подстанции и 23 распределительных устройства электростанций высшего класса напряжения 110–750 кВ с суммарной мощностью трансформаторов 45,46 ГВ·А [7]. С территории операционной зоны осуществляется экспорт электроэнергии в Финляндию и республики Балтии. По отчетным данным выработка электроэнергии электростанциями операционной зоны Ленинградского РДУ за 2012 г. составила 56,76 млрд кВт·ч, а электропотребление — 43,81 млрд кВт·ч. Используемая в работе расчетная схема ЭЭС СПб и ЛО состоит из 696 узлов и 961 ветви.

Структура установленной мощности ЭЭС СПб и ЛО является весьма представительной. Суммарная установленная мощность электростанций ЭЭС СПб и ЛО составляет 12 678 МВт. Основными объектами генерации являются Ленинградская АЭС (ОАО «Концерн Росэнергоатом»), Киришская ГРЭС-19 ОАО «ОГК-2», Северо-Западная ТЭЦ ОАО «Интер РАО ЕЭС — Электрогенерация», ОАО «Юго-Западная ТЭЦ», а также электростанции филиала «Невский» ОАО «ТГК-1» — Правобережная ТЭЦ, Первомайская ТЭЦ, Северная ТЭЦ и Южная ТЭЦ.

Рассматриваемая в работе перспективная схема ЭЭС СПб и ЛО включает в себя 36 генерирующих узлов, в которых суммарно установлено 95 единиц генерирующего оборудования. Установленная мощность агрегатов и энергоблоков составляет от 2 до 1000 МВт. Структура установленной мощности с разбивкой по основным типам генерирующего оборудования представлена в табл. 1. Приведенные данные показывают, что в рассматриваемой ЭЭС присутствуют практически все основные типы агрегатов и энергоблоков. Основную долю в численном составе генерирующего оборудования имеют ТЭС (66,3 %), доли ГЭС и АЭС составляют 29,5 % и 4,2 % соответственно. В структуре установленной мощности доля ГЭС составляет 5,7 % (720 MBт), доля АЭС – 31,6 % (4000 MBт), установленная мощность оборудования ТЭС – 7958 МВт, что составляет 62,8% от суммарной установленной мощности ЭЭС. Большое количество разнотипного оборудования увеличивает объем вычислений при расчете мощности генерации для различных состояний генерирующего оборудования. Кроме того, большую часть (по количеству единиц оборудования – 69 %) составляют агрегаты малой и средней мощности (до 120 МВт), что также, как будет показано ниже, увеличивает объемы расчетов.

Таблица 1 Структура установленной мощности ЭЭС СПб и ЛО

Тип оборудования	Количество	Показатель аварийности $q$ , о.е.
Агрегаты ГЭС	28	0,005
Агрегаты ТЭС до 120 МВт	38	0,02
Блоки ТЭС 150–200 MBт	13	0,045
Блоки ТЭС 250–500 MBт	12	0,055
Блоки АЭС 1000 МВт	4	0,075

### 3. Расчет аварийного снижения генерирующей мощности

Аварийность генерирующего оборудования является одним из главных факторов, определяющих уровень БН ЭЭС. Аварийный выход из строя агрегата или энергоблока является случайным событием, соответственно, дефицит мощности, возникающий вследствие аварийного снижения мощности электростанций ЭЭС, характеризуется некоторой вероятностью. Таким образом, для расчета резерва мощности или определения уровня БН с учетом аварийности генерирующего оборудования необходимо построить распределение вероятностей аварийного снижения генерирующей мощности, которое представляет собой зависимость вероятности аварийного снижения мощности от его величины.

В качестве исходных данных в рассматриваемой задаче используются различные показатели аварийности генерирующего оборудования. К ним относятся коэффициент готовности, вероятность выхода из строя и др. для различных типов агрегатов и блоков. Достоверное определение данных показателей является самостоятельной комплексной задачей и осуществляется на основе обработки данных из статистической базы по режимам работы оборудования электростанций. В разработанном алгоритме в качестве показателя аварийности используется относительная продолжительность q внепланового простоя оборудования, определяемая в соответствии с выражением:

$$q_k = \frac{t_{ak}}{T},$$

где  $t_{ak}$  – продолжительность аварийного простоя k-го агрегата (блока) в течение расчетного периода;

T — продолжительность расчетного периода.

Значения  $q_k$  лежат в интервале от нуля до единицы, и при моделировании случайных событий величина  $q_k$  может рассматриваться и как вероятность пребывания k-го агрегата или энергоблока в нерабочем (аварийном) состоянии. На этапе разработки и тестирования алгоритма показатели аварийности принимались по справочным данным [8] (см. табл. 1).

При отказе k-го агрегата (блока) в ЭЭС возникает аварийное снижение генерирующей мощности, равное мощности  $P_k$  данного агрегата (блока). Вероятность такого состояния ЭЭС будет определяться вероятностью  $q_k$  отказа данного агрегата (блока) и вероятностями  $(1-q_p), p \neq k, p = \overline{1,N}$  безаварийной работы остальных N-1 агрегатов и блоков ЭЭС, где N- суммарное количество единиц генерирующего оборудования. В общем случае для некоторого i-го состояния ЭЭС, характеризующегося работой n агрегатов и блоков и отказом m агрегатов и блоков (n+m=N), вероятность  $Q_i$  такого состояния и аварийное снижение  $P_{ai}$  генерирующей мощности будут определяться выражениями:

$$Q_{i} = \sum_{l=1}^{l=n} (1 - q_{l}) \cdot \sum_{j=1}^{j=m} q_{j}, \quad P_{ai} = \sum_{j=1}^{j=m} P_{j}.$$
 (1)

Суммарная вероятность  $Q_{P_a}$  аварийного снижения генерирующей мощности величиной  $P_a$  при этом равна сумме вероятностей всех состояний ЭЭС, характеризующихся данной величиной снижения мощности:

$$Q_{P_{a}} = \sum_{k} Q_{k}, \quad k : P_{ak} = P_{a}.$$
 (2)

Искомое распределение вероятностей аварийного снижения генерирующей мощности представляет собой зависимость  $P_{\rm a}=f(Q_{P_{\rm a}})$ . Для построения данной зависимости необходимо рассчитать по формуле (1) вероятности всевозможных состояний ЭЭС и сложить их в соответствии с (2).

Наиболее очевидным решением данной задачи является перебор всех возможных состояний ЭЭС, которые характеризуются различными сочетаниями отказов генерирующего оборудования. Такой подход не оптимален и приемлем для ЭЭС с количеством агрегатов и блоков до 30 единиц. Однако, для исследуемой ЭЭС, содержащей 95 единиц генерирующего оборудования, объем перебора оценивается  $\sim 10^{27}$  состояний, что делает невозможным решение задачи перебором. В связи с этим были разработаны два подхода к решению данной задачи.

Первый подход заключается в сокращении объема расчетных состояний ЭЭС за счет исключения состояний с заведомо малой вероятностью. Отметим, что величина q для агрегатов и блоков любого типа в соответствии с табл. 1 не превышает 0,075. Соответственно вероятность отказа одновременно двух агрегатов или блоков не будет превышать 0,0056, вероятность отказа одновременно трех – не более 0,00042 и т. д. То есть с увеличением количества отказавших генераторов вероятность соответствующих состояний снижается, в результате чего вероятность состояний ЭЭС, в которых выведены из строя более пяти единиц генерирующего оборудования, пренебрежимо мала, и данные состояния могут при расчетах не учитываться. Если суммарное количество агрегатов в ЭЭС равно N, количество состояний ЭЭС, характеризующихся отказом m агрегатов, определяется как число сочетаний из N по m ( $C_N^m$ ). При рассмотрении состояний исследуемой ЭЭС (N = 95) с m ≤ 6 общее количество рассматриваемых состояний будет равно:

$$C_{95}^0 + C_{95}^1 + C_{95}^2 + C_{95}^3 + C_{95}^4 + C_{95}^5 + C_{95}^6 = 930378425$$
.

Таким образом, число расчетных состояний составило  $\sim 10^9$ , что существенно меньше общего числа состояний ( $\sim 10^{27}$ ). При этом остальные состояния, характеризующиеся крайне малой вероятностью, не оказывают существенного влияния на результаты расчетов. Для анализа состояний с ограничением  $m \le 6$  может быть использован, в том числе, перебор. Необходимо отметить, что выбор ограничения по m зависит не только от значений q, но и от N и в каждом случае должен выполняться обоснованно. Данный подход может быть также оптимизирован, если ввести дополнительные ограничения на значения величины  $P_{\rm a}$ .

Второй подход к построению распределения вероятностей аварийного снижения мощности, разработанный в рамках данной работы, заключается в сокращении объема расчетов за счет последовательной группировки состояний ЭЭС по величине  $P_{\rm a}$ . Предлагаемый алгоритм состоит в следующем. Изначально создается вектор S, содержащий всевозможные значения  $P_{\rm a}$  и их вероятности (изначально нулевые). Размерность S ограничена величиной максимального дефицита мощности и дискретностью мощностей генерирующего оборудования. Вероятность нулевого снижения мощности ( $P_{\rm a}=0$ ) может быть рассчитана в соответствии с (1) (m=0). Рассмотрим возможные состояния ЭЭС, учитывая только изменение состояния первого агрегата. Очевидно, таких состояний два: безаварийное и авария агрегата 1. Вероятность безаварийного состояния рассчитана, вероятность состояния «авария агрегата 1» рассчитывается также в соответствии с (1), и данная величина записывается в компоненту S, соответствующую снижению мощности при отказе агрегата 1.

Далее введем в рассмотрение изменение состояния агрегата 2. К рассмотренным двум состояниям (безаварийное, авария агрегата 1) добавятся еще два (авария агрегата 2, авария агрегатов 1, 2). Соответственно, будут скорректированы компоненты S, соответствующие отключению мощности только 2-го, а также 1-го и 2-го агрегатов.

Продолжая данные рассуждения, можно показать, что при добавлении каждого последующего агрегата к рассмотренным ранее состояниям ЭЭС необходимо добавить те же состояния с отказом данного агрегата. При этом в S необходимо будет выбрать все заполненные (ненулевые) компоненты с вероятностями, добавить к номерам данных компонент фиксированное число, определяемое мощностью P добавляемого агрегата, что будет соответствовать увеличению аварийного снижения мощности от  $P_{ai}$  до  $(P_{ai} + P)$ . Далее в компоненты S с рассчитанными таким образом номерами к текущему значению вероятности прибавить вероятность событий, записанных в соответствующих исходных компонентах S, но с отказом добавляемого агрегата. Эта величина будет равна:

$$\Delta Q_j = Q_i \cdot \frac{q_k}{1 - q_k} \,,$$

где  $\Delta Q_j$  – вероятность, прибавляемая к текущему значению заполняемой компоненты S;

 $Q_i$  – значение вероятности, записанное в исходной компоненте;

 $q_k$  – показатель аварийности добавляемого k-го агрегата.

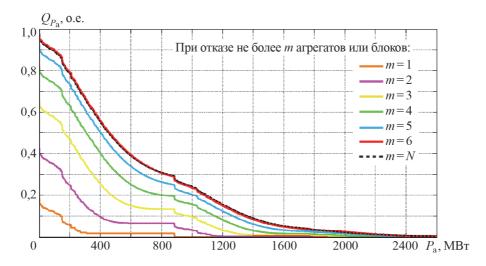
После добавления последнего агрегата ЭЭС алгоритм завершает работу.

Описанный алгоритм обладает большей вычислительной эффективностью по сравнению с первым подходом, поскольку состоит всего из одного цикла по числу агрегатов ЭЭС. Эффективность достигается в первую очередь за счет дискретности значений аварийного снижения мощности, благодаря которой не требуется выполнять перебор и рассматривать все состояния по отдельности, вероятности состояний с одинаковым  $P_{\rm a}$  суммируются в одной компоненте S. При добавлении новых агрегатов происходит только корректировка значений ряда компонент. Представленный алгоритм разработан на основе экспоненциального алгоритма решения задачи о сумме подмножеств [9]. Предложенный алгоритм в связи с высокой вычислительной эффективностью может быть использован для проведения расчетов в режиме реального времени.

Несмотря на высокую эффективность второго подхода, высоким практическим значением обладают оба рассмотренных варианта решения задачи. Первый подход обладает некоторой погрешностью при расчете вероятностей аварийного снижения мощности, поскольку рассматривает только часть состояний ЭЭС, однако выполняет перебор и расчет вероятности для наиболее возможных состояний. Второй подход, наоборот, обладает фактически абсолютной точностью при расчете распределения вероятностей, но при этом уходит от рассмотрения конкретных состояний. Полученные с использованием обоих подходов интегральные кривые распределения вероятностей аварийного снижения генерирующей мощности для ЭЭС СПб и ЛО и их сравнение приведены на рис. 1.

Цветные кривые на рис. 1 представляют результаты расчетов с использованием первого подхода (перебор всевозможных состояний ЭЭС с отказом не более *m* агре-

гатов или блоков). Черная пунктирная кривая представляет результаты расчета распределения вероятностей с использованием второго подхода. Данная кривая представляет собой точное распределение вероятностей. Сравнивая с ней кривые, полученные с использованием первого подхода, можно отметить, что приемлемой точностью обладают результаты расчетов, выполненных для m=5 и m=6, при этом красная кривая (m=6) практически совпадает с черной. То есть использование для решения задачи первого подхода с m=6 фактически, так же как и использование второго подхода, дает точный результат, однако при этом первый подход по сравнению со вторым требует бо́льшего времени для проведения расчетов. Построение черной кривой на рис. 1 для рассматриваемой ЭЭС заняло не более 1 с, в то время как перебор состояний с m=6 требует  $\sim 30$  мин. Отметим, что для m=7 в приемлемое время решение уже не получить.



**Рис. 1.** Интегральные кривые распределения вероятностей аварийного снижения генерирующей мощности для ЭЭС СПб и ЛО

Полученные интегральные кривые распределения вероятностей аварийного снижения генерирующей мощности используются для определения вероятности потери генерирующей мощности определенной величины. Например, по данным рис. 1 (черная кривая) вероятность потери генерации величиной более 800 МВт составляет ~0,3, то есть 30 %. Эти данные могут быть использованы для определения величины аварийного резерва, предназначенного для компенсации аварийного снижения генерирующей мощности заданной вероятности. Например, аварийный резерв объемом 800 МВт будет полностью покрывать аварийные снижения мощности с вероятностью 70 % (в остальных 30 % случаях, как указано выше, потеря генерации превысит 800 МВт и будет компенсирована только частично). Далее полученные результаты будут использованы для вычисления резерва мощности с учетом факторов нагрузки. Кривые на рис. 1 имеют скачок при  $P_{\rm a} = 880~{\rm MBr}$ , что связано с особенностями рассматриваемой ЭЭС. Указанная величина соответствует нагрузке наиболее крупного блока. Таким образом, потеря генерирующей мощности более 880 МВт может иметь место только при отказе двух и более агрегатов (блоков) с соответствующим для таких состояний снижением вероятности.

### 4. Учет характеристик режимов потребления электроэнергии

Существенным фактором, влияющим на уровень БН ЭЭС, являются регулярные колебания потребления электроэнергии, вызванные неравномерностью потребления в суточном интервале. Изменение потребления приводит к изменению вероятности возникновения дефицита мощности, поскольку одинаковое аварийное снижение генерирующей мощности при различных значениях потребления в ЭЭС может иметь различные последствия. Для анализа влияния режимов потребления на вероятность дефицита мощности в ЭЭС необходимо построение характерного графика потребления исследуемой ЭЭС.

Для построения характерного графика потребления используются отчетные данные за базовый ретроспективный период, продолжительность которого принимается равной, как правило, пяти годам. В качестве исходных данных принимаются фактические графики потребления исследуемой ЭЭС в характерные сутки (третья неделя декабря для зимнего периода и третья неделя июня для летнего периода). Поскольку базовый период составляет более одного года, при обработке графиков потребления необходимо учитывать естественный прирост потребления электроэнергии. В связи с этим наиболее целесообразным представляется усреднение фактических графиков потребления по энергии.

Усреднение графиков потребления по энергии выполняется следующим образом. Каждый j-й график потребления представляет собой 24 точки — значения потребления мощности  $P_{i,j}$  в каждый i-й час соответствующих суток,  $i=\overline{1,24}$ . Данные значения также, при рассмотрении их как усредненное за один час потребление мощности, численно равны объему потребляемой энергии в течение данного часа. Таким образом, сумма всех 24 значений равна суточному объему потребления электроэнергии. Данную величину назовем весом  $W_j$  графика потребления. При синтезе профиля усредненного графика потребления для каждого i-го часа суток вычисляется усредненный объем потребления электроэнергии  $w_{i\, {\rm cp}}$  в данный час суток в долях от суточного электропотребления:

$$W_{i \text{cp}} = \frac{\sum_{j} P_{i,j}}{\sum_{j} W_{j}}, \quad W_{j} = \sum_{i=1}^{i=24} P_{i,j} .$$

Полученные значения  $w_{i \text{ cp}}$ ,  $i = \overline{1,24}$  представляют собой профиль усредненного графика потребления. Для дальнейшей обработки и получения графика потребления в именованных единицах полученный профиль перестраивается в относительных единицах (за единицу принимается максимальное значение  $w_{i \text{ cp}}$ ), график потребления в относительных единицах умножается на прогнозный максимум потребления мощности  $P_{\text{max}}$  и строится характерный график потребления в именованных единицах (МВт):

$$P_{i \text{cp}} = \frac{w_i}{\max(w_i)} \cdot P_{\text{max}}, \quad i = \overline{1, 24} .$$

Характерный график потребления зимнего рабочего дня ЭЭС СПб и ЛО на 2015 г. представлен на рис. 2, а его основные показатели приведены в табл. 2.

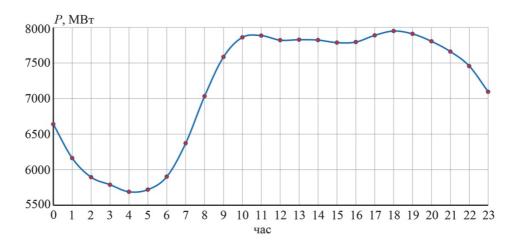


Рис. 2. Характерный график потребления зимнего рабочего дня ЭЭС СПб и ЛО на 2015 г.

Таблица 2 Основные показатели характерного графика потребления зимнего рабочего дня ЭЭС СПб и ЛО на 2015 г.

Показатель	Значение		
Максимальное значение потребления, МВт	7950		
Минимальное значение потребления, МВт	5689		
Коэффициент неравномерности	0,716		
Коэффициент заполнения	0,898		
Число часов пиковых нагрузок	11		
Число часов полупиковых нагрузок	7		
Число часов базовых нагрузок	6		

Вернемся к оценке влияния графика потребления мощности на вероятность дефицита мощности в ЭЭС. Как было отмечено, вследствие неравномерности потребления одна и та же авария в разные часы суток может иметь различные последствия. В сложившейся практике исследования режимов ЭЭС в качестве расчетного значения потребления мощности принимается максимум потребления  $P_{\text{max}}$  (для графика на рис. 2-7950 МВт в 18 часов). Соответственно, во все часы суток, кроме часа максимального потребления, текущее значение потребления мощности  $P_i$  ниже расчетного. Это означает, что в эти часы фактически в ЭЭС присутствует резерв мощности, обусловленный снижением потребления от максимального значения. Данный резерв мощности  $R_i$  для каждого i-го часа может быть определен в соответствии с выражением:

$$R_i = P_{\text{max}} - P_i, \quad i = \overline{1, 24}$$

Максимальное значение  $R_i$  достигается в час минимальной нагрузки и составляет в соответствии с данными табл. 2 2261 МВт. Это показывает, что неучет регулярных снижений потребления мощности приведет к существенному завышению вероятности дефицита и, как следствие, завышению величины резерва мощности.

Вероятность наличия в ЭЭС резерва мощности  $R_i$ , обусловленного регулярным снижением потребления в i-й час суток, очевидно, равна 1/24 = 0,042, поскольку часы суток представляют собой равные интервалы времени и вероятность всех  $R_i$ ,  $i = \overline{1,24}$ , одинакова.

Рассчитанные значения  $R_i$  по результатам анализа характерного графика потребления представляют собой распределение вероятностей регулярных снижений потребления мощности, характеризующее величину и вероятность дополнительного резерва мощности в ЭЭС. Эти данные необходимо учитывать при расчете показателей БН и резервов генерирующей мощности в ЭЭС.

### 5. Учет погрешности прогнозирования потребления

При планировании развития ЭЭС и исследовании перспективных режимов потребление электроэнергии и мощности в ЭЭС принимаются по данным прогнозов. Данные прогнозы учитывают естественный прирост потребления существующих потребителей, подключение к электрическим сетям новых потребителей с учетом их заявок, изменение режимов электропотребления, динамику потерь и мероприятия по энергосбережению и другие факторы. Отклонение фактических величин потребления от прогнозных значений обусловливается изменением погодных условий, экономической ситуации и другими факторами. Отклонение потребления мощности от прогнозируемых значений влияет на вероятность дефицита мощности ЭЭС и, соответственно, также должно учитываться при расчетах БН.

Ошибки прогнозирования также являются вероятностными величинами. Оценка погрешностей прогнозирования производится на основе сравнения прогнозов потребления на базовый ретроспективный период и отчетных данных о фактическом потреблении [7], по результатам которого могут быть определены как погрешности отдельных прогнозов, так и совокупные погрешности для различных сроков прогнозирования.

Ошибки прогнозирования возникают под влиянием большого количества разнородных факторов, среди которых нельзя выделить превалирующие. Поэтому можно считать, что распределение погрешностей прогнозирования подчиняется нормальному закону [6]. Среднеквадратичная ошибка прогнозирования (стандартное отклонение потребления от прогноза) определяется по формуле:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum\limits_{i=1}^{i=n} (\Delta P_i)^2}{n}} ,$$

где  $\Delta P_i$  — ошибка прогноза (разность фактического потребления и прогнозного);

*n* – число наблюдений.

На рис. 3 представлено сравнение различных прогнозов с фактической динамикой потребления мощности (черная кривая), построенное для ЭЭС СПб и ЛО за 2009–2012 гг. В табл. 3 приведены рассчитанные по данным рис. 3 среднеквадратичные ошибки прогноза в зависимости от срока прогнозирования (прогнозы на срок от 1 до 3 лет).

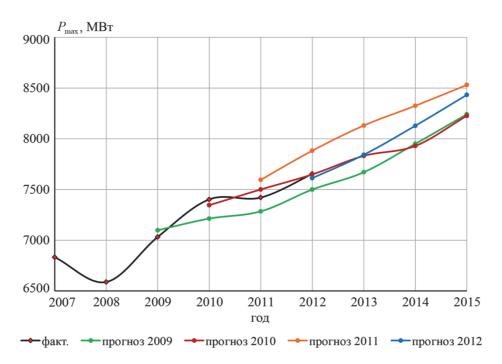


Рис. 3. Сравнение прогнозов и фактических значений потребления мощности ЭЭС СПб и ЛО

Среднеквадратичные ошибки прогноза

Таблица 3

Срок прогнозирования, лет		1	2	3
Среднеквадратичная ошибка	МВт	100	177	96
прогнозирования	%	1,31	2,31	1,26

По результатам анализа ошибок прогнозирования и расчета среднеквадратичных ошибок производится расчет распределения вероятностей отклонения потребления мощности от прогнозных значений. Следует отметить, что данное распределение является симметричным, то есть отклонения возможны как в сторону увеличения потребления, так и в сторону его уменьшения. Соответственно, в результате отклонения потребления возможно возникновение как дефицита, так и избытка мощности в ЭЭС, что также должно учитываться при анализе БН ЭЭС на перспективу.

### 6. Расчет уровней БН и резервов генерирующей мощности

Расчет уровней БН и обоснование резервов генерирующей мощности опирается на расчет вероятности и величины возможных дефицитов мощности в ЭЭС, который, в свою очередь, необходим для расчета показателей БН, в том числе вероятности J бездефицитной работы. При расчете дефицита мощности должны быть учтены влияющие на дефицит факторы и построено распределение вероятностей дефицита для исследуемой ЭЭС.

Рассмотрим построение распределения вероятностей дефицита мощности с учетом трех основных влияющих факторов, рассмотренных выше:

- аварийность генерирующего оборудования;
- неравномерность потребления мощности;
- погрешность прогноза спроса на электроэнергию и мощность.

Для построения искомого распределения необходимо сложить полученные распределения аварийного снижения генерирующей мощности, регулярных снижений потребления и отклонений потребления от прогноза. Обобщим кратко особенности данных распределений. Распределение аварийного снижения генерации является дискретным и предполагает только снижение генерирующей мощности, то есть увеличение дефицита. Регулярные снижения потребления, наоборот, могут привести только к уменьшению дефицита и являются, при рассмотрении графика потребления в виде 24 значений потребления мощности, также дискретными. Распределение отклонений потребления от прогноза, как было отмечено выше, является симметричным и непрерывным, предполагая, таким образом, как увеличение, так и уменьшение дефицита мощности.

Построение распределения вероятностей дефицита мощности производится сложением рядов распределения указанных величин. Сложение производится в соответствии с известными правилами и для рассматриваемой задачи при использовании для расчетов современных ЭВМ сложностей не представляет. Полученная интегральная кривая распределения вероятностей дефицита мощности для рассматриваемой ЭЭС СПб и ЛО представлена на рис. 4. На данном графике по оси абсцисс отложена величина дефицита  $P_{\rm деф}$ , по оси ординат — его вероятность  $Q_{\rm деф}$ . Следует отметить особенность полученного распределения: интегральная кривая, изображенная на рис. 4, пересекает ось ординат не в единице, а при значении ординаты  $\sim$ 0,72. Это означает, что вероятность возникновения в ЭЭС любого дефицитного состояния равна 72 %, а с вероятностью 28 % ЭЭС работает без дефицита даже при отсутствии резерва мощности. Это связано с тем, что в полученном распределении учтены вероятные снижения потребления мощности из-за неравномерности потребления и ошибок прогноза.

Полученное интегральное распределение вероятностей дефицита мощности может быть использовано для определения показателей БН или определения величины резерва. Эти две задачи по своей постановке являются взаимно обратными, т. е. показатели БН определяются для заданного состава генерирующего оборудования, включая резервную мощность, а величина необходимого резерва мощности определяется по заданному значению показателя БН, которую резерв мощности должен обеспечить. Поскольку на графике построена интегральная кривая, то значения ординат означают вероятность дефицита, величиной больше или равной соответствующих значений абсцисс. То есть, вероятность того, что дефицит превысит 600 MBт, равна 0,2, вероятность дефицита более 1000 MBт – 0,1 (рис. 4) и т. д. Соответственно, наличие в ЭЭС резерва мощности 1000 МВт обеспечит вероятность возникновения дефицита не более 0,1 (10%), так как любой дефицит величиной до 1000 МВт может быть скомпенсирован резервом, и дефицитное состояние ЭЭС будет возникать только при дефицитах, превышающих резерв. При вероятности возникновения дефицита 0,1 вероятность Ј бездефицитной работы будет равна 0,9.

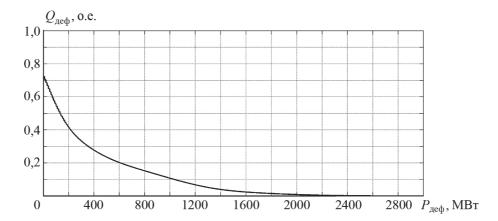


Рис. 4. Интегральное распределение вероятностей дефицита мощности для ЭЭС СПб и ЛО

На рис. 5 представлен увеличенный фрагмент интегральной кривой распределения вероятностей дефицита мощности (сплошная линия), приведенной на рис. 4, на котором показан процесс определения искомых величин. В отечественной практике проектирования ЭЭС в качестве норматива БН принято значение J = 0.996, которое обосновано соответствующими технико-экономическими расчетами [3, 10]. J = 0.996 соответствует вероятности дефицита мощности не более 0,004. Для обеспечения данной вероятности дефицита необходимо наличие в ЭЭС резерва мощности объемом 2256 МВт (рис. 5). При решении обратной задачи, если в ЭЭС фактический резерв мощности (разность между рабочей мощностью электростанций и максимумом потребления) составляет 2256 МВт, вероятность дефицита мощности в ЭЭС равна 0,004, а вероятность бездефицитной работы, соответственно, 0.996. Для обеспечения более высокого уровня БН J = 0.998 (норматив, принятый в Словении) и J = 0.999 (норматив, принятый в Финляндии) необходимо обеспечить вероятность дефицита мощности не более 0,002 и 0,001 и резерв мощности, объемом 2455 МВт и 2671 МВт соответственно. То есть, для повышения уровня БН с J = 0.996 до J = 0.999 необходимо увеличить резерв мощности на 415 МВт.

На рис. 5 также приведена пунктиром интегральная кривая распределения вероятностей аварийного снижения генерирующей мощности, полученная в разделе 3. Сравнение двух кривых на рис. 5 показывает, что вероятность возникновения дефицита мощности такой же величины ниже вероятности снижения генерации. То есть, совокупный учет неравномерности потребления мощности и отклонений потребления от прогноза позволил снизить необходимый резерв мощности в ЭЭС на величину  $\sim 250 \text{ MBT}$  (для J = 0.996).

Таким образом, разработанный подход позволяет выполнять расчет вероятностей дефицита мощности в ЭЭС и определять показатели БН и необходимые объемы резервирования с учетом влияющих факторов. При необходимости учет влияющих факторов может быть расширен, например, введен учет недельной неравномерности потребления, разброса характеристик графика потребления, отклонений располагаемой мощности электростанций при изменении погодных условий и др. Разработанные алгоритмы позволяют обрабатывать при расчете вероятностей дефицита бо́льший объем исходных данных без существенного увеличения временных затрат на проведение расчетов.

В данном разделе приведены результаты расчетов для концентрированной модели ЭЭС, применение которой при рассмотрении ЭЭС мегаполиса, как было указано выше, является корректным. Однако учет конечных пропускных способностей связей между узлами ЭЭС накладывает ограничения на передачу резервной мощности, что может потребовать увеличения резерва мощности для сохранения заданного уровня БН. Величина необходимого резерва мощности в этом случае будет зависеть также от его размещения. Для оптимизации размещения резервов мощности могут быть использованы различные подходы, в том числе основанные на применении дробно-полиномиальных функций [11].

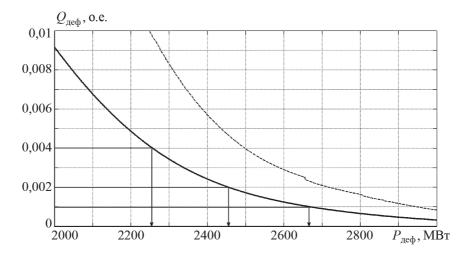


Рис. 5. Определение показателей БН и величин резерва мощности для ЭЭС СПб и ЛО

#### Заключение

В работе выполнены разработка и исследование метода расчета показателей БН и резервов генерирующей мощности и проведены соответствующие расчеты для электроэнергетической системы Санкт-Петербурга и Ленинградской области. Для рассматриваемой ЭЭС последовательно выполнены анализ структуры генерирующего оборудования, анализ режимов потребления электроэнергии и точности прогнозирования спроса на электроэнергию и мощность. С учетом основных вличющих факторов проведен расчет рядов распределения вероятностей дефицита мощности в ЭЭС и определены значения необходимого резерва мощности, соответствующие различным значениям вероятности бездефицитной работы.

Для решения поставленных задач разработаны специальные алгоритмы, позволяющие эффективно выполнять построение рядов распределения вероятностей и их обработку и определять: аварийное снижение генерирующей мощности в ЭЭС, вероятность дефицита мощности, необходимый объем резерва мощности. Данные алгоритмы ориентированы на создание специализированного программно-вычислительного комплекса для решения задач перспективного планирования ЭЭС.

### Список литературы

- 1. СТО 17330282.27.010.001-2008 «Электроэнергетика. Термины и определения». Утвержден приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 17 июня 2008 г. № 289.
- 2. 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.
- 3. *Чукреев Ю. Я.* Сравнение отечественных и зарубежных вероятностных показателей БН электроэнергетических систем. // Известия РАН. Энергетика 2012. № 6. С. 27–38.
- Chao Henry. LOLE/Resource Adequacy Methodology [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.isonewengland.org/committees/comm\_wkgrps/othr/icsp/mtrls/2005/nov182005/lole\_resource\_adequacy\_methodology.pdf. Дата обращения: 28.03.2013.
- 5. *Billington Roy, Ronald N. Allan*. Reliability Evaluation of Power Systems. Second Edition, New York and London: Plenum Press, 1996. 509 p.
- 6. *Маркович И. М.* Режимы энергетических систем. Изд. 4-е, переработ. и доп. М.: Энергия, 1969. 352 с.
- 7. ОАО «СО ЕЭС» [Электронный ресурс] Режим доступа: www.so-ups.ru. Дата обращения: 17.09.2013.
- 8. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/Под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро М.: Энергоатомиздат, 1985. 352 с.
- 9. *Ellis Horowitz, Sartaj Sahni*, Computing partitions with applications to the knapsack problem // Journal of the Association for Computing Machinery 1974. T. 21 pp. 277–292.
- 10. *Волькенау И. М., Зейлигер А. Н., Хабачев Л. Д.* Экономика формирования электроэнергетических систем. М.: Энергия, 1981. 322 с.
- 11. *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.

*Беляев Николай Александрович*, инженер отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

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»).

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»).

E-mail: chudnyvs@yandex.ru

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

### Calculation of operational power reserve in power systems.

The general approach to calculation of resource adequacy and power reserve in power systems is expounded. The results of relevant calculations for Saint-Petersburg and Leningrad region power system are presented.

Key words: power system, resource adequacy, power reserve.

# О роли электростанций средней и большой мощности в составе интеллектуальной энергетической системы России

Рассмотрена роль электростанций средней и большой мощности в составе интеллектуальной энергетической системы, архитектура которой разрабатывается ОАО «Российские сети» и ОАО «СО ЕЭС». Показано, что эти электростанции будут определять балансовую и операционную надежность ЕЭС России, служить основным стабилизирующим фактором в стационарных и переходных режимах. Предложен подход к синтезу устройства интеллектуальной станции на основе обеспечения качества электроснабжения потребителей и интеграции с сетевыми интеллектуальными устройствами управления.

Ключевые слова: интеллектуальная энергетическая система, электрическая станция, потребитель электрической энергии, рынок электроэнергии и мощности, модель, энергетическое оборудование.

Понятие «интеллектуальная энергетическая система» (ИЭС), как и семантически схожие с ним выражения «умная сеть», «интеллектуальные измерения» вошли в обиход сравнительно недавно. Можно спорить по поводу их понимания различными категориями ученых, инженеров, представителями власти и СМИ, но бесспорным остается то, что российское общество в целом приняло новую терминологию, и среди специалистов-энергетиков есть согласие по границам (хотя и не всем) соответствующих предметных областей<sup>1</sup>.

Интеллектуальная электрическая сеть, или *Smart grid* в ее традиционном понимании, описанная в зарубежных источниках (например, [1, 2]), достаточно полно осмыслена российскими специалистами применительно к особенностям единой энергетической системы (ЕЭС) России [3–6].

Следуя европейскому подходу, в процессе дискуссий по поводу *Smart grid* и в разработанных программах и иных документах (в частности в [7]), практически всегда интегрирующим центром будущей ИЭС провозглашается электросетевой комплекс, наделяемый активно-адаптивными свойствами [6, 10]. Электрические станции, взаимодействующие с сетью в рамках рассматриваемой парадигмы, в подавляющем большинстве случаев носят характер малой распределенной генерации или генерации, функционирующей на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Фактически внимание полностью сосредоточенно на так называемой *микросети* (*micro-grid*) — электрической распределительной сети низкого напряжения, в которую интегрируются все вышеперечисленные источники плюс некие сетевые

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> См. «Положение о Единой технической политике в электросетевом комплексе РФ» (разработано и утверждено Советом директоров ОАО «ФСК ЕЭС» в 2012 г., одобрено Правлением, Техническим советом Федеральной сетевой компании, Холдингом МРСК и Системным оператором).

накопители энергии, смысл внедрения которых заключается в балансировке режимов микроэнергосистемы для обеспечения надежности электроснабжения потребителей. В этой связи стоит обратить внимание на понятие «виртуальной электростанции» (virtual power plant), широко применяемое зарубежными специалистами<sup>2</sup>, но не имеющее никакого отношения к электрической станции, как к предприятию по производству электроэнергии и тепла, к чему привыкли российские ученые и инженеры. «Виртуальная электростанция» - это та же микроэнергосистема, включая потребителей, с распределенной генерацией (Distributed Generation, DG)<sup>3</sup>, которой хотят управлять вместе с микросетью, как единым целым – единым субъектом рынка, так как очевидно, что каждый малый генерирующий источник по отдельности (в особенности использующий ВИЭ) не может выживать в условиях «честной» конкуренции. Вероятно, столь активное искусственное навязывание в энергетике, в основном бизнес-сообществом, всего «малого» и «умного» связано с ярко выраженным рыночным характером малой распределенной генерации и генерации на основе ВИЭ, а также с широкими возможностями производства элементов рассматриваемых micro-grid на предприятиях с относительно простой и доступной малому и среднему бизнесу технологической оснасткой. Кроме того, в подавляющем большинстве случаев к «малым» и «умным» элементам как сетевого, так и генерирующего комплексов предъявляются гораздо менее строгие требования со стороны контролирующих и надзорных органов, чем к традиционным, что ведет к снижению профессиональных рисков поставщиков и инжиниринговых компаний.

Однако существующая ЕЭС России и ее будущий облик как ИЭС достаточно сильно отличаются от электроэнергетических систем (ЭЭС) европейских и иных промышленно развитых стран именно в части структуры и типов генерирующих мощностей, главные черты которых определяются в нашей стране доступностью органического топлива, разумной политикой использования атомной энергии и большим объемом сосредоточенных гидроресурсов. Несмотря на широкую публичную кампанию сторонников массового внедрения ВИЭ и малой распределенной генерации, в России, по крайней мере, до конца XXI века основой электроэнергетики будут мощные АЭС, ТЭС, СВязанные друг с другом высоковольтным технологическим комплексом единой национальной электрической сети (ЕНЭС). В области распределения электроэнергии распределительный электросетевой комплекс будет обеспечивать электроснабжение потребителей, опираясь на питающие центры – как подстанции ЕНЭС, так и распределительные устройства АЭС, ТЭС, ГЭС средней и большой мощности. При этом сохранится и даже усилится роль

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Эта микроэнергосистема практически всегда рассматривается вне связи с мощными генерирующими источниками традиционного вида, которые могли бы сбалансировать режимы без применения столь сложных и дорогостоящих систем накопления электроэнергии.

 $<sup>^2</sup>$  См., в частности, D. Pudjianto, C. Ramsay, and G. Strbac. Virtual power plant and system integration of distributed energy resources. Renewable Power Generation, vol. 1, no. 1, pp. 10 - 16, 2007.

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> Использующие распределенные энергетические ресурсы (*Distributed Energy Resources*, *DER*).

70 Л. К. Осика

Системного оператора как органа оперативного управления и стратегического планирования развития ЕЭС.

Таким образом, во-первых, ни в научно-методическом, ни в практическом плане невозможно выделить приоритетную технологическую или организационную составляющую ЭЭС (ИЭС). Очевидно, за одним единственным исключением: главное для энергетики — это потребители, ради которых строятся и эксплуатируются как генерирующие, так и сетевые объекты, объединенные оперативно-диспетчерским, оперативно-технологическим (а в рыночных условиях — и коммерческим) управлением. Обеспечение электроснабжения потребителей в соответствии с действующим законодательством и договорными условиями (далее — качество электроснабжения) служит целью всех субъектов электроэнергетики, и достижение этой цели возможно лишь при их подлинно системной интеграции, в том смысле, который придавали ЭЭС классики российской науки [8, 9].

Во-вторых, представляется абсолютно неоправданным упускать из рассмотрения в составе ИЭС среднюю и крупную генерацию именно в технологическом плане. Ведь электрические генераторы мощностью 60–1200<sup>2</sup> МВт не только служат главными источниками электроэнергии, определяют управляемость по частоте и перетокам мощности, статическую и динамическую устойчивость ЕЭС, но и являются чрезвычайно эффективными (а иногда и единственными) системными средствами управления напряжением в электрических сетях.

Как же должна развиваться генерация средних и больших мощностей в условиях прогнозируемых особенностей ИЭС, на какие вызовы и как следует отозваться производителям генерирующего оборудования, проектировщикам, владельцам генерирующих объектов? Не вызывает сомнений, что вектор развития генерирующего комплекса в качестве элемента интеллектуальной ЭЭС, лежит в сфере повышения управляемости энергоблоков и электростанций как в технологическом, так и в рыночном аспектах. Иными словами в составе ИЭС должны работать интеллектуальные электростанции, интегрированные с иными ее интеллектуальными составляющими — интеллектуальными сетями, интеллектуальной сбытовой деятельностью и даже с интеллектуальными потребителями.

### Управляемость ИЭС: технологический аспект

Концепция Smart grid рассматривается за рубежом и в России применительно к электрической сети с использованием систем широкомасштабного мониторинга режимов (Wide Area Monitoring System – WAMS) и управления ими (Wide Area Control System – WACS) на основе принципов активно-адаптивного управления, внедрения устройств измерения комплексных величин PMU (Phasor Measurement

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Напомним, что научная методология создания и развития ЭЭС, как единого системного механизма, была разработана в нашей стране в 40–80 гг. прошлого века и продолжает развиваться в настоящее время плеядой выдающихся ученых, среди которых следует назвать В. А. Веникова, В. А. Баринова, В. И. Васина, Н. И. Воропая, Л. А. Кощеева, И. М. Марковича, Л. А. Мелентьева, С. А. Совалова, В. А. Строева, Ю. Г. Шакаряна и др.

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> В составе энергоблока Костромской ГРЭС и в составе АЭС с реакторами ВВЭР ТОИ.

*Unit*), FACTS (Flecsible Alternative Current Transmission System), интеллектуальных компьютерных методов моделирования и интеллектуальных измерений параметров режима ЭЭС [1–3].

В то же время очевидно, что достичь главной системной цели ИЭС – качества электроснабжения потребителей одними этими средствами, примененными к сетевому комплексу, абсолютно невозможно, даже привлекая постоянно упоминаемую в зарубежных источниках распределенную генерацию [1, 2].

Балансовая надежность современных ЭЭС, и это неоспоримый факт [11, 12], достигается планированием, строительством и поддержанием мощностей именно средней и крупной генерации (при надлежащем развитии передающей электрической сети<sup>1</sup>), что нашло свое отражение в Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики<sup>2</sup>. Малая распределенная генерация (включая объекты, функционирующие на основе ВИЭ) должна учитываться в балансах мощности и энергии, но только, принимая во внимание ее особенности: малую (в любой перспективе) относительную долю в общей установленной мощности ЕЭС России, неравномерность размещения (в соответствии с наличием ВИЭ и планами регионов и потребителей), непредсказуемость несения нагрузки (что не позволяет рассматривать ее в качестве резервов мощности) и, самое главное, — необходимость в «опорных» мощных источниках генерации для обеспечения качества электроснабжения потребителей. По разным экспертным оценкам, например, доля электростанций на основе «погодозависимых» ВИЭ различных типов не должна превышать 10–20 % установленной мошности ЭЭС<sup>3</sup>.

Балансовая надежность ЭЭС изучается с помощью *балансовых моделей*, к которым относятся также оптимизационные модели, учитывающие ограничения по использованию топлива, по пропускной способности линий электропередачи, по резервам мощности. В балансовых моделях влияние генерирующих источников средней и большой мощности на покрытие спроса на электроэнергию со стороны конкретных потребителей наиболее очевидно проявляется при формировании и развитии так называемых зон свободного перетока (ЗСП). Согласно определению, приведенному на сайте Системного оператора, ЗСП представляют собой, «зону в оптовом рынке электрической энергии (мощности), внутри которой в базовых условиях отсутствуют существенные системные ограничения». В настоящее время при формировании стратегии развития электроэнергетики принят курс на самосбалансированность объединенных энергосистем (ОЭС), а также по возможности и ЗСП.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Лучше – при опережающем развитии, что было одной из основ технической политики в электроэнергетике во времена СССР.

 $<sup>^2</sup>$  В генеральной схеме рассматриваются электрические станции, вырабатывающие только электрическую энергию, мощностью свыше 500 МВт, а также ТЭЦ мощностью свыше 300 МВт.

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> Отрицательные последствия необоснованного изменения структуры генерации в пользу ВИЭ хорошо иллюстрируются примером Германии, где вынуждены принимать экстраординарные меры по управлению перетоками мощности с севера на юг страны.

72 Л. К. Осика

Операционная надежность ЭЭС (оказывающая решающее влияние на качество электроснабжения потребителей в вышеупомянутой постановке), очевидно, достигается не только средствами, доступными электросетевому комплексу, такими как:

- поддержанием на проектном уровне надежности функционирования сетевых элементов передачи и преобразования электрической энергии (ЛЭП, трансформаторов, коммутационных аппаратов и пр.), систем управления (РЗА, противоаварийной автоматики (ПА), АСУ ТП подстанций, систем оперативнотехнологического управления сетевых компаний);
- наличием и надежностью систем регулирования режимов по реактивной мощности и напряжению (шунтирующими реакторами, управляемыми и не управляемыми, батареями статических конденсаторов, устройствами СТАТКОМ, асинхронизированными синхронными компенсаторами и пр. [10]),

а также начинающими внедряться устройствами регулирования перетоков активной мощности по  $ЛЭ\Pi$  [6], которые придают электрической сети активно-адаптивный характер.

Помимо них не менее (а зачастую и более) важным средством обеспечения операционной надежности ЭЭС в отношении конечных потребителей является надежность производства электроэнергии традиционными электростанциями средней и большой мощности, которые служат главным инструментом балансировки нормальных, аварийных и послеаварийных режимов по активной мощности при краткосрочном планировании и оперативном управлении. Кроме того, синхронные (СГ) и, в особенности, асинхронизированные синхронные (АСГ) генераторы [10] — не только мощные средства управления режимами по напряжению и реактивной мощности в электрически близких узлах питающей и распределительной сети, но и, как показала практика эксплуатации, способны во многих случаях обеспечить требуемые параметры режима по напряжению у конечных потребителей без привлечения вышеупомянутых сетевых систем регулирования.

С точки зрения ЭЭС (ИЭС) все электростанции и отдельные энергоблоки воспринимаются через параметры электрической схемы выдачи их мощности и параметры электрического режима на выводах генераторов (а также через процессы, происходящие в распределительных устройствах, в том числе, на границах разграничения собственности с сетевыми компаниями), иными словами, — через электрический интерфейс станции. Необходимость учета технологических особенностей производства электроэнергии вплоть до затрат носителей первичной энергии, поступающей в преобразовательные агрегаты (реакторы АЭС, котлоагрегаты ТЭС), возникает при решении ряда задач, которые связаны с проектированием строительства, реконструкции и технического перевооружения электростанций, планированием потоков ресурсов, выбросами и сбросами загрязняющих веществ, планированием, реализацией электрических режимов и управления ими на временных интервалах, соизмеримых с постоянными времени изменения параметров промежуточного энергоносителя (пара).

Рассматривая электрическую станцию по отношению к ЭЭС за электрическим интерфейсом с точки зрения энерготехнологического режима как единый объект, ее влияние или отклик на электрические режимы в сети и у потребителей можно

условно представить *операционными моделями* 5 категорий, первые 4 из которых различаются частотной областью возмущений:

- 1) установившиеся (квазиустановившиеся) режимы (УР) -f = 50  $\Gamma$ ц = const (или иная частота, временно сложившаяся на достаточно длительном временном интервале в результате баланса выработки и потребления);
  - 2) электромагнитные переходные процессы (ЭПП)  $50 < f < 10^5$  Гц;
- 3) электромеханические переходные процессы (ЭМПП) f лежит в диапазоне, верхней границей которого можно считать частотную область УР, а нижней десятые доли герц;
- 4) электротепломеханические переходные процессы (ЭТМПП) десятые, сотые и тысячные доли герц;
- 5) программное управление: выполнение команд противоаварийной автоматики (ПА), пуск энергоблоков и станции «с нуля», сброс и набор активной мощности по командам диспетчера или от общесистемной автоматики, выделение станции или ее части на сбалансированную нагрузку (к программному управлению можно отнести и изменение выработки или потребления реактивной мощности путем изменения уставок автоматических регуляторов возбуждения по командам диспетчера).

В моделях первой категории, используемых для расчета УР при их планировании и анализе Системным оператором, при расчете технических потерь в сети, при проектировании развития ЭЭС (включая технологическое присоединение к электрической сети), полностью отбрасывается энерготехнологическая часть электростанции. Эти модели – принципиально статические, их можно рассматривать в качестве предела динамических моделей при бесконечном увеличении времени переходного процесса:  $t \to \infty$ .

Модели второй категории, которые применяют, в частности, при расчетах токов короткого замыкания (ТКЗ), учитывают влияние на электрический интерфейс, главным образом, электромагнитных параметров СГ или АСГ, считая механические режимные параметры турбо- и гидроагрегатов (их угловые скорости  $\omega_P$ ) постоянными.

Модели третьей категории [11], являются синтезом моделей электромагнитных процессов и моделей механических, отражающих вращающиеся массы турбо- и гидроагрегатов. По сути, они реализуют закон Фарадея с учетом динамики тел, на которых расположены «витки», но без учета закона изменения сил, которые вращают эти тела.

Четвертая категория моделей, помимо процессов электромагнетизма и электромеханики позволяет учитывать влияние также источника сил вращения, или законов влияния производства рабочего тела (пара, воды) на вращающийся агрегат. Моделирование всех этих режимов (так называемые длительные переходные процессы) выполняется дополнительными (к моделям третьей категории) дифференциальными и алгебраическими уравнениями переходных процессов в котлоагрегате (КА) – для ТЭС (реакторе – в случае АЭС, гидравлической системе – в случае ГЭС), турбине и системе регулирования мощности энергоблока [14].

И, наконец, в пятой категории моделей, которые, как правило, в целом не реализуются в качестве единого расчетного комплекса, происходят одновременно или последовательно все те процессы, которые являются объектами уже рассмотренных

выше категорий. Главное отличие этих моделей заключается в том, что управление осуществляется по командам, исходящим из внешних по отношению к станции источников.

Наблюдаемость применяемых Системным оператором и сетевыми компаниями операционных моделей электростанций проявляется на упомянутом выше электрическом интерфейсе с помощью средств измерений параметров электрических режимов (в том числе, так называемых систем обмена технологической информацией с автоматизированной системой Системного оператора – СОТИ АССО), а управляемость реализуется посредством передачи управляющих воздействий релейной защиты и автоматики (РЗА), противоаварийной автоматики (ПА), автоматики регулирования частоты и перетоков мощности (АРЧМ) и команд диспетчера по голосовой связи.

Влияние электростанций на качество электроснабжения потребителей проявляется через техническую возможность и экономическую целесообразность поддержания договорных значений параметров качества электроэнергии (чаще всего понимаемых в смысле ГОСТ Р 54149-2010) и в ряде случаев связываемых с ними показателей надежности. При этом, очевидно, что в современной зоне централизованного электроснабжения при соблюдении требований к резервам генерирующих мощностей такой показатель, как время перерывов питания в течение согласованного срока должен быть обеспечен в большинстве случаев сетевыми организационно-техническими мероприятиями, и только в результате тяжелых системных аварий, вызванных нарушениями в работе генерирующего оборудования (в том числе отключениями энергоблоков или «посадкой станции на ноль»), ответственность за обесточивание потребителей после расследования может быть возложена на генерирующие компании. Влияние ЭЭС на качество (надежность) электроснабжения потребителей (и наоборот влияние режимов электроприемников на режимные параметры ЭЭС) также может быть проконтролировано на условном электрическом интерфейсе, который проходит по границам балансовой принадлежности электросетевых устройств потребителей и сетевых компаний (далее - электрический интерфейс потребителя).

В договорах на получение услуг по транспорту электроэнергии между сетевой компанией и потребителями требуется поддержание качества электроснабжения, заданного в виде диапазона контролируемых параметров режима  $Y_{\pi}$  [15] на их электрических интерфейсах<sup>2</sup>

$$Y_{\Pi}^{\min} \leq Y_{\Pi} \leq Y_{\Pi}^{\max}$$
.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> В том числе применяемых в международной практике индексов надежности *SAIFI* (*System average interruption frequency index* – индекс средней частоты отключений по системе), SAIDI (System average interruption duration index – индекс средней длительности отключений по системе) и российского аналога последнего – показателя средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии в каждом расчетном периоде регулирования  $\Pi_{\rm II}$ , определение которого осуществляется в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 29.06.2010 № 296.

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Мы не рассматриваем далее критерии надежности, связанные со средним временем перерывов питания (полного исчезновения напряжения) на шинах потребителя.

Наблюдаемость договорных технологических моделей потребителей обеспечивается как вектором  $Y_{\rm n}$ , так и вектором *переменных состояния*  $X_{\rm n}$ , содержащем модули и углы векторов напряжений в точках поставки (ГП). Полная совокупность этих точек образует группу точек поставки (ГПП) — ключевое понятие, закрепленное в договоре о присоединении к торговой системе оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ). В состав  $Y_{\rm n}$  входят в качестве составляющих: векторы перетоков активной электроэнергии  $W_{\rm a}$ , мощности  $P_{\rm n}$  (среднечасовой мощности  $P_{\rm n}^{\rm q}$  в случаях, требуемых действующим законодательством) в целом по ГПП и (или) по ТП; вектор модулей напряжений в ТП  $|V_{\rm TII}|$ ; частота f; векторы перетоков реактивной электроэнергии  $W_{\rm p}$  (ее количество и направление) за тот или иной промежуток времени, если это предусмотрено договорными отношениями между потребителем и сетевой компанией, реактивных мощностей  $Q_{\rm n}$ .

 $W_{\rm a}$  и  $W_{\rm p}$  с точки зрения моделей ЭЭС, формализованных в терминах систем автоматического управления [15], являются возмущениями, на которые должна реагировать функционирующая система оперативно-диспетчерского управления с учетом правил рынков электроэнергии, обеспечивая достижение своей цели с заданным качеством. Это качество обеспечивается в математической модели ОРЭМ максимизацией так называемой функции благосостояния [16].

Электрические станции — это элементы ЭЭС, предназначенные для того, чтобы автоматически или автоматизированным образом влиять на  $Y_n$ . Именно они безальтернативно поддерживают f и  $W_a$ ,  $P_n$  (сетевые активные устройства только перераспределяют перетоки с целью минимизации технических потерь, а так называемые *сетевые накопители* энергии в масштабе ЕЭС не могут серьезно рассматриваться в качестве источников, реагирующих на изменение спроса на электроэнергию в зоне централизованного электроснабжения). Соответствующие законы регулирования УР в отношении мощностей можно записать в виде:

$$f = \varepsilon(P_{cr}, P_{rr}, \Delta P_{rr}) = \overline{\varepsilon}(P_{cr}, P_{rr}, X_{cr}, X_{rr}, X_{rr}), \tag{1}$$

$$P_{\Pi} = \theta(P_{\text{cr}}, X_{\text{cr}}, X_{\text{c}}, X_{\Pi}), \qquad (2)$$

$$P_{\rm ct} \equiv U_{\rm ct}^{\rm a} \,, \tag{3}$$

где  $P_{\rm cr}$  – вектор мощности станций (энергоблоков);

 $U_{\rm cr}^{\rm a}$  — множество переменных управления станции по активной мощности [15], в общем случае с учетом регуляторов скорости турбин, регуляторов частоты и регуляторов мощности энергоблоков;

 $X_{\rm cr}$ ,  $X_{\rm c}$ ,  $X_{\rm n}$  — соответственно переменные состояния станции, электрической сети, потребителя [15];

 $\Delta P_{\scriptscriptstyle \Sigma}$  – суммарные технические потери мощности в сети;

 $oldsymbol{ heta}$  – вектор-функция операторов преобразования  $oldsymbol{P}_{ ext{cr}}$  в  $oldsymbol{P}_{ ext{r}}$ ;

 $\epsilon$ ,  $\overline{\epsilon}$  – одномерные операторы (функции) преобразования  $P_{\rm cr}$ ,  $P_{\rm n}$  в f.

Станции, как указывалось выше, обладают широкими возможностями выработки реактивной мощности для автоматического или автоматизированного регулирования  $|V_{\text{TII}}|$  и  $W_{\text{p}}$  ( $Q_{\text{n}}$ ) на электрических интерфейсах потребителей. Однако в данном

случае станции «конкурируют» с сетевыми источниками реактивной мощности, причем в настоящее время — не в прямом экономическим смысле, так как соответствующие системные услуги не являются платными<sup>1</sup>. Эта конкуренция проявляется очевиднее всего в концентрированных энергосистемах с сильными внутренними связями. В случае слабых связей станции с энергорайонами потребления влияние регулирования реактивной мощности генераторов на уровень напряжения потребителя может быть практически неощутимо.

При анализе решений задачи определения глобального оптимума затрат ЭЭС на обеспечение качества электроснабжения потребителей в отношении уровней напряжения в ГТП, включая инвестиции в строительство специальных сетевых устройств, можно сделать следующий вывод: если существует техническая возможность регулирования  $|V_{\rm TII}|$  и  $Q_{\rm II}$  со стороны электростанций, проявляющаяся в их способности обеспечить заданные уровни напряжений в пределах регулировочного диапазона реактивной мощности с учетом допустимой перегрузки по токам ротора и статора СГ и АСГ, то новое строительство сетевых устройств и их эксплуатация окупаются только за счет снижения стоимости потерь электроэнергии в этом варианте, что всегда является следствием более благоприятного распределения перетоков реактивной мощности. Данный вывод основан на том, что станции, как регуляторы реактивной мощности, «ничего не стоят», так как их переменные управления по реактивной мощности  $U_{\rm cr}^{\rm p}$  реализуются с помощью регуляторов возбуждения на том же оборудовании, что и  $U_{\rm cr}^{\rm a}$ . Иными словами, реактивные мощности станций  $Q_{\rm cr}$  – «побочный продукт» при выработке  $P_{\rm cr}$ .

Техническую конкуренцию (без учета стоимости потерь электроэнергии) между уже существующими устройствами регулирования реактивной мощности в сети с вектором переменных управления  $U_c$  и генераторами станций с переменными управления  $U_{c\tau}^p$  следует осуществлять по критерию наибольшей чувствительности изменения контролируемых переменных [15] потребителя к изменению соответствующих переменных управления:

$$\max\left(\frac{dY_{\rm n}}{dU_{\rm cr}^{\rm p}}, \frac{dY_{\rm n}}{dU_{\rm c}}\right). \tag{4}$$

В состав вектора переменных управления сети  $U_{\rm c}$  входят:

- регулируемые модули напряжения на шинах FACTS (или в качестве упрощающего допущения – на шинах подстанции, к которым они подключены);
- коэффициенты трансформации силовых трансформаторов с устройствами регулирования напряжения под нагрузкой (РПН);
- в случае наличия элементов активно-адаптивных сетей (AAC) с возможностями перераспределения перетоков активной мощности коэффициенты трансфор-

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> См. также: В. Воронин, М. Гаджиев, Р. Шамонов. Направления развития системы регулирования напряжения и реактивной мощности в ЕНЭС // Электроэнергия. Передача и распределение. 2012, № 2.

мации поперечного регулирования либо управляемые каким-либо иным образом разности углов векторов напряжения на шинах выбранных узловых точек.

Критерий (4) учитывает в неявном виде также влияние дополнительных технических потерь, возникающих при вводе управляющих воздействий на генераторах или сетевых средствах регулирования реактивной мощности. Однако при строгом технико-экономическом обосновании решений следует применять известные методы комплексной оптимизации режимов по активной и реактивной мощности [17] с выбором средств регулирования из сформированного меню готовых к выполнению этой задачи сетевых и станционных устройств.

#### Управляемость ЕЭС: рыночный аспект

Генерирующие компании, владеющие генерирующим оборудованием средней и большой мощности, являются субъектами ОРЭМ, продают два вида товара: электроэнергию и мощность, а также оказывают системные услуги. Причем это единственные субъекты рынка, которые в законодательном порядке обязаны получать подтверждение соответствия их оборудования установленным требованиям со стороны Системного оператора, что служит подтверждением того, что генерирующее оборудование является самым ответственным средством реализации управляемости ЕЭС по всей совокупности режимных параметров.

Для обозначения минимального по составу и неделимого генерирующего объекта, в отношении которого осуществляются рыночно-технологические действия со стороны Системного оператора, НП «Совет рынка» и ОАО «АТС», применяется ряд специфических понятий, таких как «генерирующая единица мощности» (ГЕМ¹), единица генерирующего оборудования, ГТП генерации. Подобных понятий нет в электросетевом комплексе, и ни один из видов сетевого оборудования не должен подвергаться особому подтверждению соответствия каким-либо требованиям по нормативным документам, регулирующим рыночные отношения. Помимо рыночно-технологических действий с генерирующим оборудованием средней и большой мощности на этапах краткосрочного и среднесрочного планирования, реализации запланированных режимов важнейшей проблемой было и остается развитие генерации — новое строительство и модернизация существующих мощностей. Вплоть до настоящего времени поиски эффективных экономических путей инвестирования в строительство, попытки решить тем самым вопросы саморазвития рынка без помощи государства остаются безуспешными.

Рыночный аспект роли традиционных (в смысле их величины) источников генерации ЕЭС будет становиться все более важным при реализации в полной мере давно запланированного рынка системных услуг. В настоящее время он функционирует в отношении нормированного первичного регулирования частоты (НПРЧ) и автоматического вторичного регулирования частоты и мощности (АВРЧМ), а также в отношении регулирования напряжения генераторами ГЭС и ТЭС, работающими исключительно в режиме синхронного компенсатора. Рассмотренную выше конку-

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Минимальная единица генерирующей мощности, в отношении которой осуществляются торговые операции на ОРЭМ.

ренцию генерирующих и сетевых источников регулирования напряжения с целью реализации управления вектором  $|V_{\rm TII}|$  у потребителя целесообразно решать также как и в случае функционирующего на ОРЭМ рынка «на сутки вперед» — путем конкурентного отбора заявок с узловым ценообразованием. Если строго следовать современной математической модели определения часовых объемов купли-продажи на ОРЭМ, то было бы логично работать с применяемой для решения этой задачи целевой функцией благосостояния [16] при введении в уравнения дополнительных множителей Лагранжа, экономический смысл которых выражался бы в стоимости реактивной мощности в узлах (как это было осуществлено в методике, разработанной в 70-е гг. прошлого века в компании Électricité de France [18]).

Таким образом, в современной российской энергетике вполне закономерно выделился рыночно-технологический приоритет, на котором сосредоточено внимание всех субъектов электроэнергетики и потребителей, а также органов государственного регулирования и общественности. Этот приоритет – генерация, причем, и этого нельзя не признать, не уходя за пределы объективных технической и экономической реальностей, — генерация, сосредоточенная на электростанциях средней и большой мощности.

## Постановка задачи о технических требованиях к устройству генерирующего оборудования электростанций при их работе в составе ИЭС с ААС

Учитывая огромную роль рассматриваемых генерирующих источников в функционировании и развитии ЕЭС как в технологическом, так и в рыночном аспектах, следует обратить самое пристальное внимание на требования к техническим характеристикам энергоблоков и станций, при их работе в составе ИЭС с ААС, для всех упомянутых выше категорий моделей стационарных и переходных режимов (отражающих реакции станций на возмущения соответствующих частот) и программного управления. Эти требования необходимо, в конечном итоге, отобразить на конструкции конкретных видов основного оборудования и соответствующие системы управления, что придаст электростанции интеллектуальный облик, адекватный ИЭС. К сожалению, системных исследований в этой области на современном этапе развития российской электроэнергетики до сих пор не проводилось. Поэтому рассмотрим возможные подходы к решению данной научно-прогностической задачи на примере ТЭС.

Обозначим в самом общем виде, множество конструкционных характеристик генерирующего оборудования — котлоагрегатов (вектор  $K_{\rm cr}$  размерности k), турбоустановок (вектор  $T_{\rm cr}$  размерности t), генераторов (вектор  $G_{\rm cr}$  размерности g), систем управления (вектор  $C_{\rm cr}$  размерности c) и инфраструктуры (вектор  $IS_{\rm cr}$  размерности i), определяющих существенные характеристики устройства ТЭС в отношении ее параллельной работы в составе ИЭС с ААС, через

$$S_{cr} = K_{cr} \cup T_{cr} \cup G_{cr} \cup C_{cr} \cup IS_{cr}.$$
 (5)

Множество режимных (управляемых) параметров ТЭС, влияющих на контролируемые переменные потребителей  $Y_n$ , с учетом (1) – (3) можно записать как:

$$U_{\rm cr} = \left\{ U_{\rm cr}^{\rm a}, \ U_{\rm cr}^{\rm p} \right\} = F(Y_{\rm n}), \qquad (6)$$

где F – векторный оператор (в общем случае – многозначный) преобразования множества контролируемых переменных потребителей во множество управляемых переменных станции.

Однако, как и во всех сложных технологических системах,  $U_{\rm cr}$  связывается с  $S_{\rm cr}$  не непосредственно, а через множество модельных переменных станции  $M_{\rm cr}$  (коэффициентов уравнений, параметров схемы замещения, а также режимных параметров) для заданных четырех категорий  $M_{\rm cr}^1$ ,  $M_{\rm cr}^2$ ,  $M_{\rm cr}^3$ ,  $M_{\rm cr}^4$  так что:

$$M_{\rm cr} = M_{\rm cr}^1 \cup M_{\rm cr}^2 \cup M_{\rm cr}^3 \cup M_{\rm cr}^4$$
.

Таким образом, через цепочку неизоморфных отображений

$$Y_{\scriptscriptstyle \Pi} 
ightarrow U_{\scriptscriptstyle ext{CT}} 
ightarrow M_{\scriptscriptstyle ext{CT}} 
ightarrow S_{\scriptscriptstyle ext{CT}}$$

параметры устройства станции связываются с параметрами качества электроснабжения потребителей абстрактной функциональной зависимостью

$$S_{\rm cr} = \Phi(Y_{\rm n}). \tag{7}$$

Мы не можем выразить эту зависимость в виде более подробных формул за исключением простейшего случая работы генератора на нагрузку в отношении некоторых обобщенных механических и конструктивных параметров турбин [11]. Тем не менее, она, безусловно, существует для ЭЭС любой размерности и носит эмпирический характер, что доказано практикой работы энергообъединений во всех странах мира [18] и их взаимодействием с энергомашиностроительными предприятиями. Определение  $S_{\rm cr}$  по (7) ввиду многозначности функциональной зависимости и большого числа влияющих факторов осуществляется оптимизационными процедурами, причем следует учитывать и «конкуренцию» средств управления множеством  $|V_{\rm TII}|$  в ААС.

Для моделей первой категории (установившиеся и квазиустановившиеся режимы) с точки зрения качества электроснабжения потребителей необходимо отразить способность энергоблоков поддерживать необходимые по системным условиям (с учетом всех возможностей регулирования напряжения в ЭЭС) модули напряжения на выводах генераторов  $U_{\Gamma}$  в достаточно широком диапазоне, ограниченном сверху максимальным рабочим напряжением  $U_{\Gamma \text{ раб}}^{\text{max}}$ . Как известно [9, 15, 18], это связано с таким параметром, как номинальный коэффициент мощности генератора соз  $\phi_{\Gamma,H}$  и возможностями перегрузки генератора по токам статора и ротора. Как правило, прием реактивной мощности СГ ограничен в большей степени, чем ее выдача, что связано с нагревом крайних пакетов стали статора (или условиями статической устойчивости при работе станции на длинные линии электропередачи). Следует отметить, что этого недостатка лишены АСГ [10], один из которых номинальной мощностью 330 МВт успешно работает на Каширской ГРЭС<sup>1</sup>. В целом

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Причем он настолько востребован для регулирования напряжения в сети 500 кВ, что Системного оператора даже ограничивает вывод энергоблока в ремонт, в особенности в режимах минимальных нагрузок Московской энергосистемы, когда появляется избыток реактивной мощности.

допустимые соотношения выдачи или приема реактивной мощности  $Q_{\Gamma}$  в УР при различной нагрузке генератора по активной мощности  $P_{\Gamma}$  приводятся на графиках, которые носят название «P-Q диаграмм», то есть зависимостей  $\Psi(P_{\Gamma}, Q_{\Gamma}) = 0$ . Очевидно, способность генераторов поддерживать в допустимых пределах  $|V_{\text{TII}}|$  у потребителей различного уровня напряжений и территориального расположения зависит в общем случае и от того, каково номинальное напряжение статора  $U_{\Gamma,H}$  Если генератор и ГТП потребителя имеют один класс напряжения и между ними отсутствуют ступени трансформации, то коэффициент чувствительности изменения напряжения в точке поставки потребителя  $U_{\text{TII}}$  в зависимости от изменения  $U_{\Gamma}$ , равный  $\partial U_{\text{TII}}/\partial U_{\Gamma}$ , будет, несомненно, выше, чем в случае наличия одной или нескольких ступеней трансформации.

Таким образом, в номенклатуру требований со стороны ИЭС к модельным параметрам генераторов в первой категории моделей  $M_{\rm cr}^1$  входят:  $U_{\rm г.н.}$ , соз  $\phi_{\rm г.н.}$  (на выдачу и прием реактивной мощности), а также предельные значения напряжения и частоты (по рис. 11 ГОСТ Р 52776-2007). Кроме того желательно каким-то образом нормировать области допустимых значений  $P_{\rm r}$  и  $Q_{\rm r}$  (возможно, в виде уже упоминавшихся P-Q диаграмм), хотя данное требование и не предусмотрено ГОСТ Р 52776-2007, но присутствует в ГОСТ 533-2000. Модельные параметры энергоблоков для расчетов УР входят в состав вектора  $\Pi_{\rm уp}$ .

Фактически величины  $U_{\text{г.н.}}$ ,  $\cos \varphi_{\text{г.н.}}$ ,  $P_{\text{г}}^{\text{н}}$  дают возможность определить номинальный ток статора  $I_{\text{г}}^{\text{н}}$ . В ряде случаев целесообразно внести в число модельных параметров статическую перегружаемость СГ, допустимые перегрузки по току статора. Пусть все эти «перегрузочные» параметры образуют вектор  $\Pi_{\text{п}}$ , следовательно:

$$\boldsymbol{M}_{\mathrm{cr}}^{1} = \left\{ \boldsymbol{\Pi}_{\mathrm{yp}}, \ \boldsymbol{\Pi}_{\mathrm{n}} \right\}, \tag{8}$$

что дает возможность определить конструктивные параметры генераторов, отвечающие требованиям УР:

$$\boldsymbol{G}_{cr}^{yp} = \boldsymbol{\varphi}_{yp}(\boldsymbol{M}_{cr}^{1}). \tag{9}$$

Именно на этой стадии должен быть решен принципиальный вопрос, будет или нет участвовать генератор в режимах регулирования напряжения у потребителей (в том числе, через поддержание уровней напряжения в контрольных точках электрической сети) и насколько глубоким будет это регулирование. Ранее отмечалось, что отсутствие полноценного рыка услуг по обеспечению системной надежности в отношении регулирования реактивной мощности не дает владельцам генерирующих активов экономических сигналов к установке СГ с расширенным диапазоном выдачи и потребления реактивной мощности, не говоря уже о применении АСГ. Тем не менее, учитывая усилия Системного оператора в развитии рынка системных услуг<sup>1</sup>, можно уже сейчас рекомендовать при новом строительстве в составе доку-

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> В частности, результаты работы Координационного штаба по запуску рынка системных услуг, который создан по инициативе Системного оператора для осуществления взаимодействия всех субъектов электроэнергетики, заинтересованных в решении данной проблемы.

ментации по схеме выдачи мощности энергоблоков или в документации на технологическое присоединение к электрической сети в обоснованных случаях выдавать инвесторам вариант установки в качестве генератора АСГ с информацией о диапазонах регулирования им напряжения и диапазонах загрузки по реактивной мощности. Инновационным решением, достаточно широко применяемым в зарубежных энергосистемах, является установка автоматической расцепляющей муфты между генератором и турбиной с целью оказания услуг по регулированию электрического режима ЭЭС по напряжению во время плановых остановов энергоблока (для ремонта, в условиях минимальных электрических нагрузок).

В рассматриваемых выше моделях можно начинать исследовать также вопросы о предельных номинальных мощностях ГЕМ  $P_{\Gamma EM}^{\rm H}$ , отдельных турбоустановок с генераторами  $P_{\Gamma}^{\rm H}$  или энергоблоков  $P_{\delta}^{\rm H}$ , в том числе парогазовых установок (ПГУ)  $P_{\Pi \Gamma Y}^{\rm H}$ , по условиям обеспечения статической устойчивости (или существования) послеаварийных УР, уровню ТКЗ и пр. Окончательно определить эти мощности позволит дополнительное исследование моделей второй и третьей категории.

Так как *модели второй категории* связаны с ЭПП, их основными модельными параметрами являются:

- сверхпереходные  $(x''_d)$ , переходные  $(x'_d)$  и синхронные  $(x_d)$  реактивные сопротивления синхронных машин по продольной оси, а также аналогичные сопротивления по поперечной оси  $-x''_q$ ,  $x'_q$ ,  $x_q$ , если необходимо учитывать явнополюсность, в том числе в АСГ;
- постоянная времени затухания апериодической составляющей тока статора  $T_{\rm a}$ ;
- переходная и сверхпереходная свободные постоянные времени затухания тока  $T'_d$ ,  $T''_d$ ;
- параметры регуляторов возбуждения (PB) постоянная времени регулятора  $T_p$ , коэффициенты усиления по каналам измеряемых величин ( $U_r$ ,  $I_r$ , f) и их производных, кратность и постоянная времени форсировки возбуждения [11, 18].

Теоретически в качестве измеряемых величин в каналах PB можно принимать не только  $U_r$ ,  $I_r$ , но и любые удаленные режимные переменные  $Y_p$ , получаемые с помощью WAMS и обоснованные соответствующими расчетами. Для общности обозначим вектор реактивных сопротивлений СГ (АСГ) и их постоянных времени как  $\Pi_{\Im\Gamma}$ , а вектор параметров регулятора возбуждения –  $\Pi_{PB}$  (в который входит и  $Y_p$ ), тогда

$$\boldsymbol{M}_{\rm cr}^2 = \left\{ \boldsymbol{\Pi}_{\rm a}, \ \boldsymbol{\Pi}_{\rm PR} \right\}, \tag{10}$$

и, следовательно, появляется возможность определить ряд новых параметром генератора и РВ  $G_{\rm cr}^{\rm SHII}$  :

$$\boldsymbol{G}_{\mathrm{cr}}^{\mathrm{3HII}} = \boldsymbol{\varphi}_{\mathrm{3HII}}(\boldsymbol{M}_{\mathrm{cr}}^{2}), \tag{11}$$

и уточнить  $G_{cr}^{yp}$ , полученные в (9). Таким образом, получаем все необходимые конструктивные параметры:

$$\boldsymbol{G}_{cr} = \left\{ \boldsymbol{G}_{cr}^{yp}, \, \boldsymbol{G}_{cr}^{\Im\Pi\Pi} \right\}, \tag{12}$$

а также параметры инфраструктуры генераторов и главной схемы электрических соединений  $\mathbf{\mathit{IS}}_{\scriptscriptstyle{\mathrm{CT}}}^{G}$  .

В моделях третьей категории в соответствии с системными требованиями со стороны ИЭС к ЭМПП механические параметры вращающихся масс учитываются механической постоянной времени  $T_j$ , пропорциональной маховому моменту  $G \cdot D^2$  всего турбоагрегата, квадрату частоты вращения  $\omega_p^2$  и обратно пропорциональной номинальной мощности генератора  $P_r^{\rm H}$ . Эти величины образуют вектор  $\Pi_{\rm M}$ . Параметры регуляторов скорости с учетом возможностей использования аккумулированного тепла в турбоустановке учитываются обобщенным вектором  $\Pi_{\rm PC}$ , следовательно

$$\boldsymbol{M}_{\mathrm{cr}}^{3} = \left\{ \boldsymbol{\Pi}_{\mathrm{M}}, \ \boldsymbol{\Pi}_{\mathrm{PC}} \right\}, \tag{13}$$

$$T_{cr} = \varphi_{\text{PMIII}}(M_{cr}^3). \tag{14}$$

Отметим, что в состав измеряемых и регулируемых параметров, входящих в  $\Pi_{PC}$ , целесообразно в ряде случаев включать взаимные углы ЭДС  $\delta_{ij}$ , связанные с роторами генераторов и определяющие их качания, чтобы обеспечить устойчивость соответствующего взаимного движения. Как и для электрической части ТЭС, на этом этапе возможно определение части параметров инфраструктуры, относящейся к турбинному оборудованию  $G_{cr}^{\mathsf{T}}$ .

Модели четвертой категории, помимо всех параметров моделей первых трех категорий, содержат тепломеханические переменные, входящие в упрощенные дифференциальные уравнения КА, тракта острого пара и промперегрева (включая, те, которые отражают скорости набора и сброса мощности), ограничений на мощность КА [14]. Если их обозначить как вектор  $\Pi_{KA}$ , а соответствующие параметры системы регулирования как  $\Pi_{PK}$ , то:

$$\boldsymbol{M}_{\mathrm{cr}}^{4} = \left\{ \boldsymbol{\Pi}_{\mathrm{KA}}, \ \boldsymbol{\Pi}_{\mathrm{PK}} \right\}, \tag{15}$$

$$\mathbf{K}_{\mathrm{cr}} = \varphi_{\mathrm{ЭТМПП}}(\mathbf{M}_{\mathrm{cr}}^{4}). \tag{16}$$

Так же как в (12) в зависимостях (14) и (16) в качестве аргументов присутствуют не только наиболее характерные именно для этих моделей параметры (13), (15), но и ряд определяющих величин из моделей предыдущих категорий, например, номинальные мощности. Подчеркнем, что требования Системного оператора к регулированию возбуждения генераторов проявляются в первых двух категориях моделей, а требования к регулированию мощности в третьей и четвертой категориях. Данная категория моделей позволяет выбрать большую часть инфраструктурных параметров КА  $G_{ct}^{K}$  и уточнить  $G_{ct}^{T}$ .

Рассматривая работу СГ и АСГ в составе ЭЭС, в настоящее время установлено<sup>1</sup>, что сильное регулирование возбуждения, связанное с относительно быстрым (огра-

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> См., например: Юрганов А. А. Динамические свойства и устойчивость мощных турбогенераторов АЭС с сильным регулированием возбуждения: автореферат дисс. на соискание ученой степени доктора техн. наук: 05.14.02 / Ленинград. гос. техн. ун-т. − Л., 1990. − 46 с.

ниченным постоянной времени обмотки возбуждения) воздействием на ток ротора по выбранному закону, практически снимает вопрос об оптимальных конструктивных параметрах машины при регулировании в условиях УР и ЭПП (а также исключает актуальность интеграции регуляторов возбуждения и скорости для энергоблоков средней и большой мощности). Иначе говоря,  $\Pi_{PB}$  в (11) почти полностью комкомпенсирует изменение  $\Pi_3$ , что превращает данную функциональную зависимость в критерий  $G_{cr}^{\rm ЭПП} = \gamma$ , где  $\gamma$  выбирается, исходя только из (9) и иных соображений (например, габаритов, веса, надежности).

Вообще говоря, логично распространить это утверждение и на конструкцию турбины (14) в условиях высокого качества (быстроты, точности, удовлетворительных запасов устойчивости) регулирования ее скорости, а также на конструкцию КА (16) в отношении высококачественного комплекса технологических регуляторов горения, топливоподачи, пароводяного и газовоздушного трактов. Иными словами, можно не учитывать влияние соответствующих систем регулирования на основные конструктивные параметры основного оборудования.

Такие выводы, однако, нельзя считать универсальными, так как качество регулирования выходных режимных параметров обусловливаются не только оптимальными значениями параметров собственно систем регулирования  $\Pi_{PB}$ ,  $\Pi_{PC}$ ,  $\Pi_{PK}$ , что позволило бы осуществлять выбор генераторов, турбин и КА без учета требований ЭЭС (ИЭС) при минимальной корреляции их конструктивных параметров друг с другом. Важное, а чаще всего определяющее, значение имеют соотношения модельных и конструктивных параметров самого оборудования, участвующего в регулировании напряжения и мощности при воздействиях на энергоблоки электромагнитных колебаний различных частот (то есть «быстрых» и «медленных» колебаний напряжений и токов статоров СГ и АСГ). Наиболее быстрые колебания (ЭПП) демпфируются электромагнитными контурами генераторов (обмотками статора и ротора), при этом  $\omega_p$  (и, следовательно, угол вектора ЭДС  $\delta$ ) остается постоянным. Такая ситуация имеет место для «тяжелых» вращающихся масс, когда  $T_i$ намного превышает электромагнитные постоянные времени СГ. Более медленные колебания (ЭМПП) демпфируются уже регуляторами возбуждения и регуляторами скорости агрегатов. Для относительно более «легких» газотурбинных агрегатов с газовыми турбинами авиационного типа постоянные времени регулирования скорости и возбуждения отличаются не настолько сильно, как в случае «тяжелых» машин, поэтому и существует возможность оптимизировать совместную работу их регуляторов возбуждения и скорости.

В случае КА роль инерционного фактора играет аккумулирование тепла. Если аккумулирующие возможности самого котла и трубопроводов к турбине достаточно велики, демпфирование ЭМПП осуществляется только регуляторами скорости (при поддержке регуляторов возбуждения), без привлечения котельной автоматики, что и имеет место для затухающих переходных процессов длительностью до 6–8 с. В противном случае необходимо изменение тепловыделения в топочном пространстве путем воздействия на регуляторы подачи топлива, воздуха и т. п.

В то же время даже в случае отмеченной выше малой (в первом приближении) чувствительности качества регулирования к изменению модельных и конструктив-

ных параметров оборудования, эти параметры входят в состав дифференциальных уравнений соответствующих процессов. Следовательно, можно предположить, что имеются практически осуществимые области влияющих величин, в которых станет целесообразным достаточно полное применение (9), (14), (16).

Помимо свойств демпфирования внешних переходных процессов электромагнитного характера со стороны ЭЭС, важным требованием к оборудованию электростанций является маневренность, то есть способность к активному воздействию на баланс мощности в энергообъединении, что проявляется в моделях *пятой категории* при программном управлении. К сожалению, в настоящее время маневренные характеристики устанавливаются только императивным образом (путем сертификации оборудования со стороны Системного оператора и периодического контроля его соответствия стандартам), рыночные сигналы для экономического стимулирования повышения качества этого вида системных услуг отсутствуют. Тем не менее, если будут определены экономически обоснованные и технически реализуемые традиционные модельные параметры маневренности: максимум и минимум диапазона регулирования, скорости набора и сброса нагрузки, их можно будет включить в  $M_{cr}^4$  и отобразить на конструктивные параметры согласно (16).

Завершает процесс проектирования интеллектуальной ТЭС выбор инфраструктурных параметров и системы управления:

$$IS_{ct} = \{IS_{ct}^G, IS_{ct}^T, IS_{ct}^K, \},$$

$$C_{\text{cr}} = \left\{ \Pi_{\text{PB}}, \Pi_{\text{PC}}, \Pi_{\text{PK}}, C_{\text{cr}}^{\text{o}} \right\},$$

где  $C_{cr}^{o}$  параметры общестанционной части системы управления (АСУ ТП).

#### Выводы

- 1. Роль электрических станций средней и большой мощности в ИЭС заключается не только в обеспечении балансовой надежности при среднесрочном, долгосрочном планировании и разработке оперативного торгового графика на рынках электроэнергии и мощности, но и в эффективной стабилизации любых переходных процессов электромагнитного характера.
- 2. Регулировочные возможности станции, как и сетевые регулировочные возможности с применением устройств FACTS, следует рассматривать по отношению к электрическим интерфейсам (ГТП) потребителей. При этом необходимо учитывать как их технико-экономическую (в отношении общесистемных затрат), так и по возможности рыночную (в отношении собственников энергообъектов) конкуренцию.
- 3. Важнейшим средством повышения управляемости электростанций и электрических сетей в современных экономических условиях является введение полномасштабного рынка системных услуг, включая услуги по поддержанию качества напряжения в ГТП потребителей, по сохранению устойчивости параллельной работы станций в ИЭС при тяжелых системных авариях, по реализации противоаварийного управления мощностью и пуску станции «с нуля».

- 4. В качестве одной из насущных научно-прогностических задач при развитии ИЭС актуально определение устройства интеллектуальных энергоблоков и электростанций, оптимальным образом интегрированных в эту систему и позволяющих реализовать ее управляемость в отношении требований потребителей на качественно новом уровне.
- 5. Оптимальные конструктивные параметры оборудования энергоблоков с точки зрения их востребованности в ИЭС могут быть определены в общем случае, исходя из необходимости обеспечения договорных индивидуальных и групповых режимных параметров на электрическом интерфейсе потребителей, качества регулирования общесистемных параметров, таких как частота и устойчивость параллельной работы СГ и АСГ, а также качества программного управления.
- 6. С учетом прогнозируемой архитектуры ИЭС 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.

#### Список литературы

- 1. *Amin S. M., Wollenberg B. F.* Toward a Smart Grid. IEEE P&E Magazine, September/October, 2005, Vol. 3, No. 5, p. 34–41.
- 2. *Shahidehpour M.* Smart Grid: A new paradigm for power delivery // IEEE Bucharest Power Tech., Bucharest, Romania, June 28 July 2, 2009, 7 p.
- 3. *Кобец Б. Б., Волкова И. О., Окороков В. Р.* Smart Grid как концепция инновационного развития электроэнергетики за рубежом // Энергоэксперт, 2010, № 2.
- Воропай Н. И. Задачи повышения эффективности оперативного и противоаварийного управления электроэнергетическими системами // Энергоэксперт, № 4, 2009.
- 5. *Бударгин О. М.* Умная сеть платформа развития инновационной экономики // Доклад на заседании Круглого стола Петербургского международного экономического форума (2010): «Умные сети Умная энергетика Умная экономика».
- 6. Дорофеев В. В., Макаров А. А. Активно-адаптивная сеть новое качество ЕЭС России // Энергоэксперт, 2009, № 4.
- 7. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью. Разработана по заказу ОАО «ФСК ЕЭС», 2012.
- 8. Мелентьев Л. А. Системные исследования в энергетике. М.: Наука, 1983.
- 9. Электрические системы. Электрические сети / Под ред. В. А. Веникова, В. А. Строева. М.: Высшая школа, 1998.
- 10. *Шакарян Ю. Г., Новиков Н. Л.* Технологическая платформа Smart Grid (Основные средства) // Энергоэксперт, 2009, № 4. С. 42–49.
- 11. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. М.: Высшая школа, 1985. 536 с.

Дьяков А. Ф. Проблемы надежности и безопасности энергоснабжения в условиях либерализации и дерегулирования в электроэнергетике // Энергетик. 2005.
 № 8. – С. 2–9.

- 13. Коротков В. А., Кутовой Г. П., Решетов В. И., Мисриханов М. III., Смоловик С. В. Проблемы управляемости ЕЭС России в условиях рынка энергии и развития международного энергетического сотрудничества// Тр. ИГЭУ. Вып. 5/2001. М.: Энергоатомиздат, 2002. 135 с.
- 14. *Лукашов Э. С., Калюжный А. Х., Лизалек Н. Н.* Длительные переходные процессы в энергетических системах. Новосибирск: Наука, 1985. 198 с.
- 15. *Баринов В. А., Совалов С. А.* Режимы энергосистем: Методы анализа и управления. М.: Энергоатомиздат, 1990. 435 с.
- 16. *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.
- 17. *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.
- 18. Пелисье Рене. Энергетические системы / Пер. с франц. М.: Высшая школа, 1982.-568 с.

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.

#### The role of the power plants of average and big capacity in the Smart Grid of Russia.

The role of the power plants of average and big capacity in the Smart Grid, the architecture of which is developed by JSC «Russian network» and the System operator, is analyzed. It is shown that the power plant will determine the carrying amounts and operating reliability of the UES of Russia, serve as the main stabilizing factor in stationary and transient modes. An approach to the synthesis of the intellectual station on the basis of ensuring the quality of power supply of the consumers and integration with the network intelligent control devices is proposed.

Key words: Smart Grid, the electric power station, the consumer of electric energy, electricity and power market, model, power equipment.

#### А. Ю. Виноградов, А. С. Герасимов, А. В. Козлов

# Применение управляемых устройств компенсации реактивной мощности в ЕЭС России для построения интеллектуальной электроэнергетической системы

Приведен обзор возможных мест установки устройств компенсации реактивной мощности с целью увеличения пропускной способности и управляемости электрической сети.

Ключевые слова: энергосистема, устройство компенсации реактивной мощности, регулирование, транзит, воздушная линия.

#### Введение

В настоящее время во всем мире уделяется большое внимание развитию технологии интеллектуальных электрических сетей (Smart Grid). В зарубежных энергосистемах, прежде всего европейских и североамериканских, технология Smart Grid рассматривается на уровне распределения электроэнергии, и затрагивает в основном уровень конечных потребителей и ближайших к ним электрических сетей. При этом основная масса работ проводится по направлению повышения уровня информатизации, дистанционного управления отдельными (в том числе бытовыми) электроприемниками, малой, локальной генерацией, а также большего участия конечных потребителей в свободном рынке электроэнергии. Переход в зарубежных энергосистемах к развитию интеллектуальных распределительных сетей стал возможен, в частности из-за решения основных проблем с надежностью работы магистральных высоковольтных электрических сетей, которые в европейских и североамериканских энергосистемах имеют высокий уровень надежности и управляемости.

В условиях единой энергосистемы (ЕЭС) России построение интеллектуальных электроэнергетических систем целесообразно начать с повышения надежности, управляемости и эффективности электрической сети высших классов напряжения. С этой целью в ЕЭС России развивается направление активно-адаптивных сетей (ААС). В соответствии с устоявшимся определением активно-адаптивная сеть – это совокупность подключенных к генерирующим источникам и потребителям линий электропередачи, устройств по преобразованию электроэнергии, коммутационных аппаратов, устройств защиты и автоматики, современных информационно-технологических и управляющих систем, устройств управления перетоками мощности и электрической энергии.

Один из главных аспектов создания активно-адаптивных сетей – повышение показателей управляемости и схемно-режимной надежности сложных объединенных энергосистем с помощью управляемых устройств компенсации реактивной мощности

Устройства компенсации реактивной мощности являются одним из основных видов технических средств AAC и могут быть разделены в свою очередь на две группы:

- устройства регулирования напряжения, подключаемые к сетям параллельно (СТАТКОМ, СТК, УШР);
- устройства регулирования параметров сети (сопротивление сети), подключаемые в сети последовательно (УПК и УУПК).

Устройства регулирования напряжения предназначены для решения задачи обеспечения качества электрической энергии по напряжению путем поддержания заданных уровней напряжения в контрольных точках сети. В определенных случаях к этим устройствам предъявляются также требования в отношении обеспечения заданных пределов статической и динамической устойчивости электроэнергетических систем, устойчивости нагрузки, демпфированию колебаний напряжения и мощности.

Устройства регулирования параметров сети предназначены для изменения сопротивления элементов сети, а соответственно регулирования пропускной способности сети, перераспределения потоков мощности по параллельным линиям при изменении режимной ситуации, демпфирования колебаний напряжения и мощности и т. д.

Самым простым и распространенным устройством продольной компенсации является последовательно включенная в ЛЭП емкость (стандартный УПК). В ходе усовершенствования конструкции этого устройства в направлении увеличения его управляемости было сделано несколько модификаций. Первая модификация — это УПК с механически подключаемыми и отключаемыми батареями конденсаторов. Это устройство допускало ступенчатое управление. Следующая модификация — УПК с тиристорным подключением и отключением конденсаторных батарей. Управление таким устройством осуществлялось более быстро, но также ступенчато. Последней модификацией является УПК с тиристорным управлением. Такое устройство позволяет плавно регулировать реактивное сопротивление ЛЭП в достаточно широких пределах. Основные преимущества, которые дает установка подобного устройства:

- непрерывное поддержание запланированной величины компенсации;
- плавное управление перетоками мощности в сети;
- демпфирование колебаний с частотой 0,5–2 Гц [1].

В табл. 1 приведен обзор установленных в энергосистемах мира УУПК и решаемых с их помощью задач [2].

В настоящее время технология активно-адаптивных сетей в ЕЭС России переживает стадию точечного внедрения отдельных технологий. Однако, уже на этом этапе есть возможность оценить эффективность различных управляемых устройств компенсации реактивной мощности в условиях их применения в высоковольтных сетях ЕЭС России.

Ниже перечислены места в ЕЭС России, в которых по мнению авторов, наиболее целесообразно рассмотреть возможность внедрения элементов AAC:

- 1. Объединенная энергосистема (ОЭС) Северо-Запада:
  - ◆ транзит 330 кВ Кола Карелия;
  - ♦ транзит 220 кВ Коми Архангельск.
- 2. Объединенная энергосистема Сибири:
  - ◆ транзит 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС Новокузнецкая.

No Страна U,  $\kappa B$ Место Решаемые задачи  $\Pi/\Pi$ установки ΠC Kayenta, 1 США 230 Повышение пропускной способности Аризона 2 США ПС C.J.Slatt 500 Управление мощностью, передаваемой по линии 3 Швеция Stode 400 Гашение SSR 4 ПС Imperatriz и 500 Бразилия Гашение межсистемных колебаний Sarra de Mesa 5 Китай ПС Pinguo 500 Гашение низкочастотных колебаний и повышение устойчивости системы 6 Индия ПС Raipur 400 Гашение межсистемных колебаний, повышение пропускной способности 7 Китай Северо-Западная 220 Гашение низкочастотных колебаний ЭЭС Китая и повышение устойчивости системы

Таблица  $\it I$  Обзор УУПК, установленных на сегодняшний день в мире

#### ОЭС Северо-Запада

В связи с особенностями географического расположения Калининградской области, а так же отсутствием прямых связей Центральной части ОЭС Северо-Запада с энергосистемами Республики Коми и Архангельской области ОЭС Северо-Запада делится на три части, связанные между собой через сети других энергообъединений:

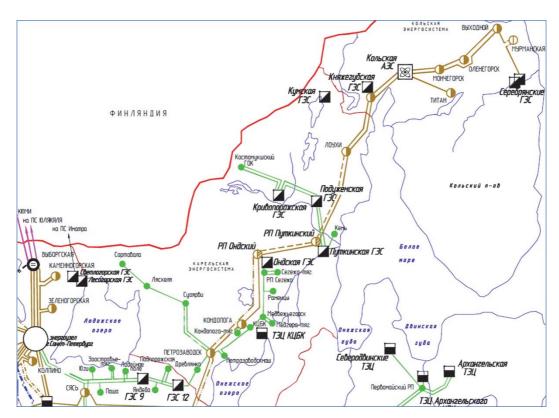
- Центральная часть пять энергосистем: Кольская, Республики Карелия,
   г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, Новгородской и Псковской областей;
- Восточная часть две энергосистемы: Архангельской области и Республики Коми;
- Западная часть энергосистема Калининградской области. Не имеет непосредственной связи с ЕЭС России и связана с ЕЭС через сети энергосистем государств Балтии (в первую очередь Литвы).

Наиболее проблемными объектами данного энергообъединения являются транзит 330 кВ Кольская АЭС – Княжегубская – Лоухи – Онда – Кондопога – Петрозаводск – Сясь – Киришская ГРЭС, накладывающий ограничение на величину выдачи мощности Кольской АЭС, а также транзит 220 кВ Архангельск – Коми, ограничивающий выдачу мощности Печорской ГРЭС. Эти объекты и были выбраны для оценки эффективности применения управляемых устройств компенсации реактивной мощности в ОЭС Северо-Запада.

#### Транзит 330 кВ Кола – Карелия

Транзит 330 кВ Кольская АЭС – Княжегубская – Лоухи – Онда – Кондопога – Петрозаводск – Сясь – Киришская ГРЭС, схема которого приведена на рис. 1, в настоящее время загружен постоянно в направлении выдачи мощности из энергосистемы Мурманской области в энергосистему Республики Карелия и далее в энер-

госистему Санкт-Петербурга и Ленинградской области. Большую часть времени его загрузка достигает максимально допустимой величины 550 МВт (сечение Кола – Карелия), снижаясь только в ночное время и на время ремонта ВЛ 330 кВ и шунтирующих ВЛ 220 кВ. Высокая загрузка транзита определяется необходимостью выдачи в ОЭС Северо-Запада избыточной мощности энергосистемы Мурманской области, в первую очередь Кольской АЭС. Из-за недостаточной пропускной способности транзита в энергосистеме Мурманской области остается «запертая» мощность не менее 500–600 МВт мощности летом и 300–400 МВт зимой, в основном это мощность Кольской АЭС. Завершение сооружения второй цепи ВЛ 330 кВ (по планам к 2017 г.) по всей длине транзита позволяет увеличить передаваемую мощность до 970 МВт, то есть полностью решить проблему запертой мощности Кольской АЭС не может.



**Рис. 1.** Схема транзита 330 кВ Кольская АЭС – Княжегубская – Лоухи – Онда – Кондопога – Петрозаводск – Сясь – Киришская ГРЭС

Были рассмотрены различные варианты установки устройств регулирования напряжения, как в различных точках транзита, так и в различных сочетаниях с устройствами продольной компенсации реактивности линий электропередачи.

Проведенные исследования показали эффективность применения на транзите Кола – Карелия устройств регулирования напряжения (СТАТКОМ или СТК). Применение указанных устройств позволяет значительно повысить допустимые перетоки активной мощности по транзиту, определенные исходя из условий обеспечения статической и динамической устойчивости (согласно Методическим ука-

заниям по устойчивости энергосистем [3]), как в случае полного состава линий транзита, так и в ремонтных схемах для различных этапов его развития (2012, 2015 и 2020 гг.). Так, применение указанных устройств увеличивает предельный переток по транзиту на 120–140 МВт (что составляет приблизительно 15 %).

Применение неуправляемых устройств регулирования параметров сети (УПК) также оказывается эффективным. Применение указанных устройств приводит к увеличению допустимого перетока мощности по транзиту. Причем чем выше степень компенсации линии, тем выше эффект от установки УПК. Однако с увеличением мощности УПК относительная эффективность этого устройства падает. Так при 25 %-ной компенсации реактивности линий электропередачи дополнительное увеличение допустимого перетока по транзиту по сравнению со случаем установки только устройств компенсации реактивной мощности может достигать 15–20 %, а при 75 %-ной компенсации (мощность устройства при этом достигает 2295 Мвар) – 30 %.

Рассматривался также вариант применения управляемых устройств регулирования параметров сети (УУПК). Результаты исследований показали, что в полной схеме в режиме выдачи мощности из Кольской энергосистемы в республику Карелия и Ленинградскую область управляемые УПК позволяют перенаправить потоки мощности в шунтирующую транзит сеть более низких классов напряжения. Так, удается загрузить шунтирующую сеть 110 кВ до предельно допустимой загрузки по току. Это позволяет транспортировать запертую мощность Кольского энергорайона не только по основному транзиту 330 кВ, но и по сети 110–220 кВ более эффективно. Одним из основных преимуществ управляемых УПК является возможность использования полного ресурса пропускной способности конденсаторных батарей лишь по мере необходимости. Такой режим работы конденсаторов удлиняет их срок службы, а так же увеличивает их стойкость против теплового пробоя. Более щадящий режим работы для конденсаторов, когда они все работают не более 2000 ч в год, вместо 8000, значительно удлинит срок службы УПК, что несомненно можно положительно оценивать с экономической точки зрения.

При обратном перетоке мощности по транзиту в направлении Кольской энергосистемы эффект от управляемых УПК ниже, так как топология сети 220 кВ Ленэнерго не позволяет перенаправить из нее избыточную мощность в сеть 330 кВ в полном объеме. Однако управляемые УПК при обратном перетоке все же позволяют снизить потери мощности по транзиту на 5–25 % за счет перераспределения потоков мощности между сетями различных классов напряжения.

#### Транзит 220 кВ Коми - Архангельск

Транзит 220 кВ Коми – Архангельск на сегодняшний день сформирован из одноцепных ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС – Ухта – Микунь – Заовражье (рис. 2).

Основная электрическая сеть энергосистем Архангельской области и Республики Коми сформирована протяженными (суммарно около 1500 км) одноцепными воздушными линиями электропередачи 220 кВ. Значительный дефицит Южного района энергосистемы Республики Коми и Котласского энергоузла энергосистемы Архангельской области обусловливает работу головных участков транзита Коми – Архангельск с максимально допустимой по статической устойчивости загрузкой. При этом

мощность такой крупной электростанции, как Печорская ГРЭС оказывается «запертой». При величине установленной мощности около 1000 МВт электростанция может выдавать лишь 400–500 МВт в зимний период и около 350 МВт – в летний. Таким образом, объем «запертой» мощности составляет порядка 500–600 МВт в зависимости от времени года.

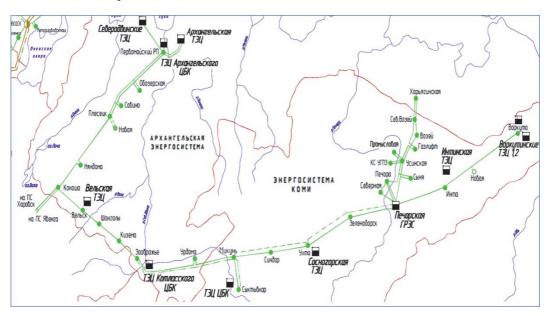


Рис. 2. Схема транзита Коми – Архангельск

Проведенные исследования показали что применение управляемых устройств компенсации реактивной мощности на этом транзите оказывается уже не столь эффективным. Это обусловлено тем, что допустимые перетоки мощности по этому транзиту определяются условиями обеспечения динамической устойчивости Печорской ГРЭС. В условиях слабой электрической сети и отсутствия противоаварийной автоматики применение управляемых устройств компенсации реактивной мощности не повышает уровни допустимых перетоков по транзиту, и, соответственно, не решает проблему запертой мощности Печорской ГРЭС.

### ОЭС Сибири, транзит 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Новокузнецкая

Еще одной энергосистемой, для которой был проведен анализ эффективности применения управляемых устройств компенсации реактивной мощности, является ОЭС Сибири и в частности сечение «Выдача мощности Саяно-Шушенской ГЭС (СШГЭС)» (рис. 3). Установка управляемых устройств компенсации реактивной мощности рассмотрена на ВЛ 500 кВ СШГЭС – Новокузнецкая (Кузбасская) – Кузбасская, входящих в указанное сечение. В ходе исследований было показано, что установка на рассматриваемом транзите УПК (на промежуточной подстанции Шерегеш) со степенью компенсации 30 % позволяет увеличить предел по статической устойчивости по сечению «Выдача мощности Саяно-Шушенской ГЭС» на 350–500 МВт (5–7 %) в зависимости от рассматриваемого режима.

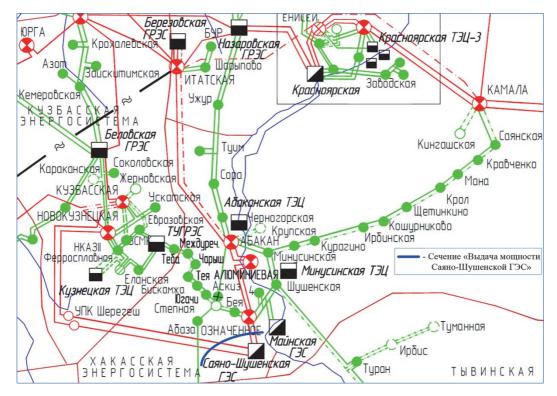


Рис. 3. Схема электрической сети вблизи Саяно-Шушенской ГЭС

Большее увеличение предела передаваемой мощности по сечению нецелесообразно. Номинальная мощность Саяно-Шушенской ГЭС – 6400 МВт. Текущая загрузка станции сопряжена с наличием гидроресурсов в водохранилище, а это значит, что СШГЭС не может выдавать на протяжении всего года номинальную мощность. Учитывая это, а также принимая во внимание отбор мощности на собственные нужды электростанции, который составляет примерно 70–90 МВт, можно считать, что предел по статической устойчивости по сечению «Выдача мощности СШГЭС» должен находиться в диапазоне 7700–7950 МВт. И именно эти величины предела передаваемой мощности достигаются с помощью установки устройств продольной емкостной компенсации со степенью компенсации 30% на рассматриваемом транзите 500 кВ.

Установка УПК на ВЛ 500 кВ СШГЭС – Новокузнецкая и СШГЭС – Кузбасская позволяет разгрузить транзиты более низких классов напряжения (220 кВ) Бея – Тея – Чарыш – Теба и Абаканская – Сора – Ужур – Назаровская ГРЭС от транзитных перетоков мощности, что приводит к увеличению допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении («Выдача мощности СШГЭС») по критерию обеспечения допустимой токовой нагрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования в различных схемно-режимных условиях [4].

Поскольку, как уже отмечалось, Саяно-Шушунская ГЭС работает с выдачей номинальной мощности не постоянно, необходимости в компенсации 30 % реактивности линий в течение всего года нет, и возможно ее снижение на 10 %. При этом постоянно в работе останется лишь часть конденсаторов, обеспечивающих 20 %-ную

компенсацию, а выведенные из работы конденсаторы будут включаться при различных аварийных возмущениях в сети, либо при резком увеличении выдаваемой СШГЭС мощности.

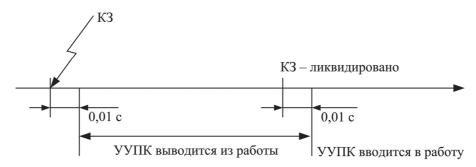
Учитывая все вышеизложенное можно сделать вывод, что часть УПК возможно сделать управляемой (при расчетах рассматривалось ступенчатое управление с помощью тиристоров), причем предусмотреть не менее двух режимов работы УУПК.

Первый и основной режим – кратковременное включение в работу, после отключения короткого замыкания (КЗ) (включение по факту начала увеличения напряжения после его резкой просадки) при необходимости демпфирования электромеханических колебаний (рис. 4).



Рис. 4. Последовательность ввода УУПК в работу при загрузке СШГЭС менее 4500 МВт

Второй режим — полное включение в работу при выдаче мощности СШГЭС более 4500 МВт, для максимального увеличения пропускной способности ВЛ 500 кВ СШГЭС — Кузбасская, СШГЭС — Новокузнецкая (рис. 5). При полном включении УУПК в работу так же необходимо предусмотреть его вывод из работы при КЗ на транзите 500 кВ СШГЭС — Новокузнецкая по факту снижения напряжения на шинах ПС 500 кВ Шерегеш. Данное мероприятие позволит электрически удалить СШГЭС от точек КЗ, расположенных на ВЛ 500 кВ Шерегеш — Кузбасская и Шерегеш — Новокузнецкая. После полной локализации КЗ на ВЛ 500 кВ Шерегеш — Кузбасская и Шерегеш — Новокузнецкая часть конденсаторов, выведенных на время КЗ необходимо будет максимально быстро ввести в работу с целью сокращения электрической длины линий, отходящих от СШГЭС и увеличения пределов динамической устойчивости.



**Рис. 5.** Последовательность функционирования УУПК при КЗ на ВЛ 500 кВ Шерегеш – Новокузнецкая и Шерегеш – Кузбасская при загрузке СШГЭС более 4500 МВт

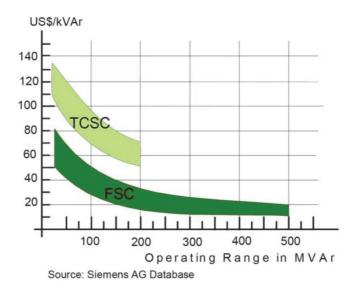
При проведении исследований эффективности УУПК на ПС Шерегеш (выделение 10 % управляемой части УПК) было показано, что реальное влияние УУПК на качество переходного процесса незначительно, а предел динамической устойчивости при этом практически не меняется. При этом, основным преимуществом наличия управляемой части остается использование части конденсаторов неполный год.

#### Заключение

Результаты проведенных исследований эффективности различных вариантов применения управляемых устройств компенсации реактивной мощности показали, что применение указанных устройств оказывается эффективным только в случае их применения в достаточно «сильной» электрической сети, а именно в случае многоцепных транзитов сверхвысокого напряжения с шунтирующей сетью более низких классов напряжения. В остальных случаях эффективным мероприятием по увеличению пределов передаваемой мощности по транзиту остается лишь сетевое строительство.

Применение управляемых устройств регулирования напряжения (СТК, СТАТКОМ) в указанных случаях практически всегда оказывается эффективным и приводит к существенному увеличению пределов передаваемой мощности по транзиту. Применение же управляемых устройств компенсации реактивности линии оказывается относительно малоэффективным, как по сравнению с управляемыми устройствами регулирования напряжения, так и по сравнению с неуправляемыми устройствами компенсации реактивности линии.

На рис. 6 приведено сравнение стоимостей УПК различного исполнения. Сведения предоставлены в 2007 г. компанией Siemens.



**Рис. 6.** Сравнение стоимостей управляемого (TCSC – the Thyristor – Controlled Series Capacitor) и неуправляемого (FSC – Fixed Series Capacitor) УПК

Наличие управляемой части в устройствах продольной компенсации не оказывает существенного влияния на эффективность этих устройств ни в части увеличения пределов передаваемой мощности по транзитам, ни в части улучшения качества демпфирования колебаний режимных параметров в переходных процессах, однако значительно увеличивает стоимость устройства. Эффективность управляемых устройств компенсации реактивности линии отмечается лишь в случае транзитов со значительно изменяющимся перетоком мощности и только в части уменьшения потерь за счет более гибкого перераспределения потоков мощности между сетями различных классов напряжения.

Основным преимуществом наличия управляемой части в устройствах компенсации реактивности линии оказывается более щадящий режим работы конденсаторов, когда часть из них подключается только при необходимости. Такой режим работы конденсаторов удлиняет их срок службы, а также увеличивает их стойкость против теплового пробоя. Более щадящий режим работы для конденсаторов значительно удлиняет срок службы УПК, что, несомненно, можно положительно оценивать с экономической точки зрения.

#### Список литературы

- 1. Обзор и анализ мирового и отечественного опыта и тенденций использования технологии FACTS в энергосистемах. Отчет ОАО «НИИПТ» № О-7566. СПб., ОАО «НИИПТ», 2003.
- 2. *Колобродов Е. Н.* Эффективное управление продольной компенсацией путь к повышению устойчивости электроэнергетической системы // Сб. докладов XXI конф. «Релейная защита и автоматика энергосистем 2012». М., 2012.
- 3. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г., № 277.
- 4. Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС». СТО 59012820.27.010.001-2013. Введены 18.01.2013 г.

Виноградов Андрей Юрьевич, старший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: vinogradov A@ntcees.ru

Герасимов Андрей Сергеевич, канд. техн. наук, доцент, заместитель генерального директора — директор департамента системных исследований и перспективного развития, начальник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gerasimov@ntcees.ru

Козлов Александр Вячеславович, инженер отдела электроэнергетических систем Научнотехнического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: kozlov\_a@ntcees.ru

Gerasimov A. S., Kozlov A. V., Vinogradov A. Y.

### Application of controllable reactive power compensation devices for Smart Grid implementation in the UPS of Russia.

An article presents an overview of nodes in the UPS of Russia appropriate for installation of reactive power compensation devices in order to increase transfer capacity and controllability of the power grid.

Keywords: power system, reactive power compensation devices, control, regulation, transit, overhead line.

#### Проблемы компенсации реактивной мощности ОЭС Урала

Рассмотрены проблемы компенсации реактивной мощности энергосистемы Урала, произведен расчет степени компенсации реактивной мощности энергосистемы, приведены рекомендации по установке управляемых шунтирующих реакторов.

Ключевые слова: Единая энергосистема, объединенная энергосистема, компенсация реактивной мощности, шунтирующий реактор, управляемый шунтирующий реактор, линия электропередачи.

Непрерывное развитие электрических сетей высокого напряжения (220 кВ и выше) ЕЭС России приводит к необходимости установки средств компенсации реактивной мощности (КРМ). Вопросы целесообразности установки средств КРМ и выбор мест их установки являются особенно актуальными в энергосистемах, характеризующихся наличием значительного числа ЛЭП сверхвысокого напряжения большой протяженности. Одной из таких энергосистем является ОЭС Урала. Компенсация реактивной мощности в сети относится, главным образом к оптимизационной задаче.

По данным [6], к началу 2012 г. в эксплуатации в России в сетях 35–110–220–330–500 кВ и в перспективной установке насчитывается уже более 60 управляемых шунтирующих реакторов (УШР) мощностью 10–180 Мвар, в том числе более 30 УШР класса напряжения 220–500 кВ. В настоящее время потребность в КРМ в России и странах СНГ достигает 40–50 Гвар. Управляемые шунтирующие реакторы имеют ряд преимуществ перед аналогичными неуправляемыми устройствами, среди которых: плавное регулирование величины реактивной составляющей с неограниченным ресурсом возможных изменений; возможность нормированной перегрузки УШР до 130 % и кратковременной перегрузки до 200 %; более низкий уровень потерь, существенно более низкая стоимость. В [6] указано, что частичная реализация установки управляемых устройств компенсации реактивной мощности на отдельных подстанциях в некоторых энергосистемах (в Сибири на нефтегазовых разработках) доказала эффективность данных устройств. Установка регулируемых устройств КРМ обеспечила стабилизацию напряжения и значительное снижение числа коммутаций существующего оборудования.

Для исследования проблем компенсации реактивной мощности и управления режимами напряжений в сетях 220–500 кВ рассмотрена перспективная расчетная модель и балансы мощности энергосистемы Урала на период 2013–2020 гг. Перспективная расчетная модель ОЭС Урала выполнена на основе режимов контрольных замеров 2012 г. и в соответствии с [1, 2].

Электроэнергетический комплекс ОЭС Урала образуют 151 электростанция мощностью 5 МВт и выше, суммарной установленной мощностью более 46 тыс. МВт, 1166 подстанций класса напряжения 110–500 кВ и 1919 линий

электропередачи 110–500 кВ, общей протяженностью более 100 тыс. км. Электрическая сеть ОЭС Урала представляет собой многокольцевую систему 500 кВ, соединяющуюся межсистемными ВЛ 500 кВ с объединенными энергосистемами Центра, Средней Волги, Сибири и ЕЭС Казахстана. Из объединенной энергосистемы Урала осуществляется экспорт мощности в Единую энергосистему (ЕЭС) Казахстана.

В состав ОЭС Урала входит девять энергосистем: Башкирская, Кировская, Курганская, Оренбургская, Пермская, Свердловская, Тюменская, Челябинская и Удмуртская. Протяженность электрических сетей ОЭС Урала напряжением 110–500 кВ составляет: 110 кВ – 83 240 км; 220 кВ – 21 580 км; 500 кВ – 12 855 км. Характерной особенностью энергосистемы является наличие линий электропередачи большой протяженности (на напряжении 500 кВ – существует ВЛ длиной 410 км, планируется к вводу ВЛ длиной 515 км; на напряжении 220 кВ – соответственно 230 и 340 км).

Как известно [3], уровни напряжения в узлах зависят от балансов реактивной мощности. В узлах электросети, дефицитных по реактивной мощности, уровни напряжения часто ниже желаемых. В районах с избыточной реактивной мощностью напряжения могут превышать допустимые значения. Наиболее проблемной частью ОЭС Урала с этой точки зрения является Тюменская энергосистема. Данная энергосистема охватывает территории Ханты-Мансийского автономного округа Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа и собственно Тюменской области, которые входят в операционную зону Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Урала (далее – ОЭС Урала).

Известно, что потребление реактивной мощности негативно сказывается на генераторном оборудовании. Турбогенераторы могут вырабатывать до 80 % реактивной мощности по отношению к активной, а потреблять только до 30–40 % при ограничении активной мощности до 40 %. Такое сильное ограничение по потреблению реактивной мощности турбогенераторами связано с дополнительным нагревом активной стали и конструктивных элементов торцевых зон статора, бандажных колец лобовых частей обмотки возбуждения, торцевых щитов корпуса генератора.

Для компенсации зарядной мощности сети 500 кВ в настоящее время в ОЭС Урала установлено 49 шунтирующих реакторов единичной мощности 180 Мвар, т. е. 8820 Мвар, когда необходимо скомпенсировать 13 098 Мвар. Таким образом, общая степень компенсации зарядной мощности линий высокого напряжения 500 кВ составляет 67 %, и является недостаточной.

Следуя рекомендациям [4] при выборе средств компенсации зарядной мощности ВЛ 500 кВ необходимо обеспечить:

- 80–100 %-ную компенсацию зарядной мощности;
- уровень напряжений в сети не выше наибольшего рабочего напряжения электрооборудования;
- напряжение на разомкнутом конце линии в режиме одностороннего включения не выше 1,07 от наибольшего рабочего напряжения на время до 60 мин;
- с учетом следующих ограничений на режим работы генераторов: для синхронных турбогенераторов единичной мощностью 100–300 МВт, а также гидро-

генераторов с водяным охлаждением обмоток прием реактивной мощности не допускается в нормальных режимах;

• для синхронных турбогенераторов мощностью 500, 800, 1000, 1200 МВт прием реактивной мощности не допускается в любых режимах.

Строительство протяженных линий электропередачи, характерных для ОЭС Урала приводит к возникновению районов, характеризующихся вероятностью повышения напряжения сверх допустимых значений.

Расчет перспективных режимов летних минимальных нагрузок до 2020 г. выявил узлы Тюменской энергосистемы, в которых наблюдается интенсивное потребление реактивной мощности генерирующими узлами. Список таких узлов представлен в табл. 1, 2. В ходе исследования также выявлены узлы, в которых величина напряжения близка к максимальной, а при аварийном отключении СКРМ и выводе в ремонт существующего оборудования – превышают допустимые значения напряжения (табл. 3).

Таблица 1 Узлы с отрицательной и нулевой величиной реактивной составляющей мощности по состоянию ОЭС Урала на 2013 г.

Узел	$P_{\Gamma}$	$Q_{\scriptscriptstyle \Gamma}$
Сургутская ГРЭС-1 (220 кВ)	738	-45
Уренгойская ГРЭС (220 кВ)	500	0
Ванкорская ГТЭС (220 кВ)	200	0
Уренгойская ГРЭС Промплощадка (110кВ)	24	0

Таблица 2 Узлы с отрицательной и нулевой величиной реактивной составляющей мощности по состоянию ОЭС Урала на 2020 г.

Узел	$P_{\Gamma}$	$Q_{\scriptscriptstyle \Gamma}$
Сургутская ГРЭС-1 (220 кВ)	738	-77,9
ПЭС Надым, ПЭС Казым (220 кВ)	323,5	-87,50
ГТЭС Ямбург (110 кВ)	120	0
Ноябрьская ПГЭ (110кВ)	93	0
ПС Уренгой (220 кВ)	73	-100

Результаты расчета установившихся режимов работы показывают, что существующих управляемых шунтирующих реакторов на ПС 500/220 кВ Надым и ПС 220 кВ Уренгой недостаточно для компенсации зарядной мощности протяженных линий электропередачи Ямало-Ненецкого автономного округа. В послеаварийных режимах, а так же в период ремонта (как правило, выполняемого в летний сезон) существующих шунтирующих реакторов, напряжения на концах протяженных линий электропередачи приближаются к максимально допустимым значениям, а в некоторых случаях значительно превышают величину максимально допустимого уровня напряжения.

Таблица 3 Узлы, характеризующиеся повышением напряжения в режиме летних минимальных нагрузок ОЭС Урала в 2020 г. при выводе в ремонт УШР на ПС 500/220 кВ Надым и ПС 220 кВ Уренгой

Узел	$U$ , $\kappa \mathrm{B}$		
	С учетом существующих УШР на ПС 500/220 кВ Надым, ПС 220 кВ Уренгой	При ремонте или аварийном отключении УШР на ПС500/220 кВ Надым, ПС 220 кВ Уренгой	С учетом предлагаемыхУШР на ПС 500/220 кВ Славянская,ПС 220 кВ Салехард
Салехард	247,04	254,07	217,6
Славянская	250,9	257,88	225,69
Уренгой	241,32	250	245,6
Надым	245,11	251,66	246,4

Уровни напряжений в узлах для режимов зимних максимальных нагрузок приведены в табл. 4.

 Таблица 4

 Значения напряжений в режиме зимних максимальных нагрузок в узлах с повышенными напряжениями ОЭС Урала в 2020 г.

Узел	U, ĸB			
	С учетом существующих УШР	При ремонте или аварийном отключении существующих УШР	С учетом предлагаемых УШР на ПС 500/220 кВ Славянская, ПС 220 кВ Салехард	
Салехард	229,76	247,8	221,4	
Славянская	245	248,9	221,3	
Уренгой	232	242,5	237,15	
Ермак	239,68	247,8	234,73	
Надым	232	247,3	239,18	

Данные табл. 4 показывают, что наличие существующих устройств компенсации реактивной мощности, рекомендованных на основе анализа режимов летних минимальных нагрузок, не вызывают заметного снижения напряжения в режимах зимних максимальных нагрузок.

Кроме того, уровни напряжения в узлах Тюменской энергосистемы при выводе в ремонт существующих УШР значительно повышаются (рис. 1). Для поддержания напряжения на уровне не превышающим максимальное рабочее напряжение на ПС 220 кВ Салехард в режимах зимних максимальных нагрузок достаточно установки устройства компенсации реактивной мощности 50 Мвар, а в летних режимах необходима установка СКРМ 100 Мвар. В связи с этим предлагается установка управляемого шунтирующего реактора, способного регулировать величину реактивной мощности в зависимости от конфигурации и режима работы сети.

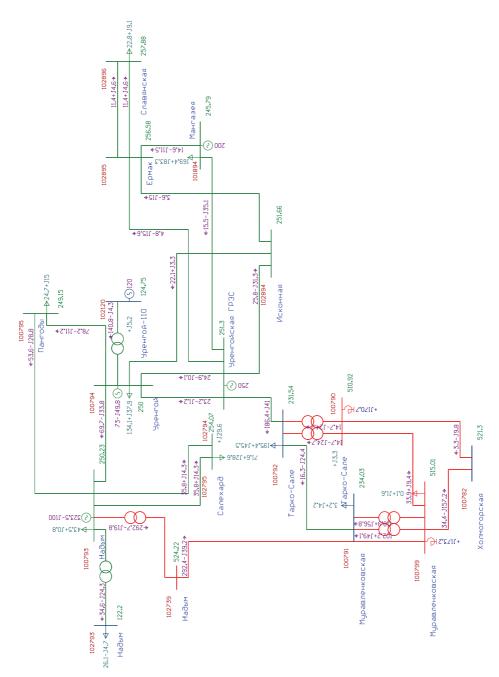


Рис. 1. Послеаварийный режим работы существующих УШР на ПС 500/220 кВ Надым и на ПС 220 кВ Уренгой Ямало-Ненецкого автономного округа и Тюменской энергосистемы ОЭС Урала в период летних минимальных нагрузок выходного дня 2020 г.

При нулевых перетоках по ВЛ 220 кВ Надым — Салехард, и ВЛ 220 кВ Ермак — Славянская — существует вероятность превышения максимально допустимых значений напряжения на ПС 220 кВ Салехард и на ПС 220 кВ Славянская. Результаты расчета режима летних минимальных нагрузок при нулевых перетоках ВЛ 220 кВ Надым — Салехард приведены в табл. 5.

Таблица 5 Напряжения в режиме летних минимальных нагрузок ОЭС Урала в 2020 г. при нулевых перетоках по ВЛ 220 кВ Надым — Салехард, ВЛ 220 кВ Ермак — Славянская

Узел	<i>U</i> , кВ			
	С учетом сущ. ШР/УШР	При ремонте или аварийном	С уч. предлагаемых УШР на ПС 500/220 кВ Славянская, ПС 220 кВ Салехард	
		отключении одного ШР/УШР	С учетом существующих УШР	При ремонте или аварийном отключении одного УШР
Салехард	262,4	267	220,	231,62
Славянская	254,8	261,8	229,1	229,4
Уренгой	241,6	250	239,4	245,9
Ермак	251,5	258,43	240,3	240,6
Надым	245,6	250	235,3	247,7

В связи с ростом величин перетоков мощности, уровни напряжений в режиме зимних максимальных нагрузок остаются допустимыми и без средств компенсации реактивной мощности. Однако существует вероятность повышения напряжения до значений, близких к максимально допустимым, особенно при выводе существующих реакторов в ремонт на подстанциях данного района, а так же в послеаварийных режимах.

Для ПС 220 кВ Славянская и ПС 220 кВ Салехард предлагается установка управляемых шунтирующих реакторов, которые в отличие от неуправляемых ШР позволяют обеспечить компенсацию реактивной составляющей мощности при разных суточных графиках загрузки электросети.

В настоящей статье была рассмотрена целесообразность установки управляемых шунтирующих реакторов на подстанциях 220 кВ и выше ОЭС Урала. Показано что, в послеаварийных режимах работы существующих устройств компенсации реактивной мощности в сети 220 кВ, а также в режимах летних минимальных нагрузок значения напряжений превышают максимальное рабочее напряжение на подстанциях Тюменской энергосистемы в районе Ямало-Ненецкого автономного округа. Предложена установка дополнительных управляемых шунтирующих реакторов номинальной мощностью 100 Мвар на ПС 220 кВ Славянская и 100 Мвар на ПС 220 кВ Славянская и 100 Мвар на ПС 220 кВ Салехард.

В условиях суточных и сезонных изменений режимов работы Тюменской энергосистемы и ОЭС Урала в целом, функционирования протяженных линий электро-

передач установка неуправляемых шунтирующих реакторов не является целесообразной.

Приведенные в статье рекомендации могут быть использованы при проектировании и развитии схем электроснабжения Тюменской энергосистемы.

#### Список литературы

- 1. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на период 2013–2019 гг. Проект, февраль 2013.
- 2. Инвестиционная программа ОАО «ФСК ЕЭС» на 2013–2017 гг. Утверждена приказом Минэнерго России от 31.10.2012 г. № 531.
- 3. Воротницкий В. Э., Рабинович М. А., Каковский С. К. Оптимизация режимов электрических сетей 220–750 кВ по реактивной мощности и напряжению // Энергия единой сети, 2013, № 3(8). С. 50–59.
- 4. Руководящие указания по выбору средств компенсации реактивной мощности и регулируемых трансформаторов в электрических сетях 110–1150 кВ.
- 5. Дмитриев М. В., Карпов А. С., Шескин Е. Б., Долгополов А. Г., Кондратенко Д. В. / Под ред. Г. А. Евдокунина. Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы. СПб.: Родная Ладога, 2013. 280 с.
- 6. *Брянцев А. М., Базылев Б. И., Лурье А. И., Райченко М. О., Смоловик С. В.* Стабилизация напряжения сети управляемыми подмагничиванием реакторами и конденсаторными батареями // Электрические станции, № 6, 2013. С. 40–47.

Газизова Мария Игоревна, инженер лаборатории сопровождения перспективных расчетных моделей ЕЭС России Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gazizova m@ntcees.ru

Смоловик Сергей Владимирович, д-р техн. наук, профессор, заместитель заведующего отделом проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (НТЦ ЕЭС).

E-mail: smolovik@ntcees.ru

Gazizova M. I., Smolovik S. V.

#### The problem of reactive power compensation UPS Ural.

The problems of power system reactive power compensation of the Ural, calculated the degree of compensation of the power system, provides guidelines for installing controlled shunt reactors.

Key words: Unified Energy System, unified power system, reactive power compensation, controlled shunt reactor, power line.

М. И. Газизова, Л. С. Смирнова, С. В. Смоловик

### Выбор средств компенсации реактивной мощности протяженного транзита ВЛ 500 кВ в ОЭС Урала

Рассмотрены перспективные режимы работы ОЭС Урала с вводом новых ВЛ 500 кВ из Кировской в Пермскую энергосистему и из Свердловской в Тюменскую энергосистемы. Предложен оптимальный режим компенсации реактивной мощности протяженного транзита в ОЭС Урала.

Ключевые слова: оптимальный режим энергосистемы, энергосистема, объединенная энергосистема, линия электропередачи, компенсация реактивной мощности, реактор, шунтирующий реактор, управляемый шунтирующий реактор.

В настоящее время и на перспективу до 2020 г. Тюменская энергосистема (ЭС) является самой крупной в составе объединенной энергосистемы (ОЭС) Урала по территории, установленной мощности электростанций, электропотреблению и электрическим нагрузкам. Тюменская энергосистема характеризуется избыточной генерацией и обеспечивает электроснабжение потребителей на территориях Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, а также других регионов России по существующим межсистемным связям с Курганской, Свердловской (ОЭС Урала), Томской и Омской (ОЭС Сибири) энергосистемами.

Однако избыточная мощность Тюменской ЭС не может быть в полной мере использована из-за недостаточной пропускной способности межсистемных связей с другими регионами. Результаты исследований предельных по устойчивости перспективных режимов ЕЭС России и ОЭС Урала показали, что для реализации имеющегося потенциала генерирующих мощностей Тюменской энергосистемы необходимо развитие электрических связей Тюменской ЭС с соседними энергосистемами.

В [1] было рассмотрено возможное строительство ряда ВЛ 500 кВ суммарной протяженностью более 1000 км по «северному транзиту» Ильково – БАЗ – Северная – Вятка (рис. 1), что приводит к замыканию существующих связей в транзит 500 кВ.

Замыкание транзита 500 кВ Вятка – Северная – БАЗ – Тюменская ЭС увеличивает величину максимально допустимого перетока мощности (МДП) в контролируемом сечении Урал – Запад более чем на 1300 МВт. Ввод ВЛ 500 кВ Вятка – Северная обеспечивает дополнительное питание ПС 500 кВ Вятка от Пермской ЭС и облегчает режим работы шунтирующего транзита 220 кВ Ижевск – Балезино – Звездная – Фаленки – Вятка, а также уменьшает токовую загрузку транзита 220 кВ при отключении ВЛ 500 кВ Воткинская ГЭС – Вятка. Протяженные линии электропередач 500 кВ выдают в сеть реактивную мощность по величине пропорциональной длине самой ВЛ 500 кВ, поэтому необходимо предусмотреть меры по компенсации реактивной мощности.

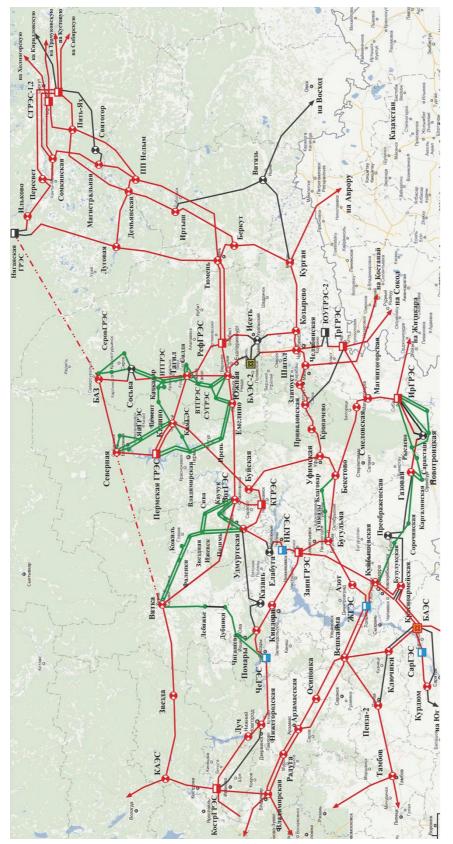


Рис. 1. Схема сети 220–500 кВ ОЭС Урала и смежных энергосистем с планируемым замыканием «северного транзита» 500 кВ

По рекомендациям [2, 3] при выборе средств компенсации зарядной мощности протяженных ВЛ 500 кВ необходимо обеспечить:

- 80–100 %-ную компенсацию зарядной мощности;
- уровень напряжений в сети 500 кВ не выше наибольшего рабочего напряжения электрооборудования (525 кВ);
- напряжение на разомкнутом конце линии в режиме одностороннего включения не выше 1,07 от наибольшего рабочего напряжения на время до 60 минут (562 кВ), с учетом следующих ограничений на режим работы генераторов;
- для синхронных турбогенераторов единичной мощностью 100–300 МВт, а также гидрогенераторов с водяным охлаждением обмоток прием реактивной мощности не допускается в нормальных режимах, для синхронных турбогенераторов мощностью 500, 800, 1000, 1200 МВт прием реактивной мощности не допускается в любых режимах.

Для расчета и выбора средств компенсации реактивной мощности необходимо знать параметры исследуемых ВЛ 500 кВ, представленные в табл. 1.

 $\label{eq:2.2} {\it Таблица~1}$  Параметры ВЛ 500 кВ Вятка – Северная, ВЛ 500 кВ БАЗ – Няганская ГРЭС

Наименование	Длина,	Марка	Параметры		)ы
	КМ	провода	<i>R</i> , Ом	<i>X</i> , Ом	<i>В</i> , мкСм
ВЛ 500 кВ Вятка – Северная	515	3 AC300/66	17,51	159,65	-2044,55
ВЛ 500 кВ БАЗ – Няганская ГРЭС	450	3 AC300/66	14,85	139,5	-1786,5

Емкостная проводимость ВЛ 500 кВ БАЗ – Няганская ГРЭС равна –1786,5 мкСм, ВЛ 500 кВ Вятка – Северная – соответственно –2044 мкСм. Для компенсации зарядной мощности данных линий предлагается использовать неуправляемые реакторы мощностью 180 Мвар при напряжении 525 кВ, с индуктивной проводимостью 653 мкСм, подключаемые по концам линии через выключатели. Варианты установки средств компенсации реактивной мощности представлены в табл. 2.

№ варианта	Индуктивная проводимость шунтирующих реакторов, кСм	Емкостная проводимость линии, мкСм	Компенсация зарядной мощности, %
	КРМ ВЛ 500 кВ БАЗ	– Няганская ГРЭС	
1	653 + 653 = 1306	1796 5	73
2	653 + 1306 = 1959	1786,5	109
	КРМ ВЛ 500 кВ В	ятка – Северная	
3	653 + 653 = 1306		64
4	653 + 1306 = 1959	2044	96
5	1306 + 1306 = 2612		128

При проведении расчетов принято, что существующие шунтирующие реакторы на ПС 500 кВ Вятка, ПС 500 кВ Звезда, РУ 500 кВ Воткинской ГЭС, Няганской ГРЭС включены, генераторы Пермской ГРЭС не принимают реактивную мощность  $(Q_{\min} = 0)$ .

Зарядная мощность ВЛ 500 кВ БАЗ – Няганская ГРЭС скомпенсирована установкой реакторов на ПС 500 кВ БАЗ и на РУ 500 кВ Няганской ГРЭС.

При разработке рекомендаций по применению средств компенсации реактивной мощности на наиболее протяженной ВЛ 500 кВ Вятка — Северная основным критерием оптимизации было снижение активных потерь в сети 500 кВ при обеспечении нормативной величины напряжения на разомкнутом конце при одностороннем включении ВЛ и в середине линии в режимах малых нагрузок.

Наибольшее напряжение ( $U_{\rm max}$  = 551 кВ) на разомкнутом конце линии с реакторами при подаче напряжения со стороны ПС Северная не превышает допустимого перенапряжения ( $U_{\rm доп}$  = 562 кВ) при односторонней подаче напряжения на линию. Результаты расчетов представлены в табл. 3.

В летних минимальных режимах при «нулевом» перетоке активной мощности по ВЛ 500 кВ Вятка – Северная при 64 %-ной компенсации зарядной мощности с включенной ВЛ 500 кВ БАЗ – Няганская ГРЭС максимальное напряжение на линии повышается до 525,2 кВ. Чтобы напряжение на линии не превышало наибольшее рабочее напряжение ( $U_{\rm max\ pa6} = 525$  кВ), переток активной мощности по ВЛ 500 кВ Вятка – Северная должен быть порядка 200 МВт или более (табл. 3).

При 96 %-ной компенсации зарядной мощности на питающем конце линии включаются два реактора. В случае установки на линии двух реакторов со стороны ПС 500 кВ Северная напряжения на линии при нулевом перетоке активной мощности не превышают 522 кВ, как и при установке двух реакторов со стороны ПС 500 кВ Вятка. Сопоставление режимов показывает, что для оптимальных напряжений в сети 500 кВ в режиме летних минимальных нагрузок следует рекомендовать установку двух реакторов со стороны ПС 500 кВ Северная. Результаты расчетов сведены в табл. 3.

Данные табл. 3 показывают, что при выводе в ремонт одного из реакторов на ПС 500 кВ Северная или ПС 500 кВ Вятка и аварийном отключении другого реактора на этой же или смежных подстанциях 500 кВ в режиме «нулевого» перетока активной мощности по линии напряжения на линии превышают 525 кВ. Максимальное повышение напряжения до 530 кВ по ВЛ 500 кВ Вятка — Северная достигается путем отключения двух реакторов на ПС Вятка. В случае отключения двух реакторов на ПС Северная напряжение на ВЛ 500 кВ Вятка — Северная повышается до 529,4 кВ. Для снижения максимального напряжения до 525 кВ требуется увеличение перетока по линии до 400 МВт. Рекомендуется 96 %-ная компенсация зарядной мощности ВЛ 500 кВ Вятка — Северная с включением одного реактора на ПС Вятка и двух реакторов на ПС Северная. Ремонт шунтирующих реакторов необходимо проводить в режимах максимальных нагрузок.

Режим включения ВЛ 500 кВ Вятка – Северная рекомендуется проводить со стороны ПС 500 кВ Северная для снижения вероятности возникновения перенапряжений на концах ВЛ. Следует отметить, что при переходе из режима макси-

мальных нагрузок к режиму минимальных нагрузок один из реакторов целесообразно отключать, поэтому ниже рассмотрены различные варианты подключения как неуправляемых, так и управляемых реакторов.

Таблица 3 Максимальные значения напряжения на ВЛ 500 кВ Вятка – Северная в ремонтных схемах реакторов с аварийными отключениями реакторов

Ремонт шунтирующего реактора	Аварийное отключение шунтирующего реактора	напряж	ный уровень ения на В Вятка – ная, кВ
		при «нулевом» перетоке по ВЛ 500 кВ Вятка– Северная	при перетоке 400 МВт по ВЛ 500 кВ Вятка — Северная
1 ШР на ПС 500 кВ Северная	1 ШР на ПС 500 кВ Северная	528,3	524
1 ШР на ПС 500 кВ Северная	1 ШР на ПС 500 кВ Вятка	529,4	524,5
1 ШР на ПС 500 кВ Северная	1 ШР на ПС 500 кВ БАЗ	526,7	521,9
1 ШР на ПС 500 кВ Северная	1 ШР на РУ 500 кВ Няганской ГРЭС	525,6	520,6
1 ШР на ПС 500 кВ Северная	1 ШР на ПС 500 кВ Звезда	525,2	522,3
1 ШР на ПС 500 кВ Северная	1 ШР на РУ 500 кВ Воткинской ГЭС	525,6	520,8
1 ШР на ПС 500 кВ Вятка	1 ШР на ПС 500 кВ БАЗ	527,2	522,3
1 ШР на ПС 500 кВ Вятка	1 ШР на РУ 500 кВ Няганской ГРЭС	526,1	521,1
1 ШР на ПС 500 кВ Вятка	1 ШР на ПС 500 кВ Вятка	530	525
1 ШР на ПС 500 кВ Вятка	1 ШР на ПС 500 кВ Звезда	527,8	522,9
1 ШР на ПС 500 кВ Вятка	1 ШР на РУ 500 кВ Воткинской ГЭС	526,2	521,4

Для выбора типа устройства компенсации реактивной мощности рассмотрен режим максимальной загрузки ВЛ 500 кВ Вятка — Северная. Поток активной мощности по ВЛ составляет 900 МВт, загрузка линии достигается путем утяжеления режима при ремонте ВЛ 500 кВ Вятка — Воткинская ГЭС. Согласно [4] в режимах передачи мощности, близкой к натуральной, присоединенные неуправляемые реакторы продолжают потреблять реактивную мощность, что приводит к снижению напряжения на линии и росту потерь. Установка управляемых шунтирующих реакторов позволяет повысить предел передаваемой мощности по ВЛ, оптимизировать режим напряжений и снизить уровень потери активной мощности.

Результаты расчетов режимов при изменении количества и типа средств компенсации реактивной мощности сведены в табл. 4.

Таблица 4 Выбор реакторов для ВЛ 500 кВ Вятка – Северная при загрузке линии 900 МВт

ПС 500 кВ	Общие потери в сети	Напряжения на ВЛ	
	dP, MВт	ПС Вятка	ПС Северная
1 ШР на ПС 500 кВ Вятка (сущ.)	1123,77	502,65	505,68
1 ШР на ПС 500 кВ Вятка (сущ.), 1 ШР на ПС 500 кВ Северная	1124,48	502,3	502,63
2 ШР на ПС 500 кВ Вятка, 1 ШР на ПС 500 кВ Северная	1125,37	496,19	502,31
2 ШР на ПС 500 кВ Вятка, 2 ШР на ПС 500 кВ Северная	1126,12	495,84	499,29
1 ШР, 1 УШР на ПС 500 кВ Вятка (сущ.), 2 ШР на ПС 500 кВ Северная	1124,89	510	506,23
1 ШР, 1 УШР на ПС 500 кВ Вятка (сущ.), 1 ШР, 1 УШР на ПС 500 кВ Северная	1121,2	510	515
1 ШР, 1 УШР на ПС 500 кВ Вятка (сущ.), 1 ШР, 1 УШР на ПС 500 кВ Северная	1121,81	505	515
1 ШР, 1 УШР на ПС 500 кВ Вятка (сущ.), 1 ШР, 1 УШР на ПС 500 кВ Северная	1121,51	515	510
1 ШР, 1 УШР на ПС 500 кВ Вятка (сущ.), 1 ШР, 1 УШР на ПС 500 кВ Северная	1123,23	500	515

Данные табл. 4 показывают, что установка двух неуправляемых шунтирующих реакторов в рассмотренном режиме работы приводит к снижению напряжения на концах линии электропередачи 500 кВ Вятка – Северная. Применение управляемых шунтирующих реакторов совместно с неуправляемыми реакторами на подстанциях ВЛ 500 кВ Вятка – Северная позволяет уменьшить потери в сети 500 кВ в сравнении с вариантом установки двух неуправляемых реакторов. В рассмотренном варианте неуправляемый шунтирующий реактор предназначен непосредственно для компенсации зарядной мощности ВЛ 500 кВ, а управляемый реактор – для регулирования заданного уровня напряжения при котором в данной схеме будет реализовываться оптимальный режим с минимальными потерями активной мощности.

Оптимальным с точки зрения уменьшения потерь в линии является режим, при котором на  $\Pi$ C 500 кВ Вятка будет задана уставка напряжения 500 кВ, а на  $\Pi$ C 500 кВ Северная – 515 кВ.

Рассмотрена установка управляемых шунтирующих реакторов на ПС 500 кВ Вятка и ПС 500 кВ Северная совместно с установкой неуправляемого шунтирующего реактора на ПС 500 кВ Северная и работой существующих ШР на ПС 500 кВ Вятка.

Исследование влияния типа средств компенсации реактивной мощности при загрузке ВЛ 500 кВ Вятка — Северная на 500 МВт также выявило возможность снижения потерь активной мощности при установке управляемых шунтирующих реакторов на ПС 500 кВ Вятка и на ПС 500 кВ Северная. Результаты расчетов сведены в табл. 5.

Таблица 5 Выбор реакторов для ВЛ 500 кВ Вятка – Северная при загрузке линии 500 МВт

ПС 500 кВ	Общие потери в сети	Напряжение на концах ВЛ 500 кВ			
	dP, MBT	ПС Вятка	ПС Северная		
1 ШР на ПС 500 кВ Вятка (сущ.)	760,46	511,41	511,59		
1 ШР на ПС 500 кВ Вятка (сущ.), 1 ШР на ПС 500 кВ Северная	760,78	511,03	508,52		
2 ШР на ПС 500 кВ Вятка, 1 ШР на ПС 500 кВ Северная	760,97	504,93	508,17		
2 ШР на ПС 500 кВ Вятка, 2 ШР на ПС 500 кВ Северная	761,34	504,57	505,15		
1 ШР, 1 УШР на ПС 500 кВ Вятка (сущ.), 2 ШР на ПС 500 кВ Северная	761,13	515	505,73		
1 ШР, 1 УШР на ПС 500 кВ Вятка (сущ.), 1 ШР, 1 УШР на ПС 500 кВ Северная	760,28	510	515		
1 ШР, 1 УШР на ПС 500 кВ Вятка (сущ.), 1 ШР, 1 УШР на ПС 500 кВ Северная	760,82	505	510		
1 ШР, 1 УШР на ПС 500 кВ Вятка (сущ.), 1 ШР, 1 УШР на ПС 500 кВ Северная	760,62	515	510		
1 ШР, 1 УШР на ПС 500 кВ Вятка (сущ.), 1 ШР, 1 УШР на ПС 500 кВ Северная	760,74	500	515		
1 ШР, 1 УШР на ПС 500 кВ Вятка (сущ.), 1 ШР, 1 УШР на ПС 500 кВ Северная	760,5	507	513		

Как видно из табл. 5 оптимальным режимом работы с точки зрения минимальных потерь и допустимых значений напряжения является режим, при котором установлены: неуправляемый шунтирующий реактор на ПС 500 кВ Северная и по одному управляемому шунтирующему реактору на ПС 500 кВ Вятка и ПС 500 кВ Северная. Значения напряжения, обеспечивающие минимум потерь в сети, равны 500 кВ на ПС Вятка и 515 кВ на ПС Северная. За счет регулирования уровней напряжения удается снизить потери мощности в сети 500 кВ в режиме передачи 500 МВт – на 4,92 МВт.

#### Выводы

- 1. Замыкание «Северного транзита» существенно увеличивает переток активной мощности из ОЭС Урала в смежные энергосистемы, ввод ВЛ 500 кВ БАЗ Няганская ГРЭС позволяет использовать избыточную мощность Тюменской энергосистемы для электроснабжения потребителей западных районов Уральской энергосистемы. Строительство ВЛ 500 кВ Вятка Северная позволяет увеличить передаваемую мощность ОЭС Урала в ОЭС Центра, ОЭС Средней Волги, а также обеспечить дополнительное питание дефицитного энергоузла ПС 500 кВ Вятка от Пермской ЭС.
- 2. Для рассмотренного транзита 500 кВ Вятка Северная рекомендуется 96 %-ная компенсация зарядной мощности линии с включением одного реактора

мощностью 180 Мвар на ПС Вятка и двух реакторов суммарной мощностью 360 Мвар на ПС Северная. Ремонт шунтирующих реакторов рекомендуется проводить в режимах максимальных нагрузок. Режим включения ВЛ 500 кВ Вятка — Северная рекомендуется проводить со стороны ПС 500 кВ Северная для снижения вероятности возникновения перенапряжений на концах ВЛ.

3. Установка управляемых шунтирующих реакторов на концах ВЛ 500 кВ Вятка — Северная вместо ШР позволяет регулировать в заданных диапазонах величины напряжений на концах ВЛ, и снизить потери в линии.

#### Список литературы

- 1. *Васильев В. А., Баринов В. А.* Перспективы развития Тюменской энергосистемы // Электрические станции, № 3, 2001. С. 2–11.
- 2. Руководящие указания по выбору средств компенсации реактивной мощности и регулируемых трансформаторов в сетях 110–1150 кВ. Разработаны институтом «Энергосетьпроект», утверждены 04.04.1997 Департаментом науки и техники, Департаментом электрических сетей РАО «ЕЭС России».
- 3. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281.
- 4. Дмитриев М. В., Карпов А. С., Шескин Е. Б., Долгополов А. Г., Кондратенко Д. В. / Под ред. Евдокунина Г. А. Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы. СПб.: Родная Ладога, 2013. 280 с.

Газизова Мария Игоревна, инженер лаборатории сопровождения перспективных расчетных моделей ЕЭС России Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gazizova\_m@ntcees.ru

Смирнова Любовь Сергеевна, старший инженер лаборатории сопровождения перспективных расчетных моделей ЕЭС России Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: smirnova 1@ntcees.ru

Смоловик Сергей Владимирович, д-р техн. наук, профессор, заместитель заведующего отделом проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: smolovik@ntcees.ru

Gazizova M. I., Smirnova L. S., Smolovik S. V.

### Equipment selections of reactive power compensation of the long transit $500\ kV$ in UPS Ural.

Perspective operation modes integrated power system of the Ural with the introduction of new 500 kV transmission line from the Kirov power system to the Perm power system, from the Sverdlovsk power system to the Tyumen power system was examined.

Keywords: optimum mode of power system, power system, unified power, power line, reactive power compensation, reactor, shunt reactor, controlled shunt reactor.

М. К. Гуревич, М. А. Козлова, А. В. Репин, Ю. А. Шершнев

# Расчет режима работы тиристоров установки для плавки гололеда на ВЛ постоянным током с электронным коммутатором

Предложена схема установки для плавки гололеда с электронным коммутатором (УПГЭК), состоящая из трехфазного мостового выпрямителя и полупроводникового коммутатора выпрямленного тока. Показано, что применение УПГЭК позволяет осуществлять одновременную плавку гололеда на трех фазных проводах ВЛ и производить изменение схемы плавки гололеда без механических переключений. Рассмотрен принцип работы УПГЭК при плавке гололеда на проводах ВЛ. Проведена оценка теплового режима работы тиристоров в схеме УПГЭК и длительности рабочих циклов плавки гололеда.

Ключевые слова: выпрямитель, импульс мощности, мощность потерь, плавка гололеда, схема плавки, тиристор, электронный коммутатор.

#### Введение

Для устранения гололеда на проводах воздушных линий электропередачи (ВЛ) применяются различные варианты плавки гололеда. В настоящее время гололед на проводах ВЛ плавят за счет их нагрева переменным или постоянным током [1–3]. Как правило, плавку гололеда на проводах ВЛ постоянным током производят на отключенной линии по схемам «фаза — фаза» или «фаза — две фазы» с помощью выпрямителя — диодного или тиристорного. Тиристорный выпрямитель предпочтительнее, так как позволяет регулировать ток плавки в широких пределах.

На время плавки ВЛ выводится из работы и желательно это время сделать минимально возможным.

Недостатком применения упомянутых выше устройств является длительное время, требуемое для изменения схемы плавки. Актуальной задачей является разработка метода и таких схем плавки, которые позволили бы уменьшить общее время плавки за счет сокращения времени на переключение схем плавки. Возможны три способа решения задачи: использование специальных схем управления закорачивающими переключателями [4, 5], механические способы удаления гололеда без отключения нагрузки ВЛ [6, 7], использование многополюсных вентильных преобразователей [8, 9]. Применение таких преобразователей позволяет производить изменение схемы плавки без производства механических переключений. Конструкция преобразователя должна обеспечивать возможность подключения трех фаз ВЛ для одновременной плавки гололеда на фазных проводах. Причем под одновременной плавкой подразумевается не одномоментное протекание одинакового по величине тока плавки гололеда по всем трем фазам, а обеспечение одинакового эффективного тока плавки за некий заданный повторяющийся период времени (от нескольких секунд до единиц минут). Такие преобразователи могут быть выполнены на основе мостовых схем с несколькими реверсивными группами [9].

В данной статье рассматривается установка, состоящая из двух мостов, один из которых является выпрямителем, а другой – коммутатором выпрямленного тока.

## 1. Принцип работы схемы установки для плавки гололеда с электронным коммутатором

Двухмостовая схема с коммутатором тока приведена на рис. 1. Первый мост (вентили 1–6) — это высоковольтный управляемый выпрямитель. Второй мост (вентили 7–12) является коммутатором тока для фаз ВЛ и подключается к выходу постоянного тока выпрямителя. Нагрузка  $Z_{\pi}$  — провода фаз ВЛ, на которой осуществляется плавка гололеда, — подключается к выходу выпрямителя (к постоянному выпрямленному напряжению) включением соответствующих вентилей коммутатора.

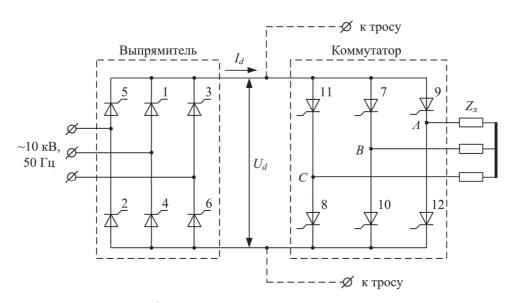


Рис. 1. Схема преобразователя с коммутатором тока

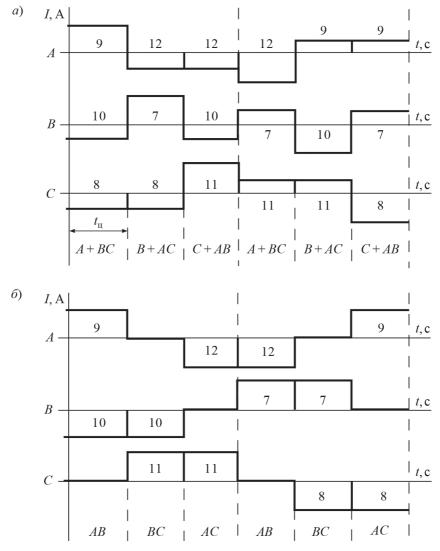
Плавка гололеда производится в течение каждого цикла по схеме «фаза—фаза» или «фаза — две фазы параллельно». Выпрямительный мост функционирует обычным образом. Требуемая схема плавки формируется включением соответствующих вентилей коммутатора (вентили 7–12 на рис. 1). В течение каждого интервала протекания тока (цикла плавки) при набранной схеме плавки вентили коммутатора не переключаются. Переход с одной комбинации вентилей коммутатора на другую и изменение схемы плавки можно производить только при выключенном выпрямителе, поскольку при работающем выпрямителе коммутация тока в вентилях коммутатора не может быть осуществлена из-за отсутствия в нем коммутирующего напряжения (отсутствует запирающее напряжение для находящихся в проводящем состоянии тиристоров коммутатора, что при коммутации вентилей при работающем выпрямителе приводит к короткому замыканию между полюсами выпрямителя). При подключении преобразователя к фазам ВЛ импульсы управления на тиристоры коммутатора подаются раньше (как минимум на 20 мс), чем на тиристоры выпрямителя.

Для изменения схемы плавки и перехода к следующему циклу плавки снимаются импульсы управления с выпрямителя, и ток в линии снижается до нуля, выключаются все вентили выпрямителя и коммутатора. После прекращения тока в линии

подаются импульсы управления на требуемые вентили коммутатора, а после этого включается выпрямитель.

Таким образом, изменение схемы плавки сопровождается бестоковой паузой длительностью более 5 периодов частоты 50 Гц, что совершенно не существенно с точки зрения процесса таяния льда.

Продолжительность циклов плавки  $t_{\rm u}$  определяется расчетным путем для каждого конкретного случая. Возможные формы тока в нагрузке (в фазах ВЛ) при различных коммутациях фаз показаны на рис. 2. На каждом интервале тока обозначен номер работающего тиристора коммутатора согласно рис. 1.



**Рис. 2.** Формы тока в фазах ВЛ: a) при коммутациях по схеме «фаза – две фазы»;  $\delta$ ) при коммутациях «фаза – фаза»

Рассматриваемая схема УПГЭК может иметь до 5 выходных полюсов (см. рис. 1). Плавка гололеда на проводах всех трех фаз обеспечивается одновременно. Также предусмотрены выводы для плавки гололеда на грозозащитных тросах,

которая может проводиться как до, так и после плавки гололеда на проводах. Также при определенном сочетании параметров проводов и грозозащитных тросов ВЛ плавка гололеда может осуществляться одновременно на проводах и грозозащитных тросах.

Для того чтобы в схемах плавки гололеда с непосредственным присоединением источника питания к тросу получить требуемые контуры тока, требуется подвеска троса на изоляторах, рассчитанных на уровень напряжения плавки [3].

Примем за номинальные характеристики преобразователя УПГЭК-14/1700:

- номинальное выпрямленное напряжение  $U_{d \text{ ном}} = 14 \text{ кB}$ ;
- номинальный выпрямленный ток  $I_{d \text{ ном}} = 1700 \text{ A}$ ;
- номинальный ток плавки при схеме переключения «фаза фаза»:

$$I_{\text{пл}} = I_{d \text{ HOM}}/1,225 = 1390 \text{ A};$$

• номинальный ток плавки при схеме переключения «фаза – две фаза»:

$$I_{\text{пл}} = I_{d \text{ HOM}}/1,41 = 1205 \text{ A}.$$

Данный преобразователь питается от источника трехфазного переменного напряжения 10 кВ (обмотка трансформатора, выделенная ячейка 10 кВ) и позволяет проплавить гололед на ВЛ классов 35–220 кВ.

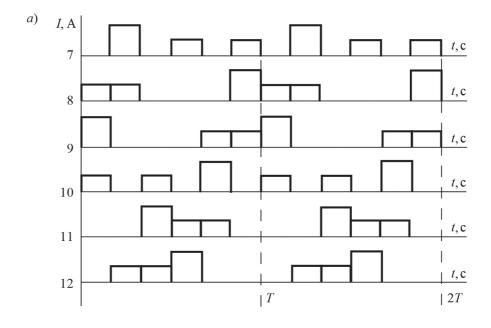
Максимальные длины ВЛ, на которые можно проплавить гололед на проводах ВЛ 35 кВ -220 кВ от УПГЭК-14/1700 при указанных токах плавки приведены в табл. 1. Рассмотрены схемы плавки «фаза - фаза» и «фаза - две фазы».

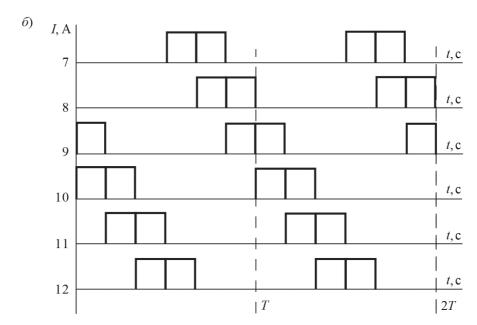
Таблица I Максимальные длины ВЛ, на которые можно проплавить гололед от УПГЭК-14/1700

Марка провода	Ток плавки (эффектив- ный) $I_{2\phi}$ , A		ыпрямленный $I_d,{ m A}$	Максимальная длина ВЛ, км	
	пыи) 1 <sub>эф</sub> , А			фаза — фаза	фаза – 2 фазы
AC 70/11	395	485	555	34	40
AC 95/16	450	550	635	42	49
AC 120/19	515	630	725	45	52
AC 150/24	605	740	855	49	56
AC 185/29	695	850	980	52	60
AC 240/39	830	1015	1170	56	65
AC 300/48	965	1180	1360	60	70
AC 400/51	1185	1450	1670	66	76

#### 2. Оценка теплового режима работы тиристоров

В рассматриваемой схеме УПГЭК более напряженным является тепловой режим для тиристоров коммутатора, поскольку они должны выдерживать длительное протекание номинального выпрямленного тока. Формы тока в тиристорах коммутатора для двух вариантов коммутации схемы плавки показаны на рис. 3. Имеются интервалы полного тока плавки, половинного тока и с паузами тока.

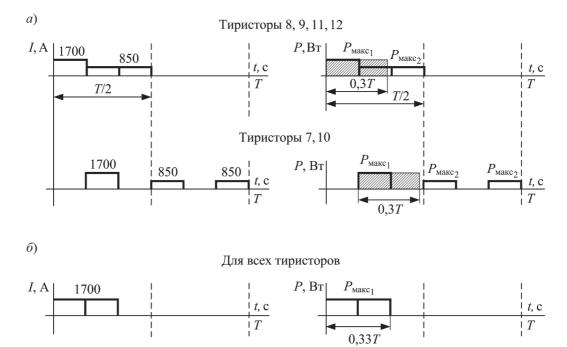




**Рис. 3.** Формы тока в тиристорах коммутатора: *а*) при коммутациях по схеме «фаза – две фазы»; *б*) при коммутациях по схеме «фаза – фаза»

Рассчитаем допустимую нагрузочную способность тиристорных вентилей коммутатора для двух типов тиристоров: T273-1250 и T193-2500. Нагрузочная способность тиристоров определяется максимально допустимой температурой полупроводниковой структуры  $\Theta_{jM}$ , которая не должна превышаться в любых режимах их работы. Расчет температуры проводится по известной мощности тепловых потерь и известному тепловому сопротивлению.

Форма тока в тиристорах коммутатора и соответствующие им импульсы мощности при заданном номинальном выпрямленном токе 1700 А показаны на рис. 4.



**Рис. 4.** Форма тока в тиристорах коммутатора и соответствующие им импульсы мощности: a) при коммутациях по схеме «фаза — две фазы»;  $\delta$ ) при коммутациях по схеме «фаза — фаза»

Величину импульса мощности определяем как

$$P = I \cdot U(I)$$
,

где U(I) — падение напряжения на тиристоре при протекании через него тока, величиной I.

Результаты расчета амплитуд прямоугольных импульсов мощности для указанных выше типов тиристоров [10, 11] приведены в табл. 2.

Таблица 2 Импульсы мощности в тиристорах коммутатора

Тип тиристора Параметры	T273-1250	T193-2500
U(I = 1700  A),  B	1,65	1,25
U(I = 850  A),  B	1,3	1,1
$P_{\text{Makc}_1}(I = 1700 \text{ A}), \text{BT}$	2805	2125
$P_{\text{Makc}_2}(I = 850 \text{ A}), \text{BT}$	1105	935

Для удобства дальнейших расчетов импульсы мощности преобразованы к одному прямоугольному импульсу мощности за период. Преобразованный импульс мощности имеет амплитудное  $P_{\text{макс}_1}$  и среднее  $P_{\text{сp}}$  значения те же, что и у исходных импуль-

сов мощности, а его длительность равна  $N \cdot T$ , где  $N = P_{\rm cp} / P_{\rm макс1} \approx 0,3$ . То есть длительность эквивалентного импульса мощности составит 0,3T (заштрихован на рис. 4). Допустимая в импульсе мощность определяется по выражению [12]:

где  $\vartheta_a$  — температура охлаждающего воздуха;

т – длительность эквивалентного импульса мощности;

T — период следования импульсов мощности;

 $R_9 = R_{thjc} + R_{thch} + R_{thha}$  — общее установившееся тепловое сопротивление *p-n* переход — окружающая среда;

 $R_{thic}$  – тепловое сопротивление p-n переход – корпус;

 $R_{thch}$  – тепловое сопротивление корпус – охладитель;

 $R_{thha}$  – тепловое сопротивление охладитель – окружающая среда.

 $r_T$ ,  $r_{T+\tau}$ ,  $r_{\tau}$  — переходные тепловые сопротивления при заданной длительности интервала  $(T, T+\tau, \tau)$ .

Исходные данные и результаты расчета допустимой мощности импульса тока в зависимости от длительности периода для тиристоров T273-1250 и T193-2500 приведены в табл. 3. Там же для сравнения приведено амплитудное значение импульса мощности  $P_{\text{макс}_1}$  при номинальном заданном токе 1700 A.

Таблица 3 Исходные данные и результаты расчета допустимой мощности импульса тока в тиристорах коммутатора

Тип тири- стора Пара- метры			Т193-2500, охладитель О193					
R <sub>thjc</sub> , °C/BT		0,0	102		0,0061			
R <sub>thch</sub> , °C/BT		0,0	003			0,0	002	
R <sub>thha</sub> , °C/BT		0,06				0,	03	
R <sub>9</sub> , °C/BT		0,0732			0,0381			
$\theta_a$ , °C	+10				+10			
θ <sub>jM</sub> , °C	+125		+125					
<i>T</i> , c	6	30	60	$\infty$	6	30	60	$\infty$
$\tau = 0.3T$ , c	1,8	9	18	$\infty$	1,8	9	18	$\infty$
<i>r<sub>T</sub></i> , °С/Вт	0,0228	0,042	0,048	0,0732 0,0178 0,0351 0,0371		0,0381		
$r_{T+\tau}$ , °C/BT	0,023 0,045 0,051 0,0732		0,0179	0,0381	0,0381	0,0381		
r <sub>τ</sub> , °C/Bτ	0,0135 0,025 0,033 0,0732		0,0097	0,018	0,0281	0,0381		
Рдоп, Вт	4007	3160	2700	1571	7251	5867	3952	3018
$P_{\text{макс}_1}$ , Вт		28	05			21	25	

Охлаждение тиристоров коммутатора — двустороннее, принудительное воздушное. Температура охлаждающего воздуха  $\vartheta_a$  принята +10°C (наиболее высокая из возможных во время плавки гололеда), скорость воздуха в охладителе 6 м/с.

Из сравнения  $P_{\text{макс}_1}$  и  $P_{\text{доп}}$  видно, что для Т273 — 1250 при указанном соотношении длительности протекания тока и паузы импульс мощности с  $P_{\text{макс}}$  = 2805 Вт не превысит допустимого значения при длительности импульса мощности не более 10 с и периоде повторения 30 с. При более длительных импульсах  $P_{\text{макс}}$  не должна превышать 1570 Вт.

Для T193-2500 при заданных условиях охлаждения нет ограничения по требуемой величине мощности 2125 Вт, даже при непрерывном протекании номинального тока.

Теперь оценим тепловыделение в тиристорах 1–6 трехфазного мостового выпрямителя УПГЭК.

В каждом тиристоре среднюю мощность потерь от протекания прямого тока определим по выражению:

$$P_{\rm cp} = U_0 I_{\rm cp} + R_{\rm p} I_{\rm sob}^2$$
,

где  $I_{cp}$  – среднее значение тока в тиристоре, A;

 $I_{\rm sh}$  – эффективное (действующее) значение тока в тиристоре, А;

 $U_0$  – пороговое напряжение тиристора, В;

 $R_{\rm A}$  – динамическое сопротивление тиристора, Ом.

Для Т273-1250:  $U_0 = 1,1$  В;  $R_{\pi} = 0,31$  мОм.

Для Т193-2500:  $U_0 = 1,12 \text{ B}$ ;  $R_{\pi} = 0,112 \text{ мОм}$ .

В мостовом выпрямителе:

- максимальное значение тока в тиристоре  $I_M = I_{dhom} = 1700 \text{ A}$ ;
- среднее значение тока в тиристоре  $I_{cp} = I_{dhom}/3 = 1700/3 = 570 \text{ A}$ ;
- эффективное значение тока  $I_{\text{ad}} = I_M / \sqrt{3} = 1700 / 1,73 = 980 \text{ A}.$

Средняя мощность потерь в T273-1250:  $P_{\rm cp} = 1,1\cdot570 + 0,31\cdot10^{-3}\cdot980^2 = 925~{\rm Br}.$ 

Средняя мощность потерь в T193-2500:  $P_{cp} = 1,12.570 + 0,112.10^{-3}.980^2 = 745 \text{ Bt.}$ 

Температура структуры тиристора в номинальном режиме:

$$\vartheta_i = \vartheta_a + P_{\rm cp} \cdot R_{\vartheta}$$
.

Для Т273-1250 
$$\vartheta_j = \vartheta_a + 925 \cdot 0,0732 = \vartheta_a + 68$$
°C.

Для 
$$T193-2500 \ \vartheta_i = \vartheta_a + 745 \cdot 0,0381 = \vartheta_a + 28^{\circ}C.$$

Условия работы тиристоров в схеме выпрямителя не налагают ограничений на длительность циклов плавки. Охлаждение тиристоров выпрямителя может быть организовано по замкнутому циклу, без забора наружного воздуха [13].

## 3. Оценка минимально допустимой длительности цикла плавки гололеда

Пределы, в которых может находиться величина интервала  $t_{\text{ц}}$  (длительность работы УПГЭК при неизменной комбинации включенных вентилей коммутатора, см. рис. 2), определяются из следующих соображений:

- частота переключений схемы плавки F должна быть такой, чтобы ток, протекающий по проводу на каждом интервале  $t_{\rm IL}$ , можно было считать постоянным (исключить влияние индуктивного сопротивления на сопротивление контура плавки), т. е. для провода с активным сопротивлением R индуктивное сопротивление должно быть пренебрежимо мало:  $\omega L << R$ , где  $\omega = 2\pi F$ , L индуктивность провода;
- нагрев тиристора за время  $t_{11}$  не должен превышать допустимой величины;
- при коммутациях тока по схеме «фаза фаза» за время токовой паузы длительностью  $t_{\rm II}$  провод не должен остыть до первоначального значения.

По первому условию принимаем достаточным  $\omega L \leq 0,1R$ . Отсюда получаем граничную частоту  $F_{\rm rp}$  цикла (верхний предел):

$$F_{\rm rp} = 0.1R/(2\pi L)$$

и минимальную длительность периода плавки из условия постоянства тока плавки

$$t_{\text{II min}} = 1/F_{\text{rp}}$$
.

Результаты оценки верхней границы допустимых частот цикла и минимальной длительности интервала протекания тока для ВЛ 35–220 кВ со сталеалюминиевыми проводами приведены в табл. 4. В соответствии с табл. 4, необходимо выполнение условия  $t_{\rm H} \ge 1.3$  с.

На минимальную длительность цикла плавки может оказывать влияние и время включения и отключения выпрямителя при переходе на новый цикл. Как отмечалось выше, изменение схемы плавки сопровождается паузой в выпрямленном токе длительностью не менее 5 периодов частоты 50 Гц, т. е. более 0,1 с. Поэтому для обеспечения плавки гололеда заданным током время паузы тока между циклами плавки должно быть много меньше длительности самого цикла плавки (на рис. 2–4 пауза между циклами не показана ввиду ее малой величины).

Таблица 4 Оценка допустимой частоты  $(F_{\rm rp})$  и длительности  $(t_{\rm q\,min})$  цикла плавки для ВЛ 35–220 кВ со сталеалюминиевыми проводами

Класс ВЛ, (тип про- вода) Параметры	35 κB (AC70/71 – AC240/56)	110 кВ (AC70/71 – AC240/56)	150 кВ (AC70/71 – AC240/56)	220 кВ (AC240/56 – AC500/64)
<i>R</i> , Ом/км	0,43-0,12	0,43-0,12	0,43-0,12	0,12–0,06
X, Ом/км (на частоте 50 Гц)	0,43-0,41	0,44-0,405	0,46-0,42	0,435–0,413
$L = X/(100\pi)$ , $\Gamma$ н/км	0,00138-0,0013	0,00141-0,00129	0,00146-0,00134	0,00139-0,00131
$F_{\rm rp}$ , $\Gamma$ ц	4,9–1,5	4,8–1,5	4,7–1,4	1,37–0,73
t <sub>u min</sub> , c	0,2-0,7	0,2-0,7	0,2-0,7	0,73–1,3

#### Заключение

- 1. По сравнению с поочередной плавкой гололеда на проводах ВЛ от тиристорных выпрямителей [14] при одновременной плавке от УПГЭК на всех трех фазах преобразовательное оборудование увеличивается в 2 раза, но сокращается количество механических разъединителей, а, главное, сокращается общее время плавки.
- 2. Оценка допустимой длительности цикла плавки  $t_{\rm q}$  по допустимой нагрузочной способности тиристоров показала, что условия работы тиристоров коммутатора УПГЭК при комплектации тиристорами T273-1250 ограничивают длительность цикла плавки величиной не более 5 с; при комплектации коммутатора тиристорами T193-2500 условия работы тиристоров коммутатора не налагают ограничений на длительность циклов плавки.
- 3. Конструктивно выпрямитель и коммутатор УПГЭК идентичны ВУПГ-14/1200 (1600) [13] и могут располагаться в двух стандартных транспортных контейнерах.

#### Список литературы

- 1. Методические указания по плавке гололеда переменным током. Ч. 1. МУ 34-70-027-82, М., 1983.
- 2. Методические указания по плавке гололеда переменным током. Ч. 2. МУ 34-70-027-82, М., 1983.
- 3. *Левченко И. И., Засыпкин А. С., Аллилуев А. А., Сацук Е. И.* Диагностика, реконструкция и эксплуатация воздушных линий электропередачи в гололедных районах, разд. 5.4 «Схемы соединения проводов для плавки гололеда». М.: Издательский дом МЭИ, 2007.
- 4. Патент РФ RU 2 123 750 C1. Устройство управления закорачивающим выключателем в схемах плавки гололеда / Рудакова Р. М., Букреев В. И., Рыбаков А. А.
- 5. Патент РФ RU 2 101 824 C1. Устройство для управления выключателем при плавке гололеда / Рудакова Р. М.; Григорьев Ю. В.; Колупаев П. П.
- 6. Патент РФ RU 2 166 826. Способ удаления гололеда с проводов контактной сети и линий электропередачи / Ефимов А. В., Галкин А. Г.
- 7. Canadian Intellectual Property Office. CA 2 397 983.
- 8. Патент РФ RU 2 435 266 C1. Способ плавки гололеда на проводах ВЛ и устройство для его осуществления / Гуревич М. К., Репин А. В., Шершнев А. Ю., Шершнев Ю. А.
- 9. *Мустафа Г. М., Горюшин Ю. А., Гусев С. И., Минаев Г. М., Артаев Н. А.* Устройства для плавки гололеда на проводах линий электропередачи // Электротехника, 2012, № 1.
- 10. Тиристор низкочастотный T273-1250. www.elvpr.ru/poluprovodnikprib/tiristory/ T273-1250.pdf.
- 11. Тиристор низкочастотный T193-2500. www.elvpr.ru/poluprovodnikprib/tiristory/ T193-2500.pdf.
- 12. Силовые полупроводниковые приборы: Справочник / Чебовский О. Г., Моисеев Л. Г., Недошивин Р. П. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1985.

13. *Baliberdin L. L, Kozlova M. A, Shershnev Y. A.* Model Group of controlled Installation for Melting Ice on Transmission Line Conductors. IEEE Power Tech'2005, St. Petersburg, June 27–30, 2005.

*Гуревич Мария Копельевна*, канд. техн. наук, доцент, ведущий научный сотрудник отдела преобразовательных устройств Научно-исследовательского института по передаче электро-энергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»).

E-mail: gurevich m@niipt.ru

Козлова Мария Анатольевна, канд. техн. наук, старший научный сотрудник отдела преобразовательных устройств Научно-исследовательского института по передаче электро-энергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»).

E-mail: kozlova\_m@niipt.ru

*Репин Алексей Викторович*, заведующий лабораторией силового оборудования отдела преобразовательных устройств Научно-исследовательского института по передаче электро-энергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»).

E-mail: repin a@niipt.ru

Шершнев Юрий Александрович, канд. техн. наук, доцент, заместитель генерального директора — заведующий отделом преобразовательных устройств Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»)

E-mail: shershnev@niipt.ru

Gurevich M. K., Kozlova M. A., Repin A. V., Shershnev Y. A.

Estimate of thyristor's operating conditions of valve converter with electronic commutator for overheard power transmission lines conductors de-icing.

The circuit of valve converter with electronic commutator is proposed. It consists of threephase bridge rectifier and semiconductor commutator. It's shown that the application of converter with electronic commutator gives the opportunity to organize the simultaneous ice melting on three phase wires. This innovating equipment produces all versions of ice melting loops without using of mechanical switches. At the article the principle of new converter operation is considered, so as the estimation of converter thyristor's thermal conditions and ice melting duty cycle time is done.

Key words: rectifier, power pulse, power losses, ice melting, melting loop, thyristor, electronic commutator.

## Разработка алгоритма защиты кабельно-воздушной линии передачи постоянного тока от коротких замыканий

Показана необходимость разработки алгоритма защиты линии кабельно-воздушной передачи постоянного тока. Построение алгоритма защиты основано на закономерностях протекания процессов при повреждениях на кабельном или воздушном участках.

Ключевые слова: кабельно-воздушная линия, короткие замыкания, защита линии.

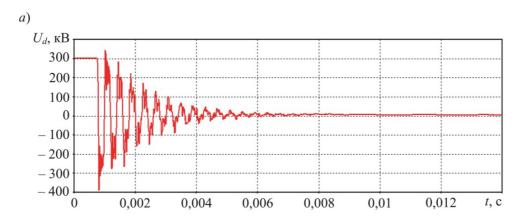
При проектировании кабельно-воздушных передач постоянного тока особое значение приобретает задача защиты линии. В условиях последовательно соединенных кабельного и воздушного участков линии к ее защите предъявляются следующие требования: защита линии должна не только удовлетворять требованию избирательности, т.е. отличать повреждения на самой линии от аварий на преобразовательных подстанциях, но и уметь определять участок повреждения (кабельный либо воздушный). Последнее необходимо для разрешения автоматического повторного включения (АПВ) при повреждениях на воздушной линии. И, наоборот, при выявлении повреждения на кабельном участке необходим запрет АПВ.

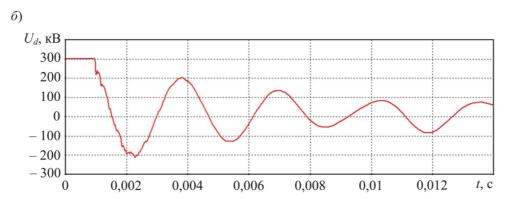
Как было показано в [1], закономерность протекания переходного процесса, в частности, частота  $f_U$  — частота переходов напряжения полюса линии через 0, измеряемого со стороны выпрямителя, при возникновении коротких замыканий на кабельно-воздушной линии зависит от участка перекрытия. При повреждении на кабельном участке переходный процесс определяется периодическими повторениями полных циклов движения и отражения волн напряжения от места короткого замыкания до начала линии. Частота  $f_U$  при этом увеличивается с уменьшением расстояния от точки короткого замыкания на кабельном участке до начала линии. При повреждениях на воздушном участке изменение напряжения полюса обусловлено последовательными отрицательными и последовательными положительными скачками напряжения при приходе преломленных волн в начало линии в результате многократного отражения исходного возмущения на участке воздушной линии, ограниченном местом сопряжения и точкой короткого замыкания. При этом измеряемая частота  $f_U$  уменьшается по мере удаления точки короткого замыкания к концу воздушной линии.

Таким образом, выявление участка повреждения может быть построено на измерении частоты переходов напряжения полюса  $U_d$  через 0 и на сравнении этой частоты с уставкой  $f_{\rm ycr}$ . Последняя обратно пропорциональна периоду собственных колебаний линии, в течение которого совершается полный цикл процесса движения и отражения волны напряжения по всей длине кабельного участка.

На рис. 1 показаны осциллограммы напряжения полюса линии при моделировании перекрытия изоляции полюсного кабеля на металлическую оболочку (а) и при моделировании перекрытия полюсного провода на землю в пролете воздушного

участка через нулевое переходное сопротивление (б). Номинальное напряжение передачи составляет  $\pm 300$  кВ. Точки повреждений моделировались в серединах соответствующих участков. Длина кабельного участка составляет 41 км, длина воздушного -67 км. Как можно видеть, частота переходов напряжения через 0 при повреждении на воздушном участке существенно ниже, чем при повреждении на кабельном участке.





**Рис. 1.** Результаты расчета при моделировании короткого замыкания: a) в середине кабельного участка;  $\delta$ ) в середине воздушного участка

При КЗ в середине кабельного участка на расстоянии  $l_{\rm K3\, K}$  (рис. 2) частоту переходов напряжения полюса через 0 можно рассчитать, зная промежуток времени, в который происходит полный цикл процесса движения и отражения волн:

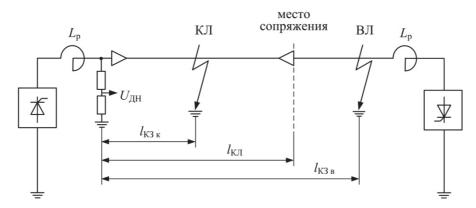
$$f_U = \frac{1}{4l_{\text{K3}\,\text{K}}\sqrt{L_{\text{KJI}}C_{\text{KJI}}}},\tag{1}$$

где  $l_{\rm K3\, K}$  — расстояние от начала линии до точки короткого замыкания на кабельном участке;

 $L_{\rm KJ}$ ,  $C_{\rm KJ}$  – погонные параметры индуктивности и емкости кабельного участка.

При длине и погонных параметрах кабельного участка, соответствующих значениям  $l_{\rm K3\,k}=l_{\rm KЛ}/2=20,5$  км,  $l_{\rm KЛ}=0,18$  мГн/км и  $C_{\rm KЛ}=0,31$  мкФ/км, эта частота равна 1650 Гц.

126 Ю. В. Капитула



**Рис. 2.** Схематичное изображение местоположения точек перекрытий на кабельном и воздушном участках линии постоянного тока

При КЗ в середине воздушного участка частота переходов напряжения полюса через 0 приблизительно можно оценить следующим образом:

$$f = \frac{1}{4\sqrt{(L_{\rm KJI}l_{\rm KJI} + L_{\rm BJ}\Delta l)(C_{\rm KJI}l_{\rm KJI} + C_{\rm BJ}\Delta l)}},$$
 (2)

где  $\Delta l = l_{\text{K3}_{\text{B}}} - l_{\text{KЛ}};$ 

 $L_{\rm BЛ},\, C_{\rm BЛ}$  – погонные индуктивность и емкость воздушного участка.

При значении  $L_{\rm BJ}$  = 0,98 мГн/км и принимая во внимание, что  $C_{\rm KJ}$  >>  $C_{\rm BJ}$ , частота переходов напряжения через 0 при КЗ в середине воздушного участка примет значение порядка 355 Гц.

Значение уставки защиты  $f_{\rm уст}$ , определенное по формуле (1), где  $l_{\rm K3\, K}=l_{\rm KЛ}$ , составит порядка 810 Гц. Как можно видеть, в данном случае сравнение измеренных частот  $f_U$  с уставкой  $f_{\rm уст}$  может позволить достоверно выявить непосредственно само короткое замыкание и участок повреждения.

Исследования переходных процессов при моделировании на линии коротких замыканий показали, что при учете значительного переходного сопротивления (до 100 Ом) в месте КЗ переходы кривой напряжения полюса линии через 0 могут отсутствовать. С учетом того, что повреждения на кабельном участке сопровождаются пробоями изоляции с малым переходным сопротивлением, можно предположить, что любое снижение напряжения без фиксации перехода через 0 будет соответствовать повреждению на воздушном участке. Контроль скорости изменения напряжения позволит отстроиться от повреждений на инверторной подстанции, которые также приводят к снижению напряжения.

В алгоритме в интервалах между следующими друг за другом переходами через 0 необходим контроль минимального или максимального значений напряжения. Это позволит отстроиться от неправильной работы защиты при повреждениях на воздушном участке, сопровождающихся изменениями с малой амплитудой (до нескольких десятков киловольт) напряжения линии, но при этом с частотой переходов, характерной для повреждений на кабельном участке.

Выявленные особенности протекания процессов легли в основу формирования алгоритма защиты кабельно-воздушной линии постоянного тока.

#### Алгоритм избирательной защиты кабельно-воздушной линии

Входным сигналом является сигнал напряжения от делителя напряжения ДН защищаемой полуцепи, установленного в начале кабельно-воздушной линии —  $U_{\rm ДH}$ . Запуск алгоритма происходит при выполнении условия  $U_{\rm ДH} \le U_{\rm уст}$ . По абсолютному значению скорости изменения напряжения определяется «зона» повреждения: линия или преобразовательная подстанция.

Далее производится измерение моментов перехода сигнала через 0  $t_n$ , где n = 1, 2, ..., 5 – номер измерения.

Если необходимое количество переходов через 0 не фиксируется, то формируется сигнал «Отключение с АПВ».

Если после зафиксированного момента времени перехода  $t_{n+1}$  сумма модулей максимальных и минимальных значений сигнала на соответствующих интервалах  $|X_n| + |X_{n+1}|$  становится меньше уставки ( $X_{ycr} = 20 \div 100 \text{ kB}$ ), то алгоритм производит формирование сигнала «Отключение с АПВ».

При фиксации первых пяти моментов перехода входного сигнала через 0 производится вычисление усредненного значения частоты:

$$f_{\rm cp} = \frac{\frac{1}{t_3 - t_1} + \frac{1}{t_4 - t_2} + \frac{1}{t_5 - t_3}}{3}.$$
 (3)

Если  $f_{cp} \ge f_{ycr}$ , то формируется сигнал «Отключение без АПВ», в противном случае — сигнал «Отключение с АПВ».

Описанный алгоритм избирательной защиты кабельно-воздушной линии в виде блок-схемы представлен на рис. 3.

#### Выводы

Наличие в составе линии передачи постоянного тока двух разнородных участков определяет необходимость применения различных способов ликвидации аварий: при КЗ на кабельном участке – отключение линии без АПВ, а при КЗ на воздушном участке – отключение линии с последующим АПВ. Исследования на математической модели передачи постоянного тока при повреждениях в различных точках линии показали, что разработанный алгоритм избирательной защиты позволяет достоверно определить участок повреждения и сформировать соответствующий сигнал в автоматику.

#### Список литературы

1. *Капитула Ю. В.* Разработка алгоритма защиты неоднородной линии постоянного тока, основанного на волновом методе // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2012, № 1(66). – С. 92–100.

128 Ю. В. Капитула

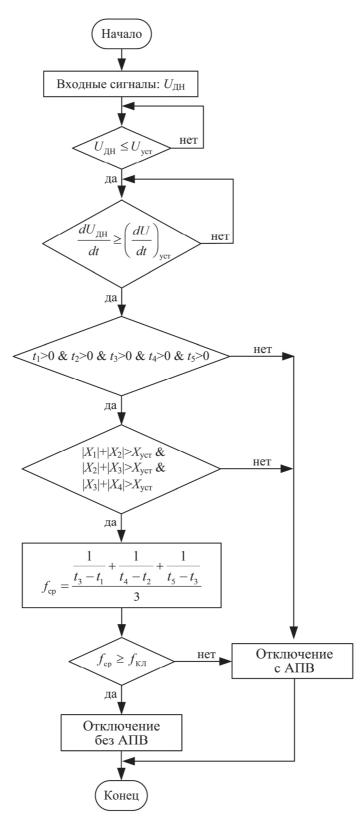


Рис. 3. Блок-схема алгоритма избирательной защиты кабельно-воздушной линии

*Капитула Юлия Владимировна*, научный сотрудник отдела постоянного тока Научноисследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»).

E-mail: kapitula y@niipt.ru

#### Kapitula Y. V.

#### Development of the cable-overhead DC transmission line protection algorithm.

The article shows the need for protection algorithm for line cable overhead DC transmission. Building a security algorithm based on the laws of the processes in case of damage to the cable or overhead sections.

Key words: cable-overhead line, short-circuit, line protection.

# Развитие техники электропередачи постоянным током высокого напряжения в отечественной энергетике. Вклад НИИПТ в теорию и практику создания ППТ и ВПТ (краткий исторический очерк)

Приводятся технические характеристики ППТ и ВПТ, определяющие их применение в энергетике. Описаны этапы развития техники электропередачи постоянным током высокого напряжения в Советском Союзе и России. Представлен вклад НИИПТ в теорию преобразования тока и в разработку конкретных объектов постоянного тока.

Ключевые слова: ППТ и ВПТ; история развития; вклад НИИПТ.

По историческим меркам на решение проблемы передачи электроэнергии постоянным током высокого напряжения ушел сравнительно небольшой срок.

В настоящее время в мировой электроэнергетике введены в эксплуатацию около 100 электропередач и вставок постоянного тока (ППТ и ВПТ) общей отправной мощностью более 60 ГВт. Почти три десятка ППТ и ВПТ строятся и проектируются.

Практически общепризнано, что применение ППТ и ВПТ определяется их специфическими техническими характеристиками, основные из которых:

- с помощью ППТ (ВПТ) осуществляется несинхронная связь между энергосистемами (ЭС), что позволяет регулировать частоту в каждой из них; через них могут объединяться ЭС, работающие с различной номинальной частотой; сбои режима (КЗ, сбросы и набросы мощности) в одной из ЭС не сказываются, практически, на работе другой;
- направление и величину потока энергии можно безынерционно изменять с помощью быстродействующих систем регулирования; законы регулирования могут выбираться независимо от изменений режима (уровней напряжения, частоты) в связываемых ЭС; это позволяет поддерживать частоту, демпфировать колебания и т. п.;
- объединение ЭС переменного тока через ППТ и ВПТ не приводит к увеличению токов КЗ;
- нет ограничений передаваемой мощности по условиям нарушения устойчивости при использовании протяженных ВЛ;
- меньше, примерно в 1,5 раза, зона отчуждения для ВЛ ППТ по сравнению с ВЛ переменного тока; меньше экологическое воздействие на окружающую среду;
- ППТ обладают существенно большей надежностью по сравнению с одноцепной электропередачей переменного тока одинаковой пропускной способности;
- ППТ для перехода через широкие водные преграды с подводным кабелем безальтернативны;
- в перспективе при создании ПЭС с использованием переменной скорости вращения агрегатов ППТ могут найти значительное применение.

В России ППТ и ВПТ могут и должны быть применены везде, где ТЭО будет указывать на их равноэкономичность или предпочтительность по сравнению с использованием связей на переменном токе.

В мире имеется несколько стран, по странному стечению обстоятельств входящих в объединение БРИКС, со схожими природно-географическими, экономическими и демографическими условиями, обуславливающими объективность применения ППТ и ВПТ в их экономиках.

На примере России это связано, прежде всего, с проблемой использования удаленных энергоресурсов для покрытия нагрузки промышленных районов:

- большая протяженность территории страны;
- неравномерное распределение энергоресурсов и промышленности (в Сибири наибольшие запасы минерального топлива и гидроресурсов, на западе – сосредоточение населения и промышленности);
- сосредоточение далеко от центров потребления перспективных электростанций и островных (труднодоступных) территорий;
- структура ЕЭС России в виде крупных региональных ОЭС, связанных между собой протяженными достаточно слабыми связями, что создает большие трудности обеспечения устойчивости и надежности параллельной работы энергосистем.

Кроме того, предпосылками к использованию техники постоянного тока для связи ЕЭС России с энергосистемами зарубежья являются:

- наличие избыточных энергоресурсов для расширения экспорта электроэнергии, как продукта наиболее глубокой переработки энергосырья;
- сложности объединения на переменном токе с зарубежными энергообъединениями по ряду причин: различный подход к регулированию частоты и мощности, различие в системах автоматики и оперативного управления, рабочих языках, нормативной документации;
- большие расстояния до энергосистем стран, расположенных к югу от границы России;
- наличие водных преград;
- разные стандарты частоты;
- сложности экономических взаиморасчетов из-за наличия большого числа буферных энергосистем до страны получения электроэнергии.

Непременными условиями создания объектов постоянного тока в той или иной стране (собственными силами) являются мощная экономическая база и развитые наука и промышленность, так как из-за высокой технической сложности ППТ и ВПТ они по праву относятся к объектам высоких технологий.

Но вот сложилась парадоксальная ситуация в нашей энергетике: ППТ и ВПТ нужны, они могут дать значительный экономический эффект, мы можем (могли их создавать), а все пока ограничилось двумя действующими объектами постоянного тока.

Уже давно среди определенной части энергетиков считается, что для ЕЭС России ППТ и ВПТ являются каким-то неизбежным злом.

Наряду с апологетами этой техники находилось немало скептиков и прямых противников ее, которые неоднократно навязывали проведение всесоюзных бесплодных дискуссий, в которых ППТ и ВПТ противопоставлялись перевозке угля, трубопроводному транспорту энергоресурсов, линиям электропередачи переменного тока неограниченной длины и т. п. К этому добавлялась еще одна «мысль»: в области ППТ И ВПТ Россия безнадежно отстала от крупных международных компаний, поэтому программу развития ППТ и ВПТ надо отдать в «чужие руки».

Данная статья преследует цель развеять эти сознательные и бессознательные, мягко говоря, заблуждения.

Историю развития техники электропередачи постоянного тока высокого напряжения в отечественной энергетике можно разделить на 3 этапа, начала и окончания которых объективно обусловлены поворотными событиями в жизни страны.

1-й эman — середина 30-х годов XX века — начало Великой Отечественной войны в 1941 г.

2-й этап — окончание Великой Отечественной войны в 1945 г., восстановление народного хозяйства и дальнейшее его развитие, в том числе энергетики, возрождение исследований и разработок в этой области, создание НИИПТ осенью 1945 г. — начало 90-х годов XX века, смена общественного строя в стране, кардинальное изменение финансово-экономических отношений.

3-й этап – 90-е годы XX века – по настоящее время и на ближайшее будущее.

#### Этап первый

К середине 30-х годов XX века все передачи постоянного тока наиболее совершенной к тому времени системы швейцарского инженера Рене Тюри были демонтированы или переоборудованы для работы на трехфазном токе. Но работы по совершенствованию ППТ не прекращались. Развитие техники передачи постоянным током виделось в применении (взамен динамо-машин) статических преобразователей (выпрямителей и инверторов) на базе дуговых и ртутных вентилей. Такие работы проводились в США, Швейцарии, Германии, Швеции. Было построено несколько опытных линий электропередачи выпрямленным постоянным током.

Большой заслугой отечественных ученых-энергетиков – К. А.Круга, А. А. Чернышева, А. А. Горева, В. А.Толвинского и др. было то, что по их инициативе и в нашей стране в это время велись исследования основных свойств ППТ. В 1937 г. институт «Гидроэнергопроект» с привлечением научных сотрудников ЭНИН, ВЭИ, МЭИ, ЛПИ выполнили эскизный проект мощной высоковольтной ППТ Куйбышев – Москва [1, 2]. Энергетики приветствовали инициативу авторов упомянутых публикаций в острой и технически обоснованной постановке проблемы применения постоянного тока для передачи электроэнергии на дальнее расстояние.

Передача энергии Куйбышевского гидроузла на дальние расстояния (в первую очередь до Москвы: 600–1000 МВт, 850 км) более чем в 4 раза превосходила по параметрам (мощность, расстояние) крупнейшую на то время линию в США. Достигнутое к тому времени у нас напряжение ВЛ 220 кВ, для указанной передачи, было совершенно неприемлемо. Поднять рабочее напряжение до 300–400 кВ в требуемые сроки было большой проблемой. При этом повышение устойчивости электро-

передачи приводило к значительному повышению стоимости электропередачи. Выход авторы публикаций видели в применении ППТ как радикального разрешения проблем статической и динамической устойчивости, перенапряжений и снижения себестоимости. Весомым аргументом в пользу ППТ является вывод о том, что передача энергии порядка 600 МВт и более на расстояние до 1000 км даже при существовавшем на то время уровне техники принципиально осуществима.

Нельзя не отметить высокий уровень проработки технических решений на ППТ Куйбышев — Москва, представленных в эскизном проекте института «Гидроэнергопроект».

Кратко они сводятся к нижеследующему:

В схеме передачи применены два шестипульсных выпрямителя и инвертора по схеме Ларионова с заземленной нейтралью. Напряжение между проводами линии удвоено. Повышающие трансформаторы (выпрямитель) и понижающие (инвертор) защищены с низкой стороны масляными выключателями. С высокой стороны выключателей нет, т.к. включение и отключение линии производятся системой управления преобразователями.

Учтена возможность повышения реактивности трансформаторов на 15%.

В качестве вентилей было рассмотрено применение вентилей с ртутным катодом и дуговых вентилей системы Э. Маркса. В первом случае, с учетом достигнутых параметров РВ, предусмотрено их последовательное соединение. Для сглаживания высших гармоник на стороне постоянного тока предусматривались LC-фильтры, которые одновременно являлись защитой оборудования подстанций от атмосферных перенапряжений.

Мешающее влияние возврата тока через землю предполагалось уменьшить выполнением глубинного заземления на обоих концах передачи с величиной переходного сопротивления 0,5 Ом.

Если же возврат тока порядка 1000A окажется недопустимым, то предлагалось предусмотреть «металлический» возврат подвеской третьего провода.

В основу режима передачи положен принцип поддержания напряжения постоянным, а не постоянство тока (схема Штейнметца).

Предусматривалась возможность регулируемой частоты вращения отправных генераторов электроэнергии, что позволяло изменять число их оборотов в зависимости от напора, обеспечивая тем самым оптимальный КПД турбины.

Отключение поврежденного провода линии при авариях должно было производиться запиранием выпрямителя и одновременно масляными выключателями на низкой стороне соответствующих трансформаторов на обоих концах линии. Полное время отключения ожидалось 11 мс.

Неудобства от возникновения обратных зажиганий вентилей предполагалось уменьшить быстродействующей сеточной защитой и предварительной формовкой PB.

Предусматривалось выполнение линии постоянного тока в воздушно-кабельном варианте.

Считалось, что большой эффект даст применение маслонаполненных кабелей (коэффициент перевода приблизительно 2,0) и особенно с компаудным наполнением

(коэффициент 4–5) на постоянном токе, т.е. для данной линии можно будет обойтись кабелем на 110 кВ переменного тока.

В этом случае стоимость кабельной линии не будет превышать стоимости воздушной линии постоянного тока.

При выборе изоляции приходилось руководствоваться материалами зарубежных исследователей, т.к. своих материалов было недостаточно.

Было принято, что отношение постоянного напряжения перекрытия к переменному равно 1,5–1,8 для положительной полярности и 1,8–2,4 – для отрицательной. Это позволяло надеяться сделать линию с напряжением, равным примерно двойному эффективному напряжению переменного тока. Но учитывалось также резкое ухудшение работы линейной изоляции при увлажнении и сильном загрязнении изоляторов. Это, конечно, требовало снижения коэффициента повышения напряжения.

С самого начала работ по Куйбышевской ГЭС было ясно, что проект постоянного тока запаздывает с реализацией, и поэтому предусматривался в дальнейшем перевод, например, двухцепной электропередачи (каждая на своих опорах) переменного тока на постоянный ток переключением проводов первой цепи путем присоединения к полюсу «+», а второй цепи – к полюсу «-».

Расположение проводов одной полярности на одном ряде опор позволяет устранить опасность замыкания между проводами (без «земли»), уменьшить потери и лучше использовать изоляцию для каждой полярности.

Наконец, после эскизного проектирования подстанций, было показано, что подстанция постоянного тока занимает значительно меньше места, чем подстанция переменного тока, и может дать экономию средств.

Но для всех участников работ по электропередачам от Куйбышевской ГЭС было очевидно, что создание ППТ для первой очереди ГЭС к 1944 г. нереально. Нужна была аппаратура, нигде в мире не производимая, с нужными параметрами и в значительных масштабах.

В 1940г. в АН СССР была образована комиссия по работам в области постоянного тока под председательством академика А.А. Чернышева, которой было поручено координировать научно-исследовательские и конструкторские работы по созданию ППТ. Необходимо было создать экспериментальные базы и соорудить опытную линию передачи постоянного тока. Осуществление данных работ было прервано началом Великой Отечественной войны.

#### Этап второй

Этап начинается с создания в октябре 1945 г. в системе Министерства электростанций Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (НИИПТ).

На институт возлагались обязанности решения научных задач в области создания ЕЭС страны, и, главным образом, решения проблем комплексной разработки и практического осуществления дальней высоковольтной передачи электроэнергии постоянным током. Вместе с тем, с самого начала, институт развивался не только как институт преобразовательной техники, а как институт более широкого профи-

ля, как институт техники передачи электроэнергии, необходимой для создания ЕЭС. В тематике работ получили развитие высоковольтное и системное направления и соответствующие научные подразделения.

Необходимость дальнейшего развития техники передачи электроэнергии была осознана в период разработки и реализации плана ГОЭЛРО и в связи со строительством мощных тепловых и гидроэлектростанций еще перед войной, когда и был заложен задел работ по ППТ.

К работам в НИИПТе были привлечены крупнейшие ученые-электроэнергетики. Научным руководителем института стал профессор А.А. Горев. В составе созданного НТС института стали работать академики и члены-корреспонденты АН СССР, доктора наук М. А. Шателен, М. П. Костенко, Л. Р. Нейман, Н. Н. Щедрин, А. М. Залесский, Л. А. Сена и др. Позднее большой вклад в решение проблемы внесли академики В. И. Попков, Н. Н. Тиходеев, Л. А. Мелентьев, В. М. Тучкевич, доктор технических наук Ю. Г. Толстов.

Собственно планомерная исследовательская работа и разработки по ППТ начались в 1947 г.

Два года ушли на поиски места базирования института, разработку его структуры, создание необходимых помещений, автопарка, складов, мастерских, первых испытательных установок и т. д.

Анализируя состав научных лабораторий института этих лет, можно отметить, что формирование и пополнение их шло за счет:

- бывших фронтовиков, окончивших аспирантуру еще до войны или сразу после нее, или окончивших ВУЗ;
- ученых и инженеров, обеспечивавших работу энергосистем страны во время войны;
- молодых специалистов, окончивших ВУЗы страны, получивших направление на работу в НИИПТ.

Этот состав института явился его золотым фондом, оставившим благодарную память о себе своей самоотверженностью, работоспособностью, дисциплиной, беспредельной любовью к делу, инициативностью.

Головной институт расположился в Ленинграде, его отделение — в Москве. Руководителями головного института и его отделения в разные годы были: И. И. Угорец-ст., И. И. Угорец-мл., А. М. Некрасов, М. Р. Сонин, С. Н. Анисимов, В. П. Пименов, А. А. Лебедев, Е. А. Марченко, А. В. Поссе, В. И. Галанов, Л. А. Кощеев.

В 1950 г. была включена в опытно-промышленную эксплуатацию ППТ с подстанциями в г. Кашире и Москве, превосходящая по своим параметрам (30 МВт, 200 кВ, 112 км) подобные передачи за рубежом.

Она предназначалась для проведения исследований и испытаний оборудования, для накопления эксплуатационного опыта и подготовки персонала.

Более подробное описание этой ППТ и других объектов постоянного тока, создававшихся в стране с участием НИИПТа, имеется в многочисленных публикациях. Здесь приводятся только основные их технические параметры, чтобы подчеркнуть:

 каждый из перечисленных объектов был передовым по техническим характеристикам и наиболее крупным для своего времени в мировой энергетике;

 они были выполнены силами отечественных ученых, проектантов и разработчиков оборудования;

• все оборудование было для них изготовлено отечественной промышленностью.

Промышленная ППТ Волгоград – Донбасс имела пропускную способность 720 МВт с годовым объемом передаваемой энергии 4 млрд кВт·ч, напряжение между полюсами  $800 \text{ кB} \ (\pm 400 \text{ кВ между проводами и «землей»})$ . Длина линии ППТ около 400 км.

Передача могла работать в реверсивном режиме.

Годы создания: начало 1960 гг.

В качестве вентилей использовались высоковольтные ртутные вентили.

Интересный факт: ртутные вентили на ПС в Донбассе работали до отключения передачи, т. е. свыше 50 лет. И, может быть, этот факт должен быть отмеченным в Книге рекордов Гиннеса.

Электропередача постоянного тока Экибастуз — Центр была задумана (в середине 1960 годов), как смелый инженерный проект века. Ее мощность достигала 6 млн кВт, ежегодный объем передаваемой по транзитной линии энергии составлял бы 42 млрд кВт·ч., напряжение между полюсами 1500 кВ, расстояние от передающей до приемной ПС около 2400 км.

Впервые в мировой энергетике, было задумано осуществить столь грандиозное сооружение. Но по не зависящим от участников работ причинам работы были прекращены (в последний раз сотрудники НИИПТа выезжали на Экибастузскую ПС в 1987 г.), оборудование списано и демонтировано.

Вставка постоянного тока на ЛЭП 330/400 кВ Россия — Финляндия вводом трех преобразовательных блоков по 355 МВт была осуществлена в 1984 г. (четвертый блок был добавлен в 2000 г.) Вставка в настоящее время является самой мощной в мире (1400 МВт), через нее передается свыше 10 млрд кВт·ч в год. Она проектировалась как нереверсивная, но в начале XXI века на одном из блоков показана возможность ее работы в двухстороннем режиме.

Состояние работ на ней в настоящее время и предложения по ее использованию в дальнейшем изложены кратко в следующем разделе.

Столь значительные объекты, как ППТ и ВПТ в энергетике России, выполнялись большим коллективом специалистов-энергетиков, представляющим такие организации тогдашних Минэнерго и Минэлектротехпрома СССР как: ЭСП, ОДП ЭСП, ВЭИ, ВНИИЭ, НИИПТ, ВИТ, ВНИИКП, ВНИИСК, ВЗВА, ПО «Запорожтрансформатор», ПО «Электровыпрямитель», СВПО «Трансформатор», НПО «Уралэлектротяжмаш», Ленэнерго, ПО «Электроаппарат», ПО «Электрокерамика», завод «Конденсатор», Московский электрозавод, МЭИ, Чебоксарский электроаппаратный завод, завод «Электропульт», трест «Гидромонтаж», персонал сооружаемых подстанций, строительные и наладочные организации и др.

Каждая из организаций выполняла работы по своему профилю. Работы выполнялись в основном по согласованным графикам. В коллективе участников царили взаимное уважение, взаимопонимание, благожелательность, дружба.

На НИИПТ возлагались функции представителя Минэнерго, основного разработчика технических решений по объектам и научного руководителя на всех стадиях.

В частности, на НИИПТ возлагалась разработка технических заданий на нестандартное оборудование ППТ и ВПТ, контроль за его изготовлением, приемка оборудования на объектах, контроль и руководство его наладкой, испытаниями, вводом в эксплуатацию.

Как правило, эти работы выполнялись коллективно в виде комиссий и возглавлялись специалистами НИИПТа.

Минэлетротехпромом и Минэнерго было принято в конце 1960-х годов решение о создании двух мощных испытательных стендов (в г. Тольятти и Белом Расте) для проверки технических решений по нестандартному преобразовательному оборудованию при активном участии ВЭИ и НИИПТа. Стенд в Белом Расте входил в состав Московского отделения НИИПТа, а с его расформированием — в отдел постоянного тока НИИПТа. Состояние, наладка, ввод в эксплуатацию и проведение на них испытаний потребовало значительных усилий сотрудников институтов.

На стендах были проведены испытания ВТВ и частично преобразовательных мостов для ППТ Экибастуз – Центр (г. Тольятти) и Выборгской ВИП (Белый Раст).

Основные работы (по объектам постоянного тока) финансировались из госбюджета, но в случае сбоев подразделениям института приходилось выполнять работы по заказам госпредприятий. Институт в 1960-х годах участвовал в больших работах по электрификации Восточно-Сибирской ж/д. В институте были разработаны и изготовлены первые в городе преобразователи различного назначения: для тяговых подстанций трамвая, троллейбуса, метрополитена, прогрева высоковольтных трансформаторов и реакторов, гальванических установок, циркулярной разгрузки, плавки гололеда на проводах ЛЭП, асинхронного привода трамвая и др.

В зависимости от стоящих перед институтом задач достаточно часто проводились структурные реорганизации подразделений, для работ по постоянному току завершившиеся созданием большого отдела постоянного тока (1986 г.).

Институт в своем развитии стал способным решать все задачи по созданию объектов постоянного тока: по схемам и режимам преобразователей, в разработке ТЗ на нестандартное оборудование, в его наладке, испытаниях, обучении персонала, в создании СУРЗА и АСУ ТП, всех системных вопросов с применением элементов постоянного тока, измерительных систем, вопросов ТВН.

Мировой опыт эксплуатации ППТ и ВПТ с применением высоковольтных ртутных вентилей показал, что достичь необходимой надежности объектов постоянного тока на такой элементной базе невозможно. Из-за недостаточно высоких параметров ртутных вентилей приходилось применять их последовательно-параллельное соединение, что резко усложняет преобразователь. Большие эксплуатационные затраты на вакуумную подготовку вентилей, экологические проблемы показывали, что прогресс в создании ППТ и ВПТ возможен с применением высоковольтных тиристорных вентилей (ВТВ). В НИИПТе за короткий срок были созданы первые в мире ВТВ на напряжение преобразовательного моста 100 кВ с оригинальной системой управления. Первый такой вентиль прошел испытания на Каширской ПС

в 1965 г. Затем на Саранском заводе «Электровыпрямитель» по чертежам НИИПТа были изготовлены 6 вентилей, которыми был оснащен преобразовательный мост на 100 кВ, 150 А, проработавший непрерывно без единого сбоя свыше 3000 часов.

Позднее ВТВ с воздушным охлаждением на 100 кВ, 300 А был поставлен в один из преобразовательных мостов Волжской ПС электропередачи Волгоград – Донбасс. На Выборгскую ВПТ и ППТ Экибастуз – Центр поставлялись уже более совершенные ВТВ, изготовленные СВПО «Трансформатор», в системе охлаждения которых применялась глубоко химически очищенная вода, световая система управления и др. Вентили, рассчитанные на амплитудное напряжение 740 кВ, ударный ток в амплитуде 20 кА, были созданы с большим опережением зарубежных аналогов.

В заключение этого раздела будет, как представляется, справедливым перечислить, пусть и не полностью, тех сотрудников НИИПТа и других организаций, которые, наряду с упомянутыми ранее руководителями и специалистами, принимали активное участие в разработке проектов ППТ и ВПТ:

- Е. С. Гройс, Д. Е Кадомский, В. И. Емельянов, А. М. Рейдер, М. Г. Шехтман, Н. И. Лавров, А. М. Пинцов, Ю. С. Крайчик, В. А. Долгих, Н. А. Шипулина, К. А. Герцик, В. А. Иванченко, М. С. Белицкая, Е. М. Берлин, В. Я. Меньшиков, Л. А. Вахрамеев, А. К. Герцик, Л. Л. Балыбердин, В. А. Мержеевский, В. И. Кочкин, С. Д. Мерхалев, В. И. Ширяев, А. К. Манн, К. Б. Гусаковский, Б. С. Мелик-Саркисов, А. И. Боярский, В. А. Андронов, М. И. Мазуров, И. М. Берх, Р. А. Дайновский, Ю. А. Асанбаев, В. П. Тетерин, И. Б. Набутовский, Н. Д. Алексеева, Д. П. Дижур, В. И. Форсилов, И. Н. Шапошников, Н. М. Мельгунов (НИИПТ);
- И. С. Наяшков, В. П. Фотин, И. М. Бортник, В. П. Кулаков, В. В. Левченко, Р. А. Лытаев, Н. С. Лазарев, А. К. Лоханин, Р. Н. Шульга, В. Ф. Баракаев, Х. Ф. Баракаев, А. А. Маслов, О. П. Нечаев, А. И. Федотов, В. А. Вялкин, С. В. Крайнов, В. Г. Спув, Л. В. Травин, В. С. Горшков, Е. Ф. Данькин, Г. В. Панов, А. И. Январев, Е. Ф. Глушков, Л. И. Ройзен, А. И. Ступель, В. Д. Ковалев, А. Г. Мордкович, А. Г. Викулин, А. Д. Коваль, В. В. Худяков, А. К. Мазуренко (ВЭИ);
- С. С. Рокотян, А. В. Миролюбов, В. С. Ляшенко, К. Н. Ловковия, А. М. Назаров, А. В. Берковский, М. И. Гольберг, С. П. Давыдов, К. К. Левицкий, С. С. Вильшанская (институт «Энергосетьпроект»);
- Ю. И. Резов, Е. Ф. Резов (СВПО «Трансформатор»);
- М. А. Бики, В. Н. Сурнин (ПО «Запорожтрансформатор» и ВИТ);
- Г. Г. Прочан, С. С. Казаров (Выборгская ВИП).

#### Вклад НИИПТа в теорию преобразования тока

Создание электропередач и вставок постоянного тока, сложных технических объектов, потребовало развитии теории преобразователей, разработки научных основ расчета всей системы ППТ и ВПТ и новых технических решений, как по схемам, так и оборудованию таких электропередач. Конечно, теоретические разработки, проведенные в НИИПТе, основывались на работах предшественников и явились

логическим их продолжением. В силу ограниченности объема настоящей статьи, здесь рассмотрены вопросы развития теории преобразования тока в сокращенном объеме. Более подробно эти вопросы освещены, например, в [3] и многих статьях, опубликованных в научных сборниках «Известия НИИ постоянного тока» и периодических технических изданиях.

Кроме того, предполагается, что в следующем номере «Известий НТЦ Единой энергетической системы» будет опубликована статья «Научные школы НИИПТ – НТЦ ЕЭС». Следует отметить, что все теоретические изыскания НИИПТа носили практическую направленность и использовались при разработке конкретных объектов постоянного тока, в проектной и эксплуатационной практике.

В первую очередь были рассмотрены установившиеся режимы работы преобразователей различного схемного исполнения во всем диапазоне нагрузок от холостого хода до короткого замыкания, при всех возможных углах управления вентилей.

Так, получены аналитические выражения, описывающие работу преобразователей в выпрямительном и инверторном режимах при любом отношении величины индуктивности сглаживающего реактора к величине индуктивности КЗ трансформатора, и получены новые результаты, характеризующие процессы и внешние характеристики преобразователя при малых (реальных) значениях указанного отношения и при малых нагрузках, когда выпрямленный ток прерывист. Рассмотрены схемы преобразователей, традиционных для ППТ и ВПТ:

- трехфазный мостовой шестипульсный преобразователь;
- двенадцатипульсный каскадно-мостовой преобразователь;
- двенадцатипульсный параллельно-мостовой преобразователь;
- двенадцатипульсный выпрямитель с последовательным включением сетевых обмоток трансформатора;
- преобразователи с конденсаторным присоединением.

В процессе исследования были устранены ошибки предыдущих работ, вызванные неполнотой учета режимов, получены аналитические выражения для расчета токов и напряжений преобразователей, предложены методы ограничения аварийных токов КЗ в контуре коммутации и уменьшения повышенных напряжений включением специальных развязывающих цепей между третичными обмотками преобразовательных трансформаторов.

Преобразователь с конденсаторным присоединением — пионерское предложение, было показано, что преобразователь может работать с соз ф равным единице, и даже выдавать реактивную мощность.

Исследование категории многоимпульсных преобразователей показало, что они обладают рядом общих свойств, не зависящих от схемы. Получены общие зависимости между входом и выходом преобразователей, что позволяет:

- рассчитать кривые входных переменных токов;
- установить связь между полной мощностью и ее составляющими на входе преобразователя и выходными величинами;
- определить действующие значения и начальные фазы гармоник переменного тока порядка (n-1) и (n+1) по гармонике выпрямленного напряжения, при-

чем при расчете учитывается суммарная индуктивность КЗ обмоток трансформатора и питающей энергосистемы;

- получить общие уравнения для определения угла коммутации γ и для расчета внешних характеристик;
- упростить расчет гармоник переменного тока и выпрямленного напряжения преобразователя путем разложения формул на слагаемые, каждое из которых зависит только от угла управления  $\alpha$  или от суммы  $\alpha + \gamma$ .

Разработан метод разностных уравнений переходных и аварийных процессов в системах с преобразователями, а также для исследования статической устойчивости в зависимости от способа быстродействующего регулирования.

Метод эквивалентного генератора, также разработанный в эти годы, позволяет детально рассмотреть аварийные процессы, возникающие в шестипульсном инверторе при нарушении нормальной коммутации тока, получившей образное название (терминология НИИПТа) «опрокидывание инвертора», при разных значениях угла α, определить условия возникновения однофазных и двухфазных опрокидываний, рассчитать величину аварийного тока, разработать мероприятия для избежания опрокидывания инвертора и быстрого восстановления его нормальной работы после аварии.

Пользуясь этим методом, можно определить, как на коммутационном процессе сказывается нарастание постоянного тока, это понимание позволяет определить (разработать) технические требования к регуляторам и другим устройствам, действие которых сказывается на протекании переходных процессов.

Одной из важных составных систем теории преобразования являются закономерности, которым подчиняются высшие гармоники напряжения и тока в цепях выпрямленного и переменного токов, примыкающих к преобразователям и во внутренних цепях самих преобразователей.

Можно без всякого преувеличения утверждать, что работы этого направления ввели НИИПТ в число лучших, даже в мировом масштабе, институтов по расчетам гармоник и методам их снижения.

В институте были предложены такие понятия, как гармоники «канонические» (при идеальной симметрии режимов — повторении их с периодом  $2\pi m$ ) и «неканонические» (при отклонении преобразовательных режимов от строгой симметрии).

Доказанная работами НИИПТа инвариантность канонических гармоник по отношению ко многим частным особенностям преобразовательных схем, позволяет использовать одни и те же аналитические выражения для обширной совокупности преобразователей рассчитать гармоники, составить вычислительные программы и разработать похожие методические приемы.

Расчет канонических гармоник выпрямленного тока проводится методом замещения преобразователей эквивалентными источниками гармоник, при этом учитываются не только ЭДС (старый метод), но и внутренние индуктивные сопротивления этих источников. А с учетом собственных емкостей оборудования, наличия демпфирующих и выравнивающих цепей можно рассчитать колебания, которые сопровождают отключения и включения вентилей. Это позволяет определить амплитуды воздействующих напряжений и резонансные области значений учиты-

ваемых параметров на частотах наиболее сильно выраженных канонических гармоник.

Был развит метод гармонического баланса, при котором каждая из учитываемых переменных, влияющих на режимы преобразователя, описывается большим числом канонических гармоник. Комплексы этих гармоник описываются системой линейных алгебраических уравнений, решение которой позволяет определить не только гармоники, но и представить статические характеристики преобразователя.

Сложность примыкающих сетей – не препятствие для применения метода.

Рассмотрены особенности преобразовательных режимов при резонансном усилении одной канонической гармоники в узле примыкания.

Основными факторами, вызывающими неканонические гармоники, являются отклонения углов управления от строгой периодичности, несимметрия и несинусоидальность переменных напряжений преобразователя, неравенство сопротивлений в контурах коммутации вентилей. При задании всех влияющих факторов определенными значениями расчет неканонических гармоник можно вести детерминистскими и вероятностными методами, когда эти факторы — случайные величины, задающиеся распределением вероятностей или числовыми характеристиками таких распределений.

Рассмотрена зависимость неканонических гармоник от преобразовательного режима, в котором они возникают: если углы коммутации γ равны нечетному числу полупериодов этой гармоники, то на стороне переменного тока эти гармоники имеют наибольшие значения. На стороне постоянного тока они наибольшие в тех режимах, при которых углы коммутации равны четному числу полупериодов.

При освоении ППТ Кашира – Москва, аварии, происходившие на ней, потребовали проведение исследований переходных процессов при работе преобразователей, которые показали, что причиной возникновения неполадок являются нарушения нормальных коммутаций как во включающемся, так и в выключающемся вентилях. Теоретическое рассмотрение показало что необходимо учитывать влияние собственных емкостей и индуктивных сопротивлений в контурах с переходными процессами, которые могут вызывать перенапряжения на оборудовании преобразователей.

Процессы можно разделить на три типа:

- колебательные процессы при запертых вентилях (назван режимом «0»);
- переходные процессы при неодновременном включении вентилей из-за разбросов в моментах подачи импульсов управления в цепях, содержащих последовательно соединенные вентили или преобразовательные мосты;
- переходные процессы при неодновременном включении вентилей из-за отрицательного напряжения на одном из них.

Был определен частотный диапазон колебательных процессов, разделенный на 4 группы от 0 до 3. Диапазон частот лежит в пределах от  $10^6$  Гц до  $10^2$  Гц. Колебательные процессы в зависимости от частоты оказывают различные воздействия на преобразователь и окружающую среду. Высокие частоты создают радиопомехи и перенапряжения импульсного характера. Колебания частотой  $10^4$ – $10^5$  Гц создают колебательные составляющие в токе вентилей позднего включения, вызывают перенапряжения импульсного характера и помехи для связи. Колебания с часто-

тами  $10^3$ – $10^4$  Гц определяют форму восстанавливающего анодного напряжения вентилей и характер коммутации тока вентилями. Колебания последней группы частот – причина формы и величина коммутационных перенапряжений.

Учет этих воздействий позволил определить критерии выбора допустимых разбросов отпирания последовательного соединенных вентилей и минимальной длительности отпирающих импульсов. Особенно большое значение имеет этот вывод для обеспечения надежной работы тиристорных вентилей с последовательным соединением десятков и сотен тиристорных ячеек. Обязателен учет этих параметров для узких импульсов управления (ВТВ со «следящей» системой управления и на фототиристорах).

Следует отметить, что при создании и испытаниях последующих объектов постоянного тока, с учетом приведенных исследований, не было особых проблем. Большой вклад внесли ученые НИИПТа в понимание условий работы высоковольтного оборудования и высоковольтной изоляции мощных преобразовательных ПС ППТ и ВПТ путем глубоко обоснованного выбора преобразовательных схем и параметров преобразовательного оборудования, для разработки системы защиты его от перенапряжений, демпфирования колебательных процессов и устройств автоматического управления, регулирования, защиты и автоматики. Эти исследования имели большое значение для повышения надежности электропередач и вставок постоянного тока и уменьшения их стоимости с учетом того, что в них применяется оборудование, обладающее предельно допустимыми параметрами по напряжению, мощности, габаритам и т. п. Впервые в преобразовательной технике было показано, что комплексное воздействие на оборудование определяется суммой процессов в электропередаче в целом, и процессами, локализирующимися в пределах отдельных ПС, преобразовательных мостов и комплектующего оборудования. С учетом этого были разработаны методики координации изоляции электрооборудования высоковольтных преобразователей и защиты от перенапряжений каскадных преобразователей первоначально на основе применения искровых разрядников без токоограничивающих резисторов. Затем была разработана система защиты от перенапряжений, базирующаяся на использовании высоконелинейных ограничителей перенапряжений.

На рабочих встречах с заказчиками и различных форумах неоднократно отмечались высокий теоретический уровень материалов, публикуемых сотрудниками НИИПТа (особенно по методам расчета и борьбы с гармониками от мощных преобразователей) и практическая направленность теоретических разработок. Большим спросом пользовалась и пользуется монография А. В. Поссе «Схемы и режимы электропередач постоянного тока» (– Л.: Энергия, 1973).

В 1980-х годах теоретические исследования НИИПТ показали, что активная фильтрация гармоник в ВЛ ППТ, при которой отслеживаются реальные изменения гармоник тока в линии по частоте, величине и фазе и на них накладываются гармоники от специального генератора, чтобы подавить реальные, очень эффективны. При этом мощность установки активной фильтрации составляет всего 50–100 кВ·А. Бесспорно, это хороший способ не только повысить технические характеристики ППТ, но и снизить ее стоимость из-за исключения из фильтров высоковольтных мощных конденсаторов.

С освоением промышленостью полностью управляемых полупроводниковых приборов — запираемых тиристров (GTO, IGCT) и мощных транзисторов (IGBT) появилась возможность создавать преобразователи, обладающие новыми, ранее недостижимыми, свойствами.

В НИИПТе в 1980-х годах была разработана и исследована схема двенадцатипульсного преобразователя тока с использованием *GTO*-тиристоров с шунтовыми конденсаторами (ШК), позволяющего ограничивать перенапряжения, вызываемые быстрыми принудительными коммутациями тока. Кроме того, ШК отфильтровывают высшие гармоники тока и улучшают качество сетевого тока.

По *HVDC Light* технологии в НИИПТе были исследован двухуровневый преобразователь напряжения на *IGBT*-транзисторах с широтно-импульсной модуляцией управления полностью управляемыми вентилями.

Этими работами по сути завершился второй этап развития технологии ППТ и ВПТ в НИИПТе.

#### Этап третий

Начавшийся третий этап — самый сложный и непредсказуемый в истории работ по объектам постоянного тока. Хотя по-прежнему энергетика является базовой отраслью российской экономики и устойчивое развитие и надежное функционирование отрасли во многом определяют энергетическую безопасность страны и являются важными факторами ее успешного экономического развития.

Вместе с тем реализация энергетической стратегии России на период до 2030 года столкнулась с такими проблемами, как отставание ввода новых мощностей от прогноза, снижение надежности энергоснабжения, технологическое отставание в создании и освоении парогазовых, экологически чистых угольных и электросетевых технологий, неоптимальная структура генерирующих мощностей, низкая энергетическая и экономическая эффективность отрасли. Решить эти проблемы в России возможно построением «умной» энергетики при эффективном взаимодействии властей, предпринимателей и научного сообщества.

Но новые формы экономики, рыночные отношения, приватизация предприятий энергетики создали такие условия, которые не позволяют напрямую использовать накопленный жизненный опыт для разработки тактики и стратегии исправления создавшегося положения.

К тому же, за последние 20–25 лет в мировой и российской энергетике появилось громадное число новых тенденций экономического, технологического, экологического и т. п. характера, которые исключают старые представления и подходы разрешения проблем и прогнозирования ближайшего будущего энергетики.

Так, в [4] при рассмотрении перспективности сооружения в России сверхдальних линий электропередачи, например, передачи из Сибири в Европейскую часть страны (в вариантах ВЛ 1150 кВ переменного тока, ППТ ±750 кВ, настроенные электропередачи) с позиций:

- организации экономически эффективных перетоков мощности между ОЭС (в базисе);
- поставки пиковой мощности от удаленных ОЭС;

- снижения оперативного резерва в ЕЭС;
- использования широтного эффекта связей Восток Запад,

показано что, во-первых, современная высокая стоимость передачи электроэнергии является барьером для эффективного использования перетоков базисной мощности на большие расстояния.

Во-вторых, наличие ГАЭС в Европейской части страны делает по удельным капвложениям неэффективным сооружение, например, ППТ для покрытия пиковой мощности в ОЭС Центра.

В-третьих, оказалось, что сумма максимумов и минимумов нагрузок в отправной и приемной ОЭС практически совпадают из-за весьма пологих графиков загрузки ОЭС, из-за чего связь между ними нецелесообразна.

В-четвертых, нет эффекта от сооружения связи для резервирования ОЭС по сравнению с сооружением резервной генерации, обусловленного затратами на линию связи и ее эксплуатацию. Причем, эффективность снижается по мере роста протяженности связей.

Кроме того, отмечен на настоящее время повышенный рост удельной стоимости линий электропередачи относительно удельной стоимости генерации в 2,2–2,6 раза, а это существенно снижает эффективность сверхдальнего транспорта электроэнергии.

Правда, в мировой энергетике технико-экономическое обоснование любого крупного проекта должно быть основано на сравнении вариантов по такому экономическому критерию, который учитывает совокупную стоимость владения ( $Total\ Cost\ of\ Ownership\ -\ TCO$ ). В таких расчетах учитываются стоимость землеотвода под санитарные нормы, эксплуатационные расходы, затраты и экономию за весь жизненный цикл объекта. Представляется, что сравнение по  $TCO\$ дает дополнительный «плюс» в пользу ППТ (из-за меньших потерь в линии, меньшей площади земли отчуждения).

В дискуссиях о будущем атомной энергетики в России апологеты ресурсосбережения озвучивали ошеломляющие цифры. Резервы энергосбережения в целом по миру составляют 20–25 %, в России – около 40 %. Энергосбережение – самая дешевая и надежная альтернатива вводу генерирующих мощностей и строительству линий электропередачи. Например, рубль, вложенный в энергосбережение дает в 3–4 раза больше электроэнергии, чем рубль, вложенный в строительство АЭС, и при этом не приводит к дополнительным загрязнениям окружающей среды углекислым газом. Сюда же относится борьба с хищениями электроэнергии, которые в частном секторе составляют до 40% объема электропотребления.

Конечно, на старой технике получить хорошую экономию энергоресурсов невозможно. Например, газовые турбины отечественного производства зачастую имеют КПД по году 23–24%. В то же время машиностроители могут создать продукцию на уровне мировых образцов.

Совершенно новое направление энергоснабжения потребителей – распределенная генерация (локальная энергетика – ЛЭ), под которой понимается совокупность организационных, технологических, информационных, технических структур, обеспечивающих производство и потребление электро- и других видов энергии непосредственно в местах потребления. ЛЭ не является технологической частью

ЕЭС, не имеет прямого отношения к большим системным мощностям. ЛЭ представляет технологически совокупность локальных энергетических систем (формулировки из «Терминологии по локальной энергетике»). Реализованные локальные сети имеют напряжение 6–35 кВ, протяженность до 50 км, связывающие в одну ЛЭС совокупность генерирующих мощностей, отдельных предприятий, поселков и т. д.

Крайняя степень локальности – повышение «зеленого статуса» отдельных зданий или группы их, при котором они абсолютно автономны: у них круглый год свои источники тепла, электроэнергии, водоснабжения. Такие дома пущены в эксплуатацию в Германии и пользуются большим спросом.

В материалах II Всероссийской конференции «Развитие малой распределенной энергетики в России» были приведены интересные цифры по состоянию этой отрасли отечественной энергетики в настоящее время и прогнозы на 2025–2030 гг., озвучены предложения по ее более интенсивному развитию формированием государственной политики для преодоления стихийности, о внесении изменений о малой генерации в действующее законодательство или принятии отдельного ФЗ о малой распределенной энергетике, по отмене законодательного запрета на совмещение сетевого бизнеса и бизнеса по генерации, по привлечению внебюджетных средств в эту сферу, о создании стимулов развития когенерации и условий возможности продажи от генераторов ВИЭ в сеть.

На долю малой генерации в зарубежных энергосистемах уже приходится от 10 до 20 % общего объема годовой выработки электроэнергии, в России -1,5 %. Ожидается, что к указанному выше сроку должно быть введено 60–70 ГВТ мощностей малой энергетики. Это позволит сократить ввод мощностей крупной генерации с 173 ГВт до 123 ГВт до 2030 г.

На конференции прозвучал главный тезис – развитие российской производственной и технологической баз по ВИЭ и отказ от импортного оборудования.

Малая распределенная энергетика завоевывает свою нишу. В настоящее время большие производства, для которых риск прекращения электроснабжения даже на несколько часов может обернуться миллионами рублей убытков, наличие собственных энергомощностей — хорошее решение нескольких проблем. Преимущества: ближе к потребителю, меньше потери в сетях, независимость и серьезный экономический эффект для страны. Поэтому специалисты-аналитики утверждают, что переход от централизованной энергетики к объектам малой распределенной энергетики — трендовая реальность.

Более того, известно, что около половины населения России относится к потребителям, у которых временами или постоянно нет доступа к централизованному энергоснабжению. В силу различных причин (удаленность территории, нестабильность коммуникационных связей с ЕЭС) эта категория потребителей увеличивается еще и сезонно в несколько раз за счет горожан. По мнению многих специалистов, решение проблемы энергоснабжения в таких регионах — создание альтернативных энергоисточников. По мнению многих специалистов-энергетиков альтернативные источники — единственный приемлемый выход из энергетического тупика, в который начинает попадать человечество. Технологические достижения в области альтернативной энергетики позволяют во все более широких объемах применять

солнечные (термальные и фотовольтаику), ветровые, геотермальные, гидроэнергетические, биотопливные установки.

В 90-е годы XX века никакого строительства новых объектов постоянного тока в России не было, за исключением завершения работ по созданию Выборгской ВПТ, где в 2000 г. был введен в эксплуатацию последний, четвертый, преобразовательный блок.

Рассматривая перспективы использования ППТ в Российской энергетике, в эти годы был предложен ряд возможных ППТ, часть из которых неоднократно упоминалась в работах института «Энергосетьпроект», а большая часть не прорабатывалась подробно, но, по мнению НИИПТ, имела определенные преимущества по сравнению с передачами переменного тока [5]. Перечень этих ППТ приведен в табл. 1. Эти ППТ делятся на внутренние объекты и международные. По степени важности и очередности их реализации объекты институтом не разделялись.

В 2007 г. НИИПТ предложил построить одноцепную ППТ с кабельно-воздушной линией от ЛАЭС-2 до ПС Выборгская. Выпрямитель – вблизи ЛАЭС-2, инвертор – на ВПТ с одновременной модернизацией Выборгского преобразовательного комплекса. Основные технические параметры комплекса: напряжение ±300 кВ, мощность 1000 МВт, длина линии около 140 км.

Основная цель – повышение уровня устойчивости, надежности и управляемости энергосистемы, оптимизация режимов по условиям минимума потерь и максимального качества электроэнергии. Это должна быть интеллектуальная электропередача за счет использования управляемых элементов сети с высоким качеством устройств и алгоритмов управления в нормальных и аварийных режимах. Дальнейшая проработка этого технического предложения [6] позволила показать, что создание такой передачи позволяет решить ряд задач:

- помимо указанной проблемы модернизации Выборгской ВПТ, предложенная ППТ обеспечивает маневренную связь с ЭС Финляндии, так как передаваемая от ЛАЭС-2 мощность может быть направлена как в сторону Санкт-Петербурга, так и в ЭС Финляндии;
- ППТ замкнет «большое кольцо» вокруг Санкт-Петербурга и значительно повысит надежность его электроснабжения;
- продлением ППТ от ПС Выборгская до одной из ПС 330 кВ Карельской энергосистемы со строительством еще одной, третьей, преобразовательной подстанции решается задача обеспечения баланса мощности и энергии энергосистемы Карелии при выводе из эксплуатации отработавших срок энергоблоков Кольской АЭС и последующем замещении их энергоблоком большей мощности на Кольской АЭС-2.

Предложение не нашло своего воплощения за прошедшие шесть лет. Но в [7] появилось обнадеживающее сообщение о том, что «большое кольцо» предполагается замкнуть за 2014–2015 гг.

Чтобы смотреть в будущее с оптимизмом, необходимо постараться сохранить боеспособную группу квалифицированных специалистов в области техники передачи электроэнергии постоянным током высокого напряжения, пополняя ее по мере надобности молодыми кадрами.

Таблица 1

<b>№</b> п/п	Тип ППТ	Гип ППТ Действующие и перспективные объекты постоянного тока ЕЭС России (географическое расположение)		Длина линии, км
1	Многоподстанци- онная воздушная	Сибирь – Урал – Центр	2×3000	3500
2	Воздушная	Сибирь – Якутия	500-1000	1000– 1500
3	Воздушная	Сибирь – Дальний Восток	1000–2000	1500– 2000
4	Воздушная	Томск – Мегион	1000	1000
5	Воздушная	ГЭС на реках Восточной Сибири – Центр (Центральная Сибирь)	2000–5000	1000– 4000
6	Воздушная	Мезенская ПЭС – Центр	5000- 10 000	1000– 1500
7	Воздушная	Панженская ПЭС – Якутия (Дальний Восток)	1000	1500
8	Воздушная	Тугурская ПЭС – Дальний Восток	5000	500-800
9	Воздушная	Коми – Карелия (Кола)	5000	800
10	Воздушная	Ямал – Центр	5000- 10 000	2000– 3000
11	Воздушная	В пределах о. Сахалин	10	70
12	Воздушная	ЛАЭС – Финляндия	500-1000	200
13	Воздушная или ВПТ	Кола (Карелия) – Финляндия (Швеция)	500	300
14	ВПТ или ППТ	Россия – Норвегия	200	400
15	Многоподстанци- онная воздушная	Россия – Белоруссия – Балтия – Калининград – Польша – Германия	4000	2000
16	Многоподстанци- онная воздушная	Россия – Италия	2000–3000	2000– 2500
17	Воздушная	Сибирь – Урал – Экибастуз – Средняя Азия	3000	1200– 2000
18	Воздушная	Россия – Монголия – Китай	2×(2500– 3000)	2000– 2500
19	Воздушно- кабельная	Якутия – Сахалин – Япония	5000– 10 000	2000– 2400
20	Воздушно- кабельная	Сахалин – Япония	5000	1000– 800
21	Воздушная	Россия – Корея	1000–3000	1000– 1500
22	Воздушно- кабельная	Россия – США	5000- 10 000	> 5000
23	Кабельная или ВПТ	Россия – Турция	1000–2000	400
24	Воздушно- кабельная	Штокмановское месторождение – Кола – Норвегия (Швеция, Фин- ляндия)	> 5000	
25	Воздушная	Россия – Иран	1000–2000	500

Обеспечить им возможность творческого участия во всех проектах по объектам постоянного тока и вводе их в эксплуатацию.

Способствовать развитию в стране производства элементов силовой электроники, а не склоняться к пагубной для страны перспективе привлечения к созданию объектов постоянного тока «под ключ» иностранных фирм.

#### Список литературы

- 1. *Червоненкис Я. М.* Возможности передачи энергии Куйбышевской ГЭС // Электричество, 1938, № 5.
- 2. Дискуссия по электропередаче Куйбышев Москва // Электричество, 1938, № 4.
- 3. *Кадомский Д. Е., Крайчик Ю. С., Поссе А.* В. Развитие теории преобразования тока // Электрические станции. 1995, №12.
- 4. *Ефимова Е. В., Коробков А. В., Шлайфштейн В. А.* Обсуждение перспективности сооружения в России сверхдальних линий электропередачи // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2012, № 2(67).
- 5. *Кощеев Л. А.* Электропередачи постоянного тока. Нужны ли они России? // Электричество. 1999, № 3.
- 6. *Кощеев Л. А.*, *Кутузова Н. Б.* К вопросу создания интеллектуальной электрической сети в центральной части ОЭС Северо-Запада с использованием элементов постоянного тока // Известия НТЦ Единой энергосистемы. 2012, № 2(67).
- 7. *Зотин О.* Грядущий ренессанс постоянного тока // Энергетика и промышленность России. 2013, № 4, 6, 8.
- 8. *Кузьмицкий В*. Конца света не будет // Санкт-Петербургские ведомости. 3.10.2013, № 193.

Балыбердин Леонид Леонидович, канд. техн. наук, доцент.

E-mail: nto@ntcees.ru

Balyberdin L. L.

Development of technology of an electricity transmission by HVDC in native power system. Contribution of NIIPT to the theory and practice of creation of HVDC and HVDC back-to-back (short historical sketch).

The technical characteristics of HVDC and HVDC BtB defining their application in an power system are given. Stages of development of technology of an electricity transmission by HVDC in the Soviet Union and Russia are described. The contribution of NIIPT to the theory of current transformation and to concrete HVDC objects development is shown.

Key words: HVDC and HVDC back-to-back, stages of development, contribution of NIIPT.



**Научно-технический центр Единой энергетической системы** является многопрофильным электроэнергетическим научным и инжиниринговым центром Системного оператора, головной научной организацией 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.

## ОАО «НТЦ ЕЭС» располагает уникальной экспериментальной базой, включающей:

- 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.
- Высоковольтный комплекс для испытания элементов ВЛ и оборудования ПС переменного и постоянного тока.
- Многофункциональный испытательный комплекс преобразовательной техники.

#### 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. Управляемые электропередачи: вставки и электропередачи постоянного тока, технологии FACTS.
- 7. Техника высоких напряжений и проектирование линий электропередачи постоянного и переменного тока.
- 8. Силовая преобразовательная техника.

#### ОАО «НТЦ ЕЭС» предлагает:

- Проведение исследований перспективных схем развития электроэнергетических систем на базе единой математической модели ЕЭС России.
- Разработку рекомендаций по совершенствованию проектных решений развития энергосистем и энергообъектов.
- Создание, верификацию и актуализацию цифровых моделей для исследования переходных режимов и устойчивости электроэнергетических систем.
- Разработку рекомендаций и технических решений по обеспечению устойчивости, надежности и живучести электроэнергетических систем и отдельных энергообъектов.
- Разработку проектов модернизации систем противоаварийной автоматики.
- Разработку алгоритмов и программно-технических комплексов локальных и централизованных устройств режимного и противоаварийного управления.
- Расчеты токов короткого замыкания и разработку рекомендаций по их снижению для конкретных энергообъектов.
- Проверку на функционирование (экспертизу) и настройку устройств регулирования, управления, защиты и автоматики на электродинамической модели, в том числе «под ключ».
- Аттестацию цифровых автоматических регуляторов возбуждения, цифровых устройств АЛАР и разработку рекомендаций по их применению в ЕЭС России.
- Настройку «под ключ» автоматических регуляторов возбуждения генераторов электростанций.
- Испытания систем группового регулирования активной и реактивной мощности, проверка технологических алгоритмов ГРАРМ 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.
- Систему 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.
- Цифровую автоматику ликвидации асинхронных режимов АЛАР-Ц.
- 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.
- Разработку проектов присоединения установок для плавки гололеда к цепям подстанний.
- 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, разработку ТЭО, подготовку тендерной документации и экспертизу конкурсных предложений, экспертизу проектов по направлениям научно-технической деятельности института.
- Анализ опыта эксплуатации и разработку 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 сшитого полиэтилена.
- Составление региональных и локальных карт степеней загрязнения и разработку рекомендаций по выбору линейной и внешней подстанционной изоляции, в том числе в районах с природными и промышленными загрязнениями.
- Выбор и оптимизацию средств грозозащиты ВЛ, в том числе проходящих по районам со сложными гидрометеорологическими условиями и грунтами с высоким удельным сопротивлением.
- Диагностику в условиях эксплуатации и оценку остаточного ресурса кабельных линий напряжением до 500 кВ с использованием современных неразрушающих методов.

#### 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, APB, APЧM, CAУM, ГРАРМ, APH, 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 — N 0353 от 24 сентября 2012 г.

#### 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. A, OAO «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 (постанов-ка, 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  $-14\times22$  см.

**Шрифт** Times New Roman, размер шрифта основного текста -11, междустрочный 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, W, 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 jpeg (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

Предоставленные 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.