

Научно-технический центр Единой энергетической системы

**ИЗВЕСТИЯ
НТЦ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
СИСТЕМЫ**

№ (1) 80

Издается с февраля 1957 г.

Санкт-Петербург
2019

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Кошечев Л. А., д-р техн. наук, профессор – главный редактор;
Беляев А. Н., д-р техн. наук, доцент;
Бердин А. С., д-р техн. наук, профессор;
Васильев Ю. С., академик РАН;
Воропай Н. И., чл.-корр. РАН;
Герасимов А. С., канд. техн. наук, доцент;
Евдокунин Г. А., д-р техн. наук, профессор;
Коровкин Н. В., д-р техн. наук, профессор;
Попков Е. Н., д-р техн. наук, доцент;
Титков В. В., д-р техн. наук, профессор;
Сацук Е. И., д-р техн. наук, доцент;
Смоловик С. В., д-р техн. наук, профессор – зам. главного редактора;
Шакарян Ю. Г., д-р техн. наук, профессор;
Юрганов А. А., д-р техн. наук, профессор.

РЕДАКЦИЯ

Курбатов А. Г., канд. техн. наук, доцент – ответственный секретарь;
Леонтьева М. В. – выпускающий редактор;
Виленикина И. И. – секретарь редакции.

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

Журнал «Известия НТЦ Единой энергетической системы» включен в перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные результаты диссертаций на соискание учёной степени кандидата наук, на соискание учёной степени доктора наук.

Наименование и содержание рубрик журнала соответствует научным специальностям:

- 05.14.01 – Энергетические системы и комплексы,
- 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы,
- 05.14.08 – Энергоустановки на основе возобновляемых видов энергии,
- 05.14.12 – Техника высоких напряжений,
- 05.14.14 – Тепловые электрические станции, их энергетические системы и агрегаты.

Общие сведения о журнале, условия подписки на него, содержание вышедших номеров можно найти по адресу: <https://www.ntcees.ru/departments/proceedings.php>.

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

Адрес редакции:

194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, АО «НТЦ ЕЭС».
Тел. (812) 292-94-05, (812) 292-94-20. E-mail: nto@ntcees.ru.

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ.....	5
------------------	---

ИССЛЕДОВАНИЕ, РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ПОВЫШЕНИЯ НАДЁЖНОСТИ И ЭКОНОМИЧНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

<i>Брилинский А. С., Евдокунин Г. А., Крицкий В. А., Матвиенков Ю. В., Сидельников А. П., Смирнова Л. С.</i> Фазоповоротный трансформатор в схеме выдачи мощности крупной гидроэлектростанции	6
<i>Гуриков О. В., Касьянов С. Е.</i> Регулирование частоты в изолированных районах с учётом обратной связи по мощности	15
<i>Гуриков О. В., Зеленин А. С., Сульчакова А. Ю.</i> Формирование алгоритма измерений режимных параметров синхронной машины с учётом уравнений переходных процессов	32

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

<i>Кощев Л. А.</i> Об использовании цифровых технологий в электроэнергетике	47
<i>Горелик Т. Г., Кумец И. Е.</i> Внедрение SCADA-систем для реализации цифровой трансформации сети	57
<i>Горячевский К. С., Лисицын А. А., Рыбин И. В., Синянский И. В.</i> Применение технологий промышленных сетей для цифровых подстанций	63
<i>Брилинский А. С., Грунина О. И.</i> Цифровизация распределительных сетей как путь к реализации функций самовосстановления	69

МОДЕЛИРОВАНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ

<i>Бердин А. С., Герасимов А. С., Коваленко П. Ю., Юдин А. В.</i> Сравнение линейной и квадратичной моделей для определения крутизны статических характеристик энергосистемы по частоте по данным СМПП переходных процессов	83
<i>Михайленко А. Ф., Неуймин В. Г., Сацук Е. И.</i> Алгоритмы учёта коммутационных схем в системе мониторинга запасов устойчивости	90
<i>Шескин Е. Б.</i> Проблемы использования потенциала возобновляемых источников энергии для регулирования частоты в электрических системах	97
<i>Виноградов А. Ю., Козлов А. В.</i> Методика формирования цифровых моделей схем электроснабжения промышленных предприятий	105

<i>Белов Е. И., Сорокин Е. В.</i> Применение сингулярного анализа матрицы Якоби при оценке статической устойчивости ЭЭС.....	117
<i>Абдалгбар О., Ибрагим А., Ковалёв А. А., Мирошниченко А. А., Соломин Е. В.</i> Влияние резкого снижения напряжения на асинхронную машину двойного питания в системе генерации ветроэнергетической установки.....	122
<i>Ачитаев А. А., Жидков А. А., Кашурников М. В.</i> Оценка эффективности использования возобновляемых источников энергии с учётом необходимости выработки тепловой энергии.....	132

ОТКЛИКИ И КОММЕНТАРИИ

Отклики на статью Л. А. Кощеева «О требованиях к надёжности по условиям устойчивости энергосистемы»: – <i>Воропай Н. И.</i> О целесообразности корректировки требований к надёжности по условиям устойчивости электроэнергетических систем.....	143
– <i>Гуревич Ю. Е., Шакарян Ю. Г.</i>	146
– <i>Лисицын А. А.</i>	149
– <i>Папафанасопуло С. Г.</i>	150
<i>Кощеев Л. А.</i> Ответ автора на поступившие к данному моменту отклики на статью «О требованиях к надёжности по условиям устойчивости энергосистемы»	151
<i>Коротков Б. А.</i> Комментарии к рецензии М. А. Шакирова и Г. А. Калимова «Отклик на статью Б. А. Короткова „Обобщенный закон Кулона и его применение“».....	152

СТРАНИЦЫ ИСТОРИИ

<i>Кощеев Л. А.</i> Малоизвестные страницы из истории НИИПТ (1945–1948).....	163
CONTENT, ABSTRACTS, KEYWORDS.....	170

Технический редактор *М. В. Леонтьева*
Компьютерная верстка *Н. И. Егерева, А. Г. Курбатов*

Подписано в печать 28.05.2019	Формат 70×108/16
Тираж 300 экз.	Заказ 222 Печ. л. 11,25

Отпечатано с готового оригинал-макета
в ООО «Контур».
127282, г. Москва, проезд Студеный, д. 4, корпус 1, пом. V, К 15

Предисловие

Уважаемый читатель!

В данном номере журнала наряду с повторяющимися рубриками введена новая – «Цифровые технологии в электроэнергетике». Выделение этой рубрики достаточно условно, так как практически все современные системы регулирования, защиты и автоматики строятся с использованием цифровых технологий. То же можно сказать и о технических средствах расчёта и исследования режимов энергосистемы. Но нам хотелось обратить внимание будущих авторов прежде всего на вопросы управления энергосистемой в нормальных и аварийных режимах. Как нам представляется, именно в области повышения качества и экономичности ведения режима и предотвращения развития аварийных процессов в энергосистеме можно рассчитывать на значительный прогресс за счёт использования всё более совершенных цифровых технологий.

В первом разделе помещена статья, посвященная исследованию режимов фазоворотного трансформатора, впервые в нашей стране использованного в схеме выдачи мощности крупной ГЭС. Приведены результаты испытаний, подтверждающие высокую эффективность мероприятия в управлении перетоком мощности и повышении экономичности режимов энергосистемы.

Ряд статей по традиционной тематике нашего журнала посвящен вопросам моделирования энергосистемы и отдельных её элементов, а также исследованию нормальных и переходных режимов энергосистемы. В нескольких статьях рассматриваются режимы электростанций на возобновляемых источниках энергии.

В данном номере журнала приведены отклики на статью «О требованиях к надёжности по условиям устойчивости энергосистемы».

В разделе «Страницы истории» приведены архивные материалы, связанные с созданием и первыми годами существования НИИПТ. Эти материалы не только озвучивают малоизвестные страницы истории института, но и дают представление о подходе к реализации решения по созданию нового научного направления в электроэнергетике СССР.

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

УДК 621.311

*А. С. Брилинский, Г. А. Евдокунин, В. А. Крицкий, Ю. В. Матвиенков,
А. П. Сидельников, Л. С. Смирнова*

Фазоповоротный трансформатор в схеме выдачи мощности крупной гидроэлектростанции

Изложены результаты исследования эффективности применения и внедрения фазоповоротного трансформатора на Волжской ГЭС. Показано, что ФПТ на Волжской ГЭС обеспечит на долгосрочную перспективу выдачу всей располагаемой мощности с учётом увеличения установленной мощности до 2744,5 МВт без дополнительного сетевого строительства.

Ключевые слова: фазоповоротный трансформатор, схема выдачи мощности, гидроэлектростанция.

Введение

Волжская ГЭС – крупнейшая гидроэлектростанция Волжско-Камского каскада и Европы, выдающееся энергетическое сооружение, великолепный образец инженерно-строительной и архитектурной творческой мысли была воздвигнута в рекордно короткие сроки. Первый грунт в котловане для будущей гидроэлектростанции был вынут в 1952 г. А в декабре 1958 г. уже был пущен первый гидроагрегат. Мировая практика сооружения электростанций не знала подобных объёмов и темпов работ. Волжская ГЭС – первая гидроэлектростанция в мире, где была разработана быстродействующая система возбуждения гидрогенераторов с применением управляемых преобразователей.

Её установленная мощность составляет 2 671 МВт. Гидроэлектростанция является важным звеном Единой энергетической системы России и соединена с ней высоковольтными линиями электропередачи напряжением 220 и 500 кВ переменного тока. Волжская ГЭС предназначена для покрытия пиковой части графика нагрузки в ЕЭС России. Гидроузел основных сооружений Волжской ГЭС расположен в нижнем течении реки Волги, севернее г. Волгограда.

Проект Волжской гидроэлектростанции разработан Всесоюзным институтом «Гидропроект» им. С. Я. Жука с участием других проектных организаций. Водохранилище рассчитано на суточное регулирование с недельным циклом. В паводковый период гидроэлектростанция работает в базисе графика электрической нагрузки энергосистемы, а излишки воды сбрасываются через водосливную плотину.

На Волжской ГЭС установлены 23 гидроагрегата с поворотными лопастными турбинами: 10 – мощностью по 125,5 МВт, 7 – мощностью по 115 МВт, 5 – мощностью по 120 МВт, 1 – мощностью 11 МВт (агрегат рыбоподъёмника). Ранее на напряжении 800 кВ (± 400 кВ) Волжская ГЭС была связана с Донбасской энергосистемой передачей постоянного тока (ВЛ 800 кВ ППТ Волгоград – Донбасс, выведена из эксплуатации в 2015 г.). Электрическая связь ОРУ 500 кВ и ОРУ 220 кВ осу-

ществляется через автотрансформатор связи 10Т типа 3×АОДЦТН-267000/500/220 мощностью 801 МВ·А.

В настоящее время оборудование на Волжской ГЭС обновляется в соответствии с Программой комплексной модернизации ПАО «РусГидро». На электростанции уже заменены 18 гидротурбин и 10 генераторов из 23. До конца 2018 г. на Волжской ГЭС также будут проведены работы по обновлению оборудования насосной потерны здания ГЭС, продолжится замена затворов водосливной плотины, решёток сороудерживающего сооружения, оборудования собственных нужд гидростанции. До 2025 г. на Волжской ГЭС наряду с модернизацией гидроагрегатов будет построено КРУЭ 500 кВ вместо ОРУ 500 кВ и проведена замена ряда силовых трансформаторов [1].

Перспективы и проблемы развития электроэнергетики Волгоградской области

По итогам комплексной модернизации, проводимой ПАО «РусГидро», на Волжской ГЭС будет выполнена замена гидроагрегатов мощностью 115 МВт на новые номинальной мощностью 125,5 МВт. Установленная мощность электростанции после перемаркировки ГА № 1, 2, 7, 10, 14, 15, 18 увеличится на 73,5 МВт до 2744,5 МВт к 2020 г.

Развитие электрических сетей 220 кВ и выше Волгоградской энергосистемы в период до 2024 года будет направлено на обеспечение технологического присоединения новых потребителей и повышение надёжности электроснабжения существующих потребителей Волгоградской области.

Значительное влияние на потокораспределение в электрической сети 220 кВ и выше в районе размещения Волжской ГЭС, в том числе по ВЛ, входящим в СВМ электростанции (рис. 1), оказало снижение с октября 2013 г. более чем на 95 % потребления «Волгоградского алюминиевого завода» (внешнее электроснабжение «Волгоградского алюминиевого завода» осуществляется от ПС 220 кВ Алюминиевая) и исключение с 2015 г. экспорта электроэнергии с шин Волжской ГЭС в ОЭС Украины, обусловленное выводом из эксплуатации межгосударственной линии электропередачи постоянного тока ВЛ 800 кВ Волгоград – Донбасс.

Передача постоянного тока Волгоград – Донбасс строилась и вводилась в эксплуатацию отдельными этапами с постепенным увеличением напряжения и мощности преобразовательных подстанций. В октябре 1962 г. она была включена при напряжении 100 кВ по униполярной схеме с параллельным соединением обоих полюсов воздушной линии и возвратом тока через землю. Последний этап строительномонтажных и наладочных работ был завершён в апреле 1965 г., впервые в мировой практике была осуществлена передача энергии постоянным током при напряжении 800 кВ (мощность передачи – 720 МВт, с 1988 г. – ±200 кВ/360 МВт). Передача постоянного тока использовалась как мощная межсистемная связь в составе Единой энергетической системы европейской части СССР [2].

В результате воздействия указанных факторов Волжская ГЭС столкнулась с одной из наиболее насущных проблем современных энергосистем – ограничением пропускной способности прилегающей электрической сети в связи с высокой нагрузкой линий электропередачи более низкого напряжения (110–220 кВ), в то время

как линии электропередачи более высокого класса напряжения (500 кВ) остаются недогруженными. Из-за ограничений пропускной способности электрической сети 220 кВ в районе размещения гидроэлектростанции в послеаварийных режимах возникает опасность выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений и соответствующая необходимость ограничения выдачи мощности станции. С учётом запланированного увеличения установленной мощности Волжской ГЭС ситуация в энергорайоне только усугубится.

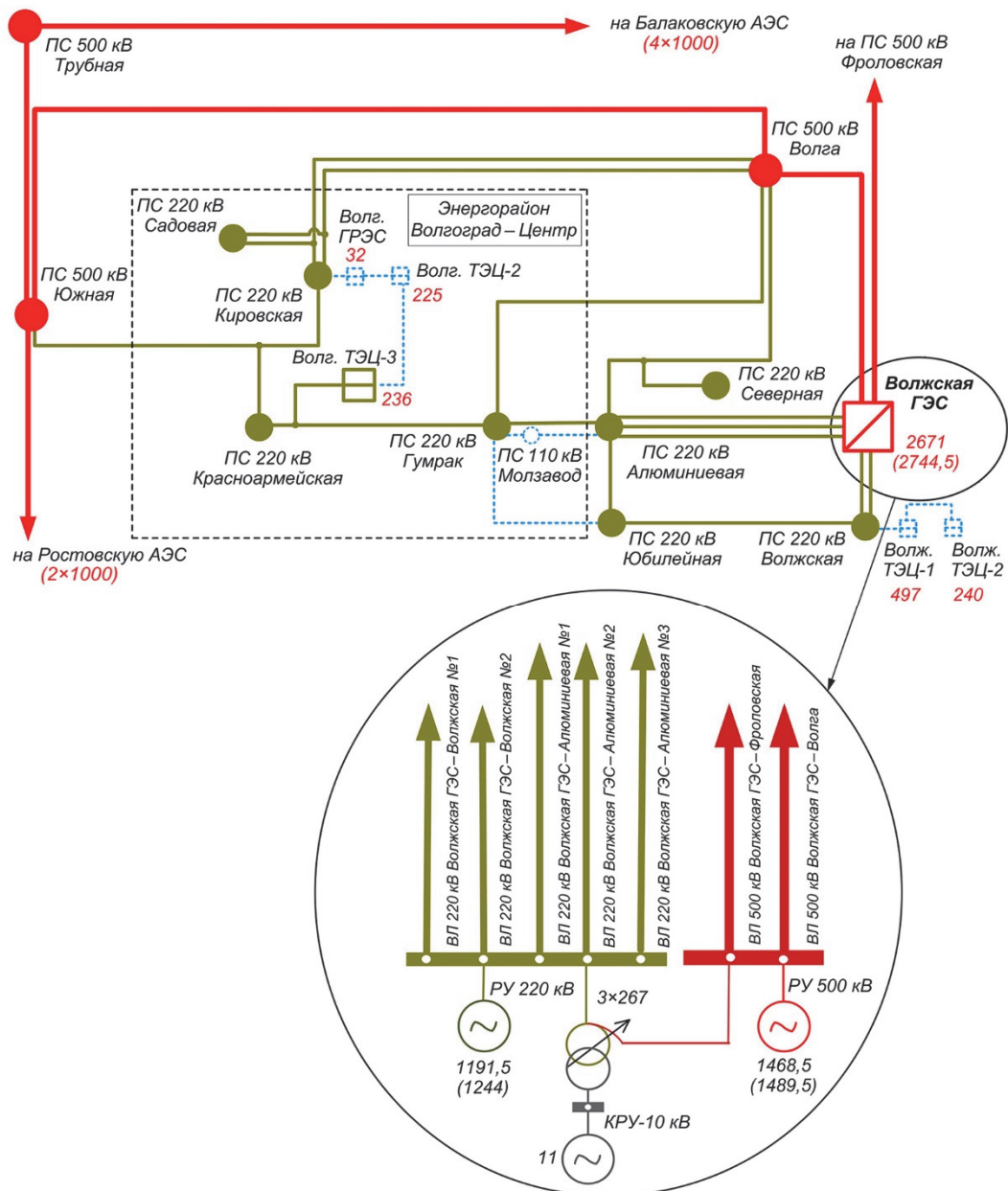


Рис. 1. Структурная схема электрической сети Волгоградской ЭС в зоне размещения Волжской ГЭС

Традиционный вариант решения – мероприятия по усилению прилегающей электрической сети 220 кВ. Однако в связи со значительными технологическими и правовыми сложностями в части землеотвода для объектов электросетевого хозяйства на прилегающих территориях Волгоградской области и высокой стоимости реализации данный вариант признан нецелесообразным.

Фазоворотный комплекс и особенности его конструкции

Для исключения (снижения) ограничений выдачи мощности на Волжской ГЭС в нормальном и послеаварийном режимах нормальной и ремонтных схем ПАО «РусГидро» была предложена установка фазоворотного трансформатора (ФПТ) – инновационное решение для российской электроэнергетики. Такое решение позволит увеличить пропускную способность электрической сети за счёт перераспределения потоков активной мощности между ОРУ 500 и 220 кВ Волжской ГЭС, а также обеспечить выдачу всей располагаемой мощности станции и возможность гибкого регулирования загрузки ВЛ 500 и 220 кВ, отходящих от Волжской ГЭС.

Поясним основные принципы регулирования перетока активной мощности с помощью фазоворотного трансформатора на Волжской ГЭС. Для этого рассмотрим схему на рис. 2, где показаны две параллельные ветви сети одного класса напряжения с индуктивными сопротивлениями X_1 и X_2 .

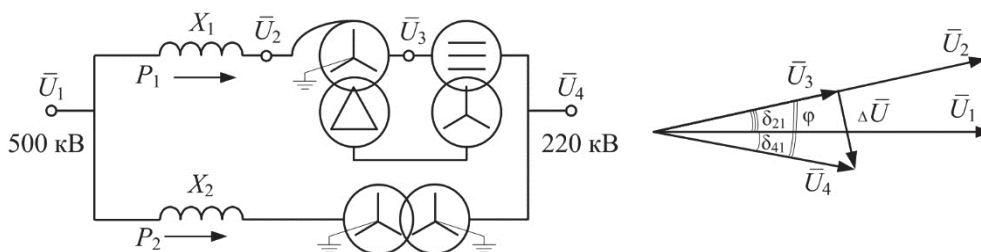


Рис. 2. Схема замещения участка сети и векторная диаграмма напряжений

При передаче активных мощностей P_1 и P_2 без ФПТ в направлении, указанном на рисунке, вектор напряжения \bar{U}_1 опережает векторы \bar{U}_2 и \bar{U}_4 , так как активная мощность передаётся от опережающего вектора к отстающему [3].

Для изменения направления и увеличения мощности P_1 , передаваемой через автотрансформатор 10Т в сторону РУ 220 кВ Волжской ГЭС, и уменьшения мощности, передаваемой от шин РУ 220 кВ Волжской ГЭС в примыкающую сеть 220 кВ, необходимо обеспечить опережение вектором \bar{U}_2 вектора отправной системы \bar{U}_1 . Это можно сделать, введя угол ϕ с помощью ФПТ, так чтобы $|\phi| > |\delta_{41}|$. При некотором заданном угле ϕ активные мощности будут равны:

$$P_1 = \frac{U_1 U_2}{x_1} \sin \delta_{21} = \frac{U_1 U_2}{x_1} \sin(\delta_{41} - \phi), \quad P_2 = \frac{U_1 U_4}{x_2} \sin \delta_{41}.$$

Фазоворотный комплекс (ФПК) Волжской ГЭС состоит из двух частей: группы существующих однофазных автотрансформаторов связи (3×АОДЦТН-267000/500/220) и вновь вводимого вольтодобавочного трансформатора ТДЦТНФ-195260/220-У1 производства ООО «Силовые машины – Тошиба. Высоковольтные трансформаторы». Трёхфазная схема ФПК представлена на рис. 3.

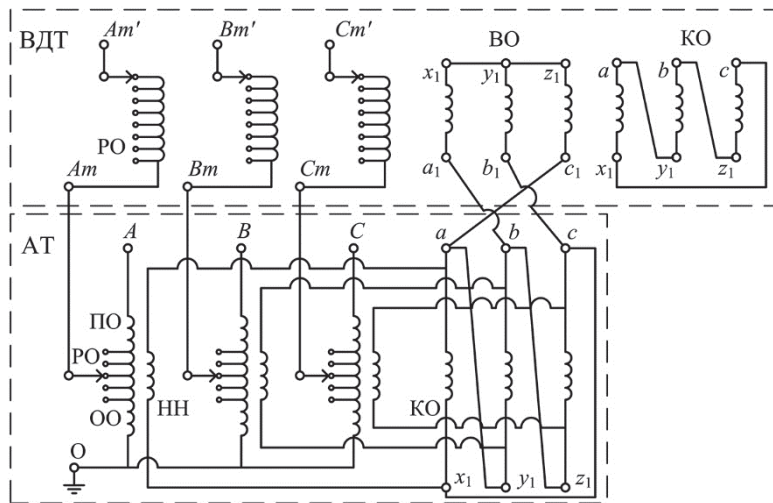


Рис. 3. Трёхфазная схема фазоповоротного комплекса

установленное на ВДТ, предназначено для поперечного регулирования напряжения, которое изменяет величину потока мощности через АТ с ФПТ. Число ступеней регулирования ВДТ составляет 14 (у АТ – 17 ступеней), при этом диапазон регулирования угла изменяется в пределах от 4 до 13,57 электрических градусов при номинальном напряжении СН автотрансформатора АОДЦТН-267000/500/220 в режиме холостого хода [4].

Эффективность применения фазоповоротного трансформатора

Авторами в рамках работы «Уточнение схемы выдачи мощности Волжской ГЭС с увеличением мощности гидроагрегатов ст. № 2, 1, 15, 7, 10, 14, 18» для анализа возможности и эффективности применения ФПТ исследовались 2 варианта: без ФПТ и с установкой ФПТ на электростанции.

Результаты расчётов подтвердили техническую возможность перераспределения перетоков активной мощности между электрической сетью 220 кВ и 500 кВ Волгоградского энергоузла.

При отсутствии ФПТ в ряде послеаварийных режимов нормальной схемы не обеспечивается выдача располагаемой мощности Волжской ГЭС из-за превышения величины аварийно допустимой токовой загрузки элементов сети 110 кВ и выше в прилегающей к электростанции электрической сети. Требуемое ограничение выдачи мощности Волжской ГЭС достигает 700 МВт (~25 % от установленной мощности) в зависимости от сезона и режима нагрузок энергосистемы.

Зависимость загрузки активной мощностью ВЛ 220 и 500 кВ, отходящих от шин Волжской ГЭС, от положения отпаяк РПН автотрансформатора и вольтодобавочного трансформатора в нормальной схеме в режиме паводка при загрузке Волжской ГЭС на располагаемую мощность представлена на рис. 4. Из рисунка видно, что регулирование отпаяк ВДТ позволяет повысить передаваемую мощность по ВЛ 500 кВ Волжская ГЭС – Волга и ВЛ 500 кВ Волжская ГЭС – Фроловская, а также снизить потоки мощности по пяти отходящим ВЛ 220 кВ от шин Волжской ГЭС (рис. 5).

Оба трансформатора имеют устройства РПН, которые позволяют регулировать коэффициент трансформации по виткам. Устройство РПН, установленное на стороне среднего напряжения АТ, предназначено для продольного регулирования напряжения на зажимах АТ в пределах $\pm 8 \times 1,5\%$. Устройство РПН,

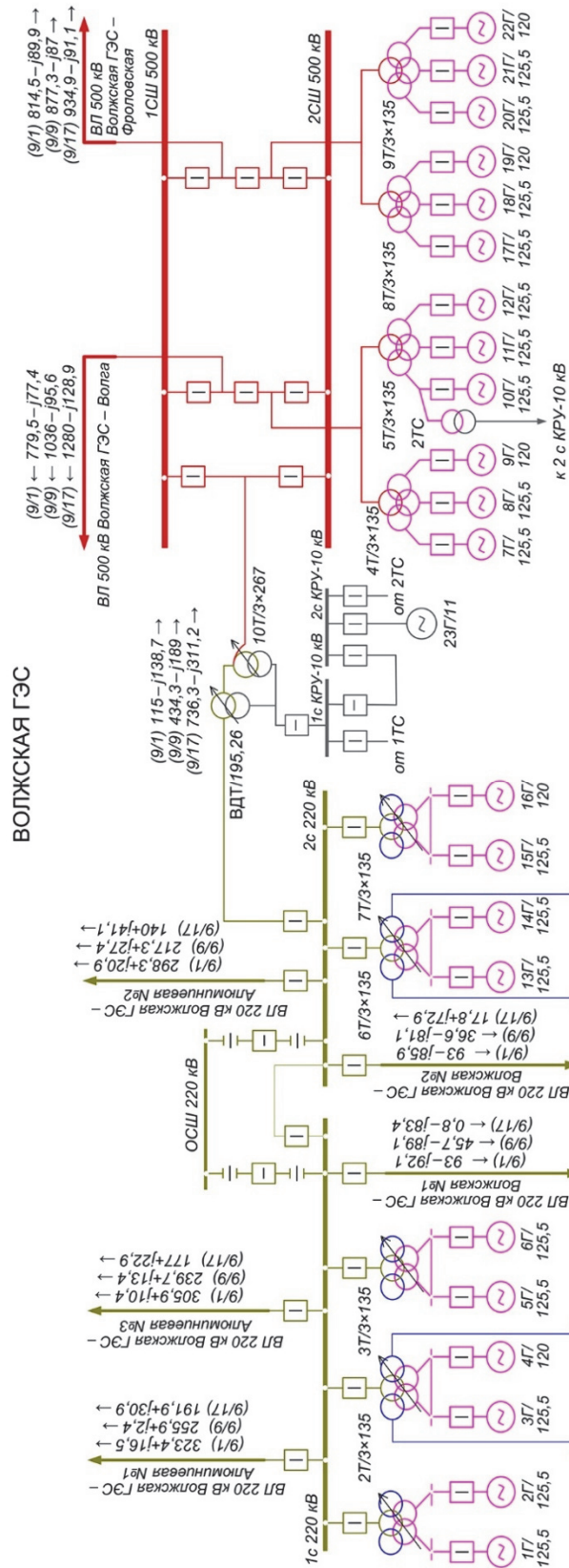


Рис. 4. Потокораспределение по ВЛ 220 и 500 кВ, отходящим от шин Волжской ГЭС, в режиме паводка с учётом регулирования ФПТ при нагрузке Волжской ГЭС на располагаемую мощность

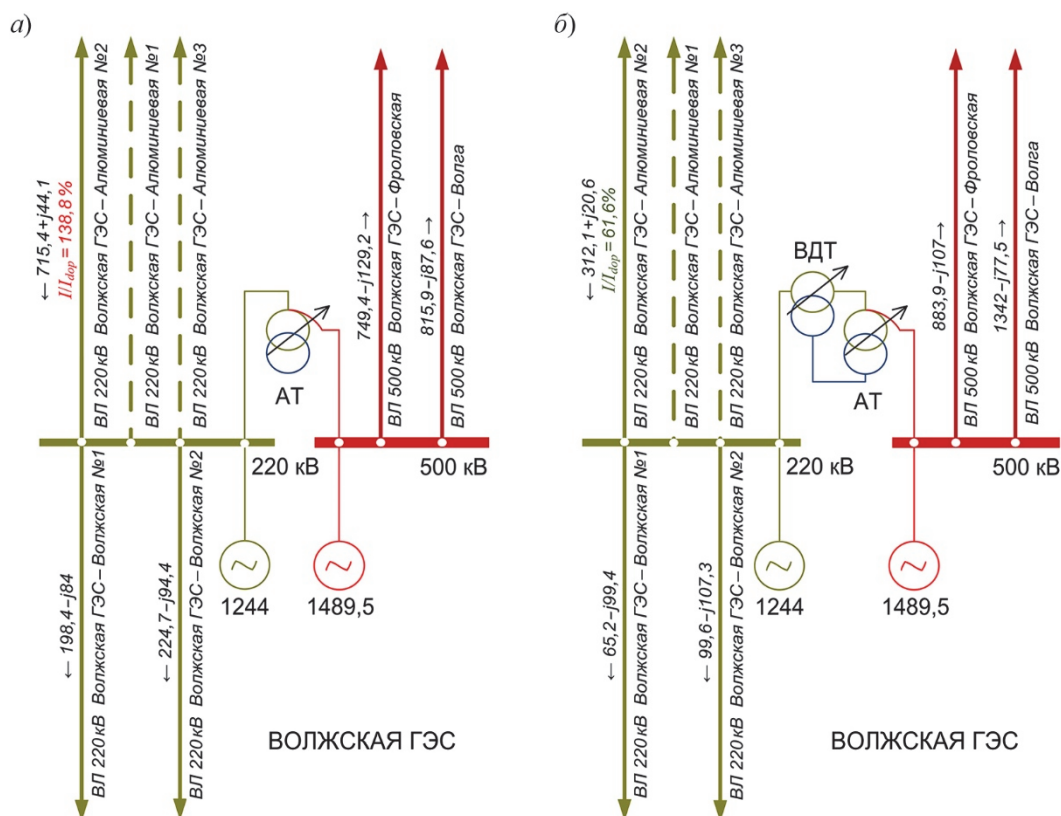


Рис. 5. Потокораспределение в примыкающей к Волжской ГЭС сети:
а) без учёта установки ФПТ; б) с учётом установки ФПТ

Проведенные расчёты позволили определить оптимальное для Волжской ГЭС сочетание отпаяк РПН АТ и ВДТ для различных сезонов, практически полностью исключающее ограничения на выдачу мощности станцией (табл. 2).

Таблица 2

Величина ограничений мощности Волжской ГЭС в нормальной схеме (в МВт)

Вариант СВМ	ОЗП ¹ при ТНВ ² +10 °С	Лето min ³ при ТНВ +35 °С	Лето max при ТНВ +35 °С	Режим паводка при ТНВ +25 °С
Отсутствие ФПТ	470	736	462	99
Наличие ФПТ	Без ограничений	39	Без ограничений	Без ограничений

¹ ОЗП – осенне-зимний период;

² ТНВ – температура наружного воздуха;

³ Лето min/max – режим летних минимальных/максимальных нагрузок.

18 апреля 2019 года при участии АО «НТЦ ЕЭС» и АО «Институт Гидропроект» на Волжской ГЭС был запущен в эксплуатацию описанный выше фазоворотный комплекс. При испытаниях за счёт перераспределения потоков активной мощности между ОРУ 500 кВ и 220 кВ Волжской ГЭС с помощью ФПК удалось осуществить передачу дополнительно 440 МВт активной мощности в сеть 500 кВ (рис. 6).

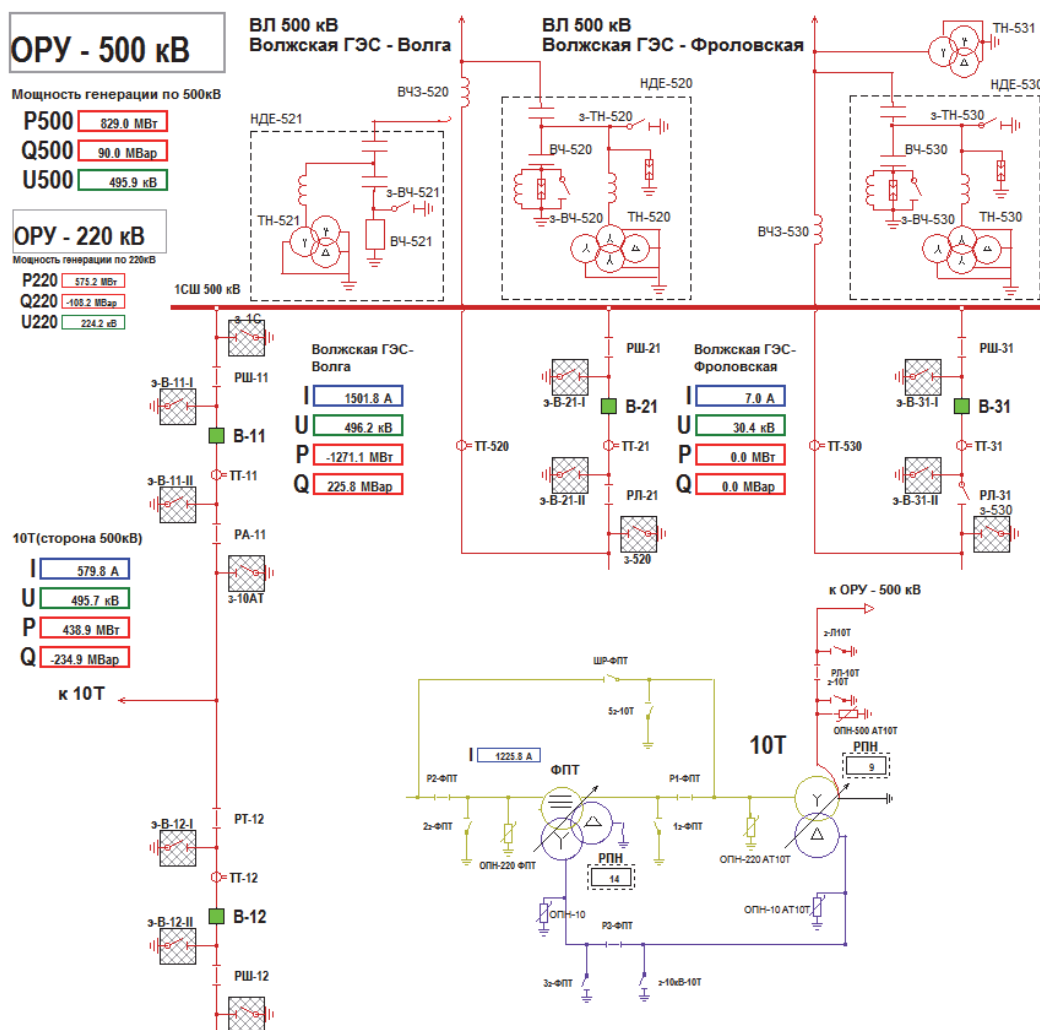


Рис. 6. Потокораспределение Волжской ГЭС на 18.04.2019 (14-е положение РПН ВДТ 10Т)

Таким образом, установка ФПТ позволит обеспечить полную выдачу мощности Волжской ГЭС в осенне-зимний период, период паводка и в режиме летних максимальных нагрузок рабочего дня. В режиме летних минимальных нагрузок выходного дня потребуется незначительное (менее 1,5% от установленной мощности) ограничение мощности Волжской ГЭС только при температуре наружного воздуха более +25°C.

Выполненная укрупнённая оценка финансовых показателей реализации возможных вариантов исключения ограничений выдачи мощности Волжской ГЭС показала, что стоимость установки ФПТ на Волжской ГЭС требует в 2,5 раза меньших капитальных вложений по сравнению с вариантом строительства дополнительной ЛЭП 220 кВ при сопоставимом техническом эффекте от реализации мероприятий.

Полученные результаты доказывают эффективность применения ФПТ на Волжской ГЭС для обеспечения выдачи всей располагаемой мощности с учётом перспективного развития электростанции.

Заключение

Применение ФПТ на Волжской ГЭС с учётом реализации запланированного Программой комплексной модернизации ПАО «РусГидро» увеличения установленной мощности до 2744,5 МВт к 2020 году позволит осуществлять сезонное и плановое регулирование потоков активной мощности между РУ 220 и 500 кВ Волжской ГЭС, гарантировав надёжное и эффективное управление электростанцией без дополнительного сетевого строительства.

Список литературы

1. Официальный интернет-сайт ПАО «Федеральная гидрогенерирующая компания-РусГидро» – «Волжская ГЭС» <http://www.volges.rushydro.ru>.
2. *Поссе А. В.* Схемы и режимы электропередач постоянного тока. – Л.: Энергия. Ленингр. отд-ние, 1973. – 303 с.
4. *Евдокунин Г. А.* Электрические системы и сети: учеб. пособие. – 4-е изд., испр. и доп. – СПб: Родная Ладога, 2016. – 384 с.
5. *Брилинский А. С., Крицкий В. А., Смирнова Л. С.* Особенности применения фазоповоротных комплексов в электроэнергетических системах // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2018, № 1 (78). – С. 6–10.

Брилинский Андрей Станиславович, канд. техн. наук, заведующий отделом проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: brilinskiy@ntcees.ru

Евдокунин Георгий Анатольевич, д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры электрических систем и сетей Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: evdg@telecom.spb.ru

Крицкий Виктор Анатольевич, генеральный директор Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: ntc@ntcees.ru

Матвиенков Юрий Владимирович, начальник отдела электроснабжения и связи Проектно-исследовательского и научно-исследовательского института «Гидропроект» им. С. Я. Жука (АО «Институт Гидропроект»).

E-mail: yu.matvienkov@hydroproject.ru

Сидельников Андрей Павлович, главный конструктор «Силовые машины – Тошиба». Высоковольтные трансформаторы (ООО «СМТТ»).

E-mail: info@pmtt.ru

Смирнова Любовь Сергеевна, заместитель заведующего – заведующий лабораторией отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: smirnova_l@ntcees.ru

Регулирование частоты в изолированных районах с учётом обратной связи по мощности

Получены аналитические выражения для оценки устойчивости процесса регулирования частоты в двухмашинной схеме. Выявлены факторы, имеющие наиболее значительное влияние на переходные процессы в такой схеме.

Ключевые слова: частота, регулирование частоты, регуляторы скорости, регуляторы частоты, обратная связь по мощности.

Введение

Одной из первой постановок вопроса устойчивости и качества регулирования частоты в энергосистеме, впоследствии ставшей основной для множества работ, является исследование [1–5]. В нем анализ свойств системы, оснащенной регуляторами частоты, проводился при представлении энергосистемы схемой замещения в виде двух эквивалентных агрегатов, соединенных линией электропередачи (рис. 1). Система линеаризованных уравнений, соответствующая данной постановке задачи следующая:



Рис. 1. Схема замещения энергосистемы для исследования процесса регулирования частоты

$$\left\{ \begin{array}{l} p^2\delta_1 M_1 + p\delta_1 D_1 + T_{12} \cdot (\delta_1 - \delta_2) = \Delta P_1 - \Delta L_1, \\ p^2\delta_2 M_2 + p\delta_2 D_2 + T_{21} \cdot (\delta_2 - \delta_1) = \Delta P_2 - \Delta L_2, \end{array} \right\} \quad (1)$$

где p – оператор дифференцирования; δ – абсолютный угол эквивалентного агрегата;
 M – инерционная постоянная времени агрегата;

D – обобщенный механический демпферный момент агрегата (обратен к обобщённому статизму агрегата при отсутствии модели турбины и её системы автоматического регулирования);

$T \cdot (\delta_1 - \delta_2)$ – линеаризованная зависимость обменной мощности от угла между энергосистемами;

ΔP – изменение мощности турбины; ΔL – изменение мощности нагрузки.

Главной особенностью данной схемы замещения является допущение о несущественности электромагнитных переходных процессов, что отражается в:

- отсутствии влияния автоматических регуляторов возбуждения (АРВ);
- упрощении модели синхронной машины до одного уравнения баланса моментов на валу генератора;
- представлении связи между агрегатами в виде чисто индуктивной линии электропередачи со статической угловой характеристикой.

Представление энергосистемы схемой замещения в виде двух эквивалентных агрегатов, соединенных линией электропередачи, позволяет получить простые и наглядные аналитические зависимости, позволяющие оценить устойчивость и качество регулирования частоты. Использование такой схемы замещения также позволяет выявить общие закономерности при рассмотрении различных способов регулирования частоты и мощности агрегатов.

1. Проблематика

За последние несколько лет зарегистрирован целый ряд аварийных событий с участием крупнейших ГЭС и ТЭС в ЕЭС России, которые сопровождались незатухающими колебаниями, вызванными работой систем автоматического регулирования (САР) турбин в составе этих электростанций. Исследования показали, что незатухающие колебания частоты и мощности были вызваны работой САР турбин электростанций при осуществлении ими первичного регулирования частоты в изолированном от ЕЭС России энергорайоне.

Обобщение опыта и выявление общих закономерностей возникновения таких аварийных процессов является важной задачей для:

- прогнозирования возможности возникновения таких аварийных процессов в условиях работы произвольного энергорайона или электростанции;
- оценки необходимой подробности математической модели турбин для выполнения расчётов при исследовании таких аварийных процессов;
- выработки требований к САР турбин, позволяющих обеспечить устойчивость регулирования при выделении на изолированный от ЕЭС России энергорайон.

Исследование переходных процессов с учётом подробной модели энергосистемы, моделирования некоторых систем локальной противоаварийной автоматики, моделирования турбин электростанций и их САР является крайне сложной задачей ввиду сложности и многокомпонентности самих переходных процессов. Это не позволяет выявить общие закономерности при регулировании частоты в изолированном энергорайоне.

Таким образом, выявление общих закономерностей и характеристик процесса регулирования частоты на примере схемы замещения в виде двух эквивалентных агрегатов, соединённых линией электропередачи, является важной задачей.

2. Исследуемая схема замещения энергосистемы

2.1. Упрощённый способ учёта демпферных контуров в синхронной машине и действия АРВ

Представляется, что для данной задачи допустимо упрощённое моделирование электромагнитных и электромеханических переходных процессов. Однако если никак не учитывать наличие демпферных контуров в синхронной машине и действие АРВ, то это может приводить к появлению колебаний высокой амплитуды и малым декрементом затухания (см. рис. 4, а). В частных случаях, декремент затухания таких колебаний может оказаться положительным, что приведет к потере устойчивости. При этом САР турбин не будут оказывать существенного влияния на быстро протекающий колебательный процесс в связи со своей более высокой инерционностью. Данное обстоятельство существенно осложняет анализ работы САР турбин. Чтобы избежать подобных случаев и уменьшить колебательность системы на высоких частотах, обусловленных взаимными колебаниями между агрегатами, целесообразно ввести электромагнитный демпферный момент:

$$D_d = D_s \cdot (\omega_1 - \omega_2) S_i = D_s p \cdot (\delta_1 - \delta_2) \frac{S_i}{\omega_n},$$

где ω_i – частота вращения i агрегата; S_i – мощность i агрегата; ω_n – номинальная частота вращения.

Электромагнитный демпферный момент позволяет упрощенно учесть процессы, возникающие в демпферных контурах синхронной машины и демпфирующее действие АРВ при возникновении колебаний в энергосистеме. Величина электромагнитного демпферного момента может быть определена индивидуально для каждого агрегата по уравнениям, приведенным в [6]. С целью упрощения далее его величина принята одинаковой для обоих агрегатов.

Следует отдельно отметить, что рядом авторов данный эффект учитывался в обобщенном механическом демпферном моменте агрегата (параметр D в системе уравнений 1). При таком способе учёта установившееся отклонение частоты от номинального значения будет приводить к дополнительному изменению баланса мощностей в системе, что можно интерпретировать, как дополнительный регулирующий эффект по частоте. Очевидно, что это не является корректным, так как процесс демпфирования взаимных электромеханических колебаний между агрегатами не может сопровождаться продолжительным изменением баланса мощностей в энергосистеме.

Таким образом, система уравнений (1) с введенным демпферным моментом может быть записана как:

$$\begin{aligned} p^2\delta_1 M_1 + p\delta_1 D_1 + pD_s \cdot (\delta_1 - \delta_2) + T_{12} \cdot (\delta_1 - \delta_2) &= \Delta P_1 - \Delta L_1, \\ p^2\delta_2 M_2 + p\delta_2 D_2 + pD_s \cdot (\delta_2 - \delta_1) + T_{21} \cdot (\delta_2 - \delta_1) &= \Delta P_2 - \Delta L_2. \end{aligned} \quad (2)$$

2.2 Описание схемы замещения двухмашинной энергосистемы

В программно-вычислительном комплексе (ПВК) *Matlab/Simulink* на основе уравнений (2) в блочном виде реализована упрощенная модель схемы замещения двухмашинной энергосистемы. В данной модели дополнительно учтены упрощенные модели турбин и их САР. Структура исследуемой модели в ПВК *Matlab/Simulink* представлена на рис. 2. Модель турбины представляет собой инерционное звено первого порядка и механический демпферный момент условно отнесён к модели турбины.

Для исследования различных способов регулирования частоты и активной мощности турбин рассмотрены следующие варианты структур САР турбин (рис. 3):

- вариант 1. Регулятор мощности со статизмом по частоте – П-регулятор мощности с коэффициентом усиления в частотном контуре, обратным статизму регулятора (рис. 3, а);
- вариант 2. Регулятор мощности со статизмом по частоте и обратной связью по мощности – ПИ-регулятор мощности, на вход которого подается сумма отклонения частоты от уставки $\Delta\omega$ с учётом статизма и отклонения текущего значения мощности P_e от уставки по мощности P_{ref} (рис. 3, б);
- вариант 3. Статический регулятор частоты – ПИ-регулятор частоты вращения турбины, на вход которого подается сумма отклонения частоты от уставки $\Delta\omega$ с учётом статизма и отклонения текущего значения положения регулирующих органов турбины Y_0 от уставки по положению регулирующих органов турбины Y_{ref} (рис. 3, в);
- вариант 4. Астатический регулятор частоты – ПИИ-регулятор частоты вращения турбины, на вход которого подается отклонение частоты от уставки $\Delta\omega$ с учётом

статизма. Несмотря на то, что статизмом по частоте данный регулятор не обладает, данный коэффициент присутствует в структуре, как общий коэффициент усиления ПИ-регулятора (рис. 3, з).

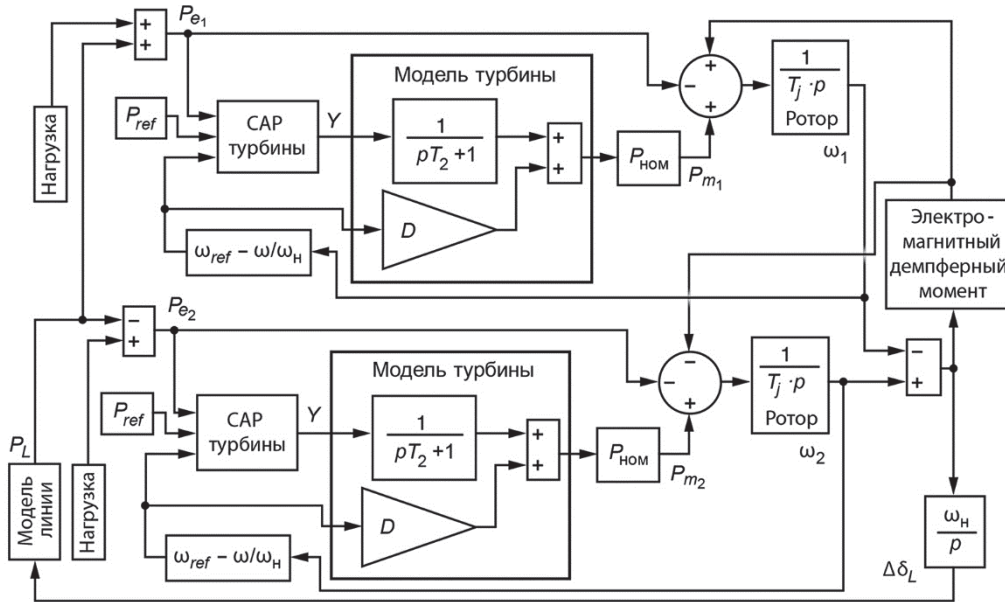


Рис. 2. Исследуемая блок-схема в *Matlab/Simulink*

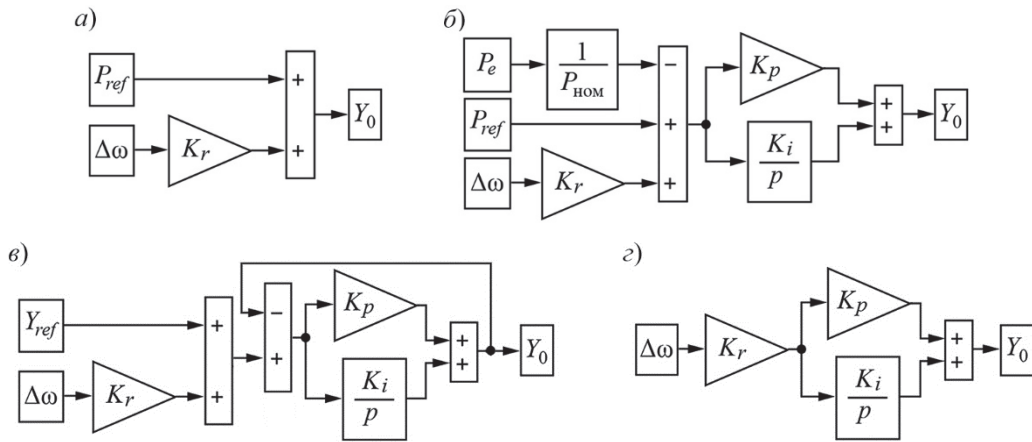


Рис. 3. Различные варианты структуры САР турбин:

- регулятор мощности со статизмом по частоте (вариант 1),
- регулятор мощности со статизмом по частоте и обратной связью по мощности (вариант 2),
- статический регулятор частоты (вариант 3),
- астатический регулятор частоты (вариант 4)

В ЕЭС России работают агрегаты с различным типом первичного двигателя, различной номинальной мощности с различными характеристиками. На данном этапе работы для примера рассмотрены агрегаты с параметрами модели, характерными для турбоагрегатов с паровой турбиной. Для обоих агрегатов заданы базовые значения параметров и многие опыты проведены при варьировании одного из параметров в диапазоне, характерном для турбоагрегатов с паровой турбиной, и фикси-

рованных значениях других параметров. Название параметра, его описание с единицей измерения, диапазон варьирования и базовые значения параметров для обоих агрегатов приведены в табл. 1.

Таблица 1

Описание параметров, используемых в модели

№ п/п	Параметр	Описание	Единица измерения	Диапазон варьирования	Базовая величина для агрегата №	
					1	2
1	M	Механическая постоянная времени ротора генератора	с	4–12	8	12
2	D	Механический демпферный момент турбины	о.е.	0,5–1,5	0,9	1,1
3	T	Коэффициент пропорциональности линеаризованной статической характеристики линии	МВт/рад	–	500	
4	D_s	Величина электромагнитного демпферного момента при скольжении, равном 1 о.е.	о.е.	5–50	20	20
5	ω_{ref}	Уставка по скорости в регуляторе	о.е.	1	1	1
6	P_0	Уставка по мощности в регуляторе	о.е.	–	0,5	0,005
7	L	Величина нагрузки	о.е.	–	0,4	0,015
8	K_i	Коэффициент усиления интегрального канала регулирования	о.е.	0,4–1,2	1	1
9	K_p	Коэффициент усиления пропорционального канала регулирования	о.е.	0,4–1,2	1	1
10	K_r	Величина, обратная статизму, в регуляторе	о.е.	17–25	100/6	100/4
11	S	Номинальная мощность агрегата	МВт	–	100	1000
12	ω_n	Номинальная частота вращения	рад/с	–	100π	100π
14	T_2	Постоянная времени звена, эквивалентирующего турбину	с	0,5–4	3	2,5

2.3. Оценка корректности упрощенной схемы замещения двухмашинной энергосистемы

Для оценки корректности упрощенной модели двухмашинной энергосистемы, реализованной в ПВК *Matlab/Simulink*, произведены расчёты переходных процессов. В качестве эталонной схемы принята подробная двухмашинная модель энергосистемы, реализованная в ПВК *Eurostag*. Подробное описание моделей в сравнительном виде представлено в табл. 2. Результаты проведения опыта со ступенчатым сбросом нагрузки вблизи генератора 1 приведены на рис. 4, где также дополнительно приведены результаты расчёта переходных процессов без учёта электромагнитного демпферного коэффициента.

Таблица 2

Описание моделей

Аспект	<i>Eurostag</i>	<i>Matlab/Simulink</i>
Модель энергосистемы	Энергосистема представлена линией электропередачи, связывающей два эквивалентных генератора с нагрузкой на своих шинах	
Модель линии электропередачи	Нелинейная система алгебраических уравнений	Представлена синхронизирующим моментом на валу каждого генератора, определяющегося линейной функцией от угла между генераторами
Модель нагрузки	Представлена в виде постоянной мощности	
Уравнение движения синхронной машины	Уравнения баланса моментов на валу генератора	
Модель электромагнитных контуров синхронной машины	В соответствии с системой уравнений Парка-Горева	Учтены путем введения электромагнитного демпферного момента
Модель АРВ и возбудителя	Подробные модели	

Из рис. 4 видно, что колебательный процесс с низкими частотами, обусловленный работой САР турбин, воспроизводится достоверно как при учёте электромагнитного демпферного момента в упрощённой схеме замещения, так и без его учёта. Колебательный процесс с высокими частотами в подробной модели энергосистемы достоверно не воспроизводится в упрощённой модели ни при учёте электромагнитного демпферного момента, ни с его учётом, что допустимо для данной задачи. При этом следует отметить, что учёт электромагнитного демпферного момента в упрощённой модели позволяет обеспечить сравнимую эффективность демпфирования высокочастотных колебаний с эталонной моделью энергосистемы.

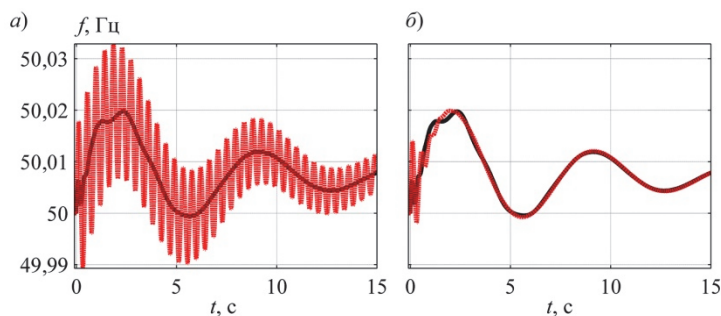


Рис. 4. Изменение частоты вращения генератора 1 при ступенчатом сбросе нагрузки вблизи генератора 1 в ПВК *Eurostag* (черный цвет) и *Matlab/Simulink* (красный цвет):
 а) без учёта электромагнитного демпферного момента;
 б) с учётом электромагнитного демпферного момента

Таким образом, упрощенный способ учёта демпферных контуров в синхронной машине и действия АРВ позволяет упростить анализ результатов и не оказывает заметного влияния на переходной процесс, вызванный действием САР турбин. Можно сделать вывод, что упрощенная модель, реализованная в ПВК *Matlab/Simulink*, корректно воспроизводит переходные процессы в энергосистеме с медленными колебаниями частоты, которые связаны с работой САР турбин, и может быть использована для дальнейшего анализа.

3. Получение аналитических зависимостей в общем виде

Систему уравнений в приращениях с параметрами в абсолютных величинах (2) целесообразно представить в относительных единицах:

$$\begin{cases} \left[(p^2\delta_1 M_1 + p\delta_1 D_1)S_1 + pD_s \cdot (\delta_1 - \delta_2) \right] / \omega_n + T_{12} \cdot (\delta_1 - \delta_2) = S_1(P_1 - L_1), \\ \left[(p^2\delta_2 M_2 + p\delta_2 D_2)S_2 + pD_s \cdot (\delta_2 - \delta_1) \right] / \omega_n + T_{21} \cdot (\delta_2 - \delta_1) = S_2(P_2 - L_2). \end{cases} \quad (3)$$

Для получения аналитических зависимостей в общем виде целесообразно выполнить анализ системы уравнений (3) с рядом упрощений. Наиболее важными параметрами переходного процесса являются частота генератора и его активная мощность. Далее для примера приведен процесс и результат получения уравнений, описывающих зависимость частоты в операторном виде от прочих функций и параметров.

3.1. Система уравнений энергосистемы для двух агрегатов без учёта систем автоматического регулирования турбин

При равенстве номинальных параметров обоих агрегатов сумма уравнений системы (3) записывается как:

$$p(pM + D)(S_1\delta_1 + S_2\delta_2) / \omega_n = S_1(P_1 - L_1) + S_2(P_2 - L_2).$$

Вводя обозначение $\delta_0 = \frac{S_1\delta_1 + S_2\delta_2}{S_1 + S_2}$, получим:

$$p\delta_0 = \frac{1}{p\frac{M}{D} + 1} \frac{S_1(P_1 - L_1) + S_2(P_2 - L_2)}{\frac{D}{\omega_n}(S_1 + S_2)}. \quad (4)$$

Разница уравнений будет равна:

$$p(pM + D)(S_1\delta_1 - S_2\delta_2) / \omega_n + 2(pD_s / \omega_n + T_{12})(\delta_1 - \delta_2) = S_1(P_1 - L_1) - S_2(P_2 - L_2).$$

При допущении о равенстве мощностей генераторов, выражение может быть упрощено:

$$\delta_1 - \delta_2 = \frac{1}{p^2 \frac{MS}{2T\omega_n} + p \frac{DS + 2D_s}{2T\omega_n} + 1} \frac{(P_1 - L_1) + (P_2 - L_2)}{\frac{2T}{S}}. \quad (5)$$

Проведя анализ полученных выражений можно сделать следующие выводы:

- величина δ_0 имеет физический смысл положения центра масс энергосистемы, а величина $p\delta_0$ – физический смысл движения центра масс энергосистемы;
- величина $(\delta_1 - \delta_2)$ имеет физический смысл взаимного положения агрегатов относительно друг друга;
- выражение (4) описывает движение центра масс энергосистемы от одной точки статического равновесия к другой по аperiodическому закону с постоянной времени M/D . Видно, что в данное выражение не входит ранее введенный электромагнитный демпферный момент;
- выражение (5) описывает взаимное положение агрегатов, которое имеет колебательный характер для типичных значений параметров. Частота и коэффициент затухания таких колебаний равны:

$$2\pi f = \sqrt{\frac{(DS + 2D_s)^2}{M^2 S^2} - \frac{2T\omega_n}{MS}}, \quad \alpha = -\frac{DS + 2D_s}{MS}.$$

Для типовых значений параметров, постоянная времени апериодического процесса движения центра масс может иметь значения порядка 2,7–24 с. Для типовых значений параметров частота и постоянная времени затухания взаимного положения агрегатов будут иметь значения порядка 0,2–3 Гц и 0,2–3 с соответственно. Таким образом, переходный процесс при изменении баланса мощностей можно разложить на две составляющие с параметрами, которые существенно отличаются масштабами времени. В качестве примера на рис. 5 приведен переходный процесс при ступенчатом изменении нагрузки в узле.

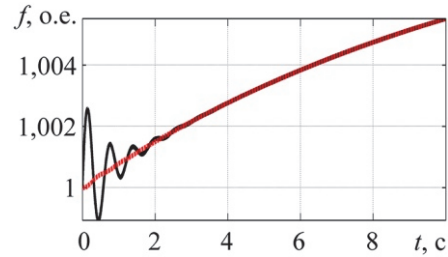


Рис. 5. График частоты вращения генератора 1 (красный цвет) и генератора 2 (черный цвет) при сбросе нагрузки в системе, описываемой системой уравнений (2)

3.2. Система уравнений для произвольного числа агрегатов с учётом систем автоматического регулирования турбин

При учёте работы регуляторов мощности с коррекцией по частоте, модели турбины и зависимости нагрузки от частоты, разницу изменения мощностей турбины и нагрузки можно перезаписать в виде:

$$S_i(P_i - L_i) = \left[(P_{ref_i} S_i - L_i(p\delta_i) S_i - \sum_j T \cdot (\delta_i - \delta_j)) + (\omega_{ref} - K_r p \delta_i S_i / \omega_n) \right] \times \left(K_p + \frac{K_i}{p} \right) \frac{W_1(p)}{W_2(p)} - L_i(p\delta_i) S_i, \quad (6)$$

где P_{ref} – уставка по мощности САР турбины;

$L_i(p\delta_i)$ – мощность нагрузки, в общем случае, зависящая от частоты;

ω_{ref} – уставка по частоте;

K_r – коэффициент усиления в контуре частотной коррекции (величина, обратная статизму по частоте);

K_p – коэффициент усиления пропорциональной ветви ПИ-регулятора мощности;

K_i – коэффициент усиления интегральной ветви ПИ-регулятора мощности;

$W_1(p)$ – числитель передаточной функции турбины и силовой части системы регулирования;

$W_2(p)$ – знаменатель передаточной функции турбины и силовой части системы регулирования.

При подстановке уравнения (6) в систему уравнений (3), записанной для системы из N агрегатов, и суммирования всех уравнений полученной системы, получается выражение:

$$p^3 a_0(p) + p^2 a_1(p) + p a_2(p) + p^2 A(p) + B(p) = p b(p). \quad (7)$$

Описание коэффициентов данного выражения приведено в табл. 3.

Таблица 3

Описание коэффициентов выражения (7)

№ п/п	Коэффициент	Выражения для системы из N машин	Выражения для двухмашинной системы	Комментарии
1	$a_0(p)$	$1/\omega_H \sum_i^N M_i W_{2i} S_i \delta_i$	$1/\omega_H (M_1 W_{21} S_1 \delta_1 + M_2 W_{22} S_2 \delta_2)$	Обусловлены механическими параметрами генераторов и турбин. Описывают механическое движение роторов генераторов.
2	$a_1(p)$	$1/\omega_H \sum_i^N D_i W_{2i} S_i \delta_i$	$1/\omega_H (D_1 W_{21} S_1 \delta_1 + D_2 W_{22} S_2 \delta_2)$	
3	$a_2(p)$	$\sum_{i,j}^N (W_{2i} - W_{2j}) T_{ij} \delta_i$	$(W_{21} - W_{22}) \cdot T_{12} \cdot (\delta_1 - \delta_2)$	Обусловлен наличием электромагнитной связи между генераторами и различием параметров турбин
4	$b(p)$	$-\sum_i^N S_i \Delta L_i W_{2i}$	$-(S_1 \Delta L_1 W_{21} + S_2 \Delta L_2 W_{22})$	Обусловлен ступенчатым изменением нагрузки
5	$A(p)$	$-D_S \sum_i^N \left[(N-1)W_{2i} - \sum_{j \neq i}^N W_{2j} \right]$	$-D_S \cdot (W_{21} - W_{22}) (\delta_1 - \delta_2)$	Обусловлен электромагнитным демпферным моментом и различием параметров турбин
6	$B(p)$	$B(p) = B_1(p) + pB_2(p) + B_3(p) + B_4(p) + B_5(p)$		Обусловлен наличием САР турбин
7	$B_1(p)$	$\sum_{i,j}^N (W_{1i} \cdot (pK_{pi} + K_{ii}) - W_{1j} \cdot (pK_{pj} + K_{ij})) T_{ij} \delta_i$	$T_{12} \cdot (W_{11} \cdot (pK_{p1} + K_{i1}) - W_{12} \cdot (pK_{p2} + K_{i2})) (\delta_1 - \delta_2)$	Обусловлен наличием обратной связи по мощности и различием параметров турбин и их САР
8	$B_2(p)$	$1/\omega_H \sum_i^N S_i K_{ri} W_{1i} \times (pK_{pi} + K_{ii}) \delta_i$	$1/\omega_H (S_1 K_{r1} W_{11} (pK_{p1} + K_{i1}) \delta_1 + S_2 K_{r2} W_{12} \cdot (pK_{p2} + K_{i2}) \delta_2)$	Обусловлен наличием коррекции по частоте
9	$B_3(p)$	$\sum_i^N S_i L_i (p\delta_i) W_{1i} \times (pK_{pi} + K_{ii})$	$S_1 L_1 (p\delta_1) W_{11} \cdot (pK_{p1} + K_{i1}) + S_2 L_2 (p\delta_2) W_{12} \cdot (pK_{p2} + K_{i2})$	Обусловлен статическими характеристиками нагрузки по частоте
10	$B_4(p)$	$\sum_i^N S_i P_{refi} W_{1i} \cdot (pK_{pi} + K_{ii})$	$S_1 P_{ref1} W_{11} \cdot (pK_{p1} + K_{i1}) + S_2 P_{ref2} W_{12} \cdot (pK_{p2} + K_{i2})$	Обусловлен уставкой по мощности в регуляторе
11	$B_5(p)$	$\sum_i^N \omega_{ref} W_{1i} \cdot (pK_{pi} + K_{ii})$	$\omega_{ref} W_{11} \cdot (pK_{p1} + K_{i1}) + \omega_{ref} W_{12} \cdot (pK_{p2} + K_{i2})$	Обусловлен уставкой по частоте в регуляторе

3.3. Получение простого выражения для оценки параметров переходного процесса

Вводя некоторые допущения, можно существенно упростить выражение (7): параметры турбин равны, вариант структуры и параметры САР турбин равны, механические параметры агрегатов M и D в относительных номинальных единицах равны, величина нагрузки не зависит от частоты.

Учёт указанных допущений, позволяет привести выражение (7) к следующему виду:

$$\left[p^3 MW_2 + p^2 DW_2 + pW_1 K_r (pK_p + K_i) \right] \delta_0 = \text{const.} \quad (8)$$

Тогда, используя данное выражение, для каждого варианта структуры регулятора и варианта учёта турбины можно получить уравнение, связывающее возмущение и движение центра масс энергосистемы в операторной области. В табл. 4 приведены характеристические уравнения, соответствующие энергосистеме с указанными регуляторами.

Таблица 4

Упрощенные характеристические уравнения энергосистемы с регуляторами различных типов

Вариант САР	Учёт турбины	Характеристическое уравнение
Без САР	Нет/Да	$pM/D+1$
Регулятор мощности со статизмом по частоте (рис. 4, а)	Нет	$p \frac{M}{D+K_r} + 1$
	Да	$p^2 \frac{T_2 M}{D+K_r} + p \frac{DT_2 + M}{D+K_r} + 1$
Регулятор мощности со статизмом по частоте и обратной связью по мощности (рис. 4, б) и астатический регулятор частоты (рис. 4, з)	Нет	$p^2 \frac{M}{K_r K_i} + p \frac{D+K_r K_p}{K_r K_i} + 1$
	Да	$p^3 \frac{T_2 M}{K_r K_i} + p^2 \frac{DT_2 + M}{K_r K_i} + p \frac{D+K_r K_p}{K_r K_i} + 1$
Статический регулятор частоты (рис. 4, в)	Нет	$p^2 \frac{M(K_p + 1)}{K_i(D+K_r)} + p \frac{D(K_p + 1) + MK_i + K_r K_p}{K_i(D+K_r)} + 1$
	Да	$p^3 \frac{MT_2(K_p + 1)}{K_i(D+K_r)} + p^2 \frac{(M+DT_2)(K_p + 1) + MT_2 K_i}{K_i(D+K_r)} + p \frac{D(K_p + 1) + (M+DT_2)K_i + K_r K_p}{K_i(D+K_r)} + 1$

В качестве примера операторное выражение для общего движения энергосистемы для варианта установки регуляторов мощности со статизмом по частоте на оба генератора будет выглядеть следующим образом:

$$p\delta_0 = \frac{1}{p^2 \frac{T_2 M}{D + K_r} + p \frac{DT_2 + M}{D + K_r} + 1} \frac{\sum_i^N S_i (L_i - K_r \omega_{ref})}{\frac{1}{\omega_H} (D + K_r) \sum_i^N S_i}. \quad (9)$$

3.4. Анализ полученных выражений

Формулы в табл. 4 определяют характер движения центра масс после возникновения различных возмущений в энергосистеме при различных видах регулирования и модели турбин. Для целей анализа рассчитываются корни характеристического уравнения каждого из этих выражений, которые, в свою очередь, будут определять характер переходного процесса. Значение корня получается, как зависимость от параметров энергосистемы, турбины и её САР. Формулы для расчёта корней характеристических уравнений, представленных в табл. 4, приведены в табл. 5.

Таблица 5

Формулы для расчёта корней

Вариант САР	Учёт турбины	Формула
Без САР	Нет/Да	$p_1 = -M / D$
Регулятор мощности со статизмом по частоте (рис. 4, а)	Нет	$p_1 = -\frac{M}{D + K_r}$
	Да	$p_{1,2} = -\frac{DT_2 + M}{2T_2 M} \pm \sqrt{\left(\frac{DT_2 + M}{2T_2 M}\right)^2 - \frac{D + K_r}{T_2 M}}$ Условие колебательности: $(D + K_r)4T_2 M > (DT_2 + M)^2$
Регулятор мощности со статизмом по частоте и обратной связью по мощности (рис. 4, б) и астатический регулятор частоты (рис. 4, в)	Нет	$p_{1,2} = -\frac{D + K_r K_p}{2M} \pm \sqrt{\left(\frac{D + K_r K_p}{2M}\right)^2 - \frac{K_r K_i}{M}}$ Условие колебательности: $K_r K_i 4M > (D + K_r K_p)^2$
	Да	Большое, неудобное для прямого анализа выражение
Статический регулятор частоты (рис. 4, в)	Нет	$p_{1,2} = -\frac{D(K_p + 1) + MK_i + K_r K_p}{2M(K_p + 1)} \pm \sqrt{\left(\frac{D(K_p + 1) + MK_i + K_r K_p}{2M(K_p + 1)}\right)^2 - \frac{K_i(D + K_r)}{M(K_p + 1)}}$ Условие колебательности: $4M(K_p + 1)K_i(D + K_r) > (D(K_p + 1) + MK_i + K_r K_p)^2$
	Да	Большое, неудобное для прямого анализа выражение

Зная диапазон характерных значений параметров энергосистемы, турбины и её САР, можно получить область возможного расположения корней характеристического уравнения на комплексной плоскости. В табл. 6 приведены величины периодов колебаний и постоянных времени затухания при изменении параметров энергосистемы в указанном в табл. 1 диапазоне, полученные для всех рассмотренных вариантов структур САР.

Таблица 6

Параметры переходного процесса, вызванные регуляторами скорости при варьировании параметров энергосистемы

Вариант САР	Учёт турбины	Диапазон изменения постоянной времени затухания, с	Диапазон изменения периода колебаний, с
Без САР	Нет/Да	-2,7...-24	-
Регулятор мощности со статизмом по частоте (рис. 4, а)	Нет	-0,15...-0,7	-
	Да	-0,8...-6,9	1,8...11
Регулятор мощности со статизмом по частоте и обратной связью по мощности (рис. 4, б). Астатический регулятор частоты (рис. 4, з)	Нет	-0,7...-5,5	2,7...+∞
	Да	17,8...73	2,6...9,5
Статический регулятор частоты (рис. 4, в)	Нет	-0,66...-2	3,4...45
	Да	-2,7...-13	3...14

Из зависимости значения корней характеристических уравнений, описывающих движения центра масс энергосистемы, от значений параметров энергосистемы при различных вариантах САР турбин можно сделать следующие выводы:

- при принятых допущениях значение корней характеристического уравнения не зависит от количества электростанций в энергосистеме;
- на характер движения центра масс энергосистемы большое влияние оказывает турбина и её САР, а именно:
 - ◆ вариант САР турбин и значения коэффициентов ПИ-регулятора;
 - ◆ увеличение постоянной времени турбины и силовой части системы регулирования T_2 отрицательно сказывается на качестве переходного процесса: увеличивается колебательность, уменьшается время затухания;
- постоянная времени затухания и период колебаний одинаковы для двух вариантов САР: регулятор мощности со статизмом по частоте и обратной связью по мощности (рис. 4, б), и астатический регулятор частоты (рис. 4, з). Из этого следует, что обратная связь по мощности в САР турбин не влияет на постоянную времени затухания и период колебаний в случае, когда параметры агрегатов, турбин и их САР одинаковы для всех агрегатов энергосистемы;
- соотношение коэффициентов усиления в пропорциональной и интегральной ветви ПИ-регулятора является постоянной времени интегрирования ПИ-регу-

лятора $T_i = K_p/K_i$. Увеличение постоянной времени интегрирования ПИ-регулятора T_i положительно сказывается на качестве переходного процесса: уменьшается колебательность и время затухания вплоть до превращения переходного процесса из колебательного в монотонный;

- с вариантами регулятора мощности со статизмом по частоте (рис. 4, а) и статического регулятора частоты (рис. 4, в) учёт инерционности турбины приводит к увеличению постоянной времени затухания примерно на один порядок;
- с вариантами регулятора мощности со статизмом по частоте и обратной связью по мощности (рис. 4, б) и астатического регулятора частоты (рис. 4, з) учёт инерционности турбины приводит к колебательно неустойчивому переходному процессу;
- переходной процесс с вариантом без учёта САР турбин является монотонным и значение постоянной времени переходного процесса существенно выше, чем при учёте САР турбин.

4. Области устойчивости для различных типов регулирования без упрощений

Для изучения влияния различных вариантов алгоритма работы САР турбин на устойчивость регулирования построены границы областей устойчивости (рис. 6, 7). При построении границ областей устойчивости рассмотрены различные варианты алгоритма работы САР турбин для первого агрегата. Второй агрегат всегда оснащен регулятором мощности со статизмом по частоте (рис. 4, а), как обладающим наилучшими характеристиками с точки зрения колебательной устойчивости (табл. 6). Для обоих агрегатов заданы различающиеся друг от друга значения параметров в соответствии с табл. 1.

Также при построении границ области устойчивости рассмотрены различные соотношения номинальных мощностей первого и второго агрегатов, выраженные в доле мощности первого агрегата в процентах по отношению к суммарной мощности энергосистемы. Малое значение доли мощности первого агрегата (менее 5%) можно интерпретировать, как моделирование работы электростанции параллельно с мощной энергосистемой. Среднее значение доли мощности первого агрегата (от 5 до 30%) можно интерпретировать как моделирование работы объединенной энергосистемы (ОЭС) параллельно с ЭЭС России или же как работу множества электростанций с одинаковым типом регулирования САР турбин (суммарной мощностью, равной мощности первого агрегата) в составе ЕЭС России. Большие значения доли мощности первого агрегата (от 30 до 100%) можно интерпретировать как работу агрегата или электростанции на энергорайон соизмеримой мощности. Значение доли мощности первого агрегата в 100% можно интерпретировать как его работу на нагрузку без других источников генерации.

На рис. 6 приведены границы областей устойчивости в осях статизма первого и второго агрегата в процентах для различных вариантов алгоритма работы САР турбин первого агрегата и варьировании его доли мощности. На рис. 6 также показана зеленым цветом область значений статизма, допустимая к установке в соответствии с действующей нормативной документацией [7].

На рис. 7 приведены границы областей устойчивости в осях параметров ПИ-регулятора первого агрегата для различных вариантов алгоритма работы САР турбин первого агрегата и варьировании его доли мощности. На рис. 7 также показана зеленым цветом примерная область значений параметров ПИ-регулятора, традиционно устанавливаемых производителями для агрегатов тепловых электростанций.

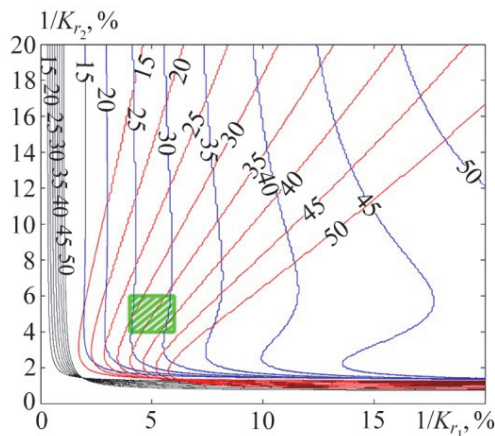


Рис. 6. Границы областей устойчивости в осях статизма обоих агрегатов для разной доли мощности первого агрегата от общей мощности энергосистемы в процентах. Точка (0, 0) отвечает неустойчивому состоянию системы.

- регулятор мощности со статизмом по частоте на первом агрегате (рис. 4, а);
- регулятор мощности со статизмом по частоте и обратной связью по мощности на первом агрегате (рис. 4, б);
- астатический регулятор частоты на первом агрегате (рис. 4, в);
- область стандартных значений

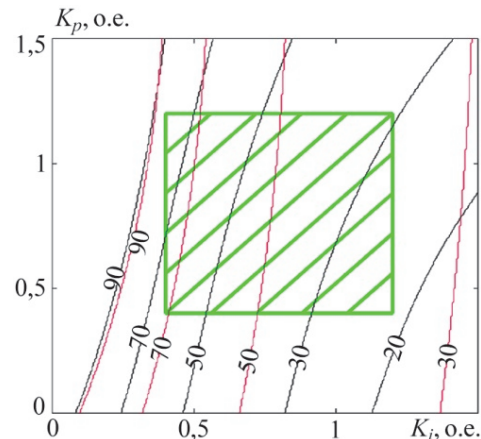


Рис. 7. Границы областей устойчивости в осях параметров ПИ-регулятора первого агрегата для разной доли мощности первого агрегата от общей мощности энергосистемы в процентах. Точка (0, 0) отвечает устойчивому состоянию системы.

- астатический регулятор частоты на первом агрегате (рис. 4, в);
- регулятор мощности со статизмом по частоте и обратной связью по мощности на первом агрегате (рис. 4, б);
- область типовых значений

Из зависимости положения областей устойчивости от доли мощности первого агрегата для различных вариантов алгоритма работы САР турбин первого агрегата с учётом расположения областей типовых значений настроечных параметров можно сделать следующие выводы:

- при использовании регуляторов мощности со статизмом по частоте (рис. 4, а) на обоих агрегатах обеспечивается колебательная устойчивость при любом соотношении мощностей агрегатов;
- при использовании регулятора мощности со статизмом по частоте и обратной связью по мощности на первом агрегате (рис. 4, б):
 - ◆ может нарушиться колебательная устойчивость;
 - ◆ изменение величины статизма на первом и втором агрегатах в пределах типовых значений не позволяет существенно повлиять на запас колебательной устойчивости. Изменение величин статизма во всем диапазоне типовых зна-

- чений статизма может увеличить максимальную долю мощности первого агрегата всего с 25 до 35 %, при которой будет обеспечиваться колебательная устойчивость;
- ◆ на запас колебательной устойчивости существенно влияет значение постоянной времени интегрирования ПИ-регулятора T_i . Изменение постоянной времени интегрирования во всем диапазоне типовых значений может увеличить максимальную долю мощности первого агрегата с 25 до 85 %, при которой будет обеспечиваться колебательная устойчивость;
 - при использовании астатического регулятора частоты на первом агрегате (рис. 4, з):
 - ◆ энергосистема обладает схожими колебательными свойствами, что и при использовании регулятора мощности со статизмом по частоте и обратной связью по мощности (рис. 4, б);
 - ◆ обеспечиваются несколько большие запасы колебательной устойчивости по сравнению с использованием регулятора мощности со статизмом по частоте и обратной связью по мощности (рис. 4, б) в области типовых значений параметров регулирования. Из этого можно сделать вывод, что обратная связь по мощности в САР турбин оказывает дополнительное отрицательное на запасы колебательной устойчивости;
 - если в САР турбин реализован регулятор мощности со статизмом по частоте и обратной связью по мощности (рис. 4, б):
 - ◆ при работе электростанции параллельно с мощной энергосистемой (доля мощности электростанции менее 5 %) при всех настроечных параметрах ПИ-регулятора обеспечивается колебательная устойчивость;
 - ◆ при работе ОЭС параллельно с ЕЭС России (доля мощности ОЭС от 5 до 30 %) или при работе электростанций в ЕЭС России суммарной мощностью от 5 до 30 % обеспечиваются низкие запасы колебательной устойчивости и может нарушаться колебательная устойчивость;
 - ◆ при работе агрегата или электростанции на энергорайон соизмеримой мощности (от 30 % до 100 %) при настроечных параметрах ПИ-регулятора, обеспечивающих наивысшую скорость выдачи первичной мощности ($K_p = 1$, $K_i = 1$) колебательная устойчивость не может быть обеспечена;
 - ◆ при работе агрегата или электростанции на энергорайон с долей мощности выше 85 % колебательная устойчивость не может быть обеспечена ни при каких значениях ПИ-регулятора в диапазоне типовых значений.

Заключение

За последние несколько лет зарегистрирован целый ряд аварийных событий с участием крупнейших ГЭС и ТЭС в ЕЭС России, которые сопровождались незатухающими колебаниями, вызванными работой систем автоматического регулирования (САР) турбин в составе этих электростанций. Обобщение опыта и выявление общих закономерностей возникновения таких аварийных процессов является важной задачей, и данную задачу удобно выполнять в упрощенной модели энергосистемы. Решение данной задачи позволило выявить общие закономерности и харак-

теристики процесса регулирования частоты на примере схемы замещения в виде двух эквивалентных агрегатов, соединенных линией электропередачи.

Показано, что упрощенная модель энергосистемы, традиционно используемая для исследований процесса регулирования частоты, должна быть дополнена электромагнитным демпферным моментом. Это позволяет упрощенно учесть процессы, возникающие в демпферных контурах синхронной машины и демпфирующее действие АРВ при возникновении колебаний в энергосистеме.

Система уравнений, описывающая переходные процессы в упрощенной модели энергосистемы, имеет достаточно высокую сложность для аналитического решения. Получено упрощенное выражение с рядом допущений, которое позволило получить зависимость значения корней характеристического уравнения системы уравнений от параметров энергосистемы. Рассчитан диапазон изменения параметров переходного процесса в энергосистеме (величины периодов и постоянных времени затухания колебаний) при изменении параметров агрегатов в диапазоне значений, характерных для турбоагрегатов с паровой турбиной. На основе системы уравнений без упрощений построены границы областей устойчивости при различном соотношении мощностей агрегатов. Все исследования проведены для различных вариантов алгоритма САР турбин.

Исследования показали, что характер изменения частоты в энергосистеме определяется параметрами агрегата, мощность которого значительно преобладает над остальными. Наибольшее влияние на переходный процесс имеют сами алгоритмы САР турбин, значения параметров ПИ-регулятора, инерционность изменения мощности турбины. Увеличение инерционности изменения мощности турбины и уменьшение постоянной времени ПИ-регулятора приводит к ухудшению колебательной устойчивости энергосистемы. Изменение значения статизма оказывает слабое влияние на запасы колебательной устойчивости при наличии ПИ-регулятора в алгоритмах САР-турбин. Тогда как изменение постоянной времени ПИ-регулятора существенно влияет. Однако изменение параметров ПИ-регулятора в сторону обеспечения высоких запасов колебательной устойчивости приводит к замедлению темпов выдачи первичной мощности при изменении частоты в энергосистеме.

На практике для обеспечения требований действующей нормативной документации по регулированию частоты [7] САР турбин работают в режиме регулирования мощности со статизмом по частоте и обратной связью по мощности. Параметры ПИ-регулятора выбираются исходя из необходимых темпов выдачи первичной мощности при работе электростанции на энергосистему большой мощности. Из полученных результатов можно сделать вывод, что выделение электростанции, в САР турбин которых реализован регулятор мощности со статизмом по частоте и обратной связью по мощности, на изолированный район сопровождается резким повышением доли мощности этой электростанции в энергосистеме, что может привести к нарушению колебательной устойчивости. Также можно сделать вывод, что увеличение доли мощности электростанций, в САР турбин которых реализован регулятор мощности со статизмом по частоте и обратной связью по мощности, до величины порядка 30% от мощности всей энергосистемы может привести к нарушению колебательной устойчивости энергосистемы.

Список литературы

1. *Concordia C., Kirchmayer L. K.* Tie-line power and frequency control of electric power systems, pt. I, AIEE Trans. (Power Apparatus and Systems), vol. 72, pp. 562–572, June 1953.
2. *Concordia C., Kirchmayer L. K.* Tie-line power and frequency control of electric power systems, AIEE Trans. (Power Apparatus and Systems), vol. 73, pp. 133–146, April 1954.
3. *Concordia C., Kirchmayer L. K., Szymanski E. A.*, Effect of speed-governor dead band on tie-line power and frequency control performance, AIEE Trans. (Power Apparatus and Systems), vol. 76, pp. 429–435, August 1957.
4. *Concordia C.* Effect of Prime-Mover Speed Control Characteristics on Electric Power System Performance, AIEE Trans. (Power Apparatus and Systems), vol. 88, pp. 752–756, May 1969.
5. *Jaleeli N., VanSlyck S. L., Ewart N. D., Fink H. F., Hoffmann A. G.* Understanding automatic generation control. Transactions on Power Systems, vol. 7, pp. 1106–1122, August 1992.
6. *Беляев А. Н., Першиков Г. А., Рындина И. Е., Смоловик С. В.* Основы переходных процессов в электроэнергетических системах: Конспект лекций. Ч. III. – СПб.: СПбГПУ, 2006. – 140 с.
7. ГОСТ Р 55890-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и потоков активной мощности. Нормы и требования».

Гуриков Олег Викторович, старший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gurikov_o@ntcees.ru

Касьянов Сергей Евгеньевич, инженер отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: kasianov_s@ntcees.ru

УДК 681.5.015

О. В. Гуриков, А. С. Зеленин, А. Ю. Сульчакова

Формирование алгоритма измерений режимных параметров синхронной машины с учётом уравнений переходных процессов

Некоторые режимные параметры синхронной машины недоступны для непосредственного измерения, или создание таких измерителей нецелесообразно. Недоступные для измерения параметры традиционно рассчитываются через доступные для измерения параметры по уравнениям установившегося режима синхронной машины. Однако использование уравнений установившегося режима синхронной машины неизбежно приводит к погрешности расчёта режимных параметров в переходных процессах.

Получены выражения для расчёта режимных параметров синхронной машины с учётом влияния переходных процессов в обмотке ротора и демпферных контурах. Проанализированы результаты расчёта по полученным выражениям в сравнении с традиционно используемыми уравнениями установившегося режима синхронной машины и эталонных величин.

Ключевые слова: виртуальный измеритель, скорость вращения ротора, ток ротора, напряжение возбуждения, механическая мощность, ускоряющая мощность, автоматический регулятор возбуждения, система автоматического регулирования турбин.

Введение

Управление производственными процессами и анализ событий основаны на измерении режимных параметров с дальнейшим их анализом и/или использованием в качестве обратной связи. Однако не все режимные параметры того или иного оборудования (объекта) могут быть доступны для непосредственного измерения в связи с его конструктивными особенностями. В некоторых случаях использование прямого измерителя того или иного режимного параметра экономически нецелесообразно. Тем не менее, с использованием режимных параметров объекта, доступных для непосредственного измерения, и его известной математической модели можно рассчитать интересующий параметр. Такие измерители называются виртуальными и широко используются во всех областях науки и техники.

Очевидно, что точность виртуального измерителя будет, в том числе, определяться и степенью соответствия используемой математической модели натурному объекту. Степень соответствия определяется подробностью структуры модели, учётом или не учётом различных динамических характеристик объекта управления, а также точностью определения параметров данной модели. Таким образом, качество управления процессами и анализа аварийных событий при использовании виртуальных измерителей будут зависеть от применяемых математических моделей объектов управления.

1. Расчёт режимных параметров синхронной машины по уравнениям установившегося режима (традиционный подход)

Для решения целого ряда задач применяются виртуальные измерители с использованием математической модели синхронной машины (СМ). Например, в связи с особенностями конструкции бесщёточных систем возбуждения, прямое измерение тока ротора генератора вызывает большие трудности. При этом ток возбуждения

генератора необходимо контролировать для целей ограничения его величины, а также он используется в качестве параметра стабилизации в автоматических регуляторах возбуждения (АРВ) сильного действия отечественного производства. В АРВ зарубежного производства в качестве параметров стабилизации часто используются интеграл ускоряющей мощности, который принципиально недоступен для прямого измерения, а также используется скорость вращения ротора, прямое измерение которой по ряду причин нецелесообразно для целей регулирования возбуждения. В системах автоматического регулирования (САР) турбин по ряду причин, в том числе в связи с недоступностью для непосредственного измерения мощности турбины, традиционно используется активная мощность генератора в качестве обратной связи. Таким образом, для СМ необходимо построение виртуальных измерителей следующих величин:

- ток ротора;
- интеграл ускоряющей мощности;
- скорость вращения ротора;
- мощность турбины.

Для построения таких виртуальных измерителей традиционно используются уравнения СМ в установившемся режиме в осях d и q [1], применяемые для описания явнополюсных и неявнополюсных СМ. Запишем уравнения по каждой из осей для напряжения:

$$\begin{cases} 0 = U_d + I_q \cdot x_q; \\ U_d = -U \cdot \sin(\delta); \\ I_q = I \cdot \cos(\delta + \varphi), \end{cases} \quad (1)$$

$$\begin{cases} E_q = U_q - I_d \cdot x_d; \\ U_q = U \cdot \cos(\delta); \\ I_d = -I \cdot \sin(\delta + \varphi), \end{cases} \quad (2)$$

где U , U_d , U_q – напряжение статора СМ и его проекций по осям d и q соответственно, о.е.;

I , I_d , I_q – ток статора СМ и его проекции по осям d и q соответственно, о.е.;

φ – угол нагрузки СМ, рад;

δ – внутренний угол СМ, рад;

x_d , x_q – синхронное индуктивное сопротивление по продольной и поперечной оси соответственно, о.е.

Из уравнения (1) легко получить выражение для внутреннего угла СМ с учётом известных выражений для расчета активной и реактивной мощности СМ [1]:

$$\delta = \arctan\left(\frac{P \cdot x_q}{Q \cdot x_q + U^2}\right), \text{ рад}, \quad (3)$$

где P , Q – активная и реактивная мощность генератора соответственно, о.е.

Внутренний угол СМ в некоторых системах защит генератора зарубежного производства используется в качестве контролируемого параметра. Увеличение внутреннего угла СМ может свидетельствовать о потере синхронизма или потере

возбуждения. В случае превышения значением внутреннего угла СМ заданных уставок может произойти срабатывание защит с отключением СМ от сети.

Подставляя уравнение (3) в (2) и проведя ряд упрощений можно получить выражение для внутренней ЭДС СМ E_q в единицах возбуждения холостого хода (ед. в. х. х.), которая пропорциональна току возбуждения:

$$E_q = \frac{U^2 + Q \cdot (x_q + x_d) + I^2 \cdot x_q \cdot x_d}{\sqrt{U^2 + 2 \cdot x_q \cdot Q + I^2 \cdot x_q^2}}, \text{ ед. в. х. х.} \quad (4)$$

Виртуальный измеритель скорости вращения ротора ω в относительных единицах получается суммированием частоты напряжения статора СМ f_U , выраженной в о.е., и производной от выражения (3):

$$\omega = f_U + \frac{d\delta/dt}{2 \cdot \pi \cdot 50}, \text{ о.е.} \quad (5)$$

Скорость вращения ротора самостоятельно используется в качестве параметра стабилизации в основе системных стабилизаторов устаревшего типа *PSS1A*, *PSS1B* [2] и других, а также входит как один из параметров стабилизации практически во все типы современных системных стабилизаторов зарубежного производства [2].

Виртуальный измеритель интеграла ускоряющей мощности традиционно выполняется в виде, который можно представить формулой:

$$\int P_{acc} = W_{HF1}(p) \cdot \left(T_j \cdot \omega \cdot W_{LF}(p) + \frac{1}{p} \cdot P \cdot W_{HF2}(p) \right), \text{ о.е.} \cdot \text{с}, \quad (6)$$

где $W_{HF1}(p)$ и $W_{HF2}(p)$ – фильтры высоких частот с частотами среза порядка 0,25 Гц и 0,5 Гц соответственно,

$W_{LF}(p)$ – фильтр низких частот с частотой среза порядка 2 Гц;

ω – скорость вращения ротора, определяемая по выражениям (3) и (5).

Интеграл ускоряющей мощности используется в основе системных стабилизаторов типа *PSS2A*, *PSS2B*, *PSS2C* [2] и широко используется в составе систем возбуждения мощных генераторов.

В случае организации обратных связей в системах автоматического регулирования (САР) турбин традиционно применяется активная мощность генератора, так как считается, что в темпе процессов регулирования и преобразования энергии топлива активная мощность и мощность турбины близки друг к другу за вычетом потерь. Также удобство использования активной мощности заключается в том, что именно этот параметр является контролируемым диспетчерами.

2. Проблематика

Формулы (3) – (5) обеспечивают корректный расчёт соответствующих параметров СМ в установившемся режиме. На практике также часто учитывается эффект насыщения магнитных цепей СМ, что позволяет более точно производить расчёт необходимых параметров.

Однако использование уравнений установившегося режима синхронной машины неизбежно приводит к погрешности расчёта режимных параметров в переходных процессах. Так, в АРВ зарубежного производства в формуле (3) вместо пара-

метра x_q часто используется параметр x'_d , что позволяет уменьшить погрешность измерения по такому способу при колебаниях на частотах порядка 1–2 Гц. Тем не менее, это увеличивает погрешность измерений на более низких частотах и не может устранить погрешность на более высоких частотах. Также использование формулы (4) при переходных процессах, сопровождающихся короткими замыканиями, даёт большее значение тока ротора СМ по сравнению с истинным, что может привести к неправильной работе ограничителя тока ротора. Существуют и другие проблемы, связанные с недостаточной точностью виртуальных измерителей, основанных на уравнениях установившегося режима СМ.

3. Постановка задачи

Таким образом, важной задачей является получение достоверных виртуальных измерителей режимных параметров СМ и проверка корректности их работы. Для оценки принципиальной возможности достижения поставленной цели произведено построение виртуальных измерителей режимных параметров для идеализированной модели СМ:

- используется модель СМ в ортогональных координатах d и q ;
- не учитывается эффект насыщения;
- не учитываются трансформаторные ЭДС;
- активное сопротивление статора равно нулю;
- отсутствуют потери холостого хода в стали;
- отсутствуют потери на трение и вентиляцию;
- все необходимые сопротивления и постоянные времени СМ доподлинно известны;
- параметры модели СМ не зависят от температуры окружающего воздуха и охлаждающего агента, а также от скорости вращения ротора.

Модель СМ с указанными упрощениями входит в состав широко используемых расчётных комплексов переходных процессов энергосистемы. Для исследований использован ПВК *Eurostag*. В такой постановке задачи необходимо:

- создать в блочном операторном виде модель виртуальных измерителей режимных параметров СМ по уравнениям установившегося режима СМ;
- создать в блочном операторном виде модель виртуальных измерителей режимных параметров СМ по уравнениям переходных процессов СМ;
- в качестве эталона взять непосредственно рассчитанные самим ПВК *Eurostag* режимные параметры СМ;
- сравнить режимные параметры СМ, полученные тремя выше описанными способами и проанализировать результат сравнения.

4. Расчёт режимных параметров синхронной машины по уравнениям переходных процессов (предложенный подход)

Синхронная машина может быть описана системой нелинейных дифференциальных уравнений Парка–Горева [1]. Особенностью данной задачи является то, что в ней являются известными все внешние параметры синхронной машины ($x_d, x_q, x'_d, x''_d, x''_q, x_s, T'_{d0}, T''_{d0}, T''_{q0}$), а также режимные параметры СМ, доступные для прямого измерения со статора синхронной машины:

- действующее значение напряжения статора;
- действующее значение тока статора;
- частота напряжения статора;
- угол нагрузки (угол между векторами напряжения и тока статора).

Данные режимные параметры СМ во всех прикладных задачах являются первичными и определяются по действующим значениям токов и напряжений статора. Через данные первичные значения можно легко рассчитать активную и реактивную мощность СМ (P и Q).

Остальные режимные параметры СМ требуется определить:

- скорость вращения ротора СМ;
- механическая мощность турбины;
- ток ротора;
- напряжение возбуждения;
- интеграл ускоряющей мощности.

На рис. 1 приведено графическое представление сформулированной в разд. 3 задачи. На рисунке также указаны параметры синхронной машины, которые необходимо задать для корректной работы виртуальных измерителей разного типа.

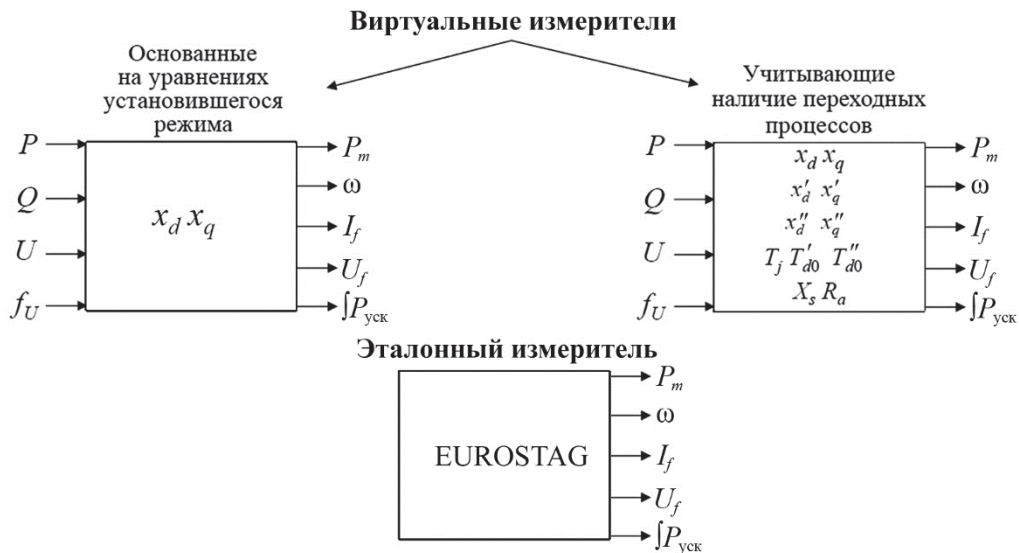


Рис. 1. Способы получения режимных параметров СМ

Задача определения режимных параметров СМ для простоты анализа и удобства использования решена через уравнения СМ в форме ЭДС [3], так как в ней используются только внешние параметры синхронной машины, которые могут быть определены опытным путём и значения которых обычно предоставляется производителем СМ. В работе также использованы постоянные времени:

$$T_{AD} = \frac{M_{AD}}{R_D}, \text{ с}; \quad T_D = \frac{L_{sD}}{R_D}, \text{ с},$$

где M_{AD} – сопротивление взаимной индукции по продольной оси, Гн;

L_{sD} – сопротивление рассеяния демпферного контура по продольной оси, Гн;

R_D – активное сопротивление демпферного контура по продольной оси, Ом.

Данные постоянные времени отсутствуют в паспортных данных и их определение невозможно опытным путем. Однако они рассчитываются через известные внешние параметры СМ ($x_d, x'_d, x''_d, x'_q, x_s, T'_{d0}, T''_{d0}$). Точный расчёт постоянных времени T_{AD}, T_D требует решения сложного нелинейного уравнения, что затруднительно для использования в практических целях. Однако возможно получить выражения, по которым возможен приближенный расчёт значений указанных постоянных времени:

$$T_{AD} \approx T'_{d0} \cdot \frac{x_d \cdot (x'_d - x''_d)}{(x'_d - x_s)^2}, \text{ с;} \quad (7)$$

$$T_D \approx T'_{d0} \cdot \frac{x'_d - x''_d}{x'_d - x_s}, \text{ с;} \quad (8)$$

где T'_{d0} – сверхпереходная постоянная времени по продольной оси при разомкнутой обмотке якоря, с;

x'_d, x''_d – переходное и сверхпереходное индуктивное сопротивление по продольной оси соответственно, о.е.;

x_s – сопротивление рассеяния обмотки якоря, о.е.

В табл. 1 приведены значения постоянных времени T_{AD} и T_D , полученных по подробным и по упрощенным выражениям, для различных типов генераторов. Из табл. 1 видно, что погрешность определения параметров по упрощенным выражениям составляет порядка $\pm 10\%$, что с экспертной точки зрения сравнимо с погрешностью предоставляемых паспортных данных СМ и является удовлетворительным для выполнения данной задачи.

Таблица 1

Сравнение значений постоянных времени, полученных по подробным и по упрощенным выражениям

Тип генератора	Значение паспортного параметра						Значение постоянных времени по выражениям:				Относительная погрешность расчёта	
	подробн.		упрощен.									
	x_d , о.е.	x'_d , о.е.	x''_d , о.е.	x_s , о.е.	T'_{d0} , о.е.	T''_{d0} , о.е.	T_{AD} , мс	T_D , мс	T_{AD} , мс	T_D , мс	$\delta_{T_{AD}}$, %	δ_{T_D} , %
BDAX7-290	2,59	0,23	0,15	0,09	11	0,05	538	22,6	529	21,4	-1,7	-5,1
ТВФ-120	1,92	0,28	0,19	0,17	6,5	0,05	735	10,3	714	9,1	-2,9	-11,5
СВ2 380/115-20	1,14	0,31	0,21	0,08	4,2	0,08	169	47,7	172	45,2	2	-5,2
СВ 1488/175-88	0,76	0,28	0,19	0,12	5,9	0,18	445	86,5	481	78,7	8	-9

В связи с указанными в разд. 2 допущениями, уравнения по осям d и q могут быть решены независимо друг от друга. Решение производится аналогично уже показанному примеру, но в системе уравнений (1) первое уравнение заменяется следующим:

$$-\left(U_d + T'_{q0} \frac{dU_d}{dt} \right) = \left(I_q + T''_q \frac{dI_q}{dt} \right) \cdot x_q, \quad (9)$$

где T'_{q0}, T''_q – сверхпереходная постоянная времени по поперечной оси при разомкнутой и замкнутой обмотке якоря соответственно, с.

Систему уравнений (1) с учётом (9) после ряда подстановок можно свести к единственному нелинейному дифференциальному уравнению следующего вида:

$$\frac{d\delta}{dt} = F_1(t) + F_2(t) \cdot \tan^{-1}[\delta(t) + F_3(t)], \quad (10)$$

где $F_1(t)$, $F_2(t)$, $F_3(t)$ – произвольные функции от доступных для измерения параметров СМ.

Основной проблемой является разрешение уравнения (10), так как оно не имеет известного аналитического решения в виде $\delta = \delta(F_1(t), F_2(t), F_3(t))$ [4]. Решение данного уравнения является наиболее сложным этапом в поставленной задаче, так как все остальные уравнения переходных процессов СМ имеют решение в аналитическом виде. Одно из возможных приближенных решений (10) можно записать в операторном виде:

$$\left\{ \begin{array}{l} E'' = \sqrt{(Q \cdot x_q'' + U^2)^2 + (P \cdot x_q'')^2} / U; \\ Y = \left(\frac{I''}{1 + T_q p} \right) \cdot \frac{x_q - x_q''}{E''}; \\ I'' = \frac{\sqrt{1 - Y^2} \cdot P - Y \cdot (Q + I^2 \cdot x_q'')}{E''}; \\ \delta = \arcsin(Y) + \arctan\left(\frac{P \cdot x_q''}{Q \cdot x_q'' + U^2}\right), \end{array} \right. \quad (11)$$

где E'' , Y , I'' – промежуточные функции;

x_q'' – сверхпереходное сопротивление по поперечной оси, о.е.

Особенностью данного приближенного решения является то, что оно даёт значение внутреннего угла СМ с относительно небольшой погрешностью в переходных процессах, сопровождающихся короткими замыканиями и любыми другими коммутациями. Достоинством данного приближенного решения является то, что оно не является итерационным, имеет высокую численную устойчивость в широком диапазоне режимов работы СМ и приведено к интегральной форме (не требует вычисления производных). Математические выкладки по получению приближенного решения уравнения (10) в виде системы уравнений (11), как и последующих выражений, не приводятся ввиду их излишней громоздкости.

Остальные режимные параметры СМ могут быть определены, когда известно значение внутреннего угла СМ. Скорость вращения ротора может быть определена с использованием виртуального измерителя внутреннего угла (11) по формуле (5).

Ток ротора может быть рассчитан путем решения дифференциального уравнения в операторной форме:

$$I_f = \frac{U_q}{\omega} + I_d \cdot x_d + \left(\frac{U_q}{\omega} + I_d \cdot x_s \right) \cdot \frac{T_{AD} p}{1 + T_D p}, \text{ ед. в. х. х.} \quad (12)$$

Напряжение возбуждения может быть рассчитано путем решения дифференциального уравнения в операторной форме:

$$U_f = (I_d \cdot x_d'' + \frac{U \cdot \cos(\delta)}{\omega} + I_d \cdot \frac{1}{1 + p \cdot T_{d0}''} \cdot (x_d - x_d') + I_d \cdot \frac{1}{1 + p \cdot T_{d0}''} \cdot (x_d' - x_d'') \cdot \frac{1 + p \cdot T_{d0}''}{1 + p \cdot T_D'} \cdot (1 + p \cdot T_{d0}')) \cdot \omega, \text{ ед. в. х. х.}, \quad (13)$$

где T_{d0}' – переходная постоянная времени по продольной оси при разомкнутой обмотке якоря, с.

Механическая мощность в относительных единицах определяется по выражению:

$$P_m = P + \frac{T_j}{2} \cdot p \cdot \omega^2 + (\omega^2 - \omega \cdot \omega_{ref}) \cdot D, \quad (14)$$

где T_j – инерционная постоянная времени, с;

D – коэффициент механического демпфирования, о.е.

Интеграл ускоряющей мощности определяется по выражению:

$$\int P_{acc} = W_{HF1}(p) \cdot \omega^2 \cdot \frac{T_j}{2}. \quad (15)$$

5. Проверка полученных выражений

Модели виртуальных измерителей режимных параметров реализованы в ПВК *Eurostag* в блочном операторном виде, выполненные как по уравнениям установившегося режима СМ, так по уравнениям переходных процессов СМ. Выражения (5), (13), (14) требуют вычисления производных от различных сигналов. Постоянная времени фильтрации производных принята минимально возможной, но при этом обеспечивающей численную устойчивость и скорость вычислений. Это позволит выявить методологическую погрешность, связанную с использованием приближенных решений системы уравнений (1) с учётом (9) и приближенного расчёта постоянных времени T_{AD} , T_D по выражениям (7) и (8).

В ПВК *Eurostag* проведены сравнительные расчёты для одного из турбогенераторов в схеме ОЭС Северо-Запада с контролем следующих режимных параметров:

- эталонных величин (на графиках с индексом «изм»);
- рассчитанных по уравнениям установившегося режима СМ (на графиках с индексом «ур»);
- рассчитанных по уравнениям переходных процессов СМ (на графиках с индексом «пп»).

5.1. Нормативное возмущение с коротким замыканием

Результаты расчётов некоторых из режимных параметров СМ при моделировании трёхфазного короткого замыкания (КЗ) в момент времени 1 с длительностью 0,2 с с отключением одной из параллельных линий и успешным автоматическим повторным включением последующим АПВ с длительностью паузы 0,8 с приведены на рис. 2–5.

Из рис. 2–4 видно, что в моменты коммутаций возникают существенные погрешности при расчёте режимных параметров СМ по уравнениям установившегося режима. Указанная особенность измерителей, выполненных по уравнениям установившегося режима, является одной из причин необходимости применения допол-

нительной фильтрации с большими значениями постоянных времени, особенно при дифференцировании сигналов.

Во время КЗ (1–1,2 с) на рис. 2 можно заметить, что эталонная величина скорости вращения ротора увеличивается, а рассчитанная по уравнениям установившегося режима в этот промежуток времени уменьшается, то есть в данном случае не сохраняется знак производной сигналов. Похожее изменение характера сигналов наблюдается и для других параметров (рис. 4). На рис. 3 и 4 можно увидеть, что после 2-й секунды расчёта колебания рассчитанной величины тока ротора и механической мощности по уравнениям установившегося режима имеют большую амплитуду, чем эталонные величины.

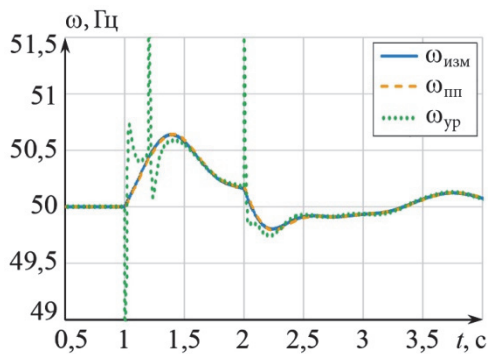


Рис. 2. Изменение скорости вращения ротора при заданном возмущении

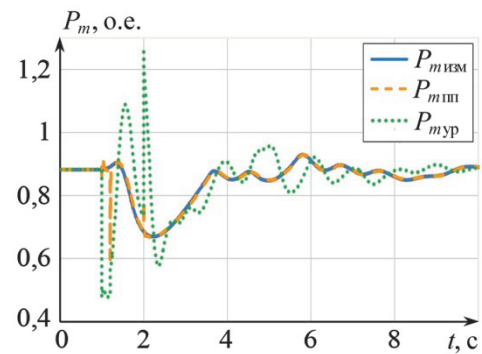


Рис. 3. Изменение механической мощности при заданном возмущении

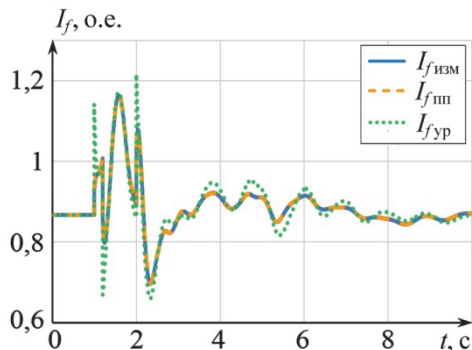


Рис. 4. Изменение тока ротора при заданном возмущении

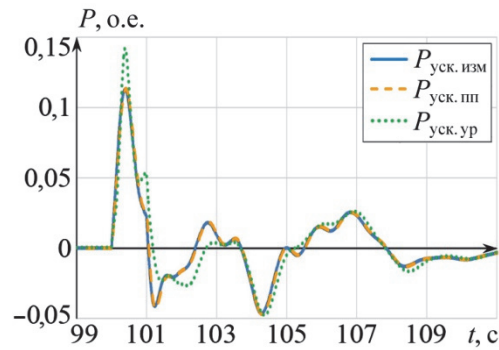


Рис. 5. Изменение интеграла ускоряющей мощности при заданном возмущении

На рис. 3 видна разница между механической мощностью турбины, и электрической мощностью (на рисунке указана как $P_{m\text{ур}}$). При возникновении КЗ (момент времени 1 с) электрическая мощность резко снижается, вследствие чего САР турбин кратковременно воздействует на открытие регулирующих клапанов (1,1–1,3 с). Затем САР турбин воздействует на закрытие регулирующих клапанов с максимальной скоростью по факту повышения частоты. Изменение электрической мощности в переходных процессах происходит с большой амплитудой, поэтому использование величины электрической мощности в системах регулирования может привести к излишней работе, что может быть причиной преждевременного износа силовой части САР турбины. Более того, изменение электрической мощности в переходных

процессах вызывает регулирующее воздействие в обратную сторону относительно воздействия за счёт коррекции по частоте, что противодействует первичному регулированию частоты. Также можно заметить, что колебания эталонной величины механической мощности ($P_{m \text{ изм}}$) и электрической мощности ($P_{m \text{ ур}}$) происходят практически в противофазе.

График изменения интеграла ускоряющей мощности приведен на рис. 5. Из данного рисунка видно, что амплитуда колебаний на частоте порядка 1 Гц при использовании уравнений установившегося режима существенно меньше, чем для эталонной величины, что может снижать эффективность стабилизации колебаний в послеаварийных режимах.

Видно, что на всех рисунках эталонная величина совпадает с величиной, рассчитанной по уравнениям, учитывающим переходные процессы.

5.2. Нормативное возмущение с коротким замыканием и действием импульсной разгрузки турбины

Результаты расчётов некоторых из режимных параметров СМ при трёхфазном КЗ длительностью 0,1 с с отключением одной из параллельных линий и успешным АПВ с длительностью паузы 0,9 с, сопровождающимся импульсной разгрузкой турбины (ИРТ), приведены на рис. 6–8. Из рис. 6–8 видно, что особенности, указанные в предыдущем эксперименте, повторяются и в данном эксперименте (всплески величин, рассчитанных с использованием уравнений установившегося режима в моменты возмущений и коммутаций).

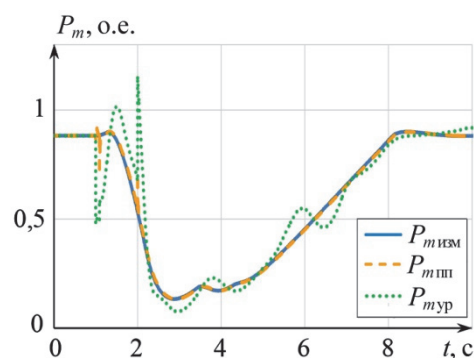


Рис. 6. Изменение механической мощности при заданном возмущении

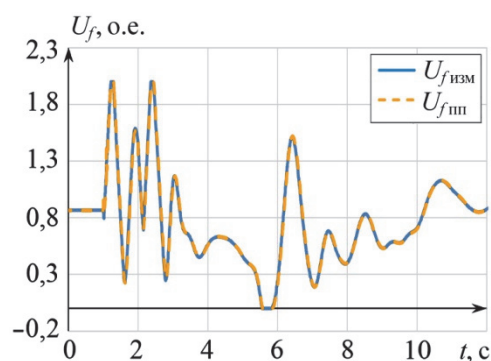


Рис. 7. Изменение напряжения возбуждения при заданном возмущении

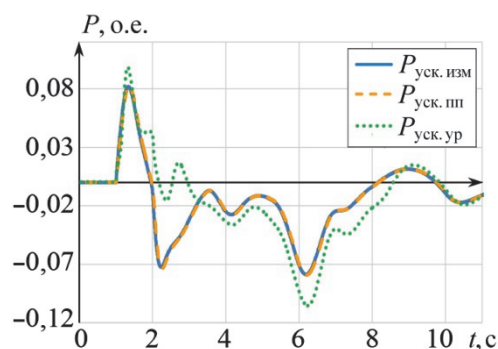


Рис. 8. Изменение интеграла ускоряющей мощности при заданном возмущении

В данном эксперименте можно заметить, что результат расчёта интеграла ускоряющей мощности с использованием уравнений установившегося режима (рис. 8) имеет наибольшую погрешность в области времени от 1,56 до 8,8 с, что совпадает с моментом уменьшения мощности турбины вследствие ИРТ (рис. 6). Причем при уменьшении механической мощности (1,3–3 с) результат расчёта с использованием

уравнений установившегося режима дает бóльшую величину, чем эталонная, тогда как при восстановлении мощности турбины (3–9 с) – меньшую.

Величина напряжения возбуждения (рис. 7), рассчитанная по уравнениям переходных процессов СМ, совпадает с эталонной величиной, что свидетельствует о корректности полученных уравнений расчёта напряжения возбуждения.

На всех рисунках видно, что эталонная величина совпадает с рассчитанной по уравнениям переходных процессов СМ величиной.

5.3. Возмущение с выделением генератора на изолированную работу

Результаты расчётов некоторых из режимных параметров СМ при трёхфазном КЗ длительностью 0,12 с с отключением генератора от сети и работой на нагрузку приведены на рис. 9–11.

На рис. 10 можно заметить значительную разницу в начале переходного процесса (1–2,4 с) между электрической мощностью и механической мощностью турбины. При выделении генератора на собственные нужды или изолированный район может наблюдаться существенная разница между величинами электрической и механической мощности, что, в свою очередь, в некоторых случаях может привести к неправильной работе САР турбины. Так, при уменьшении электрической мощности генератора, САР турбины воздействует на открытие регулирующих клапанов. Мощность турбины будет увеличиваться, пока сигнал частотного корректора по факту увеличения частоты не «перебьет» сигнал от рассогласования электрической мощности от уставки. Очевидно, что кратковременное открытие регулирующих клапанов или задержка на их закрытие при выделении на район с нагрузкой малой мощности может привести к существенному увеличению заброса частоты в переходном процессе.

В данном опыте можно видеть, что в процессах, связанных с отклонениями частоты большой амплитуды, величина тока ротора, рассчитанная по уравнениям установившегося режима (рис. 11) сильно отличается от эталонной величины.

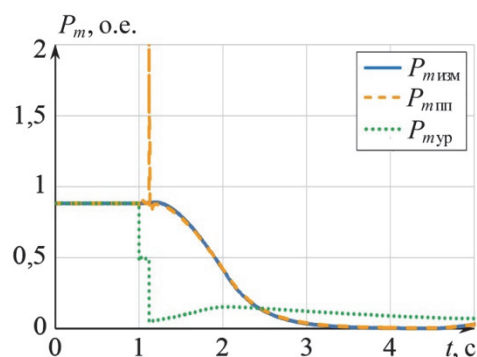


Рис. 10. Изменение механической мощности при заданном возмущении

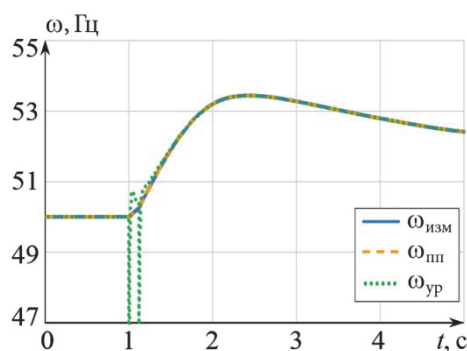


Рис. 9. Изменение скорости вращения ротора при заданном возмущении

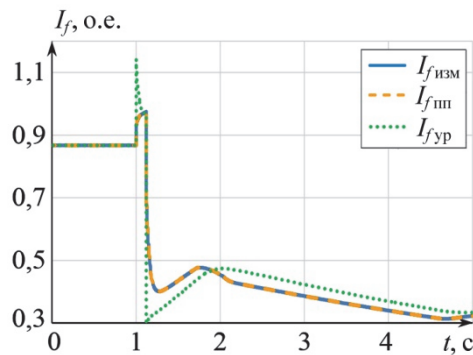


Рис. 11. Изменение тока ротора при заданном возмущении

Отклонение величин, рассчитанных по уравнениям переходных процессов, и эталонных крайне мало, тогда как величины, рассчитанные по уравнениям установившегося режима, заметно отличаются, что особенно видно на осциллограммах изменения тока ротора (рис. 4, 11) и интеграла ускоряющей мощности (рис. 5, 8, 11), что объясняется неучтенными процессами в демпферных контурах СМ.

6. Проверка выражений с учётом погрешности определения параметров синхронной машины

Все паспортные параметры, как правило, определяются расчётным путём исходя из геометрических параметров СМ с использованием множества эмпирических формул и коэффициентов. Также в отечественной практике эксплуатации не принято проводить определение всего набора параметров СМ опытным путем. В связи с этим задаваемые в виртуальных измерителях параметры СМ могут отличаться от реальных, что в свою очередь приведет к появлению погрешности определения режимных параметров СМ. Экспертно принимается, что параметры машины известны с погрешностью $\pm 10\%$.

Для оценки влияния погрешности задания параметров СМ на результат расчёта её режимных параметров с помощью виртуального измерителя с учётом переходных процессов СМ были проведены аналогичные эксперименты (разд. 5). Результаты были получены в предположении наличия данной погрешности параметров СМ как в сторону 10% увеличения всех параметров, так и в сторону 10% уменьшения. Режимные параметры, полученные с помощью виртуального измерителя по уравнениям установившегося режима СМ, определены при условии отсутствия погрешности задания параметров.

На рис. 12–14 приведены наиболее наглядные осциллограммы изменения режимных параметров при нормативном возмущении с коротким замыканием (п. 5.1).

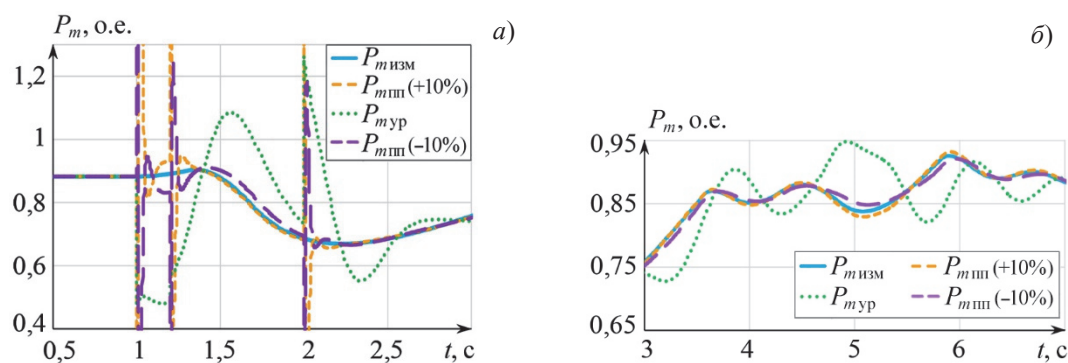


Рис. 12. Изменение механической мощности при 10% погрешности определения параметров генератора в сторону увеличения и в сторону уменьшения: а) фрагмент графика с началом переходного процесса; б) фрагмент графика с окончанием переходного процесса

На рис. 12, а можно заметить, что при наличии погрешности в определении параметров генератора, в расчёте, выполняемом с учётом переходных процессов, имеется погрешность в определении механической мощности, в особенности это проявляется в моменты аварий и коммутаций в системе (КЗ – 1 с, отключение поврежденной линии – 1,3 с, АПВ – 2 с). В данные моменты можно наблюдать резкое увеличение погрешности рассчитанной величины, что показывает высокую степень влияния

погрешности задания параметров на погрешность расчёта механической мощности в первые моменты времени после возникновения коммутаций. Следует отметить, что уменьшение данной погрешности можно осуществить путем фильтрации сигнала.

На рис. 12, б заметно, что также имеется небольшая погрешность при расчёте с учётом переходных процессов, но, как видно, величина данной погрешности существенно меньше, чем погрешность при использовании электрической мощности генератора ($P_{m\text{ ур}}$) вместо механической мощности турбины.

На рис. 13 приведены графики напряжения возбуждения для диапазона времени, в котором происходят основные возмущения и коммутации в схеме (первые 3 с). По рис. 13 заметно, что величина напряжения возбуждения, при наличии погрешности в определении параметров генератора, заметно отличается от эталонной величины, в особенности в моменты возмущений. Данная погрешность также может быть уменьшена с помощью фильтрации.

Изменение тока ротора при различных погрешностях определения параметров генератора представлено на рис. 14, а, для области времени, в которое происходят основные возмущения и коммутации в схеме (первые 3 с).

По рис. 14 можно сделать выводы, аналогичные предыдущим опытам, так как при наличии погрешности в определении параметров генератора имеется погрешность расчёта тока ротора с учётом переходных процессов, но, как видно, данная погрешность гораздо меньше погрешности при расчёте с использованием уравнений установившегося режима. Следует отметить, что в области устойчивых колебаний величины тока ротора (рис. 14), амплитуда колебаний данного параметра, рассчитанного с учётом переходных процессов, практически совпадает со значением амплитуды эталонной величины.

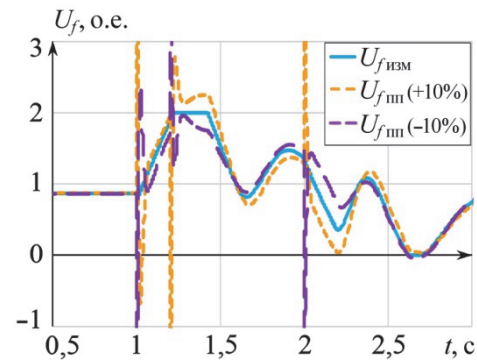


Рис. 13. Изменение напряжения возбуждения при 10 %-й погрешности определения параметров генератора в сторону увеличения и в сторону уменьшения. Фрагмент графика с началом переходного процесса

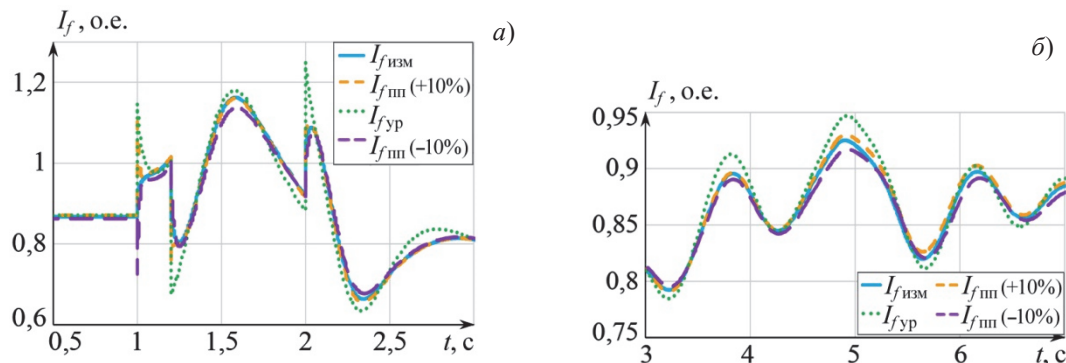


Рис. 14. Изменение тока ротора при 10 %-й погрешности определения параметров генератора в сторону увеличения и в сторону уменьшения: а) фрагмент графика с началом переходного процесса; б) фрагмент графика с окончанием переходного процесса

7. Область применения

Предполагается несколько областей применения рассмотренных виртуальных измерителей режимных параметров.

Виртуальные измерители режимных параметров могут быть использованы в составе программной части систем управления. Так, возможен расчёт тока ротора в бесщёточных системах возбуждения. Все необходимые входные режимные параметры для функционирования такого виртуального измерителя уже измеряются средствами АРВ. Более того, во всех АРВ отечественного производства в составе бесщёточных систем возбуждения имеется виртуальный измеритель тока ротора, использующий уравнения установившегося режима синхронной машины. При этом каждый производитель осуществляет расчёт тока ротора по своей оригинальной методике. Для данного применения возможна модификация алгоритма расчёта тока ротора, позволяющая к любому уже существующему алгоритму расчёта тока ротора прибавить компоненту, учитывающую только переходные процессы синхронной машины. Таким образом, возможна модификация части алгоритма АРВ, отвечающей за расчёт ток ротора, которая не будет влиять на работу остальных функций АРВ, и которую можно будет легко выводить и вводить в работу. Аналогичным образом, в виде дополнительной компоненты, отвечающей за учёт переходных процессов в синхронной машине, могут быть получены и прочие режимные параметры СМ для целей функционирования АРВ.

Для систем автоматического регулирования турбин на микропроцессорной основе может быть создан виртуальный измеритель мощности турбины для целей организации обратной связи. Данный виртуальный измеритель уже успешно внедрен в системах автоматического регулирования турбин Кольской АЭС, что позволило обеспечить высокое качество первичного регулирования и уменьшить воздействия на регулирующие органы турбин.

Виртуальные измерители режимных параметров могут использоваться при анализе аварийных событий в энергосистеме. Наиболее тяжелые аварийные события в ЕЭС России сопровождаются изменениями режимных параметров в большом диапазоне, что затрудняет анализ записанных осциллограмм. Также часто бывает, что не все режимные параметры во время аварийного процесса регистрировались. Для анализа качества работы систем автоматического управления необходимо большое количество информации. Например, для анализа работы АРВ необходимо иметь запись напряжения возбуждения и тока ротора, а для анализа работы САР турбин – запись мощности турбины. Для восстановления данных параметров как раз могут быть использованы виртуальные измерители параметров СМ. Также виртуальные измерители мощности турбин могут быть использованы для синтеза математических моделей турбин и их САР для различных электростанций по записанным данным в процессе аварии. Так, данные виртуальные измерители использованы для ряда работ, связанных с исследованием аварийных процессов с изменением частоты большой амплитуды в Якутской энергосистеме, Пермско-Закамском узле, ОЭС Востока.

Заключение

Получены выражения для расчёта режимных параметров синхронной машины, недоступных для прямого измерения, с учётом влияния переходных процессов в

обмотке ротора и демпферных контурах. Проанализированы результаты расчёта по полученным выражениям в сравнении с традиционно используемыми уравнениями установившегося режима синхронной машины и эталонных величин. Сравнение работы виртуальных измерителей проведено при ряде допущений, описанных в разд. 3.

Показано, что традиционный виртуальный измеритель с использованием уравнений установившегося режима синхронной машины даёт существенную погрешность и не обеспечивает должную точность измерения режимных параметров синхронной машины при различных возмущениях в энергосистеме. Это может привести к некорректной работе систем регулирования, в которых используются данные параметры, например, АРВ генераторов и САР турбин.

В свою очередь виртуальный измеритель, разработанный с учётом переходных процессов, даёт достоверный результат при всех рассмотренных возмущениях в энергосистеме. Виртуальные измерители требуют задания списка параметров синхронной машины, которые могут быть получены от её производителя. Показано, что виртуальный измеритель, разработанный с учётом переходных процессов синхронной машины, даёт удовлетворительный результат при наличии погрешности задания исходных данных величиной в 10 %.

Виртуальные измерители с учётом переходных процессов синхронной машины возможно использовать для:

- повышения качества регулирования;
- анализа работы систем управления при возникновении аварийных событий в энергосистеме;
- синтеза математических моделей по данным регистраторов аварийных событий.

Список литературы

1. Kundur P. Power system stability and control. – McGraw-Hill, 1994. – 1176 p.
2. IEEE Std. 421.5-2016 Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies.
3. Лоханин Е. К. Методы моделирования, расчёта и анализа стационарных и переходных режимов в энергосистемах. – М: «ЗНАК», 2013. – 456 с.
4. Polyanin A. D., Zaitsev V. F. Handbook of Exact Solutions for Ordinary Differential Equations. – 2nd ed. – Chapman & Hall/CRC, 2002. – 816 p.

Гуриков Олег Викторович, старший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gurikov_o@ntcees.ru

Зеленин Александр Сергеевич, старший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: zelenin@ntcees.ru

Сульчакова Алиса Юрьевна, инженер отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: sulchakova_a@ntcees.ru

УДК 621.311

Л. А. Коцеев

Об использовании цифровых технологий в электроэнергетике

В статье характеризуется современный уровень использования цифровых технологий в электроэнергетике России. Рассматриваются перспективы применения цифровых устройств, в том числе включаемых в контур управления энергосистемой.

Ключевые слова: цифровые технологии, цифровые устройства, электроэнергетика, управление энергосистемой.

Введение

Цифровые технологии, начиная с последней трети двадцатого века, проникают во все сферы человеческой деятельности. Электроэнергетика обладает рядом особенностей, определяющих исключительно важную роль цифровых технологий не только для выполнения расчётов, но и для использования непосредственно в контуре управления режимами энергосистемы и отдельных её составляющих. К числу таких особенностей, как известно, относятся большая протяженность энергосистемы при мгновенной связи режимных параметров во всех её частях, чрезвычайное разнообразие схемно-режимных и возможных аварийных ситуаций при быстротечности многих переходных процессов и др. Всё это определило стремление специалистов-электроэнергетиков максимально использовать для своих целей первые же появившиеся компьютеры и другие цифровые устройства.

До появления цифровых ЭВМ необходимые расчёты в проектной и эксплуатационной практике выполнялись на так называемых расчётных столах, с использованием аналоговых ЭВМ и электродинамических моделей. При этом лишь последние, да и то при большом объеме уникального дорогостоящего оборудования, позволяли выполнять расчёты переходных процессов в сложных энергосистемах.

Цифровые ЭВМ далеко не сразу заменили «предшественников» в расчётной практике. Потребовалось много времени пока ЭВМ достигли технических характеристик, необходимых для реализации программ, отражающих с приемлемой полнотой процессы в энергосистеме. Совершенствование технических и программных средств расчёта режимов энергосистем продолжается. Во многих случаях всё ещё приходится разделять расчёты процессов в энергосистеме на условные составляющие.

С небольшим сдвигом по времени относительно использования в электроэнергетике ЭВМ элементы цифровой техники стали появляться в различных устройствах защиты, автоматики и регулирования. К концу семидесятых – началу восьмидесятых годов появились первые цифровые информационно-управляющие системы на уровне крупных энергообъектов и энергосистем (АСУ, АСДУ), а также ЦСПА – централизованная система противоаварийной автоматики.

Современный уровень использования цифровых технологий в энергосистемах

Целесообразно отдельно рассмотреть несколько направлений использования цифровой техники:

- расчёты режимов при проектировании и эксплуатации энергосистемы;
- использование цифровых устройств релейной защиты, автоматики, регулирования, комплексных цифровых устройств;
- система измерений и телекоммуникаций;
- отслеживание текущего режима и формирование совета диспетчеру по ведению режима;
- использование цифровой техники в контуре автоматического управления энергосистемой.

По всем этим направлениям идет интенсивный процесс совершенствования и увеличения объема внедрения этих средств в энергосистемах. Поэтому фиксация современного состояния представляется весьма условной.

Использование **программно-вычислительных средств**, если говорить об их применении в наиболее «продвинутых» научно-исследовательских и проектных организациях, диспетчерских центрах энергосистем и энергообъединений, в эксплуатационных службах крупных энергообъектов, можно характеризовать следующим образом:

- полная оснащенность современными ЭВМ, парк которых обновляется по мере появления более эффективных образцов;
- для выполнения некоторых работ, в основном связанных с оценкой эффективности и выбором настроек устройств автоматики и регулирования, используются установки *RTDS* и ЦАФК (цифро-аналого-физический комплекс);
- существуют и постоянно совершенствуются программные комплексы, обеспечивающие выполнение любых расчётных задач по исследованию, проектированию и эксплуатации объектов электроэнергетики;
- программные комплексы для решения наиболее сложных задач обеспечивают автоматизированную подготовку расчётной модели, расчёт стационарных и переходных режимов энергосистемы любой сложности по заданным параметрам схемы, оборудования и потребления в узлах нагрузки.

В настоящее время имеются отечественные вычислительные программы (*RusTab*, *ДАКАР*, *VMFS*, ПБК АРУ РЗА и др.) для расчёта режимов и устойчивости энергосистем, расчёта параметров оборудования, исследования электромагнитных переходных процессов с оценкой перенапряжений, токов короткого замыкания, исследования волновых процессов и др. Основные направления совершенствования программ – снижение расчётного времени при максимальной детализации исходных параметров и возрастании сложности расчётной схемы.

Цифровые устройства релейной защиты, автоматики и регулирования, комплексные устройства отличаются значительным разнообразием, что свидетельствует об интенсивном развитии этой области использования цифровой техники.

Цифровые устройства защиты и локальной противоаварийной автоматики обычно выполняются в виде единого комплекса на общей информационной базе.

На данный момент вряд ли можно назвать устройство, в котором осталась необходимость использовать механику или аналоговую технику для решения задач получения, обработки исходной информации и выработки решения. При этом использование цифровой техники существенно, иногда радикально, ускорило принятие решения и повысило его точность и однозначность. Во многих случаях это позволило получать решения с учётом многозначности исходных факторов, недоступные при использовании «доцифровой» техники. В наибольшей мере это касается достаточно сложных устройств регулирования турбин, систем возбуждения генераторов и других устройств автоматизации управления объектами в стационарных и, особенно, переходных режимах.

К сожалению, пока ещё наряду с самыми современными устройствами защиты, автоматики и регулирования в энергосистемах используются и устройства предыдущих поколений, в том числе и без использования цифровых технологий. Пестрый спектр этих устройств подчас затрудняет формирование систем управления более высокого уровня, приводит к недооценке возможных последствий аварийных возмущений в энергосистеме. Следует признать, что массовая замена устаревших устройств на устройства, отвечающие максимальному достигнутому на данный момент техническому уровню представляет значительные организационные и технические трудности и требует больших финансовых затрат.

В последнее время создаются так называемые цифровые подстанции [1], представляющие следующий шаг в комплексном решении на основе цифровых технологий задач измерения, защиты, автоматики, контроля и управления коммутационными аппаратами.

Существуют и полностью автоматизированные на базе цифровых технологий электростанции. Прежде всего, речь идет об электростанциях, работающих на возобновляемых источниках энергии [2]. Однако и для других типов электростанций нет принципиальных ограничений при автоматизации управления и ведения режима по графику или заданию от верхнего уровня, хотя в настоящее время можно говорить лишь о частичной автоматизации (автоматизированном управлении).

Система измерений с использованием цифровых технологий охватывает не только устройства для измерения текущих значений режимных параметров энергосистемы, но и цифровые трансформаторы тока и напряжения, которые находят всё большее распространение в электрических сетях.

Особо следует отметить находящие всё большее распространение устройства векторных измерений, которые позволяют получить непосредственным измерением комплексные значения режимных параметров, их векторные соотношения. Эти устройства должны быть установлены во всех узлах сети, определяющих режим энергосистемы.

Результаты измерений в виде цифровых кодов передаются по системам связи между объектами энергетики и пунктами управления энергосистемой.

Современная **система связи** на базе цифровых технологий представляет самостоятельную отрасль техники, входящую во все сферы человеческой деятельности. Для электроэнергетики это и разнообразные виды коммуникации эксплуатационного персонала, и обмен результатами измерения в текущем режиме, и передача аварийных сигналов и управляющих команд разного рода. В качестве современных

технических средств телекоммуникации используются оптоволоконные кабели, в том числе совмещённые с линиями электропередачи, встроенные в силовые кабели, интернет, спутниковая связь. Продолжают использоваться обычные кабели связи, передача команд по высоковольтным сетям.

Контроль текущего состояния энергосистемы на многих диспетчерских пунктах осуществляется с использованием диспетчерских щитов, на которые выводится информация о текущих режимных параметрах и состоянии схемы. Однако основное представление текущего режима энергосистемы получается с использованием специальных программ оценивания состояния, которые дают достаточно полное представление о режиме даже при отсутствии некоторых измерений.

Современный уровень в этой области можно охарактеризовать применением в энергосистемах программного комплекса мониторинга запаса устойчивости (СМЗУ). СМЗУ [3], используя текущие измерения, в том числе – векторные, основных параметров режима и состояния схемы, не только воссоздает текущий режим контролируемой части энергосистемы, но и выполняет расчёты текущего значения запаса устойчивости по заданным векторам возможного утяжеления режима. При этом расчёт производится с учётом расчётных аварийных возмущений, оценивается статическая и динамическая устойчивость энергосистемы с учётом имеющихся на данный момент средств защиты, автоматики и регулирования. В результате расчёта определяется не только наличие требуемого нормативного запаса устойчивости, но и определяется возможность изменения режима, например, увеличения перетока мощности по данному вектору утяжеления режима.

В настоящее время разработаны и используются в энергосистемах России два программных комплекса СМЗУ, различающиеся способом определения вектора утяжеления режима, учёта действия противоаварийной автоматики и применяемыми вычислительными методами.

На данный момент СМЗУ отвечает основным потребностям диспетчера в рамках оговоренной задачи. Однако остается возможность повышения эффективности, прежде всего в части быстродействия выработки решения и представления его оператору. Оставляет желать лучшего и учёт изменения режима в слабо наблюдаемых частях энергосистемы.

Цифровыми устройствами в контуре управления являются в определенном смысле все устройства защиты, автоматики и регулирования. Однако в данном случае речь идет об автоматических устройствах, осуществляющих управление по условиям режима энергосистемы в целом. При этом, если говорить о современных наиболее сложных устройствах, то следует иметь в виду управление в *переходных* аварийных ситуациях, представляющих наибольшую трудность для «ручного» управления.

В СССР такие устройства, названные в последующем централизованными системами противоаварийной автоматики (ЦСПА), начали разрабатываться в семидесятые годы, первые устройства были внедрены в восьмидесятые. Первая ЦСПА на уровне ОЭС введена в эксплуатацию в 1985 году на Урале [4]. Следует отметить, что централизованное управление на базе цифровых технологий для крупного энергообъединения было создано впервые в мировой практике. С тех пор ЦСПА совершенствовались как в части использования технических средств, так и программно-

алгоритмического комплекса. В настоящее время ЦСПА третьего поколения [5] внедрены или находятся в стадии внедрения во всех объединенных энергосистемах (ОЭС) за исключением ОЭС Центра. Ведутся разработки координирующей системы управления (КСПУ) для ЕЭС в целом.

Современная ЦСПА обеспечивает выбор управляющих воздействий в текущем режиме по условиям обеспечения статической и динамической устойчивости, предотвращения перегрузки по току и удержания напряжения в заданных пределах при любом из возможных расчётных аварийных возмущений.

Достигнутая скорость решения обеспечивает в определенных случаях выбор управляющих воздействий и при развитии аварийного процесса, в том числе с разделением энергосистемы на несинхронно работающие части.

В центральном блоке ЦСПА используются современные многоядерные процессоры с высокой надёжностью функционирования. Программно-алгоритмическая часть ЦСПА постоянно совершенствуется при выявлении в ходе эксплуатации тех или иных режимных особенностей. Наиболее существенные ограничения в действии современных ЦСПА связаны с недостаточно развитой системой телекоммуникаций в энергосистемах. Оставляет желать большего и скорость выполнения расчётов, что определяется возможностями используемых в ЦСПА компьютеров.

Перспективы использования цифровых технологий в электроэнергетике

Данный раздел статьи следует рассматривать лишь как самое общее определение цели дальнейшего расширения области использования цифровых технологий.

Из сказанного выше очевидно, что электроэнергетика и сейчас является одной из наиболее компьютеризированных отраслей промышленности. Можно говорить и о полной роботизации в отдаленной перспективе, и это не является пустой фантазией. Однако представляется полезнее рассмотреть более осязаемые перспективы.

Очевидно, что эти перспективы зависят прежде всего от уровня развития собственно цифровых технологий. Имея в виду темпы развития этой отрасли в мире, да и уже достигнутый современный уровень, следует сказать, что технический уровень не сдерживает возможность практического использования цифровых технологий, в том числе в электроэнергетике. Сдерживающим фактором может оказаться собственно электроэнергетика – состояние основного оборудования, система измерений и телекоммуникаций, другие технические проблемы, наконец, персонал на всех этапах управления энергосистемой.

В части использования современных компьютеров при проектировании и для расчёта режимов в процессе эксплуатации энергосистемы уже имеющиеся так называемые суперкомпьютеры [6] вряд ли целесообразно использовать по причине их высокой стоимости и затрат при обслуживании. Это тем более не актуально, имея в виду невысокую точность исходных данных о параметрах оборудования и режима энергосистемы, которая не может быть скомпенсирована точностью и объемом расчётов. Вычислительные возможности обычных современных компьютеров в подавляющем большинстве случаев практически достаточны, тем более учитывая их постепенное совершенствование.

Безусловно, будет иметь место развитие вычислительных программ в направлении дальнейшей автоматизации при решении сложных комплексных задач, более полного воспроизведения характеристик существующего и вновь вводимого оборудования, средств автоматики, регулирования и управления. Возможно, дальнейшее развитие получат и специализированные средства типа RTDS и ЦАФК, которые имеют определенные преимущества, прежде всего при исследовании систем регулирования.

Что касается локальных устройств защиты, автоматики и регулирования, то здесь наряду с дальнейшим совершенствованием алгоритмов наибольшее значение имело бы совершенствование технологии, обеспечивающее, прежде всего, повышение надёжности и снижение стоимости устройств при их массовом производстве. Не должно быть проблемы при насыщении энергосистем этими устройствами в объеме, достаточном для реализации функций локальных устройств защиты, автоматики и регулирования.

Очевидно «цифровизуются» все или по крайней мере все значимые подстанции. В определенном объеме в зависимости от типа, мощности и положения в энергосистеме «цифровизацией» будут охвачены и электростанции, что обеспечивает возможность управления режимом электростанций по командам от системы управления высшего уровня. Таким образом, цифровые подстанции и цифровые устройства управления электростанциями (энергоблоками) образуют вторую ступень в иерархии управления на уровне энергосистемы, в том числе и в аварийных ситуациях.

Особый интерес представляет активно развивающаяся область контроля и автоматического управления режимами энергосистемы. Целью такой системы управления является достижение максимально возможной экономической эффективности производства и распределения электроэнергии при законодательно регламентируемом качестве электроэнергии, экономически оправданном уровне надёжности электроснабжения потребителей и живучести энергосистемы.

В этой области возможности прогресса в наибольшей мере связаны с развитием как программно-алгоритмических решений, так и собственно цифровых технологий. Что касается последних, то имеется в виду, прежде всего, повышение уровня надёжности и других эксплуатационных характеристик, отвечающих требованиям к устройствам в контуре управления, при обеспечении производительности на уровне известных единичных суперкомпьютеров. При этих условиях можно ставить вопрос о комплексной автоматизации ведения режима энергосистемы.

Программно-алгоритмический комплекс гипотетической системы управления может условно состоять из следующих основных блоков.

Блок 1 контроля и управления стационарным режимом энергосистемы, который обеспечивает воспроизведение и контроль текущего состояния энергосистемы, формирует и передает команды на изменение загрузки электростанций в зависимости от изменения потребления в энергосистеме. Управляющие команды формируются с учётом всех возможных ограничений и технико-экономических характеристик оборудования электростанций и электрической сети. Основным критерием распределения генерации должен быть общесистемный эффект¹. При необхо-

¹ В СССР близким по смыслу было понятие «народно-хозяйственный эффект».

димости в зависимости от экономических отношений может быть использована специальная программа распределения прибыли между субъектами энергетики.

При разработке этого блока могут быть использованы при определенном их развитии соответствующие известные программы. Эффективность централизованного управления очевидно будет находиться в прямой зависимости от подробности и точности представления текущего состояния энергосистемы, что в свою очередь определяется объемом, точностью и скоростью доставки исходной информации и передачи управляющих команд, а также от производительности компьютера. Вот здесь был бы уместен суперкомпьютер, обладающий, разумеется, характеристиками устройства, действующего в контуре управления.

Блок 2 контроля надёжности и формирования команд противоаварийной автоматики обеспечивает выбор и передачу команд на подготовку управляющих воздействий, реализуемых в случае возникновения расчётных аварийных возмущений, а также передачу в блок 1 режимных ограничений по условиям обеспечения надёжности электроснабжения.

Уровень надёжности электроснабжения определяется законодательно, в некоторых случаях – с учётом договоренности между электроснабжающей организацией и потребителями электроэнергии. В отечественной практике требования надёжности конкретизируются определением так называемых нормативных, статистически определяемых аварийных возмущений и последствий аварийного процесса, вызванного этими возмущениями.

В основу алгоритма блока 2 могут быть положены алгоритмические наработки при создании существующих комплексов ЦСПА и СМЗУ. При этом учитывая существенно более высокий уровень ЭВМ, можно значительно снизить время расчётного цикла в рамках используемого принципа 1ДО¹. Эффективность функционирования блока 2 также зависит от объема и качества исходной информации, скорости и точности её передачи, а также скорости и точности передачи результатов расчёта по выбору управляющих воздействий и их реализации в случае возникновения аварийного возмущения, т. е. от эффективности систем измерения и телепередачи, от качества локальных устройств, в том числе реализующих управляющие команды.

Таким образом, организация управления энергосистемой в случае возникновения типовых (расчётных) аварийных возмущений сохраняет основные черты оправдавшей себя в эксплуатации ЦСПА. На разных этапах развития этой системы в той или иной мере будут использоваться и локальные устройства, предотвращающие развитие аварии в случае нарушения устойчивости, ограничители тока, различные регуляторы. Часть этих устройств в значительной степени определяют характеристики основного оборудования (регуляторы), формируют и передают информационные потоки, реализуют управляющие команды и резервируют централизованную систему на случай её отказа. Очевидно, что устройства релейной защиты и линейной автоматики сохраняют свои функции.

Блок 3 управления в сложных аварийных ситуациях, вероятность возникновения которых статистически не оценивается. Речь идет о каскадных авариях,

¹ Выбор управляющих воздействий для каждого расчётного аварийного возмущения на основании расчёта в текущем режиме энергосистемы.

возникающих в результате наложения аварийных возмущений или возмущений исключительного характера, отказа устройств автоматики и управления в ходе развития аварийного процесса. Действие блока 3 нацелено на предотвращение потери живучести энергосистемы при этих обстоятельствах. В настоящее время в этих условиях действуют специальные локальные устройства типа АЛАР (ликвидации асинхронного режима) и АЧР (разгрузки энергосистемы по частоте). Продолжают действовать и другие локальные устройства и регуляторы. Несмотря на постоянное совершенствование этих устройств, остается проблема взаимозависимости протекания аварийного процесса в разных частях энергосистемы, и для наиболее эффективного управления этими процессами требуется более дифференцированный выбор и распределение управляющих воздействий, чем это могут реализовать локальные устройства. Максимальное снижение ущерба принципиально может быть достигнуто при максимальном учёте взаимодействия всех частей энергосистемы и своевременного реагирования на каждом шаге развития процесса. Практически эффективным может быть управление лишь на основе принципа «После»¹, т. е. ориентируясь по ходу развития аварийного процесса.

Расчёт по принципу «После» можно условно представить в виде непрерывного определения в реальном времени изменения вектора развития аварийного процесса, прогнозирования ближайшей бифуркации (нарушение устойчивости, изменение схемы) и определения управляющих воздействий, предотвращающих её или смягчающих последствия. Непрогнозируемые события учитываются изменением начальных условий непрерывного расчёта.

Опыт использования подобных управляющих программ в настоящее время отсутствует. Вместе с тем имевшие место тяжелые системные аварии указывают на необходимость их разработки. Реализовать такую программу даже с исследовательскими целями в настоящее время может оказаться возможным лишь при использовании уникальных компьютеров.

С учётом сказанного представляется целесообразным приступить к разработке такой программы с использованием полигона на базе, возможно, и менее мощного компьютера, учитывая возможность периодического опробывания программы на суперкомпьютере. Это позволит «подтянуть» программные разработки к моменту появления техники, которая может быть использована в контуре управления энергосистемой.

Предполагается, что блок 3 непрерывно получает текущую информацию о режиме и предполагаемых управляющих воздействиях от блоков 1 и 2. Собственно к вычислениям для определения своих (дополнительных) управляющих воздействий блок 3 приступает по факту развития аварийного процесса. Управление от блока 3 длится до установления нового стационарного режима энергосистемы. При этом контроль за состоянием оборудования и автоматическое (автоматизированное) управление отдельными электростанциями (энергоблоками) должны осуществляться через станционные (блочные) системы управления. Эффективным такое управ-

¹ Условные обозначения принципа определения управляющих воздействий *ИДО*, *2ДО*, *После* впервые были предложены в [7].

ление может быть только при «цифровизации» *всех основных* электростанций и подстанций электрической сети.

Когда при использовании принципа «После» точность определения управляющих воздействий будет не меньше, чем с использованием принципа 1ДО, управляющие воздействия и при расчётных возмущениях будет можно определять в блоке 3, оставив за блоком 2 только передачу в блок 1 ограничений нормального режима.

По мере развития централизованного комплекса управления будет изменяться роль локальных автоматических устройств. На определенном этапе самостоятельные функции, вероятно, сохранят регуляторы и релейная защита. Остальные устройства могут быть использованы для реализации управляющих команд от центральной управляющей системы. Может оказаться необходимым сохранение за некоторыми из устройств автоматики резервных функций. Прежде всего речь может идти об устройствах типа АЛАР и АЧР.

Создание централизованного управляющего комплекса можно рассматривать как многостадийный процесс, каждая ступень которого будет определяться уровнем технических средств и программно-алгоритмических решений, а также готовностью самой энергосистемы, включая оборудование, оснащённость средствами измерения, защиты, автоматики, телекоммуникаций, наконец, персонала.

Полная автоматизация управления энергосистемой может рассматриваться в весьма отдалённом будущем. Но процесс постепенного исключения человека из контура управления неизбежен. Поэтому представляется необходимым уже в настоящее время вести разработки с прицелом на этот отдалённый результат. Сегодняшние темпы развития цифровых технологий не оставляют сомнения в том, что не эти технологии будут тормозить процесс создания самых совершенных систем управления.

Постоянно совершенствуется и оборудование, появятся новые виды оборудования, что повлияет на режимы энергосистемы, в том числе на протекание переходных процессов, но всегда будут ограничения в восприятии управляющих воздействий, что определяется физическими характеристиками оборудования.

В энергосистемах не избежать возникновения аварийных ситуаций, в том числе и очень тяжёлых, справиться с которыми может оказаться очень трудно даже при наличии сколь угодно совершенной системы управления. Это определяет необходимость совершенствования систем управления, включая централизованные комплексы. Для максимально эффективного использования цифровых технологий необходимо стимулировать опережающие программно-алгоритмические разработки. Результаты этих разработок могут быть использованы для решения текущих задач и, вместе с тем, стимулировать создание новых и совершенствование существующих локальных и централизованных устройств на базе цифровых технологий, формировать дополнительные требования к оборудованию и квалификации персонала энергосистем.

Заключение

Электроэнергетика является одной из наиболее компьютеризированных отраслей промышленности, в которой наряду с использованием ЭВМ широко применяются технические средства на базе цифровых технологий для управления энергосистемой.

Идет непрерывный процесс совершенствования как цифровых устройств защиты, автоматики, регулирования, систем измерения и связи, так и централизованных систем управления энергосистемой. При этом требуется не только повышение производительности ЭВМ и других устройств на базе цифровых технологий, но и высокий уровень их надёжности и других эксплуатационных характеристик. Параллельно должно совершенствоваться математическое обеспечение для этих систем. Создание всё более совершенного программно-алгоритмического комплекса контроля и управления энергосистемой будет оказывать влияние и на формулирование требований к техническим средствам управления, а также к оборудованию и квалификации персонала энергосистем.

Список литературы

1. Горелик Т. Г., Кумец И. Е. Внедрение SCADA-систем для реализации цифровой трансформации сети // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2019, № 1 (80). – С. 57–62.
2. Bindner H. Active control: Wind turbine model. Denmark. Forskningscenter Risoe. Risoe-R, No. 920(EN). 1999.
3. Александров А. С., Максименко Д. М., Михайленко А. Ф., Неуймин В. Г. Развитие системы мониторинга запасов устойчивости с контролем динамической устойчивости для учёта действия противоаварийной автоматики // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2017, № 1 (76). – С. 64–72.
4. Коцеев Л. А., Мошкин Е. А., Окин А. А. Адаптивная централизованная система противоаварийной автоматики // Электричество, 1991, № 10. – С. 10–16.
5. Коцеев Л. А., Шульгинов Н. Г. ЦСПА на базе алгоритмов нового поколения – очередной этап в развитии противоаварийного управления в энергосистемах // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2013, №1 (68). – С. 7–14.
6. Суперкомпьютерные технологии в науке, образовании и промышленности: [альманах] // Моск. гос. ун-т им. М. В. Ломоносова [и др.]; под ред. акад. В. А. Садовниченко и др. – М.: Изд-во Московского университета, 2013. – Серия Суперкомпьютерное образование [2305–0349].
7. Иофьев Б. И. Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем. – М.: Энергия, 1974.

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

E-mail: ntc@ntcees.ru

УДК 621.311

Т. Г. Горелик, И. Е. Кумец

Внедрение SCADA-систем для реализации цифровой трансформации сети

Представлено описание современного подхода к решению задач автоматизации диспетчерского управления на примере ПТК NPT Expert и SCADA NPT Expert Plus. Данное решение объединяет в себе ряд функций, позволяющих повысить надёжность и качество управления сетевой инфраструктурой – использование CIM-моделей, советчик диспетчера, электронные бланки переключений, автоматический анализ аварийной информации, электронный документооборот, интеграция с корпоративными информационными системами.

Ключевые слова: CIM-модель, Smart Grid, NPT Expert, советчик диспетчера, SCADA, топологический анализ, электронные бланки переключений, электронный документооборот, паспортизация оборудования.

Современный подход к построению и модернизации сетей передачи и распределения электроэнергии, предполагающий глубокое внедрение информационных и коммуникационных технологий для управления потоками электроэнергии и получения информации на всех этапах технологического цикла, принято называть технологией активно-адаптивной сети (Smart Grid). В России развитие концепции интеллектуальной активно-адаптивной сети обусловлено двумя основными факторами. С одной стороны, открываются широкие возможности для эффективного внедрения активного силового электрооборудования, повышающего управляемость сети и позволяющего изменять её топологические параметры. С другой стороны, для управления энергосетями постепенно формируется мощная технологическая инфраструктура, обеспечивающая доступ к единому информационному пространству для всех сетевых компаний и предоставляющая, таким образом, возможность своевременного и согласованного управления режимом работы сети [1]. В складывающихся условиях комплексный подход к системной автоматизации электроэнергетических объектов и сетевых компаний способствует более эффективной организации ведения технологического процесса в рамках объединенной энергетической инфраструктуры.

Стремительное развитие информационных технологий и управляющих систем в настоящее время позволяет создать интеллектуальную основу для решения задач управления электрическими сетями. Примером решений такого класса является программно-технический комплекс (ПТК) NPT Expert, разработанный компанией «ЭнергопромАвтоматизация» на базе собственного программного продукта SCADA NPT Expert Plus. Данный ПТК предназначен для автоматизации района электрических сетей в рамках единого диспетчерского пункта (ДП) и интеграции с системами управления крупных питающих узловых центров классов напряжения 110 кВ и выше. SCADA NPT Expert Plus позволяет обеспечить управление из удаленного диспетчерского центра режимами работы группы энергообъектов с учётом разделения зон ответственности и приоритетов передачи прав управления между разными диспетчерскими центрами. Рассмотрим подробнее функциональные возможности SCADA NPT Expert Plus.

ПТК NPT Expert включает в себя средства сбора данных и передачи информации в диспетчерский пункт (объектовые средства автоматизации), серверы сбора, обработки и архивирования данных, автоматизированные рабочие места диспетчеров и пользователей различных служб диспетчерского пункта, а также вспомогательные подсистемы (система ведения точного времени, системы коллективного отображения, система печати и т. д.).

ПТК позволяет объединять информацию от объектов различных классов напряжения и организовывать иерархические системы управления [2]. Например, системы верхнего уровня может управлять сетью подстанций 35 кВ (в объеме до 100–150 подстанций), а система нижнего уровня со своими локальными ДП управляет сетями 6-10-20 кВ (в объеме до нескольких сотен ТП, РТП). При этом оба уровня будут работать в едином информационном пространстве с делением на зоны ответственности. Диспетчер верхнего уровня управляет присоединениями 35 кВ и вводными и секционными выключателями 6-10-20 кВ, а диспетчеры нижнего уровня управляют отходящими фидерами 6-10-20 кВ питающих подстанций и всей системой распределения до конечного потребителя.

Базовые функции SCADA NPT Expert Plus представлены широким набором инструментов, необходимых персоналу для ведения режима работы объединенной сети энергообъектов:

- отображение в едином интерфейсе сводной информации о нормальном режиме работы энергетических объектов по всей сети в целом и сигнализация об аварийной ситуации на каком-либо из объектов;
- просмотр текущих измерений и состояния главных схем по каждой из подстанций контролируемой сети по запросу пользователя в заданном графическом виде и в любой момент времени;
- просмотр и анализ осциллограмм аварийных процессов от разных микропроцессорных устройств любых объектов единой сети, формирование экспресс отчета об аварии;
- обработка и архивирование всех получаемых данных с созданием единого архива доступа к информации как по всей сети в целом, так и по каждой подстанции в отдельности;
- централизованное управление из диспетчерского центра с применением технологий интеллектуального анализа и прогнозирования состояния сети;
- создание структурированных мнемосхем и отчетных форм.

Мнемосхемы в SCADA NPT Expert Plus базируются на интегрированных графических редакторах, обеспечивающих единое представление информации для всех объектов сети. Графические схемы поддерживают создание различных форм отображения информации и сигнализации, предусматривают использование библиотек стандартных отраслевых графических элементов, обеспечивают образование специальных «горячих зон» для быстрого перехода между элементами отображения и различными энергообъектами. Графическая подсистема поддерживает динамическое масштабирование мнемосхем в диапазоне от 10 до 200 %, что особенно актуально при работе с системами отображения информации коллективного пользования.

Проблема информационной совместимости и интеграции систем – одна из ключевых, с которыми сталкиваются компании при реализации стратегии цифровой

трансформации. Наличие большого количества систем различных производителей с закрытыми проприетарными моделями баз данных зачастую ставят под сомнение реализуемость и экономическую целесообразность такой интеграции. Предпосылкой для создания единого информационного пространства электроэнергетических и промышленных предприятий служит использование единых стандартов, единой модели данных, базирующейся на единой онтологии. Для решения задачи информационной совместимости Международная электротехническая комиссия (IEC) разработала набор открытых стандартов, известных под названием Общей информационной модели (CIM) для электроэнергетических систем. CIM описывает общепонятные определения элементов электроэнергетических систем, а также закрывает такие аспекты деятельности, как учёт основных средств, планирование работ, управление эксплуатацией, управление взаимоотношениями с клиентами, работа на рынке электроэнергии и мощности и др.

Хранение информации в системах автоматизации также должно осуществляться с использованием Общей информационной модели, которая может быть расширена онтологиями из других предметных областей, таких как финансы, логистика, управление персоналом и др.

Расширенные функции SCADA NPT Expert Plus реализуются посредством специальных расчётных модулей, ориентированных на решение оперативных и неоперативных технологических задач для электрически связанных энергообъединений. В основе всех расчётных модулей используется представление информации с использованием CIM-модели, которая представляется универсальным инструментом для описания энергосистем в различных приложениях типа EMS и DMS, для расчёта режимов, оценивания состояния, управления основным оборудованием. Кроме того, каждый расчётный модуль разработан с использованием интеллектуальных алгоритмов анализа состояний электрооборудования и режимов контролируемой сети энергообъединения в целом. Состав данных модулей оптимизирован в соответствии с оперативно-диспетчерскими задачами уровня управления группой электросетевых объектов и представлен:

- модулем топологического анализа;
- модулем расчёта режимов;
- модулем поддержки принятия решений;
- модулем поддержки автоматизированных бланков переключений;
- модулем оценивания состояния
- модулем паспортизации оборудования и интеграции с корпоративными системами.

В составе модуля топологического анализа реализуется целый набор схожих по типу, но различных по назначению функций: контроль состояния оборудования и топологическая блокировка коммутационных аппаратов, определение участков сети под напряжением и заземленных участков сети, анализ связанности энергорайона. Так, например, топологические блокировки, препятствующие ошибочным действиям персонала, приводящим к таким аварийным ситуациям, как отключение выключателя, влекущее отключение одной или нескольких контролируемых транзитных линий, или отделение одной из подстанций от единой энергосистемы, позволяют предупредить диспетчера о возможных неверных коммутациях на первоначальном

этапе, когда диспетчер вызывает диалог управления выключателем. В соответствии с теми же принципами реализованы и механизмы запрета действий диспетчера при попытке включить коммутационный аппарат с подачей напряжения на заземленный участок линии, или отключить разъединитель под нагрузкой. Важными интеллектуальными составляющими модуля топологического анализа SCADA NPT Expert Plus, обеспечивающими дополнительную защиту от неверных действий персонала, являются также алгоритмы определения заземленных участков схемы и участков, находящихся под напряжением (рис. 1). Опираясь на результаты расчетов данных алгоритмов, диспетчерский персонал может контролировать состояние элементов схемы, заземление участков сети, обоснованно принимать решения о необходимости включения или отключения тех или иных коммутационных аппаратов и планировать работу оперативно-выездных бригад.

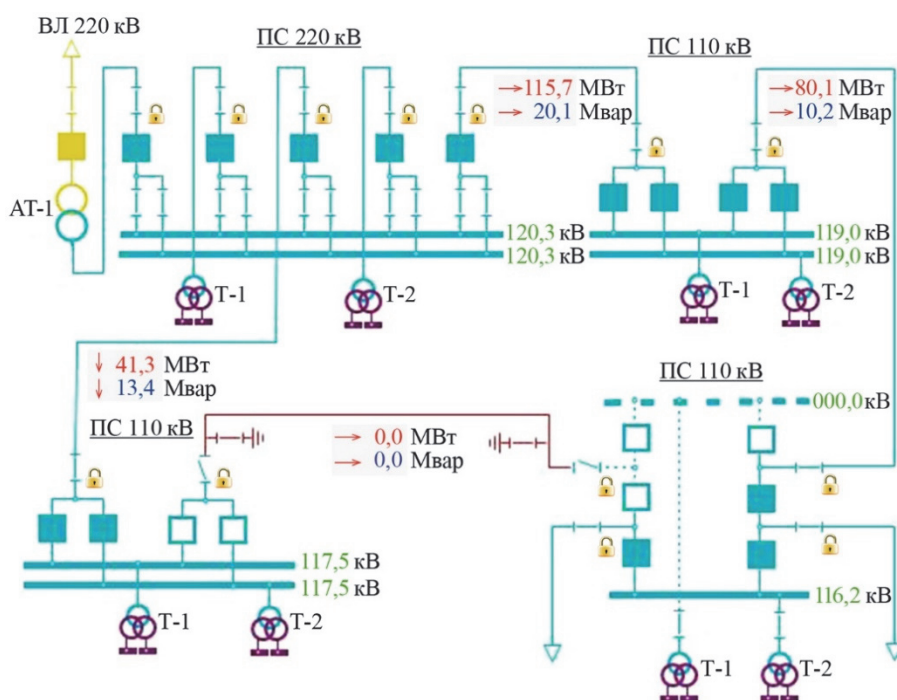


Рис. 1. Пример отображения в SCADA NPT Expert Plus результатов работы модуля расчёта режимов и алгоритмов топологического анализа

Совместно с работой алгоритмов топологического анализа в составе SCADA NPT Expert Plus разработан модуль расчёта режимов на основе неполных данных по измеряемым параметрам, регистрируемым в системе. Работа данного модуля сводится к построению схемы замещения для расчёта установившихся режимов сети и выполняется на основе СИМ-модели и текущих данных о топологии сети.

Для исключения неверных действий диспетчерского персонала при удаленном управлении режимами работы электросетевого комплекса в SCADA NPT Expert Plus реализована подсистема поддержки принятия решений – «советчик диспетчера» (рис. 2). Данная подсистема предоставляет пользователю интуитивно понятный интерфейс и с учётом топологических особенностей контролируемой сети позволяет динамически определять допустимый режим её работы и основного оборудования

энергоузлов, приводя при этом к снижению потерь и рисков возникновения нештатных ситуаций при управлении сетью.

Одним из самых важных и необходимых программных инструментов, используемых диспетчерскими службами управления сетями, является интегрированный со SCADA NPT Expert Plus модуль поддержки автоматизированных бланков переключений. Этот специализированный программный продукт позволяет автоматизировать процесс организации и выполнения типовых переключений с помощью функций контроля сигналов и изменения состояния схемы из SCADA в режиме реального времени, а также редактирования и ведения базы данных бланков переключений. Все инструменты модуля автоматизированных бланков переключений служат, прежде всего, для повышения безопасности работы персонала с электроустановками и сведения к минимуму вероятности возникновения нештатных и аварийных ситуаций в процессе выполнения оперативных переключений, обусловленных строгими требованиями к соблюдению последовательности и правильности действий персонала.

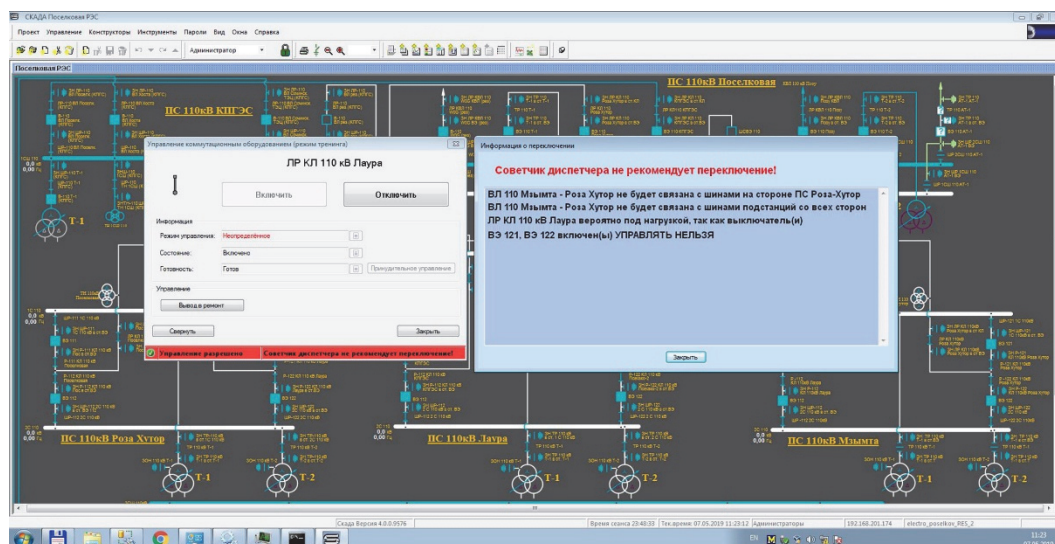


Рис. 2. Пример отображения результатов работы модуля «Советчик диспетчера» при выполнении переключений в SCADA NPT Expert Plus

Дополнительные функции SCADA NPT Expert Plus разработаны и внедрены с целью обеспечить выполнение достаточно высоких требований к диспетчерскому управлению сетью в части объемов и вида информации, предоставляемой пользователям самых разнообразных категорий. Так, дополнение данных о текущем состоянии контролируемых объектов паспортной информацией по основному и вспомогательному электрооборудованию, ведение электронного документооборота способствует повышению скорости и качества принимаемых решений не только диспетчерскими службами, но и административным персоналом. Функциональный модуль паспортизации оборудования и взаимодействия с корпоративными информационными системами, встроенный непосредственно в интерфейс системы диспетчерского управления SCADA NPT Expert Plus, позволяет осуществлять ведение базы данных оборудования, графиков ремонтов, технического обслуживания и диа-

гностики оборудования на протяжении всего цикла его эксплуатации. Хранение, каталогизация и использование данных в универсальном формате в соответствии со стандартом общей информационной модели (СІМ) предоставляет широкие возможности по интеграции ПТК с различными корпоративными информационными системами предприятий.

Режимный тренажер диспетчера, встраиваемый в SCADA NPT Expert Plus, позволяет создавать сценарии работы с использованием реальной базы данных сигналов. В целях повышения квалификации персонала предусмотрено использование как текущих, так и архивных данных оперативного состояния для реализации программных тренажеров-симуляторов реальных схемно-технологических режимов энергообъектов.

Внедрение программно-технического комплекса SCADA NPT Expert Plus позволяет оптимизировать функции контроля и управления материально-техническими ресурсами энергетических объединений из централизованных оперативно-диспетчерских центров, что в конечном итоге ведет к снижению эксплуатационных затрат и общему повышению надёжности.

Список литературы

1. Горчаков А. А., Кабанов П. В. Практическая реализация концепции Smart Grid // Автоматизация в энергетике, 2015, № 12 (77). – С. 4–7.
2. Кириенко О. В., Кабанов П. В., Пичурин С. С. Реализация удаленного управления оборудованием подстанции 330 кВ «Василеостровская» // Современные технологии автоматизации, 2016, № 1. – С. 48–50.

Горелик Татьяна Григорьевна, канд. техн. наук, доцент, технический директор ООО «ЭнергопромАвтоматизация».

E-mail: gorelik@epsa-spb.ru

Кумец Игорь Евгеньевич, заместитель технического директора по НИОКР ООО «ЭнергопромАвтоматизация».

E-mail: iekumets@epsa-spb.ru

УДК 621.311

К. С. Горячевский, А. А. Лисицын, И. В. Рыбин, И. В. Синянский

Применение технологий промышленных сетей для цифровых подстанций

В настоящее время внедрению на энергообъектах цифровых вычислительных сетей, работающих по стандарту МЭК 61850, препятствуют факторы высоких капитальных затрат и отсутствия опыта наладки и эксплуатации таких сетей, особенно в распределительных сетях. Рассмотрена возможность применения группы технологий EtherCAT при построении цифровых вычислительных сетей с использованием резервирования сети и аппаратной синхронизации времени. В лаборатории АО «НТЦ ЕЭС» создан макет устройства противоаварийной автоматики с применением данной технологии.

Ключевые слова: релейная защита, противоаварийная автоматика, цифровая подстанция, МЭК 61850.

Принятие в 2003 г. стандарта МЭК 61850 «Сети и системы связи для автоматизации в электроэнергетике» (опубликование первых четырнадцати глав первой редакции) определило вектор развития цифровых технологий для электроэнергетики, в частности, для средств автоматизации станционного и подстанционного оборудования. За это время (около 16 лет) – появилось большое количество устройств релейной защиты и автоматики, сетевого оборудования, преобразовательных устройств, измерительных устройств – соответствующих (в той или иной степени) требованиям стандарта. Однако это не привело к активному и массовому внедрению на подстанциях, всех уровней напряжения, регламентированных стандартом решений.

Причинами отсутствия быстрого роста количества введённых в эксплуатацию цифровых подстанций (ЦПС), как отмечается в различных источниках [1, 2], являются следующие сдерживающие факторы:

- высокая стоимость оборудования (на начальном этапе, в силу отсутствия массового производства);
- отсутствие типовых проектных решений (отсутствие отработанной технологии проектирования);
- техническая сложность технологической сети ЛВС (применение специализированных промышленных сетевых коммутаторов, применение специальных технологий резервирования (PRP), наличие отдельной программно-аппаратной подсистемы синхронизации, необходимость применения технологий виртуальных сетей (VLAN) и т. д.);
- сложность выполнения наладочных работ (отсутствие необходимого опыта и необходимого стандартного ПО, отсутствие единого типового «профиля» МЭК 61850, отсутствие стандартных аппаратных средств для тестирования и контроля состояния сети и соответствия всех передаваемых сигналов проектным конфигурационным SCL-файлам; отсутствие стандартных методик и аппаратно-программных средств для функционального тестирования системы в целом);
- отсутствие технологии проведения технического обслуживания и ремонта.
- отсутствие опыта эксплуатации ЦПС.

Таким образом, в настоящее время, данная технология фактически находится на этапе тестирования на специально созданных цифровых полигонах (например Нижегородская ГЭС ТГК, опытный полигон ФСК ЕЭС и др.) Внедрение на объектах, а это преимущественно крупные подстанции (либо лишь их отдельные элементы), осуществляется, как правило, в виде: «традиционной ПС с элементами ЦПС» – чаще всего это означает организацию технологической ЛВС для передачи информационных сообщений согласно разд. 8.1 стандарта (GOOSE и MMS) объединяющей определённое количество МП терминалов поддерживающих требования стандарта в этой части. При этом, как правило, сигналы отключения коммутационного оборудования, либо наиболее ответственные (с технологической точки зрения) сигналы (например УРОВ, аварийные сигналы и команды ПА и др.) – по данной технологии практически не выполняются.

Таким образом, создаётся ситуация, когда объективная сложность внедрения рассматриваемой технологии «привязывает» к темпам своего освоения темпы внедрения цифровых технологий на ПС всех уровней напряжения, в частности – среднего и низкого. Иначе говоря, складывается ситуация, когда применения цифровых технологий в электроэнергетике однозначно подразумевает внедрение технологий, описанных в стандарте, которые, по объективным причинам, требуют длительного времени освоения как с технической (проектирование, монтаж, наладка), так и с эксплуатационной (оперативное обслуживание, техническое обслуживание и ремонт) точки зрения. При этом, даже на сегодняшний день, трудно дать ответ – через какое время внедрение указанных технологий станет для подстанций 110-220 кВ или подстанций 6-10-20-35 кВ экономически и практически целесообразным.

При этом, в настоящее время, в области промышленной автоматизации появляются и на протяжении последних пяти-семи лет активно внедряются новые цифровые технологии, позволяющие, по предварительным оценкам, решить ряд проблем, возникающих при практическом внедрении решений, регламентированных в стандарте МЭК 61850.

В частности, таким решением может быть внедрение, получивших широкое применение в смежных областях промышленной автоматизации, т.н. промышленных (промышленных) сетей (шин) выполненных на базе технологии Ethernet – например, таких как PROFINET, EtherNet/IP, EtherCAT и др. Основное отличие таких решений – упрощенная структура передачи данных, эффективное использование физической пропускной способности Ethernet интерфейса, применение специальных технических средств и решений, что позволяет работать указанным шинам в режиме реального времени. Данная технология сегодня активно внедряется в разных отраслях промышленности и применяется для целей решения самых обширных задач промышленной автоматизации, при этом накоплен большой опыт внедрения и эксплуатации систем автоматизации, основанных на рассматриваемых решениях. При этом наиболее перспективным решением в данной области для решения задач автоматизации в области электроэнергетики по причинам, указанным ниже, может рассматриваться технология EtherCAT. Например, количество предприятий, вступивших в инженерное сообщество поддержки технологии EtherCAT, растёт высокими темпами и составляет на сегодняшний день более 5 000 участников, при коли-

честве участников в 2000 г. – 300, что подтверждает эффективность технологии и её востребованность.

Технология EtherCAT базируется на стандарте Ethernet и совместима как на интерфейсном, так и на протокольном уровне с технологией Ethernet – но при этом рассматриваемая технология имеет ряд важных отличий, а именно:

- 1) реализует простую кольцевую резервируемую сетевую топологию, без каких-либо активных компонентов (маршрутизаторов, коммутаторов и т. п.);
- 2) максимально полно использует возможности интерфейса Ethernet в части быстродействия и пропускной способности;
- 3) имеет встроенную аппаратную систему синхронизации;
- 4) способна работать в режиме реального времени (т. е. обеспечивать гарантированное время доставки сигнала без каких-либо дополнительных сетевых настроек);
- 5) так как формат кадра EtherCAT базируется на формате кадра Ethernet (и полностью с ним совместим) – возможна простая организация взаимодействия между шиной EtherCAT и станционной шиной, реализованной в соответствии с разд. 8.1 стандарта МЭК 61850 и (или) с шиной процесса, реализованной в соответствии с разд. 9.2LE.

Внедрение такого технического решения способно «дополнить» стандарт МЭК 61850, когда по тем или иным причинам требуется удешевить стоимость оборудования, упростить техническую реализацию цифрового решения, снизить требования к квалификации эксплуатационного или ремонтного персонала при техническом обслуживании сложных цифровых систем, повысить ремонтпригодность цифрового комплекса.

В настоящее время для тестирования и опробования указанной технологии в АО «НТЦ ЕЭС» создан макетный образец (прототип), позволяющий протестировать указанные технические решения на основе технологии EtherCAT и определить соответствие заявленных технических характеристик оборудования поддерживающего шину EtherCAT данным полученным при стендовых испытаниях в различных режимах, а также определить возможности реализации необходимых технологических алгоритмов (в частности, алгоритмов противоаварийной автоматики, технологической автоматики, сетевой автоматики и др.).

Созданный макетный образец включает в себя ПО, функционирующее в режиме реального времени, установленное на индустриальный ПК (IPC), и четырёх функциональных групп оборудования, включающих в себя модули ввода-вывода дискретных и аналоговых сигналов и интеллектуальные электронные устройства, объединённые шиной EtherCAT. Макетный образец работает совместно с комплексом RTDS в режиме реального времени, при этом одна из функциональных групп установлена непосредственно в шкафу комплекса RTDS, что позволяет осуществлять связь с указанным комплексом по шине через его быстродействующие дискретные входы/выходы.

Рассматривается три варианта реализации комплекса автоматики для цифровой подстанции:

- с единственной шиной (кольцевая резервированная структура EtherCAT);
- с двумя шинами: шиной процесса (в качестве которой выступает шина EtherCAT) и станционной шиной по МЭК 61850-8.1;

- с тремя шинами: шиной EtherCAT (в качестве низкоуровневой шины процесса), шиной процесса по стандарту МЭК 61850-9.2LE и станционной шиной по МЭК 61850-8.1.

Обобщённая структура с учётом полного резервирования работы цифровых комплексов представлена на рис. 1.

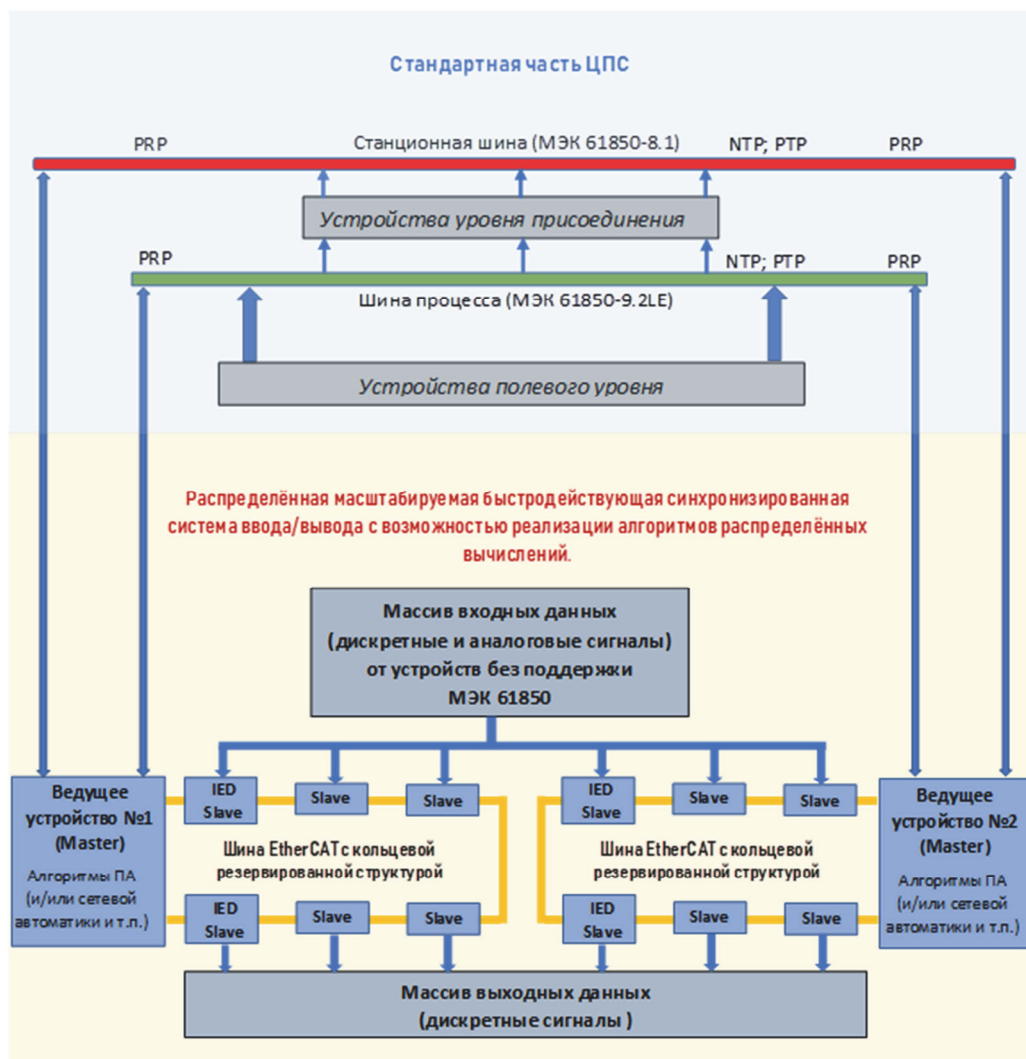


Рис. 1. Обобщённая структурная схема

Основными задачами построения макета являлось:

- проверка характеристик работы шины EtherCAT (быстродействие, синхронизация, резервирование и др.);
- проверка возможностей по реализации и достижимому быстродействию технологических алгоритмов разной степени сложности в режиме реального времени для ПО ориентированного на работу с шиной EtherCAT;
- проверка возможностей по обеспечению приоритетности выполнения отдельных алгоритмов и функциональных блоков при работе в режиме реального времени;

- определение наиболее эффективных способов реализации и сравнение вариантов обеспечения взаимодействия шины EtherCAT с шиной процесса по стандарту МЭК 61850-9.2LE и станционной шиной по МЭК 61850-8.1;
- определение возможностей по осуществлению конфигурирования, наладки, мониторинга работы системы в целом;
- определение возможностей в части гибкого масштабирования архитектуры системы.

В качестве одного из возможных примеров применимости полученного решения – макетный образец был сконфигурирован для работы в качестве универсального устройства автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) способного работать как в качестве локального устройства АПНУ – ЛАПНУ, так и в качестве низового устройства ЦСПА.

Испытания сконфигурированного таким образом макетного образца проводились совместно с RTDS по специально разработанной методике и соответствующей программе, при этом на RTDS была реализована тестовая модель энергосистемы, позволяющая в режиме реального времени моделировать переходные процессы, возникающие при аварийных возмущениях в энергосистеме, а на ведущем устройстве макета, также в реальном времени, реализовать работу технологических алгоритмов.

Тестирования проводились в следующих режимах работы, обеспечиваемых технологией EtherCAT:

1. Режим автоматической конфигурации. После включения комплекса происходит автоматическая инициализация всех модулей и считывание конфигурации сети. После завершения данного этапа становится доступен режим наладки и тестирования.
2. Режим наладки и тестирования. В режиме наладки и тестирования пользователю доступны все данные от модулей распределённого ввода/вывода дискретных и аналоговых сигналов, что позволяет проконтролировать наличие всех имеющихся сигналов и, при необходимости, провести опробование любого из каналов.
3. Рабочий режим. В данном режиме происходит реализация технологических алгоритмов в режиме реального времени.
4. Режим диагностики. Если, при отладке рабочего режима, в системе возникают какие-либо неполадки – режим диагностики позволяет их локализовать без применения дополнительных технических или программных средств.

При испытаниях были получены следующие результаты.

Цикл выполнения программы, реализующей комплекс алгоритмов ЛАПНУ составлял не более 1 мс. Время доставки сигнала от любой из функциональных групп не превышало 0,03 мс. В кольцевой структуре, при разрыве кольца на любом участке обеспечивалась стабильная работа комплекса без увеличения длительности доставки сигнала. При изменении как количества функциональных групп ввода/вывода, так и отдельных модулей в составе функциональных групп система автоматически считывала новую конфигурацию без дополнительных действий со стороны пользователя. В рабочем режиме поддерживалась стабильная связь с тестовым комплексом по протоколу МЭК 61850-8.1 и МЭК 60870-5-104.

По всем пунктам программы тестируемый макетный образец программно-технического комплекса показал результаты, соответствующие заявленным техническим характеристикам для данной технологии, при этом тестировалось ПО как предлагаемое коммерческими разработчиками (TwinCAT 2 и TwinCAT 3), так и открытое ПО (Veremiz, CODESYS и др.).

Заключение

Результаты испытаний показали корректную работу макетного образца, сконфигурированного для работы в качестве ЛАПНУ и низового устройства ЦСПА. Что позволяет сделать однозначное заключение о перспективности использования протестированной архитектуры с применением технологии EtherCAT для реализации функций автоматизации для широкого спектра объектов электроэнергетики.

Список литературы

1. Аношин А. О., Головин А. В. Цифровые подстанции. Проблемы внедрения устройств РЗА // Новости электротехники, 2012, № 2(74). – С. 42–47.
2. Плескацевич П. Возможна ли цифровая подстанция? Стандарт МЭК 61850 вселяет надежду // Электронный журнал «Новости электроники», 2018, № 12, статья 4. <https://www.compel.ru/lib/ne/2018/12>.

Горячевский Константин Сергеевич, ведущий инженер лаборатории исследования информационно-технологических систем отдела релейной защиты и автоматизированных систем управления Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).
E-mail: goryachevskiy_k@ntcees.ru

Лисицын Андрей Андреевич, заместитель генерального директора – директор департамента противоаварийной автоматики, систем управления и релейной защиты Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).
E-mail: lisitsyn_a@ntcees.ru

Рыбин Иван Вячеславович, заведующий лабораторией экспериментальных и конструкторских разработок отдела релейной защиты и автоматизированных систем управления Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).
E-mail: rybin_i@ntcees.ru

Синянский Иван Владимирович, заведующий отделом релейной защиты и автоматизированных систем управления Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).
E-mail: sinyanskiy_i@ntcees.ru

УДК 621.316

А. С. Брилинский, О. И. Грунина

Цифровизация распределительных сетей как путь к реализации функций самовосстановления

Проведен анализ ключевых стратегических документов в электроэнергетике в части направлений развития распределительных электрических сетей, а также представлено развернутое описание понятия «цифровизация» применительно к распределительным электрическим сетям. Кроме того, предложены способ и алгоритм автоматизации распределительной линии до степени наделения её функциями самовосстановления.

Ключевые слова: городские распределительные сети, локализация повреждений, самовосстановление, резистивное заземление нейтрали, распределенная автоматизация.

Одним из ключевых технологических трендов в развитии систем распределения электроэнергии является «цифровизация» электросетевой инфраструктуры – внедрение систем интеллектуального учёта энергетических потоков, систем распределенной автоматизации, систем контроля оперативного состояния оборудования и качества энергоснабжения, формирования цифровых моделей для оптимального управления функционированием и развитием энергосистемы. В настоящей статье проведен анализ ключевых стратегических документов в электроэнергетике в части направлений развития распределительных электрических сетей, а также представлено развернутое описание понятия «цифровизация» применительно к распределительным электрическим сетям. Кроме того, предложен способ и алгоритм автоматизации распределительной линии до степени наделения её функциями самовосстановления.

Тенденции развития

Энергетическая стратегия России на период до 2030 года [1] рассматривает интеллектуализацию энергетики одним из важнейших элементов её реализации. В числе трендов развития электроэнергетики заявлены:

- создание высокоинтегрированных интеллектуальных системообразующих и распределительных электрических сетей нового поколения в Единой энергетической системе России (интеллектуальные сети – Smart Grids);
- создание информационно-управляющего комплекса оперативно-диспетчерского управления в режиме реального времени с экспертно-расчётными системами принятия решений;
- создание высоконадёжных магистральных каналов связи между различными уровнями диспетчерского управления и дублированных цифровых каналов обмена информацией между объектами и центрами управления;
- создание и широкое внедрение централизованных систем противоаварийного управления, охватывающих все уровни Единой энергетической системы России;
- создание автоматизированных систем управления спросом на электроэнергию.

Достижения в развитии новых информационно-коммуникационных и сетевых технологий, измерительного и силового электронного и другого электротехнического оборудования, систем автоматизированного и дистанционного управления технологическим оборудованием и перетоками энергии, методов прогнозирования

спроса и предложения топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) и их ценовых атрибутов в реальном времени, программных средств обеспечения кибербезопасности (защита от вирусов и внешних воздействий) делают реальным создание интеллектуальных энергетических систем различного масштаба. Это позволит добиться повышения надёжности функционирования энергосистемы, снижения стоимости системных услуг по передаче, распределению и хранению энергии, диспетчеризации, сбыту и т. д. Перспективным представляется развитие широкого спектра технологий: активно-адаптивных электрических сетей – для магистрального комплекса, технологических концепций Smart Grid и Energy Net – для распределительного комплекса, включая:

- интеллектуальные технологии и программно-технические средства автоматизированного мониторинга и диагностики состояния оборудования в энергетических системах, включая высокочувствительные датчики, экспертные диагностические самообучаемые системы, «цифровую подстанцию» (первичное и вторичное оборудование, устройств сопряжения, программного обеспечения) и др.;
- методы и технологии распределенного оптимального управления оборудованием и режимами работы сложных энергетических систем (в том числе имеющих объекты электрогенерации со стохастической энергоотдачей), с реализацией функций самонастройки, самоорганизации и самовосстановления оборудования и системы в целом, включая силовую электронику, устройства релейной защиты и автоматики, средства быстрой коммутации при двустороннем энергообмене и др. («адаптивная микросеть с активными потребителями», «микрогрид»);
- методы и технические средства интеллектуального управления конечным электропотреблением по экономическому критерию в режиме реального времени на основе интеграции электрических и информационных сетей («энергетический Интернет»), включая «интеллектуальные счётчики» и т. д.;
- программные средства и нормативно-правовую базу для интеграции объектов распределенной генерации в торговой системе рынка электроэнергии, оказания системных услуг и взаимного резервирования («виртуальная электростанция»).

Для определения перспективных областей научных исследований и разработок технологий Минэнерго России был разработан и 14.10.2016 утвержден Министром энергетики Российской Федерации А.В. Новаком *Прогноз научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 года* [2] (далее – Прогноз НТР). Документ разработан с целью определения возможностей научно-технологического развития и конкретных технологических направлений развития отраслей ТЭК на основе анализа и сценарного прогноза внешних условий развития российской энергетики, оценки достигнутого технического уровня отраслей и анализа макроэкономических, структурных и институциональных факторов научно-технологического развития в Российской Федерации. Прогноз НТР разработан как этап реализации плана мероприятий («дорожной карты») «Внедрение инновационных технологий и современных материалов в отраслях топливно-энергетического комплекса», утвержденного распоряжением Правительства Российской Федерации от 3 июля 2014 г. №1217-р [3]. Ключевыми

задачами, на решение которых направлен документ, являются синхронизация усилий всех заинтересованных сторон – научного сообщества, органов государственной власти, компаний топливно-энергетического комплекса (ТЭК), институтов развития и инвесторов – по разработке, апробации и, в дальнейшем, промышленному производству и применению инновационных технологий и материалов в энергетике, а также заблаговременное формирование необходимых образовательных и научных компетенций под перспективные технологии будущего.

Согласно Прогнозу НТР, в электроэнергетике повышению надёжности функционирования национальных энергетических систем будет способствовать развитие технологий активно-адаптивных электрических сетей, технологических концепций Smart Grid и Энерджинет, внедрение систем автоматизированной защиты и управления электрическими подстанциями («цифровой подстанции»), нового электро-технического, электромеханического и электронного оборудования, применение новых конструкционных материалов, в том числе композитных, разработка материалов и технологий для проводов, а также применение высокотемпературных сверхпроводниковых материалов.

В результате работы ряда экспертных панелей, организованной НИУ ВШЭ по заказу Минэнерго России в 2014 г., был составлен перечень из 24 отраслевых критических технологий. Применительно к электроэнергетике в состав перечня включена технология интеллектуальных систем автоматического управления электрической сетью с возможностью прогнозирования наиболее вероятного развития ситуации.

Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации (утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 3 апреля 2013 г. №511-р) [4] отмечает то, что в течение ближайших 10–15 лет России предстоит внедрить технологии, которые уже используются в сетевых комплексах развитых стран. В частности, предстоит внедрить технологии «умных» электрических сетей, позволяющих повысить пропускную способность и стабильность энерго-снабжения, сократить потери и издержки на технический и коммерческий учёт у потребителя.

В числе обозначенных стратегией [4] основных целей электросетевого комплекса – долгосрочное обеспечение надёжного, качественного и доступного энерго-снабжения потребителей. Для её достижения предполагается внедрение сбора данных о надёжности и качестве электроснабжения. Для распределительных сетевых компаний будет использован показатель среднего индекса частоты прерываний и среднего индекса длительности прерываний электроснабжения конечных потребителей в электроэнергетической системе. Трансляция собранных данных о надёжности и качестве энергоснабжения в пользу потребителей и повышение эффективности. Показатели качества и надёжности (средний индекс частоты прерываний и средний индекс длительности прерываний электроснабжения конечных потребителей в электроэнергетической системе либо аналогичные общепринятые в мире показатели) станут одним из основных критериев при формировании инвестиционных и ремонтных программ электросетевых компаний. В целом будет повышена ответственность сетевых компаний за соблюдение требований качества и надёжности электроснабжения.

Повышение ответственности за соблюдение требований качества и надёжности электроснабжения – является одним из ключевых драйверов стремительного роста автоматизации распределительных сетей в Европе и США. В свете данной тенденции логично предположить грядущую активизацию научно-исследовательских разработок и пилотных проектов в сфере автоматизации электрических сетей в РФ.

В качестве одного из инструментов реализации обозначенных задач в сфере развития электросетевого комплекса Стратегия развития электросетевого комплекса РФ [4] предусматривает формирование единой инновационной политики. Электросетевой комплекс имеет значительный потенциал повышения эффективности, надёжности и качества электроснабжения за счёт внедрения современных инновационных технологий и превращения его в интеллектуальное (активно-адаптивное) ядро технологической инфраструктуры электроэнергетики России. Для выполнения преобразований в соответствии с [4] ПАО «Россети» разработана единая инновационная политика электросетевого комплекса, цель которой создание интеллектуальной энергетической системы с активно-адаптивной электрической сетью – энергосистемы нового поколения, ориентированной на клиента и основанной на мультиагентном принципе управления её функционированием и развитием с массовым сбалансированным внедрением современных технологических средств и решений в электросетевой комплекс.

Программы инновационного развития (ПИР) разрабатываются в соответствии с поручением Президента Российской Федерации от 4 января 2010 г. №Пр-22. ПИР описывают комплекс мероприятий, направленных на разработку и внедрение новых технологий, разработку, производство и вывод на рынок новых инновационных продуктов и услуг, соответствующих мировому уровню, содействие модернизации и технологическому развитию компаний путем значительного улучшения основных показателей эффективности производственных процессов.

ПИР ПАО «Ленэнерго» [5] предполагает возможность развития электрической сети по пути перехода к новой концепции организации электросетей – интеллектуальной сети. Опыт последних лет по реализации инновационной деятельности ПАО «Ленэнерго» позволил определить следующие направления повышения эффективности инновационной деятельности:

- развитие мультиагентных систем управления – развитие принципов взаимодействия в системах управления peer-to-peer между элементами и системами электрических сетей;
- повышение активности и адаптивности электрических сетей – развитие свойств сети для повышения устойчивости к возмущениям в сети и автоматического восстановления нормального режима работы.

Целью Программы [5] на среднесрочный и долгосрочный период до 2020 г. является переход к электрической сети нового технологического уклада с качественно новыми характеристиками надёжности, эффективности, доступности, управляемости и клиентоориентированности электросетевого комплекса России в целом. Под электрической сетью нового технологического уклада понимается электроэнергетическая система, характеризующаяся следующими основными свойствами:

- автоматическое управление электросети на принципах распределенного (мультиагентного) управления;

- самодиагностика в режиме реального времени параметров и режимов работы энергосистемы, отдельных объектов и единиц оборудования с целью повышения системной и потребительской надёжности, снижения операционных издержек и т. д.;
- гибкая автоматическая реконфигурация сети в ответ на изменение её параметров и топологии (в том числе предотвращение аварий/самовосстановление сети после аварий);
- предоставление различным категориям потребителей специализированных услуг и сервисов (диверсифицированных по времени, объемам, качеству и цене поставок электроэнергии, регулирование спроса и генерации, зарядка электромобилей и др.).

Анализ основных документов, регламентирующих подходы к технологическому развитию в отрасли, подтверждает явный тренд на цифровизацию и интеллектуализацию электроэнергетики. Первым этапом перехода к интеллектуальным сетям станет внедрение элементов цифровой подстанции разных уровней автоматизации (цифровые устройства релейной защиты и автоматики, приборы учёта, поддерживающие цифровой обмен данными), развитие систем связи в энергетике, а также применение оборудования с функциями управления.

В долгосрочной перспективе предусматривается переход к цифровым подстанциям класса напряжения 35–110 (330) кВ, к цифровым активно-адаптивным сетям с интеллектуальной системой управления, включая системы автоматического управления, позволяющие регулировать напряжение по нескольким критериям качества электрической энергии, интеграцию в электрические сети всех видов НВИЭ и накопителей электрической энергии, зарядную инфраструктуру для электротранспорта, предоставление услуг сети «по резервированию».

Автоматизация управления распределением электроэнергии

В обобщенном смысле автоматизация распределения электроэнергии может покрывать крайне широкий спектр функций: это системы релейной защиты, автоматизация систем учёта, мониторинг состояния оборудования, управление электропотреблением, взаимодействие с потребителями при сообщениях об отключениях, поддержка принятия решений, SCADA система и др. На рис. 1 проиллюстрирована иерархия различных систем, автоматизирующих работу электрических сетей.

Вопрос о целесообразности автоматизации тех или иных процессов всегда упирается в технико-экономическую задачу по анализу преимуществ и выгод, которые данная конкретная система приносит, и затрат, требуемых для её имплементации. При этом, очевидно, что на стадии реализации пилотных проектов рано говорить об окупаемости тех или иных решений. Внедрение автоматизации в электроэнергетику может преследовать целый ряд различных целей: повышение надёжности электроснабжения, повышение эффективности оперативно-технологического управления, продление жизненного цикла оборудование и др. Однако пригодность и эффективность систем автоматизации внутри энергетической отрасли неоднородна, технические решения не универсальны, что обусловлено исторически сложившимися особенностями отдельных энергосистем. Кроме того, на процессы интеллектуализации электроэнергетики оказывают влияние различные соотношения выгод и

затрат в зависимости от государственной политики регулирования в электроэнергетической отрасли. Так, в США в результате дерегуляции в отрасли потребность в современных экономически эффективных системах управления электрическими сетями возросла. Это объясняется как созданием конкурентного рынка в области предоставления услуг по электроснабжению потребителей, так и введением штрафных санкций за неудовлетворение требуемым показателям функционирования. В Великобритании, в свою очередь, регулятор обеспечил стимулы для внедрения автоматизированных систем, законодательно связав предельный размер прибыли с объемом инвестиций в повышение надёжности работы наименее надёжно функционирующих фидеров [6].

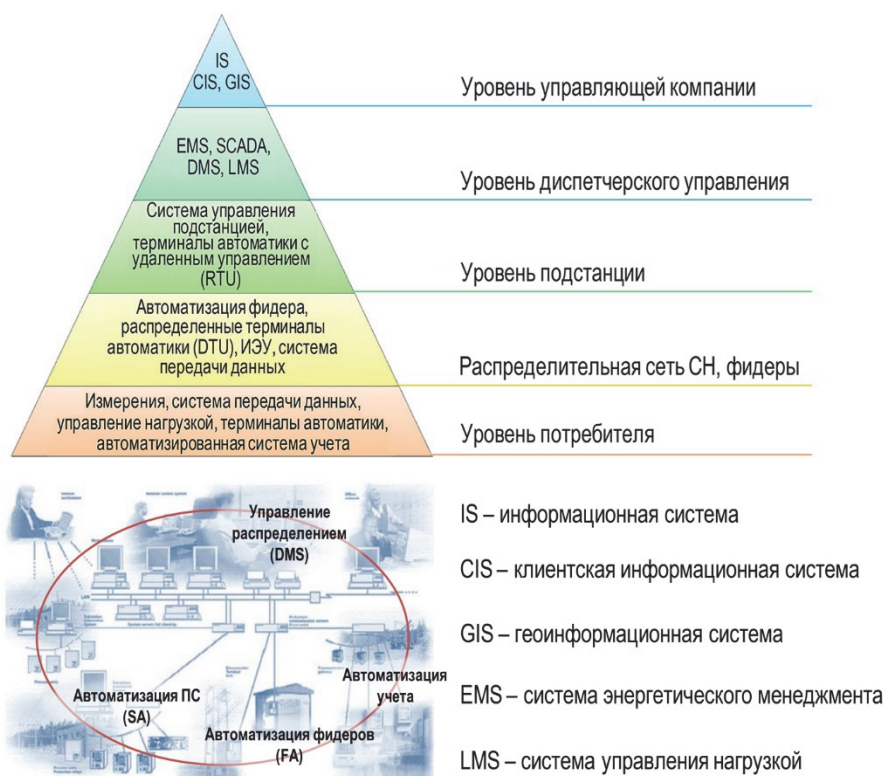


Рис. 1 Структура системы комплексной автоматизации электрической сети

Как правило, системы автоматизации внедряются «сверху – вниз»: т. е., в первую очередь, технологии затрагивают сети передачи электроэнергии, процессы диспетчеризации и управления, а автоматизация распределения уровней ниже питающей подстанции (фидеры, ТП, счётчики электроэнергии) ввиду большей сложности, разветвленности и неоднородности таких систем, происходит не повсеместно, а по мере выявления отдельных районов, где подобные решения имеют наибольшую эффективность. Среди возможных факторов, обосновывающих целесообразность автоматизации распределения, такие как:

- существенное снижение эксплуатационных затрат (затраты на поиск повреждений, выполнение оперативных переключений, функции контроля текущего состояния сети и др.);

- снижение коммерческих и технологических потерь (автоматизация учёта, мониторинг загрузки элементов электрической сети);
- отсрочка ввода новых трансформаторных мощностей, электросетевого строительства (автоматический перенос точки нормального разрыва, позволит перераспределять нагрузку между центрами питания при её онлайн-мониторинге, оптимизировать загрузку оборудования);
- сокращение недоотпуска электроэнергии и повышение надёжности электроснабжения (сокращение частоты и длительности отключений);
- новые сервисы для потребителя (в странах, где розничный рынок электроэнергии подразумевает возможность активного участия потребителя в рыночных взаимоотношениях: выбор поставщика услуг, тарифных опций, распределенная генерация и др.);
- повышение качества электроснабжения (мониторинг уровня напряжения и его гармонического состава);
- обеспечение достоверной информацией о состоянии сети, а также ведение статистики и др.

Согласно результатам опросов, опубликованных в [6], к 1988 г. из более чем 500 опрошенных электроснабжающих организаций только 14 % пользовались автоматизированными системами и 12 % планировали подобные системы к последующему внедрению. В тот период речь шла о разработке и внедрении SCADA до уровня подстанций распределительной сети (при помощи установки удаленных терминалов автоматизации RTU). Семьдесят процентов компаний, использовавших на тот момент такие SCADA системы, рассматривали перспективную возможность расширения границ SCADA систем за пределы питающих подстанций – в распределительную сеть. Результаты опроса, проведенного спустя несколько лет среди компаний в США, Канаде, Великобритании и Австралии, свидетельствуют об активном развитии технологий автоматизации подстанций на базе коммуникационной шины взамен системы медных проводных связей. Опрос американских компаний 1999 года показал смещение фокуса на автоматизацию отходящих от подстанции распределительных сетей – автоматизацию фидеров среднего напряжения, более половины из 40 опрошенных компаний развёртывали системы такого типа, устанавливали дистанционно-управляемые коммутационные аппараты в сетях среднего напряжения. Согласно опросу 2000 года степень оснащённости электрических сетей США дистанционно-управляемыми коммутационными аппаратами и реклоузерами сильно возросла. К этому моменту уже 70 % опрошенных компаний пользовались автоматизированными системами. Среди других 30 % половина объясняла нежелание использовать такие системы отсутствием необходимости в них, и ещё треть – дороговизной. Опрос компаний Южной Америки, (17 шт.), Европы (9 шт.), Ближнего Востока (4 шт.), Дальнего Востока (8 шт.) в 2000 г. показал, что 75 % опрошенных компаний внедрили как системы автоматизации подстанций, так и системы автоматизации фидеров и объявили о планах дальнейшего увеличения степени автоматизации, ещё 15 % развернули SCADA только до уровня ПС.

Системы защиты и управления распределительными сетями среднего напряжения претерпели развитие от классического подхода мониторинга состояния индикаторов прохождения тока КЗ к автоматике, подразумевающей сбор информации

измерительными устройствами, передачу данных в систему управления и обеспечение автоматического управления коммутационными аппаратами – реализацию функций самовосстановления распределительной сети. Такие усовершенствованные подходы, основанные на интеллектуальных электронных устройствах, сегодня технически реализуемы и во многих случаях экономически конкурентоспособны. Однако, реализуемые на практике проекты по автоматизации, на сегодняшний день, в большинстве случаев касаются задач мониторинга параметров электрических сетей. Принятие решений о выполнении переключений в подавляющем большинстве случаев пока ещё остается за диспетчером.

В числе задач автоматизации – обеспечение возможности управлять электрической сетью (или энергосистемой) из одной точки – центра управления – либо нескольких центров управления с распределенными между ними зонами (уровнями) ответственности. Систему, обеспечивающую решение этой задачи, называют SCADA (или система телеуправление). Для SCADA необходимо наличие каналов связи от центра управления до непосредственно первичного оборудования (генератор, выключатель, ступень РПН и др.). Первичное оборудование при этом должно быть оснащено исполнительным механизмом (приводом), который, в свою очередь, должен дополняться соответствующим вторичным устройством, создающим интерфейс для поступающих по каналам связи команд управления – интеллектуальным электронным устройством (ИЭУ, IED). Интеграция центра управления, каналов связи, ИЭУ и исполнительных механизмов и образуют SCADA систему. SCADA – масштабируемая система – может расширяться как горизонтально (при расширении электрической сети), так и вертикально (при добавлении новых уровней управления, рис. 1).

В литературе применительно к системам автоматизации электрических сетей встречаются два ключевых термина: DMS (Distribution Management System – система управления распределением) и DAS (Distribution Automation System – система автоматизации распределения). DMS относится к системе, позволяющей управлять распределительной сетью вручную, но делать это дистанционно – из центра управления. Для имплементации DMS необходимо создание модели сети (базы данных), обеспечение доступа к IT-инфраструктуре, а также программное обеспечение для ведения и актуализации модели и выполнения задач оперативно-технологического управления. DAS иерархически находится ниже DMS и включает в себя дистанционно-управляемое оборудование на подстанциях и ниже в распределительной сети (реклоузеры, выключатели, секционализеры и другое оборудование ПС, РП, ТП), локальные терминалы автоматики для этого оборудования и систему передачи данных. То есть DAS является подсистемой DMS.

В зарубежных источниках [7] встречается такое определение DAS – «это комплекс технологий, позволяющих электросетевой компании осуществлять удаленный мониторинг, координацию и оперативное управление компонентами сети в режиме реального времени и из удаленного местоположения». Функцией автоматики в данном случае подразумевается координация, т. е. все устройства защиты должны быть скоординированы для автоматической селективной изоляции места повреждения (отключения поврежденного участка). Изоляция места повреждения – это только часть функций DAS, показатели функционирования сети будут улучшены,

если питание максимально возможного числа потребителей будет восстановлено. Более того, «в реальном времени» означает, что автоматическое восстановление питания осуществляется за секунды – столько времени требуется системе для обработки данных. Однако скорость реагирования системы напрямую зависит от задержки, вносимой системой передачи данных, в некоторых случаях задержка реагирования может быть значительной. Внутри DAS следует выделять три независимых друг от друга группы технических решений:

- локальная автоматика (т. е. сигнал на включение/отключение формируется терминалами защиты или логическими контроллерами, установленными непосредственно на объекте);
- телеуправление (дистанционное управление через SCADA систему действиями диспетчера);
- централизованная автоматика (автоматическое дистанционное управление, т. е. сигналы для включения/отключения для изоляции места повреждения и восстановления питания формируются центральным логическим звеном).

Любая применяемая на практике система DAS включает в себя, как минимум, две из трёх перечисленных. Таким образом, автоматизация распределения электроэнергии без организации системы связи не возможна.

Задачи разработки и организации систем мониторинга и телеуправления лежат в области ИТ и связи. К научно-техническим задачам в области распределения электроэнергии здесь можно отнести разработку локальных и централизованных алгоритмов работы автоматики.

Самовосстановление как целевая степень автоматизации фидера

В зарубежной практике в отношении сетей, где процессы определения поврежденного фидера, локализации и отключения повреждённого участка и восстановления питания потребителей полностью автоматизированы, применяется термин *selfhealing*, что означает «самовосстанавливающиеся». Согласно вышеприведенной структуре за самовосстановление отвечают системы уровня DAS. Такая автоматизация предполагает применение в сети дистанционно-управляемых коммутационных аппаратов, терминалов управления (контроллеров), организацию системы связи и разработку алгоритма автоматизации.

В настоящее время процесс локализации повреждения на участке распределительной линии (РЛ) 6(10) кВ предусматривает следующие этапы:

- 1) фиксация факта повреждения;
- 2) определение повреждённой РЛ;
- 3) локализация повреждения (выделение повреждённого участка РЛ);
- 4) отключение повреждённого участка РЛ;
- 5) восстановление схемы электроснабжения.

Причем выполнение вручную указанных этапов действиями оперативно-выездной бригады (ОВБ), как это происходит в настоящее время, – продолжительный и трудозатратный процесс, описанный подробно авторами в [8].

Понятие самовосстановления подразумевает под собой выполнение всех перечисленных этапов в полностью автоматическом режиме. Принципиальная идея, закладываемая в понятие «самовосстановление», отражена на рис. 2.

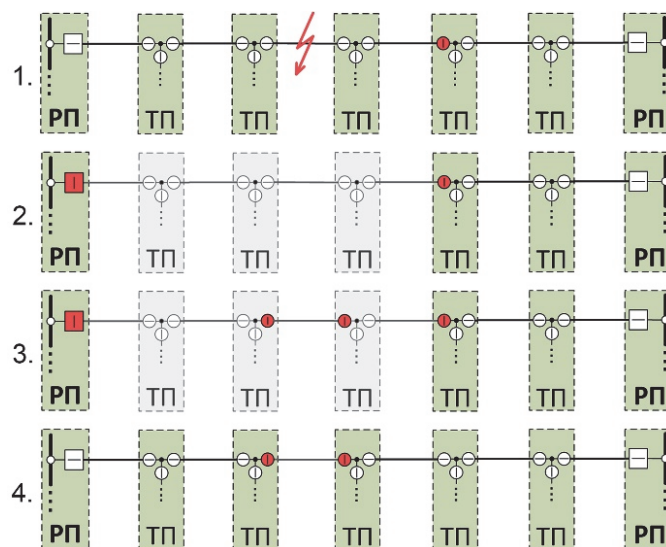


Рис. 2. Иллюстрация понятия «самовосстановление»

Таким образом, автоматизация локализации повреждения включает в себя:

- автоматическое определение между какими двумя трансформаторными подстанциями (или в какой ТП) произошло повреждение;
- автоматическое отключение только поврежденной связи;
- автоматическое восстановление электроснабжения максимально возможного числа потребителей в минимально короткое время.

На рис. 3 приведена типовая для городских электрических сетей среднего напряжения двухлучевая схема электроснабжения. Далее подробно описан разработанный алгоритм определения и локализации поврежденного участка применительно к данной схеме.

Итак, первый шаг алгоритма – *фиксация повреждения*. Фиксация повреждения происходит токовым реле, которое формирует сигнал на отключение выключателя. Выключатель отключает распределительную линию, размыкая свои контакты и формируя сигнал, являющийся начальным условием для запуска алгоритма.

Необходимо отметить, что надёжная фиксация однофазных повреждений в кабельных сетях среднего напряжения возможна только при условии низкоомного резистивного заземления нейтрали. Подробно данный вопрос рассмотрен в [8].

Следующий шаг – *локализация повреждения*. Для локализации повреждения блок управления (контроллер) на РП производит опрос данных с установленных в сети датчиков для получения «общей картины» состояния сети (нормальное состояние коммутационных аппаратов, данные с индикаторов протекания тока КЗ (ИТКЗ/УТКЗ)). Локализация места повреждения преследует цель определения ближайших к месту повреждения коммутационных аппаратов (выключателей нагрузки или выключателей).

Для описания логики работы предлагаемого алгоритма введём обозначение показаний ИТКЗ:

- 1 – зафиксирован ток КЗ, превысивший заданную уставку;
- 0 – не зафиксирован ток КЗ, превысивший заданную уставку.

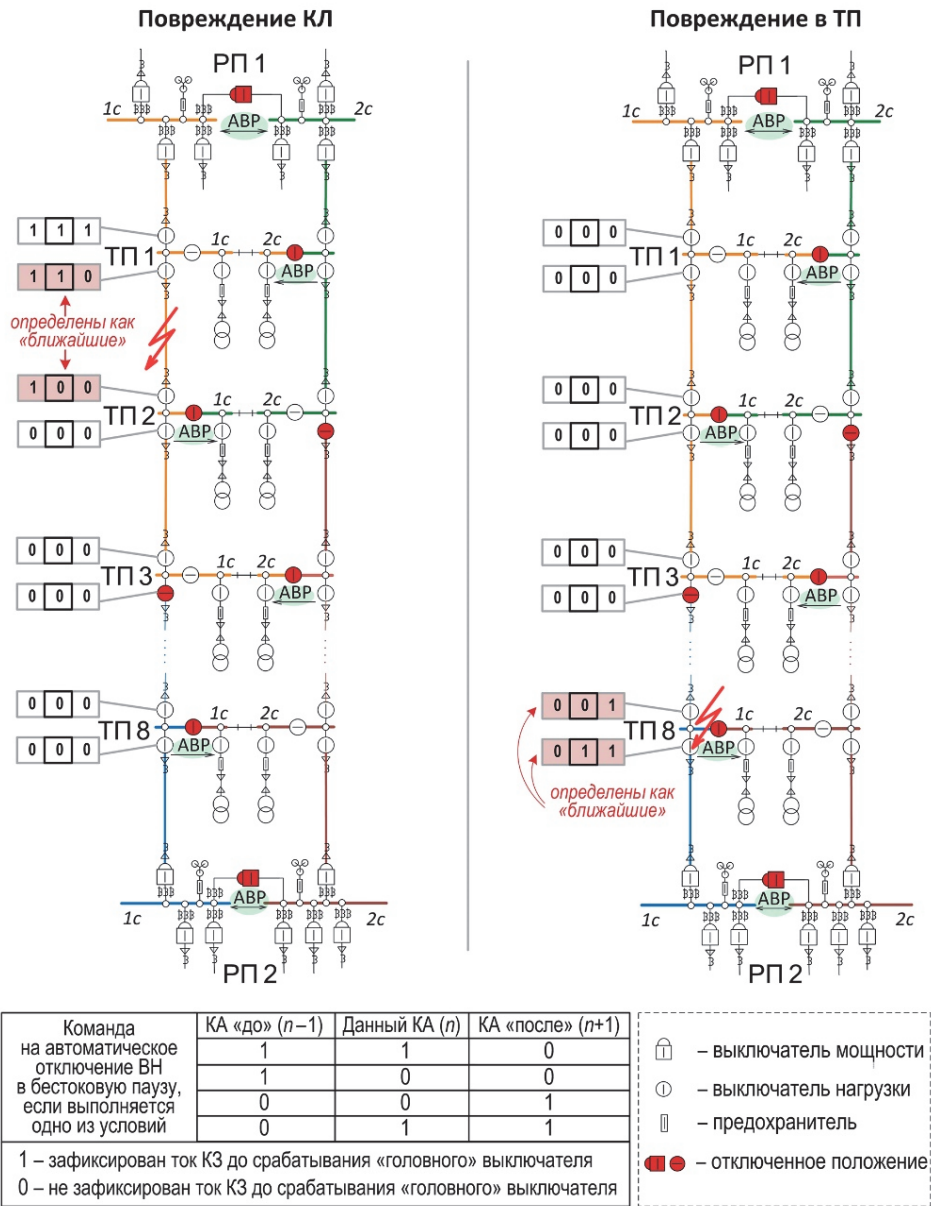


Рис. 3. Принципиальная схема алгоритма автоматического поиска и отключения поврежденного участка КЛ

Условием для определения ближайшего к месту КЗ выключателя нагрузки будет набор из показаний трёх ИТКЗ: ИТКЗ предыдущего выключателя, ИТКЗ данного выключателя и ИТКЗ следующего выключателя. Выключатель нагрузки «n» определяется как ближайший к месту повреждения, если комбинация показаний [ИТКЗ(n-1); ИТКЗn; ИТКЗ(n+1)] для него совпадает с одной из: [1;1;0], [0;1;1], [1;0;0], [0;0;1]. Выключатель в РП определяется как ближайший к месту повреждения, если [ИТКЗ(n-1); ИТКЗn] или [ИТКЗn; ИТКЗ(n+1)] совпадает с [1;0], [0;1].

Следующий шаг алгоритма – отключение поврежденной КЛ. Когда повреждение локализовано, т. е. определены ближайшие к месту повреждения коммутационные

аппараты, на них подаётся сигнал на отключение. Причем сигнал на отключение можно формировать как центральным контроллером в РП, так и контроллерами в ТП (достаточно передавать в них показания ИТКЗ (0 или 1) с соседних ТП).

Финальный шаг – восстановление питания ТП посредством включения выключателя в РП и нормально-разомкнутого выключателя (в случае, если он не определен как ближайший к месту повреждения).

Восстановление питания происходит следующим образом. По факту выполнения условий:

- отключены ближайшие к месту повреждения коммутационные аппараты (которым соответствуют комбинации измерений [1 1 0] и [1 0 0] или [0 0 1] и [0 1 1]);
- время после отключения головного выключателя действием защит не превысило временную уставку АВР;
- на все коммутационные аппараты распределительной линии, кроме определенных как ближайшие к месту повреждения, подается сигнал на их включение.

Выключатели [1 1 0] и [1 0 0] или [0 0 1] и [0 1 1], в свою очередь, отключены с запретом включения действием автоматики.

Алгоритм самовосстановления прост, потому как работает одинаково эффективно как при повреждениях на кабеле, так и на шинах ТП (см. рис. 3).

Независимо от выбранного алгоритма отключения поврежденного участка для реализации функций автоматизации требуется модернизации ячеек РУ 10(6) кВ ТП с ВН, т. е. оснащения моторизированными приводами коммутируемых автоматикой ВН, установки исполнительных органов и организации каналов передачи данных между ТП и РП. Для осуществления автоматической дистанционной коммутации выключатели нагрузки отходящей и питающей КЛ типа ВНМ-10 и ВН-16 должны иметь привод с электромагнитом отключения. Наличие электромагнита отключения при взведенном (включенном) состоянии ВН позволяет создать схему управления, в которой по сигналу может быть осуществлено замыкание цепи электромагнита отключения с последующим действием приводного механизма на отключение главных контактов выключателя нагрузки, после чего для обеспечения возможности последующей коммутации данного КА необходимо осуществить взвод пружинного механизма.

Заключение

На сегодняшний день в развитии распределительных электрических сетей чётко виден яркий тренд на интеллектуализацию. Интеллектуальность проявляет себя в системах мониторинга, управления и защиты. Классические схемы защиты и автоматики сменяются распределенными коммуникационными архитектурами, функционал которых позволяет координировать распределенные интеллектуальные устройства на подстанциях и фидерах и обеспечивать высокие показатели надёжности, эффективности и безопасности. Эти преимущества реализуются в функциях самовосстановления, минимизирующих прерывания электроснабжения за счёт внедрения современных технологий в части сбора данных, алгоритмов поддержки принятия решений, динамического управления потокораспределением и быстрого восстановления питания.

Согласно программному документу «Grid 2030» (США) [9], основным трендом в развитии распределительных электрических сетей станет тотальная автоматизация, которая коснется каждого потребителя и каждого узла электрической сети. Такая совершенная автоматизированная система должна быть способной отвечать любые на возмущения в системе, минимизировать их влияние, максимально быстро восстанавливать питание, обеспечивать стабильность функционирования и выполнять функции самовосстановления. Несмотря на то, что сегодня «умные сети» – это единичные пилотные проекты, нельзя отрицать стремительный рост степени автоматизации в отрасли в последние десятилетия.

Данная статья подготовлена по результатам успешно выполненной АО «НТЦ ЕЭС» в 2017–2018 гг. НИР «Разработка автоматизированной системы управления городскими распределительными кабельными сетями 6–10 кВ» для ПАО «Ленэнерго». Получены следующие значимые результаты:

- разработана концепция построения оптимальной схемы автоматизации и основных требований к автоматизированной системе управления (АСУ);
- апробирована посредством компьютерного моделирования концепция автоматизации городских кабельных сетей на примере распределительной сети энергорайона мегаполиса;
- выполнено технико-экономическое обоснование внедрения систем автоматизации;
- подана заявка в ФИПС Роспатента на получение патента на изобретение, являющееся результатом НИР.

Предложенный подход к автоматизации двухлучевой с двусторонним питанием схемы полностью реализует функции самовосстановления, т. е. позволяет фиксировать факт повреждения, предельно селективно отключать поврежденные элементы и восстанавливать электроснабжение неповрежденной части сети в полностью автоматическом режиме, что качественным образом усовершенствует подходы к эксплуатации распределительных кабельных сетей. Автоматизация сети с наделением её функциями самовосстановления является логичным продолжением внедрения востребованного в настоящее время резистивного низкоомного заземления нейтрали в кабельных распределительных сетях среднего напряжения.

При этом автоматизация кабельной распределительной сети может быть реализована поэтапно. Участки существующей кабельной сети 6–10 кВ, построенной на морально и физически устаревшем оборудовании, где не представляется возможным дистанционное управление приводами коммутационных аппаратов (например, разъединители и ВН с ручными приводами), могут быть автоматизированы частично:

- перевод на низкоомное резистивное заземление нейтрали;
- установка устройств, фиксирующих прохождение тока КЗ;
- организация передачи данных о прохождении тока КЗ диспетчеру района кабельной сети (например, по GSM-каналу) для однозначного определения поврежденного участка.

Сеть, оборудованная выключателями нагрузки с моторизованными приводами, либо с пружинными приводами, оснащенными электромагнитом отключения, может быть автоматизирована полностью при условии организации надёжной передачи данных между ТП и РП.

Список литературы

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года (утверждена распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. №1715-р).
2. Прогноз научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 года (Утвержден министром энергетики А. В. Новаком 14.10.2016).
3. План мероприятий («дорожная карта») «Внедрение инновационных технологий и современных материалов в отраслях топливно-энергетического комплекса», (Утвержден распоряжением Правительства Российской Федерации от 3 июля 2014 г. №1217-р).
4. Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации (Утверждена распоряжением Правительства РФ от 3 апреля 2013 г. № 511-р).
5. Программа инновационного развития ПАО «Ленэнерго» на 2016–2020 гг. с перспективой до 2025 г. (утверждена протоколом заседания Совета директоров ПАО «Ленэнерго» №31 от 19.04.2017 г.).
6. *Northcote-Green J., Wilson R.* Control and Automation of Electric Power Distribution Systems, CRC Press, 2007.
7. IEEE PES Distribution Management Tutorial, Jan. 1998.
8. *Кузьмин И. А., Магдеев Н. Н., Евдокунин Г. А., Брилинский А. С., Грунина О. И.* Переход к резистивному заземлению нейтрали в сети 6–10 кВ ПАО «Ленэнерго» как шаг на пути к автоматизации // Электроэнергия. Передача и распределение, 2018, № 3(10).
9. «Grid 2030» A National vision for electricity's second 100 years, United States Department of Energy Office of Electric Transmission and Distribution, July 2003.

Брилинский Андрей Станиславович, канд. техн. наук, заведующий отделом проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: brilinskiy@ntcees.ru

Грунина Ольга Игоревна, старший инженер отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: grunina_o@ntcees.ru

УДК 621.314

А. С. Бердин, А. С. Герасимов, П. Ю. Коваленко, А. В. Юдин

Сравнение линейной и квадратичной моделей для определения крутизны статических характеристик энергосистемы по частоте по данным СМПР переходных процессов

Исследовано сделанное в ранее опубликованной работе допущение о возможности применения линейной модели для определения коэффициентов крутизны статических характеристик нагрузки по частоте для потребления энергосистемы на основе синхронизированных векторных измерений параметров электрического режима при возмущениях, сопровождающихся колебаниями частоты – рассмотрено применение квадратичной модели. Сравнение выполнено на 13 событиях, вызвавших отклонения частоты в Северных районах Тюменской области (далее – СРТО) и зафиксированных в системе мониторинга переходных режимов (СМПР), включая четыре, рассмотренные в предыдущей публикации.

Ключевые слова: статическая характеристика нагрузки по частоте, коэффициент крутизны, система мониторинга переходных режимов, СМПР, электромеханический переходный процесс, Северные районы Тюменской области, СРТО.

Введение

Моделирование оборудования электроэнергетических систем (ЭЭС) является одним из основополагающих подходов в решении задач управления ЭЭС. В последние годы всё чаще применяются модели, параметры которых идентифицируются с использованием синхронизированных векторных измерений (СВИ). При этом методы идентификации параметров моделей значительной доли элементов ЭЭС весьма проработаны. Тем не менее, актуальной является задача определения статических и динамических характеристик нагрузки (СХН и ДХН) энергорайонов. Эта статья является продолжением ранее опубликованной работы [1].

1. Определение коэффициента крутизны статических характеристик по частоте

В [1] описаны результаты определения коэффициентов крутизны статических характеристик по частоте с использованием модифицированного метода Гаусса. Однако в [1] в предположении о малых отклонениях частоты зависимость активной мощности от изменений частоты принимается линейной. Это, в свою очередь, определяет постоянство коэффициента крутизны СХН k_c .

Целесообразно рассмотреть полную нелинейную модель:

$$P_H(t_i, f(t_i)) = a_0 + a_1 t_i + a_2 t_i^2 + a_3 f(t_i) + a_4 f^2(t_i),$$

где $t_i \in T_m = \{t_1, t_2, \dots, t_m\}$, $f(t_i) \in F_m = \{f(t_1), f(t_2), \dots, f(t_m)\}$;

$$P_H(t_i, f(t_i)) \in P_m = \{P(t_1, f(t_1)), P(t_2, f(t_2)), \dots, P(t_m, f(t_m))\}.$$

Дифференцируя выражение по частоте, получаем $\partial P_n / \partial f = a_3 + 2a_4 f(t_i)$ и $k_{ci} = (\partial P_n / \partial f)(f_6 / P_6) = (a_3 + 2a_4 f(t_i))f_6 / P_6$ – выражение (4) в [1]. В таком случае коэффициент крутизны явным образом зависит от изменения частоты.

2. Экспериментальные расчёты

В качестве практического примера предлагается сравнение определения коэффициентов крутизны по линейной и нелинейной моделям согласно методике, описанной в [1]. Рассматривается сечение, ограничивающее СРТО.

Расчёт выполнен для событий, рассмотренных в [1], и девяти дополнительных (в таблицах выделены серым цветом), сопровождавшихся небольшими (в допустимых пределах) отклонениями частоты от номинальной: события 02.01.2018, 30.01.2018, 18.02.2018, 23.02.2018, 28.03.2018, 03.04.2018, 24.07.2018, 04.09.2018, 07.09.2018.

Пример регистрограммы события – графики активной мощности и частоты, – а также границы анализируемого участка электромеханического переходного процесса (далее – ЭМПП) показаны на рис. 1.

Результаты расчёта коэффициентов моделей сведены в табл. 1 (наименования коэффициентов – в соответствии с (3)).

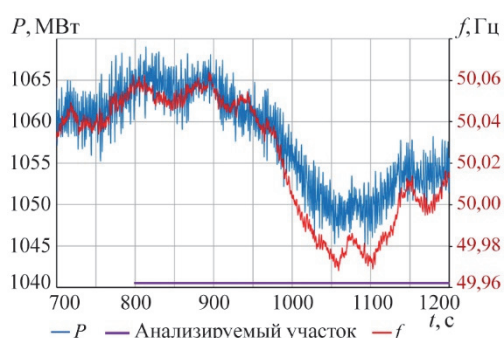


Рис. 1. Регистрограмма события 25.07.2017

Таблица 1

Результаты расчёта коэффициентов линейной и нелинейной моделей

Событие	Базовая мощность нагрузки, МВт	Базовая частота, Гц	Коэффициенты линейной модели		Коэффициенты нелинейной модели		
			a_3	a_0	a_4	a_3	a_0
24.02.2017	2182,36	50	3,78	-3,22	652,17	-1299,88	648,28
27.06.2017 (инт. 1)	1856,62	50	4,21	-3,53	1232,81	-2459,40	1227,20
27.06.2017 (инт. 2)	1856,62	50	5,02	-4,40	-2237,65	4483,65	-2245,38
25.07.2017	1764,36	50	5,22	-4,65	921,52	-1838,42	917,49
30.07.2017	1847,44	50	4,19	-3,62	-2189,75	4381,54	-2191,23
02.01.2018	1942,83	50	4,03	-3,93	1450,62	-2895,48	1445,45
30.01.2018	1884,72	50	11,76	-11,16	-27208,31	54407,88	-27198,97
18.02.2018	1913,54	50	4,56	-3,93	181,15	-357,67	177,14
23.02.2018	1836,43	50	2,57	-1,98	3276,21	-6545,77	3270,16
28.03.2018	1905,58	50	3,89	-3,40	411,49	-818,50	407,50
03.04.2018	1861,04	50	4,89	-4,36	-795,03	1593,98	-798,42
24.07.2018	1735,18	50	5,83	-5,32	157,43	-308,70	151,77
04.09.2018	1864,76	50	5,13	-4,52	1647,23	-3287,67	1641,07
07.09.2018	1736,07	50	3,77	-3,16	115,51	-227,04	112,14

Результирующие значения коэффициентов крутизны представлены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты определения коэффициентов крутизны по линейной и нелинейной моделям

Событие	Линейная модель	Нелинейная модель					Δk	k_{cp}
		k_{min}/f		k_{max}/f				
	k	k_{min}	при f_{min}	k_{max}	при f_{max}			
24.02.2017	3,78	2,64	49,93	4,68	50,01	2,04	4,14	
27.06.2017 (инт. 1)	4,21	-5,12	49,77	15,47	50,19	20,59	4,99	
27.06.2017 (инт. 2)	5,02	-1,22	50,11	11,35	49,97	12,57	4,67	
25.07.2017	5,22	3,44	49,97	6,98	50,06	3,54	5,23	
30.07.2017	4,19	-0,19	50,03	8,51	8,51	8,70	3,84	
02.01.2018	4,03	2,07	49,94	6,42	50,00	4,35	4,00	
30.01.2018	11,76	-16,24	50,01	46,73	49,95	62,97	4,78	
18.02.2018	4,56	4,16	49,93	4,88	50,03	0,72	4,62	
23.02.2018	2,57	-1,44	49,94	6,25	50,00	7,69	2,47	
28.03.2018	3,89	3,25	49,93	4,44	50,00	1,19	3,85	
03.04.2018	4,89	3,11	50,03	6,19	49,93	3,09	5,06	
24.07.2018	5,83	5,57	49,91	6,10	49,99	0,53	5,82	
04.09.2018	5,13	2,40	49,93	7,61	50,01	5,21	5,48	
07.09.2018	3,77	3,69	49,94	3,85	49,97	0,17	3,77	

Обозначения в таблице: k – коэффициент крутизны по линейной модели; k_{min} , k_{max} – значения коэффициента крутизны по нелинейной модели при минимальной и максимальной частоте; Δk – разница между максимальным и минимальным значениями; k_{cp} – среднее значение коэффициентов крутизны определенных по нелинейной модели.

Значения коэффициентов крутизны, полученные по нелинейной модели, в зависимости от режимной ситуации, могут существенно зависеть от частоты в течение переходного процесса – например, в случае события 30.01.2018 (регистрограмма представлена на рис. 2, результат расчёта выделен в табл. 2 темно-серым цветом). При этом его среднее значение соответствует принятым (реальным) значениям. Значение же коэффициента крутизны, полученное по линейной модели, для данного случая значительно – более чем в 2 раза – отличается от принятого (реального).

Важно отметить, что в случае применения нелинейной модели коэффициент крутизны меняется в зависимости от изменения частоты, как показано на рисунках.

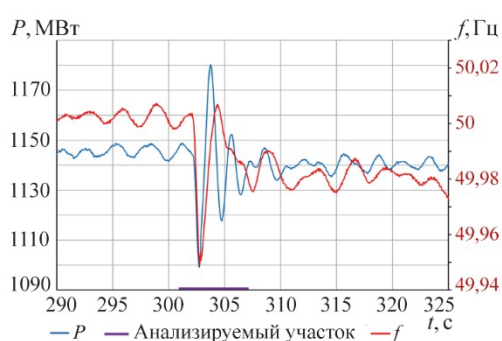


Рис. 2. Регистрограмма события 30.01.2018

При этом в ряде случаев расчёта появляется коэффициент крутизны с отрицательным знаком. В отсутствие в рассматриваемом районе генерации такое значение не отвечает физическому смыслу процесса регулирования частоты. Однако, следует учесть, что в СРТО присутствуют значительные объёмы малой генерации, покрывающей более 40 % потребления энергорайона (табл. 3). В этом случае отрицательная величина коэффициента может проявляться при значительных отклонениях частоты, превышающих порог участия генераторов СРТО в регулировании частоты. Для анализа этой взаимосвязи данные об изменении перетока мощности по сечению и частоты сведены в табл. 3. Для всех показателей также рассчитаны средние значения и среднеквадратичное отклонение (СКО) по всем событиям и за исключением событий 23.02.2018 и 28.03.2018.

Таблица 3

Сопоставление полученных значений коэффициентов крутизны с долей малой генерации в покрытии потребления энергорайона и отклонением частоты

Событие	$k_{\text{лин}}$	$k_{\text{ср.кв}}$	$P_{\text{баз}}$, МВт	$P_{\text{сеч}}$, о.е.	$P_{\text{мг}}$, о.е.	Δf , Гц
24.02.2017	3,78	4,14	2182,36	0,557	0,443	0,08
27.06.2017 (инт. 1)	4,21	4,99	1856,62	0,630	0,370	0,42
27.06.2017 (инт. 2)	5,02	4,67	1856,62	0,625	0,375	0,14
25.07.2017	5,22	5,23	1764,36	0,603	0,397	0,09
30.07.2017	4,19	3,84	1847,44	0,566	0,434	0,10
02.01.2018	4,03	4,00	1942,83	0,524	0,476	0,07
30.01.2018	11,76	4,78	1884,72	0,605	0,395	0,06
18.02.2018	4,56	4,62	1913,54	0,625	0,375	0,10
23.02.2018	2,57	2,47	1836,43	0,596	0,404	0,06
28.03.2018	3,89	3,85	1905,58	0,491	0,509	0,07
03.04.2018	4,89	5,06	1861,04	0,530	0,470	0,10
24.07.2018	5,83	5,82	1735,18	0,511	0,489	0,08
04.09.2018	5,13	5,48	1864,76	0,611	0,389	0,08
07.09.2018	3,77	3,77	1736,07	0,606	0,394	0,036
Среднее значение	5,01	4,53	1880,88	0,575	0,425	0,11
СКО	2,19	0,88	106,52	0,048	0,048	0,10
Среднее без 23.02.2018	5,21	4,71	1884,59	0,573	0,427	0,12
СКО без 23.02.2018	2,15	0,65	110,37	0,050	0,050	0,10
Среднее без 23.02.2018 и 28.03.2018	5,33	4,78	1882,68	0,581	0,419	0,12
СКО без 23.02.2018 и 28.03.2018	2,22	0,62	115,55	0,044	0,044	0,11

Как видно из табл. 3, коэффициенты крутизны, полученные как средние значения по квадратичной модели, более стабильны по сравнению с коэффициентами, полученными по линейной модели.

Для событий 23.02.2018 и 28.03.2018 (рис. 3 и 4 соответственно) рассчитанные коэффициенты крутизны оказались заметно ниже. Анализ процессов изменения мощности и частоты показал, что в этих случаях имели место низкочастотные колебания (далее – НЧК) перетока активной мощности по сечению с частотой порядка 0,5 Гц и амплитудой порядка 10 МВт.

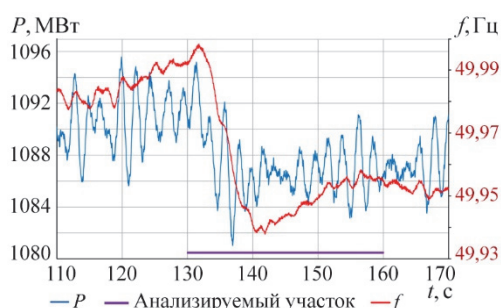


Рис. 3. Регистрограмма события 23.02.2018

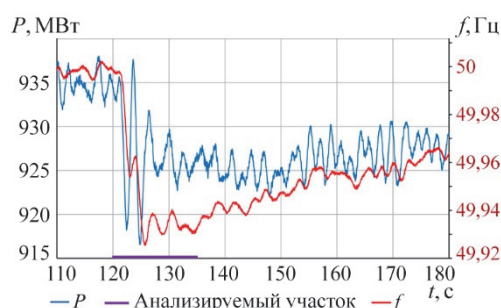


Рис. 4. Регистрограмма события 28.03.2018

Разнообразие возможных ситуаций/режимов диктует необходимость тщательного выбора интервалов времени и диапазонов изменения частоты и перетока по сечению электромеханических переходных процессов, определение характеристик на которых можно считать корректным. В то же время перспектива практического применения требует выполнения такого выбора в автоматическом или автоматизированном режиме. В частности, среди рассмотренных процессов можно исключить из анализа события 23.02.2018 и 28.03.2018 (рис. 3 и рис. 4), поскольку они сопровождались НЧК, а также событие 07.09.2018, в ходе которого частота изменялась незначительно, всего на 0,036 Гц (рис. 5).

На основании систематизации можно предложить следующий алгоритм идентификации расчётного интервала:

- идентификация начала возмущения и продолжительности ЭМПП [2];
- определение диапазона изменения частоты и потребления на идентифицированном интервале ЭМПП;
- идентификация НЧК на интервале ЭМПП [3–5];
- отбор интервалов ЭМПП согласно критериям, предложенным в табл. 4.

Предложенные в табл. 4 критерии и их значения определены экспертным путем на основе анализа ограниченного числа ситуаций и подлежат уточнению в ходе дальнейших исследований.

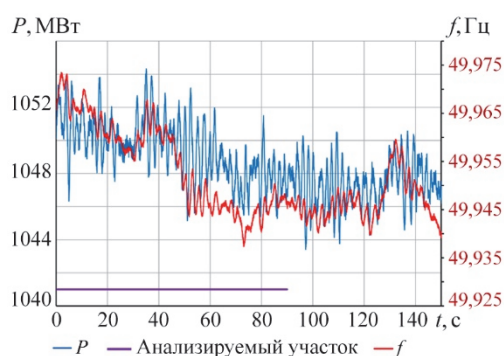


Рис. 5. Регистрограмма события 07.09.2018

Таблица 4

Предлагаемые критерии отбора интервалов электромеханических переходных процессов для определения коэффициентов крутизны статической характеристики нагрузки по частоте

Критерий	Допустимые значения
Продолжительность ЭМПП	Не менее 10 с
Диапазон изменения частоты в ходе ЭМПП	0,045 ÷ 0,08 Гц (для применения линейной модели)
Диапазон изменения потребления в ходе ЭМПП	Не менее 5 % от величины перетока
Амплитуда НЧК активной мощности в ходе ЭМПП	не более 3 % от величины перетока

Выводы

В предложенном исследовании рассмотрен вопрос корректности предположения о возможности пренебречь влиянием нелинейности поведения нагрузки при небольших (до 0,05÷0,1 Гц) отклонениях частоты. Допущение было проверено на 13 регистрограммах реальных переходных процессов с применением линейной и квадратичной моделей. В большинстве случаев наблюдается совпадение результатов расчёта крутизны частотной характеристики для этих моделей, однако есть и существенные расхождения. Такая ситуация может быть обусловлена влиянием конкретной схемно-режимной ситуации и других факторов, что требует дополнительного анализа.

Тем не менее, в процессе исследования установлено, что коэффициенты крутизны, полученные как средние значения по квадратичной модели, более стабильны по сравнению с коэффициентами, полученными по линейной модели. В целом, допущение о возможности применения линейной модели можно считать оправданным, хотя в ряде случаев использование нелинейной модели позволяет уточнить результаты расчёта за счёт учёта зависимости коэффициента крутизны от частоты.

Важнейшей перспективной задачей является автоматизация процесса определения таких характеристик, для чего необходимо формализовать процедуры идентификации временного интервала, на котором корректно выполнять анализ.

Кроме того, для проведения исследований для других энергорайонов, не имеющих достаточного количества устройств СВИ, требуется рассмотреть возможность использования в качестве исходных данных современные телеизмерения, характеристики дискретизации которых составляют 1 с, 1 МВт и 0,001 Гц.

Список литературы

1. Бердин А. С., Герасимов А. С., Коваленко П. Ю., Юдин А. В. К определению крутизны статических характеристик нагрузки по частоте на основе данных СМПП // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2017, № 2 (77). – С. 6–14.
2. Kovalenko P. Y., Berdin A. S., Bliznyuk D. I., Plesnyaev E. A. The Flexible Algorithm for Identifying a Disturbance and Transient Duration in Power Systems // 2016 IEEE International Symposium on Industrial Electronics (INDEL) – Proceedings. University of Banja Luka. Bosnia and Herzegovina, Banja Luka, November 3–5, 2016.

3. Захаров Ю. П., Коваленко П. Ю. Идентификация низкочастотных колебаний в энергосистеме // Научное обозрение, 2013, № 12. – С. 171–177.
4. Бердин А. С., Зудихина Ю. В., Коваленко П. Ю. Сравнение методов экспресс-анализа низкочастотных колебаний в энергосистемах на основе данных измерений // Электроэнергетика глазами молодёжи: труды VII международной научно-техн. конф. В 3 т. Казань: ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет», 2016. Т. 3. С. 73–76.
5. Kovalenko P. Y. The Extended Frequency-Directed EMD Technique for Analyzing the Low-Frequency Oscillations in Power Systems // 2016 IEEE International Symposium on Industrial Electronics (INDEL) – Proceedings. University of Banja Luka. Bosnia and Herzegovina, Banja Luka, November 3–5, 2016.

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

E-mail: berdin@niipt-ems.ru

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

E-mail: gerasimov_a@ntcees.ru

Коваленко Павел Юрьевич, канд. техн. наук, доцент кафедры автоматизированных электрических систем Уральского энергетического института Уральского федерального университета им. первого Президента России Б. Н. Ельцина.

E-mail: pkovalenko@urfu.ru

Юдин Андрей Владимирович, заместитель главного диспетчера по режимам Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Урала.

E-mail: udin@ural.so-ups.ru

УДК 621.311

А. Ф. Михайленко, В. Г. Неуймин, Е. И. Сацук

Алгоритмы учёта коммутационных схем в системе мониторинга запасов устойчивости

Рассмотрено моделирование коммутационных схем в задаче расчёта максимально допустимых перетоков мощности. Рассмотрен вариант моделирования на базе CIM-16, требующий полного представления расчётной модели на коммутационном уровне. Предложен «облегченный» способ моделирования коммутационных схем, позволяющий представлять на коммутационном уровне только необходимые подстанции. Предлагаемый способ дополнительно позволяет улучшить обусловленность расчётной модели за счёт удаления ветвей с пренебрежимо малым сопротивлением.

Ключевые слова: расчёт установившегося режима, расчёт максимально допустимых перетоков, моделирование коммутационных схем, обусловленность расчётной модели.

В настоящее время Системный оператор ЕЭС России (АО «СО ЕЭС») осуществляет в своих подразделениях внедрение системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ), позволяющей по данным реального времени определить максимально допустимые перетоки в контролируемых сечениях [1].

В ПК СМЗУ на базе ПК *RastrWin* используется представление расчётной модели (PM) в виде «узлы+ветви». Каждый узел имеет уникальный идентификатор (номер узла), в нем задаются определяемые оценкой состояния (ОС) и используемые в расчётах величины нагрузки, генерации и напряжения. Каждая ветвь задается номерами связывающих её узлов, с её помощью моделируется ЛЭП или трансформатор (обмотка трансформатора). Такая простая модель используется для повышения скорости расчёта установившегося режима (УР), составляющего основные затраты времени при определении максимально допустимых перетоков (МДП).

В то же время существует необходимость учёта состояния коммутационных аппаратов в распределительных устройствах (коммутационных схемах) энергообъектов, т. е. изменений PM, связанных с изменением состояния отдельных выключателей и разъединителей. Это требуется для моделирования расчётных возмущений, связанных с отключением системы шин или отдельных групп выключателей, а также для моделирования изменений режима, связанных с изменением состояния шиносоединительных или секционных выключателей (при наличии ТС на них). Как правило, в СМЗУ необходимо моделировать только отдельные коммутационные схемы – крупных электростанций или подстанций. Остальная часть схемы по-прежнему представляется в виде «узлы+ветви».

Для решения этой задачи на первом этапе внедрения СМЗУ использовался простейший способ моделирования коммутационных схем – моделирование выключателя с помощью ветви с малым сопротивлением. Недостатком такого способа является снижение обусловленности расчётной модели и как следствие этого – возможность потери сходимости расчёта УР.

В ПК *RastrWin* также реализовано моделирование коммутационных схем на базе международного стандарта CIM версии 16 [2]. В этом случае используется два вида представления модели: «Node/Breaker» и «Bus/Branch».

Представление вида «Node/Breaker» основано на использовании:

- базового класса «Проводящее оборудование» (ConductingEquipment). Применяется для моделирования генератора, нагрузки, участка ЛЭП, обмотки трансформатора, выключателя, разъединителя. Каждый элемент класса имеет 1-2 места присоединения к сети, называемые терминалами (Terminals);
- класса «Терминал» (Terminal). Каждый терминал (Terminal) имеет свой идентификатор (ID) и используется для образования соединительных узлов (ConnectivityNode) и привязки к телеметрии;
- класса «Соединительный узел» (ConnectivityNode). Каждый соединительный узел (ConnectivityNode) задается списком терминалов (Terminals), входящих в него.

Пример представления РМ с помощью CIM показан на рис. 1.

Реализация конкретных классов (например, Breaker, Fuse, ACLineSegment, SynchronousMachine) на основе базового класса ConductingEquipment осуществляется с помощью механизма наследования [3].

Для использования «Node/Breaker» на базе CIM необходимо всю расчётную модель задать в этом виде. Для получения второго представления модели в виде «Bus/Branch» (которая топологически совпадает с моделью «узлы+ветви», но имеет более сложную модель классов) используется дополнительная процедура, называемая топологическим процессором, которая на основе текущей телеметрии осуществляет следующие действия:

- определяет элементы класса ConductingEquipment, имеющие нулевое сопротивление (Breaker, Fuse), и на основании их состояния (включено/отключено) формирует класс топологических узлов (TopologicalNode);
- создает элементы класса «Топологический узел» (TopologicalNode), в каждом элементе задается список соединительных узлов (ConnectivityNode), входящих в него;
- формирует «с нуля» модель «Bus/Branch» (или «узлы+ветви») на базе параметров, созданных TopologicalNodes (рис. 2).

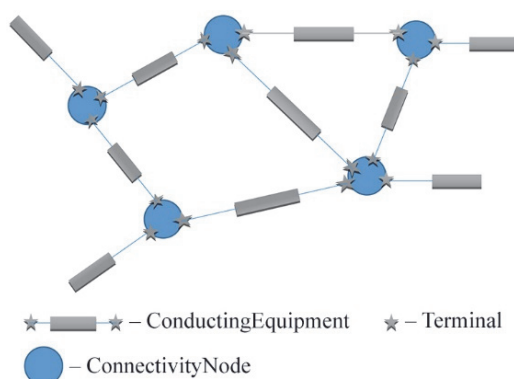


Рис. 1. Представление «Node/Breaker» в модели CIM

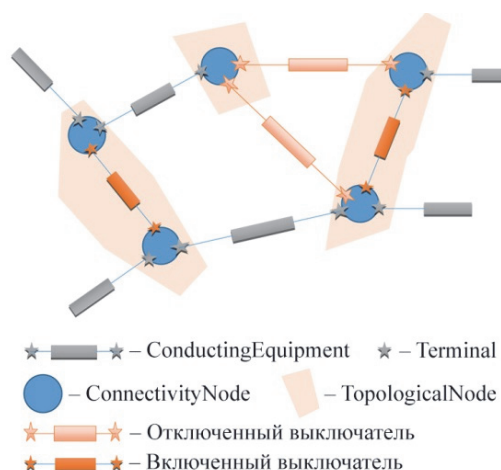


Рис. 2. Результат работы топологического процессора и получение модели «Bus/Branch»

Моделирование коммутационных схем на базе СИМ является международным стандартом и используется в большинстве зарубежного ПО. Разрабатываемая в «Монитор-электрик» система SCADA «СК-11» также поддерживает СИМ-16 [4].

Для использования в СМЗУ такое представление на базе СИМ имеет ряд недостатков:

- необходимость представления всей РМ на коммутационном уровне. Для большинства подстанций такой необходимости нет. К тому же состояние основных элементов расчётной модели можно изменить без использования коммутационной схемы;
- использование трудоёмкой процедуры получения РМ «узлы+ветви» переменного размера и с различным составом и нумерацией узлов и ветвей с нуля.

В ПК Космос [5] также разработано представление коммутационных схем в виде отдельного «коммутационного слоя», являющегося надстройкой к РМ. В этом случае полного представления РМ на коммутационном уровне не требуется, но РМ всё же будет иметь переменный размер и различный состав узлов и ветвей.

Для устранения описанных недостатков предлагается использовать механизм формирования коммутационной схемы, основанный на ранее реализованной в ПК *RastrWin* функции удаления ветвей с малым сопротивлением.

Эта функция была разработана для улучшения обусловленности РМ непосредственно в расчёте УР путем удаления ветвей с сопротивлением меньше заданного критического и автоматического объединения узлов, их связывающих.

В процессе объединения создаются внутренние узлы, используемые только при расчёте УР, после расчёта УР дополнительно определяются потоки мощности по удаленным ветвям (без учёта их сопротивления, по балансовым формулам) и результаты расчёта УР отображаются на исходной схеме. При этом таблицы «узлы» и «ветви» остаются постоянного размера, и структура электрической сети не изменяется.

Расчёт УР при использовании этой функции состоит из:

- предварительного, для каждой группы узлов, связанных ветвями с сопротивлением меньше критического, формирования суперузла, содержащего внутри себя «микро-сеть» с ветвями нулевого сопротивления;
- расчёта УР методом Ньютона. Суперузлы при расчёте УР представляют собой один узел, в котором может быть несколько нагрузок (со своей СХН) и генераторов;
- определения, после расчёта УР, потоков в «микро-сети» суперузла по линейным соотношениям без потерь, исходя из предположения, что все ветви в такой сети имеют одинаковые сопротивления.

Таким образом, РМ изменяется только в ходе расчёта УР, после расчёта результаты отображаются на исходной модели.

Критическое сопротивление задается в относительных единицах при базовой мощности $S_6 = 10^6$ МВ·А. Для перевода в именованные единицы используется формула:

$$X_{Om} = X_{oe} \left(\frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_6} \right) = X_{oe} \left(\frac{U_{\text{НОМ}}^2}{10^6} \right).$$

По умолчанию ПК *RastrWin* использует величину $X_{oe} = 4$, соответствующее ей сопротивление в именованных единицах приведено в табл. 1.

Функция удаляет ветви, имеющие модуль сопротивления меньше, чем критическое. Однако такая ветвь может содержать:

- коэффициент трансформации (в том числе комплексный);
- проводимость на землю (по П-образной или Г-образной схеме);
- линейные реакторы в начале или конце ветви.

Сопротивление таких ветвей в расчёте режима не учитывается, но коэффициент трансформации и проводимость на землю учитывается. При удалении таких ветвей их коэффициент трансформации используется для пересчёта параметров внешних ветвей, связанных с узлами их ограничивающими.

Узлы, связанные удаляемыми ветвями, для расчёта режима объединяются в суперузел, в котором сохраняются данные нагрузки и генерации каждого объединяемого узла:

- мощность и статическая характеристика нагрузки;
- мощности и параметры генерации.

Эти параметры суммируются для всех узлов, входящих в суперузел.

Узлы, входящие в суперузел, могут иметь заданный модуль напряжения ($V_{зд}$) и диапазон регулирования реактивной мощности ($Q_{min} - Q_{max}$). В этом случае в качестве заданного модуля напряжения ($V_{зд}$) суперузла принимается заданный модуль напряжения узла, имеющего наибольший диапазон реактивной мощности. А диапазоны регулирования реактивной мощности суперузла суммируют все $Q_{min} - Q_{max}$ входящих в него узлов.

При наличии внутри суперузла ветвей с различными коэффициентами трансформации, параметры внешних ветвей приводятся к напряжению узла, взятого за базу при формировании суперузла.

При использовании этой функции необходимо учитывать следующее:

- все узлы, входящие в суперузел, после расчёта режима будут иметь одинаковое напряжение (с учётом комплексного коэффициента трансформации);
- потоки мощности по выключателям (и приравненным к ним ветвям) рассчитываются после расчёта режима по балансовым соотношениям;
- сеть «выключателей» внутри суперузла может иметь сложно-замкнутую структуру. В этом случае для расчёта потоков мощности считается, что все выключатели имеют одинаковое сопротивление. При появлении неуравновешенных коэффициентов трансформации один из них игнорируется;
- при анализе потоков мощности в сложно-замкнутой сети выключателей, следует иметь в виду, что физический смысл имеет только поток по группе таких выключателей, образующих полное сечение;
- возможна ситуация, когда ветвь с сопротивлением, превышающим сопротивление выключателя, будет шунтирована одним или несколькими выключателями, поэтому узлы её начала и конца попадут в один суперузел. От такой ветви в расчёте режима будет учитываться только проводимость на землю, а поток мощности будет нулевым.

Таблица 1

Минимальное сопротивление в Ом

$U_{ном}, \text{кВ}$	$X_{от} \text{ (при } X_{ос} = 4 \text{)}$
10	0,0004
35	0,005
110	0,05
220	0,2
330	0,43
500	1
750	2,25

В показанной на рис. 3 модели к выключателям отнесены ветви, выделенные красным цветом. Получившийся на рис. 4 суперузел (100) содержит узлы 1–4, два генератора, две нагрузки, два трансформатора и одну ветвь (1-2) с ненулевым сопротивлением. Ветвь с ненулевым сопротивлением учитывается только своей проводимостью на землю. Узел 1 выбирается за базис и параметры ветвей 12-3, 13-4, 11-2 приводятся к напряжению узла 1 через произведение коэффициентов трансформации. Заданный модуль напряжения в узле 2 игнорируется, а диапазоны реактивной мощности суперузла равны сумме диапазонов Q узлов в него входящих. Если бы ветвь 1-2 имела сопротивление меньше критического, то программа игнорировала бы один из трансформаторов (точнее, его коэффициент трансформации) и параметры ветви 11-2 остались бы без изменений.

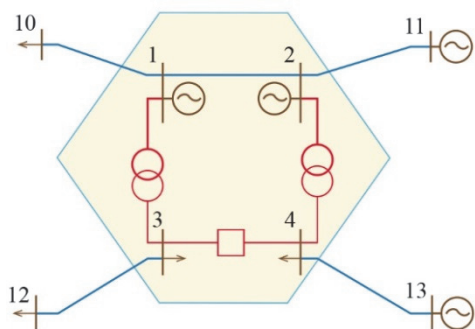


Рис. 3. Расчётная модель до удаления ветвей с малым сопротивлением

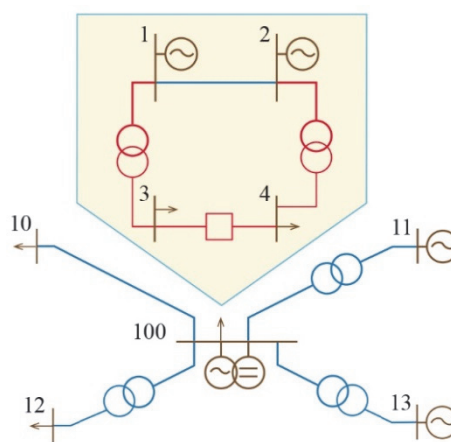


Рис. 4. Расчётная модель после удаления ветвей с малым сопротивлением

Метод удаления выключателей из схемы позволяет рассчитывать схемы с произвольным числом выключателей и любой схемой их соединения без ухудшения сходимости вычислительного процесса и дополнительно улучшать расчётные свойства электрической схемы, удаляя ветви с пренебрежимо малым сопротивлением.

Для анализа результатов расчёта УР в таблицу «ветви» добавлено дополнительное поле «?Выкл». Это поле устанавливается для тех ветвей, которые были удалены из расчёта УР. В таблицу «Узлы» также добавлено поле «Суперузел» для задания сгенерированного программой номера суперузла, в который были объединены узлы во время расчёта УР (рис. 5). При необходимости параметры этих суперузлов можно проанализировать с помощью средств, аналогичных используемым при анализе районов.

Описанную модель можно создать на базе существующих РМ, не имеющих коммутационных схем, просто добавив необходимые выключатели. Но также её можно создать с помощью топологического процессора CIM ПК *RastrWin*, например, на основе РМ в представлении «Node/Breaker» импортированной из SCADA СК-2011. В этом случае, для каждого выключателя, который должен сохраниться в модели «узлы+ветви», необходимо задать атрибут «retain». При установке этого атрибута топологический процессор сохраняет этот выключатель в модели «узлы+ветви» в виде ветви с нулевым сопротивлением.

O	S	Тип	N_нач	N_кон	?Выкл
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	2	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	3	<input checked="" type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	4	<input checked="" type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	1	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	11	2	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	12	3	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	4	<input type="checkbox"/>
<input checked="" type="checkbox"/>		Выкл	3	4	<input checked="" type="checkbox"/>

	O	S	Тип	Номер	U_ном	N...	Супер...
1	<input type="checkbox"/>		Ген	1	220		100
2	<input type="checkbox"/>		Ген	2	220		100
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	110		100
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	110		100
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	220		
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	220		
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	110		
8	<input type="checkbox"/>		База	13	110		

Рис. 5. Идентификация суперузлов в таблицах *RastrWin*

Использование такой модели для оценивания состояния ПК *RastrWin* [6, 7] позволяет при необходимости привязать ТС и ТИ к выключателю, шинам, реактору. В данном случае необходима трансляция ТИ на создаваемый суперузел и на оставшиеся в РМ ветви. Это может привести к следующим ситуациям:

- появлению в суперузле нескольких ТИ одной и той же величины, чаще всего модуля напряжения. Такая ситуация предусмотрена ОС ПК *RastrWin*, большинство параметров (напряжения, мощности) могут иметь несколько ТИ каждое со своими характеристиками (величина, вес);
- появлению в одном узле нескольких генераторов и нагрузок каждый со своим ТИ;
- необходимостью переноса ТИ с удаляемого выключателя на смежные ветви. ОС ПК *RastrWin* позволяет задавать ТИ на сложные объекты. Например, можно задавать ТИ на: 1) группу ветвей (сечение); 2) группу генераторов; 3) нагрузочную группу; 4) алгебраическую сумму генераторов, нагрузок, ветвей, а также их групп.

Таким образом, возможно сохранить измерения в КС и транслировать их на создаваемые суперузлы и смежные ветви.

При расчётах динамической устойчивости модель КС формируется в ходе предварительного расчёта установившегося режима и на её основании формируется матрица узловых проводимостей Y , содержащая суперузлы. На каждом шаге интегрирования осуществляется решение системы линейных уравнений $YU = I - y_g E$ и затем определение напряжений в узлах, входящих в суперузлы. Подключение динамических звеньев (генератор, нагрузка) осуществляется к обычным узлам, в том числе коммутационным. При изменениях в модели сети (отключение линии, систем шин, выключателей) производится анализ связности суперузлов и при изменении их связности, осуществляется пересчёт матрицы узловых проводимостей.

Выводы

- Предложена модель учёта КС без создания дополнительных таблиц и сущностей;
- предложенная модель позволяет задавать КС только на необходимых подстанциях;
- предложенная модель не приводит к постоянному изменению структуры РМ;
- все результаты расчёта УР отображаются на исходной РМ, в том числе потоки мощности в выключателях;

- предложенная модель улучшает обусловленность РМ за счёт удаления ветвей с малым сопротивлением;
- предложенная модель может автоматически формироваться топологическим процессором ПК *RastrWin* на основе СІМ-модели с сохранением только необходимых выключателей;
- предусмотрена возможность трансляции ТИ для выполнения ОС;
- предложенная модель может использоваться для расчётов динамической устойчивости.

Список литературы

1. Александров А. С., Максименко Д. М., Михайленко А. Ф., Неуймин В. Г. Развитие системы мониторинга запасов устойчивости с контролем динамической устойчивости для учёта действия противоаварийной автоматики // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2017, № 1 (76). – С. 64–72.
2. <https://cimug.ucaiug.org/>
3. Грэди Буч и др. Объектно-ориентированный анализ и проектирование с примерами приложений. – М.: Вильямс, 2017. – 720 с.
4. Карасев Ю. Д., Конев А. В., Евлахов М. Б., Крюков И. Н. Построение интегрированной АСДТУ. Программный комплекс нового поколения СК–11 для центров управления электрическими системами и сетями // Технические и программные средства систем автоматизации. Автоматизированные системы диспетчерского и технологического управления, 2014, № 11 (64). – С. 23–33.
5. Прихно В. Л. Программный комплекс КОСМОС оперативных расчётов режимов энергосистем на основе телеметрической информации // Труды Института электродинамики НАНУ. Энергоэффективность: Зб. Киев: ИЭД НАН Украины, 2000. – С. 118–127.
6. 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.
7. Максименко Д. М., Машиалов Е. В., Неуймин В. Г. Оценивание состояния на базе оптимизационного алгоритма в ПК *RastrWin* // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2013, № 2 (69). – С. 36–43.

Михайленко Андрей Федорович, начальник службы электрических режимов Системного оператора Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС»).

E-mail: android@so-ups.ru

Неуймин Владимир Геннадьевич, канд. техн. наук, доцент, начальник центра моделирования и автоматизации управления энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: vlad@niipt-ems.ru

Сацук Евгений Иванович, д-р техн. наук, доцент, начальник службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики Системного оператора Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС»).

E-mail: satsuk-ei@so-ups.ru

УДК 620.311

Е. Б. Шескин

Проблемы использования потенциала возобновляемых источников энергии для регулирования частоты в электрических системах

Рассматриваются проблемы регулирования частоты, связанные с увеличением доли ВИЭ в структуре генерации электрических систем. Оценивается возможность использования потенциала возобновляемых источников электрической энергии для участия в регулировании частоты. На основе опыта использования ВИЭ и систем интеграции ВИЭ в электрические системы, формулируются обобщенные базовые принципы участия ВИЭ в регулировании частоты, которые могут быть эффективны уже сегодня в изолированных системах небольшой мощности.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, ВИЭ, регулирование частоты, ветровые электростанции, солнечные электростанции, ОПРЧ.

Введение

В настоящее время в мире всё более растёт понимание необходимости перехода от источников электрической энергии, использующих энергию ископаемого топлива, к экологически чистым альтернативам: энергии солнца, ветра, химических связей безопасных для окружающей среды элементов (например, водорода).

Ещё пару десятков лет назад подобное было трудно представить, поскольку эффективность ветротурбин и солнечных панелей была невысока, а зависимость вырабатываемой мощности от метеоусловий диктовала необходимость установки устройств хранения энергии, где также не существовало оптимальных решений. Тем не менее, благодаря усилиям мирового энергетического сообщества, уровень технологического развития в сфере возобновляемых источников достаточен для реализации сценария, при котором 90 % вырабатываемой энергии будет приходиться на ВИЭ уже к 2050 г. [1].

Если ранее, на заре своего развития, ВИЭ представляли собой отдельные агрегаты небольшой мощности, то теперь, помимо роста эффективности, растёт и единичная установленная мощность энергоустановок. Так, в настоящее время мощность отдельных ветрогенераторов достигает 10 МВт, и уже анонсированы агрегаты мощностью 12 МВт с коэффициентом загрузки¹ 63%.

Объединение большого количества мощных ветроустановок в плавучие – «офшорные», – электростанции, сооружение огромных по своим площадям солнечных электростанций наземного или наводного исполнения приводит к появлению источников электрической энергии, сопоставимых по своей мощности с традиционными электростанциями, работающими на ископаемом топливе, и способными оказывать существенное влияние на процессы, происходящие в электрических системах. При этом стандартные методы учёта ВИЭ зачастую требуют дополнения.

¹ Коэффициентом загрузки называется отношение среднего значения электрической энергии, фактически вырабатываемой генератором за некоторое время к количеству электрической энергии, которое он бы произвел, работая с максимальной нагрузкой в течение того же периода.

Одним из наиболее ярких примеров ошибочного использования стандартного подхода к прогнозированию балансов мощности в энергосистеме с большим количеством ВИЭ является блэкаут в системе *UCTE* [2], случившийся по причине неучтенных изменений погодных условий, приведших к увеличению выработки ветростанций на севере Германии на 10 ГВт в течение суток. В результате, плановое отключение линии вызвало тяжелую системную аварию с разделением системы *UCTE* на три синхронные зоны, только в одной из которых был соблюден относительный баланс генерации и потребления активной мощности, а в двух других недопустимое изменение частоты привело к срабатыванию частотной автоматики и отключению огромного числа потребителей и источников электрической энергии. Подобные аварии доказывают, что уже казалось бы решенные вопросы, связанные с эксплуатацией электрических сетей, с появлением оборудования нового типа вновь становятся актуальными на системном уровне.

В ЕЭС России в последние годы вопрос интеграции ВИЭ и других видов источников электрической энергии в распределительную сеть привлекает к себе пристальное внимание сетевых компаний и Системного оператора. В частности, АО «НТЦ ЕЭС» уже выполнило несколько работ, связанных с разработкой требований, предъявляемых к объектам малой генерации при их подключении к сети, произвел исследования в части особенностей построения релейной защиты распределительных сетей, содержащих объекты малой генерации, а также разработал методику моделирования ВИЭ для выполнения расчётов устойчивости и токов короткого замыкания.

1. Особенности работы ВИЭ, влияющие на способность регулировать частоту в энергосистеме

При использовании традиционных технологий генерации электрической энергии, при возникновении динамических возмущений и небалансов в электрической системе (например, отключение генератора) могут наблюдаться отклонения частоты напряжения от номинального значения даже при наличии достаточного вращающегося резерва, полностью покрывающего возникший дефицит мощности. Это вызвано инерционностью традиционных систем регулирования частоты, и может приводить к срабатыванию автоматики частотной разгрузки и отключению потребителей.

В ответ на снижение частоты традиционные генерирующие блоки отдают часть своей запасенной кинетической энергии на увеличение выходной мощности, которая помогает задержать снижение частоты. Затем, на протяжении нескольких секунд регуляторы турбин, располагающих вращающимся резервом, увеличат их выходную мощность. Суммарная реакция генерирующих блоков должна быть достаточной для того, чтобы сначала замедлить снижение частоты, а затем предпринять действия по стабилизации и возврату частоты к номинальному уровню. Этот процесс первичного регулирования частоты, состоящий из инерционного и регуляторного отклика, важен для общей надёжности энергосистемы.

Очевидно, что для больших объединённых энергосистем характерна большая совокупная инерция, которая приводит к малым отклонениям частоты в ответ на возмущения. Маленькие изолированные системы имеют меньшую совокупную инерцию и в результате при тех же возмущениях испытывают большие отклонения частоты.

Преобладание возобновляемых источников энергии в структуре генерации энергообъединения может само по себе, без каких-либо возмущений, приводить к значительным колебаниям частоты, вызванным малой инерционностью и нестабильностью вырабатываемой мощности от ветровых и солнечных электростанций вследствие изменчивости погодных условий. Таким образом, вопрос стабилизации вырабатываемой мощности становится первостепенным.

Уже сейчас можно наблюдать подобные эффекты в небольших изолированных энергосистемах отдельных островов или на удаленных сельских территориях, где в качестве основного источника электрической энергии используются ветрогенераторы или солнечные панели [3].

Для того чтобы понимать, как именно следует осуществлять регулирование и какие требования предъявлять к вновь устанавливаемому оборудованию, следует понимать особенности регулирования частоты и мощности в системах с преобладанием возобновляемых источников.

Для солнечных электростанций основной способ интеграции ВИЭ в энергосистему заключается в использовании преобразователей напряжения, обеспечивающих требуемые параметры выходного напряжения, удовлетворяющие требованиям системы. Можно считать, что СЭС обладают практически безынерционным откликом. Например, в [4] приводятся экспериментальные результаты, полученные в ходе проведения испытаний генераторов Пугачевской СЭС. Согласно этим результатам, скорость снижения мощности составила 30–70 мс, длительность переходного процесса регулятора составила 200–270 мс, а скорость восстановления ограниченной мощности СЭС до номинального значения варьировалась в ходе экспериментов от 100 до 630 мс.

Для ветряных электростанций существует множество различных вариантов подключения к электрической сети, выбор из которых зависит от используемого типа ветрогенераторов.

В настоящее время существует пять основных видов ветрогенераторов:

- асинхронный генератор с практически постоянной скоростью вращения;
- асинхронный генератор с переключением числа пар полюсов и двумя статорными обмотками, со ступенчатым изменением скорости вращения;
- асинхронный генератор двойного питания с переменной скоростью вращения;
- синхронный многополюсный генератор с переменной скоростью вращения;
- синхронный генератор на постоянных магнитах с переменной скоростью вращения.

В случае ветротурбин, использующих асинхронные или синхронные машины, существует непосредственная связь между энергосистемой и машиной. Когда частота в энергосистеме снижается, асинхронная машина увеличивает свою выходную мощность из-за изменения скольжения. Фактически, это означает, что асинхронные машины также способствуют увеличению инерции системы, как и синхронные.

Однако наиболее современные разработки, базирующиеся на применении асинхронных генераторов двойного питания либо включающие в себя вставки постоянного тока на основе преобразователей напряжения, рассчитанные на полную мощность генерации, не создают инерционного отклика без оснащения их специальными системами управления.

В некоторых публикациях [5] рассматривалась целесообразность работы ветроустановок с пониженной по сравнению с максимальной мощностью с целью обеспечения вращающегося резерва. Очевидно, такой способ ведения режима допустимо использовать только тогда, когда это наименее дорогая из возможных альтернатив. Возможности для регулирования активной мощности ВИЭ должны быть востребованными только тогда, когда обеспечивают существенный вклад в надёжность работы энергообъединения.

Большинство современных ветроустановок оснащены устройствами регулирования активной мощности, что позволяет им принимать участие в регулировании частоты. Требование участия в регулировании частоты записано в большинстве сетевых кодексов. При этом совершенно очевидно, что в большинстве случаев они участвуют в регулировании частоты в случае её повышения, что достигается ограничением их мощности либо отключением отдельных ветроустановок.

В этом случае частотная характеристика установок имеет вид, приведенный на рис. 1. Таким образом, ветроустановки, участвующие в поддержании частоты при её снижении имеют широкие возможности для регулирования на снижение мощности и весьма ограниченные на повышение.

При этом в соответствии, например, с немецким сетевым кодексом, скорость снижения мощности должна быть не менее 10% номинальной мощности в минуту. В соответствии с датским сетевым кодексом, в условиях выхода частоты за пределы допустимых значений 47–53 Гц должна быть обеспечена возможность сброса мощности до уровня не более 20% номинальной за время не более 2 с, то есть должна быть обеспечена скорость снижения мощности в 40% номинальной мощности в секунду.

Что касается участия в регулировании пониженного уровня частоты, это зависит от принятого подхода к выбору максимальной загрузки установок. В некоторых странах, таких как Германия, Ирландия, Дания сетевые кодексы требуют, чтобы ветроустановки имели возможность ограничения активной мощности. Например, в Ирландии ветротурбины мощностью более 5 МВт должны работать с 5%-м запасом доступной мощности [6], чтобы осуществлять регулирование в определенном диапазоне частот (например, 49,6–50,5 Гц).

Требования к регулированию частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России изложены в стандарте организации АО «СО ЕЭС» [7]. В соответствии с этим стандартом общее первичное регулирование частоты (ОПРЧ), имеющее целью сохранение энергоснабжения потребителей и функционирования электростанций при значительных отклонениях частоты, осуществляется всеми электростанциями, за исключением энергоблоков АЭС с реакторами типа РБМК и БН. Нормированное первичное регулирование частоты (НПРЧ) – первичное регулирование, осуществляемое в целях обеспечения гарантированного качества первичного регулирования

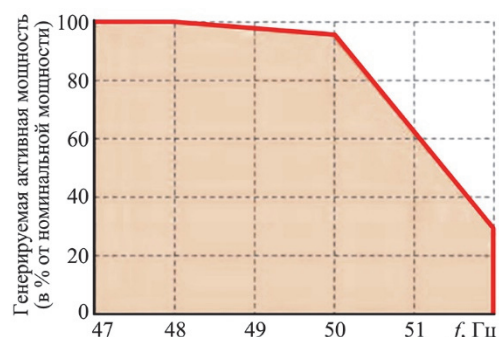


Рис. 1. Регулировочная характеристика ВЭС по активной мощности в зависимости от частоты

и повышения надёжности энергообъединения, должно осуществляться выделенными электростанциями (энергоблоками).

От работающей в энергосистеме переменной генерации ВИЭ наиболее целесообразно требовать максимальной выдачи электроэнергии из бесплатного источника энергии солнца или ветра. При таком подходе источники генерации не управляются, а работают на уровнях, определяемых коэффициентом готовности оборудования и метеорологическими условиями. В этой связи переменная генерация не может быть использована в системе ОПРЧ в условиях пониженной частоты, когда требуется нагрузка по активной мощности, а также в системе НПРЧ. Однако эта генерация может эффективно использоваться в целях ограничения повышения частоты, что учтено в проекте «Правил технологического функционирования электроэнергетических систем», в которых сформулировано требование о том, что ветроэнергетические установки должны обеспечить снижение мгновенной активной мощности при частоте, превышающей 50,2 Гц, с величиной статизма 5 %.

Таким образом, увеличение доли генерации от ветровых электрических станций делает систему менее инерционной и, следовательно, повышает отклонения частоты при динамических возмущениях.

2. Альтернативная технология регулирования частоты в электрических системах

В целом, генераторы, использующие ветротурбины, делятся на два типа: с постоянной и с переменной скоростью вращения.

К первым относят асинхронные машины с короткозамкнутым ротором, инерционный отклик которых как уже было отмечено, зависит от скольжения. Чем выше скольжение, тем больше асинхронная машина препятствует изменению частоты.

В системах с переменной скоростью вращения, таких как машины двойного питания и синхронные многополюсные машины, задействована технология, использующая элементы силовой электроники.

Например, в статорной цепи многополюсной синхронной машины включен преобразователь напряжения, позволяющий изменять амплитуду, фазу и частоту переменного выходного напряжения генератора. Иными словами, такой генератор отделен от внешней сети преобразователем, и происходящие в системе процессы не оказывают на него влияния.

В машинах двойного питания преобразователь напряжения включен в роторную цепь, и обеспечивает своеобразную «обратную связь» между ротором машины и внешней электрической системой. Таким образом, мощность генератора представляет собой сумму мощности, обеспечиваемой ветротурбиной, и мощности «обратной связи», которую можно регулировать за счёт управления преобразователем напряжения.

Для увеличения инерционности отклика ВЭС на динамические возмущения предлагаются различные решения, такие как имитация инерции отклика путем особого алгоритма управления преобразователями напряжения или использование дополнительных контуров регулирования управляемых ветротурбин, обеспечивающих преобразование кинетической энергии вращающейся турбины в электрическую мощность.

Тем не менее, все эти системы имеют определенные недостатки и ограничены скоростью вращения, номинальными параметрами турбины, периодом восстановления и т. п.

В этом случае, интересной альтернативной регулированию ветротурбин является распределенная система хранения электрической энергии.

Подключение систем хранения электрической энергии осуществляется посредством преобразователей напряжения, следовательно, такие системы фактически представляют собой управляемые синхронные статические генераторы с практически мгновенным откликом. При этом подобные системы используются не только совместно с ВЭС, но также СЭС или другими источниками электрической энергии [4].

Это их свойство может быть использовано для поддержания частоты, в особенности, в небольших изолированных системах, образовавшихся, например, ввиду географических особенностей или в результате разделения более крупных энергообъединений.

При возникновении небаланса по активной мощности традиционные источники активной мощности обеспечивают его покрытие за счёт кинетической энергии вращения турбины, с учётом доступных резервов.

На рис. 2 приведена типовая зависимость частоты напряжения при таком динамическом возмущении, как отключение генератора.

В момент возникновения возмущения t_0 скорость изменения частоты $\Delta f'(t_0)$ пропорциональна величине небаланса и обратно пропорциональна суммарной величине кинетической энергии роторов турбин. Таким образом, скорость изменения частоты зависит от того, сколько и каких генераторов находится в работе в момент возникновения возмущения.

В первые секунды переходного процесса происходит активация вращающегося резерва, и падение частоты замедляется только доступной кинетической энергией работающих машин. В этот момент частота падает до своего минимального значения f_{\min} , которое определяется множеством факторов – величиной небаланса, совокупной инерцией системы, динамическими характеристиками генераторов и т. п. Если величины вращающегося резерва достаточно для покрытия возникшего небаланса, частота системы восстанавливается до некоторого квазиустановившегося значения f_{∞} , отличающегося от уставки f_0 на величину статизма Δf_{∞} .

Если резервов мощности недостаточно или первичное регулирование частоты происходит слишком медленно, при определенном значении частоты может произойти срабатывание АЧР и отключение части потребителей для снижения небаланса мощности и восстановления частоты, что является не самым желательным сценарием развития аварии.

Таким образом, обеспечение бесперебойного электроснабжения потребителей во многом зависит от возможностей системы увеличить генерацию или потребление активной мощности в первые секунды после возникновения возмущения.

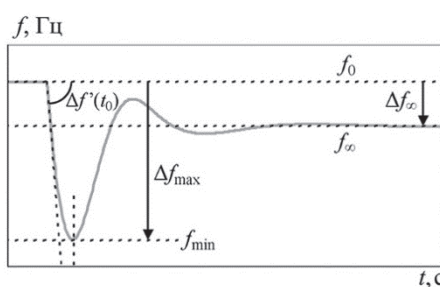


Рис. 2. Изменение частоты в электрической системе при отключении источника активной мощности

3. Быстродействующее первичное регулирование частоты в электрических системах

Как уже было отмечено выше, традиционные источники электрической энергии обладают значительной инерцией, и их регулирование является довольно медленным. В результате чего, даже при наличии достаточных резервов, первичное регулирование частоты зачастую оказывается затруднено.

Современные технологии интеграции ВИЭ и систем хранения электрической энергии в электрическую сеть, напротив, обладают высоким быстродействием, поскольку используют преобразователи напряжения на основе силовых транзисторов. Это обстоятельство может быть использовано для обеспечения быстродействующего первичного регулирования частоты в первые секунды после аварии.

Использование быстродействующего первичного регулирования частоты позволяет значительно уменьшить отклонения частоты в первой фазе переходного процесса. На рис. 3 приведены сравнительные характеристики кривых изменения частоты при наличии и отсутствии быстродействующего первичного регулирования.

Таким образом, как следует из рис. 3, использование быстродействующих систем хранения электрической энергии, сохраняющих электрическую энергию от ВИЭ или иных источников, позволяет существенно облегчить первичную стадию переходного процесса, вызванную инерционным откликом традиционной генерации [4].

В первую очередь подобные системы могут быть использованы в небольших по мощности изолированных системах, например, энергосистемах промышленных предприятий, осуществляющих газо- и нефтедобычу.

Для этих целей АО «НТЦ ЕЭС» разрабатывает систему быстродействующего первичного регулирования частоты для систем хранения электрической энергии на основе суперконденсаторов.

Подобная система позволит обеспечить бесперебойную работу электрооборудования промышленного объекта за счёт стабилизации частоты путем регулирования баланса активной мощности.

Заключение

В статье приводится краткий обзор существующих технологий ВИЭ и показано, что увеличение доли ВИЭ в энергосистемах приводит к снижению совокупной инерции системы и увеличению отклонения частоты на первом этапе переходного процесса. В некоторых случаях чрезмерная инерционность системы или некорректная работа регуляторов скорости турбин может приводить к срабатыванию АЧР и отключению потребителей.

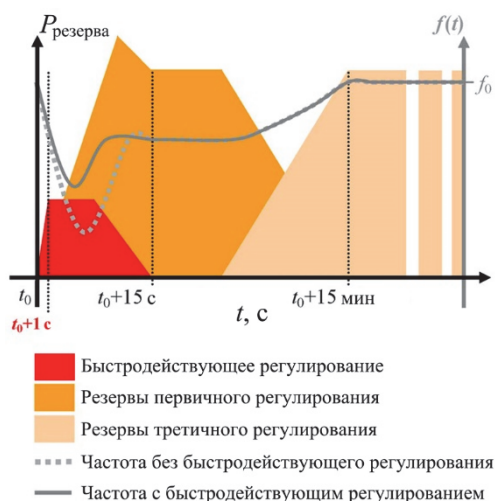


Рис. 3. Изменение частоты при динамическом возмущении с учётом и без учёта быстродействующего первичного регулирования

В качестве решения, снижающего отклонения частоты при динамических возмущениях, предлагается применять быстродействующее первичное регулирование частоты. Возможность использования ВИЭ в общем первичном регулировании частоты уже была подтверждена в ходе натурных испытаний генерирующего оборудования Пугачевской СЭС, некоторые результаты которых изложены в [4].

Дополнительно, эффективность участия ВИЭ в ОПРЧ можно увеличить за счет использования систем преобразования напряжения и хранения электрической энергии, устанавливаемые, в том числе, для интеграции в сеть возобновляемых источников энергии.

Безусловно, в настоящее время мощность подобных устройств несопоставима с мощностью крупных энергообъединений и изолированных систем, наподобие энергорайонов Якутской ЭС, но уже сейчас подобная система может быть востребована в небольших энергосистемах промышленных предприятий.

В будущем, согласно прогнозам, доля ВИЭ в структуре мировой генерации значительно увеличится, вплоть до 90%, а значит и количество систем хранения электрической энергии, и их мощность также будут неуклонно расти. Следовательно, регулирование частоты с использованием динамических возможностей системам хранения электрической энергии уже в ближайшие могут быть востребованы и в крупных энергетических системах.

Список литературы

1. *Ram M., Bogdanov D., Aghahosseini A., Gulagi A., Oyewo A.S., Child M., Caldera U., Sadovskaia K., Farfan J., Barbosa LSNS., Fasihi M., Khalili S., Dalheimer B., Gruber G., Traber T., De Caluwe F., Fell H.-J., Breyer C.* Global Energy System based on 100 % Renewable Energy – Power, Heat, Transport and Desalination Sectors. Study by Lappeenranta University of Technology and Energy Watch Group, Lappeenranta, Berlin, March 2019.
2. Final report – System disturbance on 4 November 2006.
3. *Delille G., François B., Malarange G.* Dynamic frequency control support: A virtual inertia provided by distributed energy storage to isolated power systems / in Proc. IEEE Innovative Smart Grid Technologies Europe Conf. Gothenburg, Sweden, Oct. 2010.
4. *Коротков Б. А., Попков Е. Н., Сейт П. И.* О возможности участия солнечных электростанций в общем первичном регулировании частоты // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2018, № (2) 79. – С.109–117.
5. *Aho J., Buckspan A., Pao L., and Fleming P.* An active power control system for wind turbines capable of primary and secondary frequency control for supporting grid reliability, in: AIAA Aerospace Sciences Meeting, Grapevine, TX, 2013.
6. TB 450 Grid Integration of Wind Generation. Working Group C6.08, 2011.
7. Стандарт организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.27.100.003-2012. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России.

Шескин Евгений Борисович, канд. техн. наук, заместитель заведующего отделом электроэнергетических систем, заведующий лабораторией исследования электроэнергетических систем Научно-технического центра единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: sheskin_e@ntcees.ru

УДК 621.314

А. Ю. Виноградов, А. В. Козлов

Методика формирования цифровых моделей схем электроснабжения промышленных предприятий

Проведён анализ топологии электрических сетей 110–500 кВ региональных энергосистем, к которым примыкают электрические сети промышленных предприятий. Предложены критерии, определяющие степень детализации схем внешнего электроснабжения промышленных предприятий в цифровых моделях энергосистем, предназначенных для проведения оценки технической эффективности решений по повышению надёжности электроснабжения технологических установок. Приведены рекомендации по отображению в цифровых моделях энергосистем схем внутреннего электроснабжения промышленных предприятий.

Ключевые слова: электрические сети, схема внешнего электроснабжения, схема внутреннего электроснабжения, независимость, технологическая установка, двигатель, подстанция, система шин, выключатель.

Анализ статистических данных [1, 2] показывает, что основными причинами нарушения нормального функционирования технологических установок промышленных предприятий и энергообъектов являются:

- аварийные ситуации в электрических сетях, формирующих схемы внешнего и внутреннего электроснабжения промышленного предприятия;
- повреждения в механической части агрегата технологической установки;
- срабатывания технологических защит (повреждение трубопровода, нарушение нормальной работы охладительной системы, подача сырья низкого качества и т. д.).

Снижение чувствительности технологических установок к аварийным ситуациям в электрических сетях, формирующих схему внешнего электроснабжения промышленного предприятия, может быть достигнуто путём установки в электрических сетях потребителя дополнительных устройств компенсации реактивной мощности (УКРМ), быстродействующей автоматики ввода резервного питания (БАВР), систем накопления электроэнергии (СНЭ). Кроме того, в некоторых случаях, дополнительным мероприятием по повышению надёжности электроснабжения промышленных предприятий является сооружение собственных электростанций, работающих параллельно с энергосистемой.

Анализ технико-коммерческих предложений от фирм изготовителей электроэнергетического оборудования 0,4–35 кВ (УКРМ, БАВР, СНЭ) показал, что стоимость производства, установки и наладки устройств, основной задачей которых является снижение длительности и (или) глубины провалов напряжения находится в диапазоне 2,5–120 млн руб. (конечная стоимость устройств варьируется в зависимости от сложности исполнения и решаемых с их помощью задач).

Однако, достаточно часто при разработке технических решений, направленных на повышение надёжности электроснабжения технологических установок, не учитываются особенности функционирования региональной энергосистемы (ЭС), к которой примыкает электрическая система (ЭТС) промышленного предприятия. Например, на стадии проектирования принимаются более оптимистичные для исследуемого предприятия значения режимных параметров на границе ЭТС и региональной

ЭС, значительно отличающиеся от фактических. Таким образом, высока вероятность того, что в реальных условиях работы ЭТС и региональной ЭС эффект от внедрения разработанного технического решения будет значительно ниже ожидаемого.

Помимо этого, встречаются ситуации, когда схема внешнего электроснабжения промышленного предприятия разрабатывается или корректируется без учёта особенностей функционирования технологических установок завода.

Во избежание указанных выше ситуаций, при разработке технических решений для промышленных предприятий необходимо проводить комплексный анализ схем внешнего и внутреннего электроснабжения.

При оценке эффективности каждого технического решения, реализация которого планируется в ЭТС предприятия, должен быть проведен анализ независимости вводов главных понизительных подстанций (ГПП), являющихся по своей сути «источниками» для схемы внутреннего электроснабжения, на соответствие требованиям, приведённым в пункте 4.4.2 НТП ЭПП-94 [3]. Для корректной оценки независимости вводов ГПП промышленных предприятий в цифровой модели энергосистемы необходимо учитывать не только топологию электрических сетей высокого напряжения, формирующих схему внешнего электроснабжения (как правило, в большинстве случаев электрические сети 110–220 кВ), но и реакцию на аварийное возмущение со стороны потребителей, т. е. поведение нагрузки предприятия в аварийных и послеаварийных режимах, оказывающее влияние на глубину провала напряжения, а также на его восстановление в контролируемых узлах ЭТС.

Практический опыт проведения расчётов независимости вводов ГПП промышленных предприятий в рамках проектных работ показывает, что в подавляющем большинстве случаев, представление в цифровой модели полного состава электрических сетей 110–500 кВ, формирующих региональную энергосистему, является избыточным и достаточно трудоёмким. Кроме того, серьёзные затруднения зачастую вызывает получение исходных данных в части полноты и достоверности информации о типах проводов и длине ЛЭП, параметрах трансформаторного оборудования, нормальных положениях выключателей в РУ 110–220 кВ, параметрах генерирующего оборудования электростанций региональной энергосистемы (в ряде энергетических компаний такая информация фактически не предоставляется по запросу проектных организаций). В то же время допущения о том, что оба ввода на ГПП промышленного предприятия являются независимыми, либо, наоборот, являются электрически одной точкой на стороне высокого напряжения, могут привести как к завышению, так и к занижению технических требований к внедряемым в ЭТС устройствам. Таким образом, необходимо определить критерии, позволяющие с одной стороны избежать избыточности отображения электрических сетей высокого напряжения региональной энергосистемы, а с другой стороны корректно отобразить свойства схемы внешнего электроснабжения промышленного предприятия при формировании цифровых моделей, предназначенных для оценки эффективности разрабатываемых технических решений.

Анализ схем внешнего электроснабжения промышленных предприятий показывает, что для корректной оценки независимости вводов ЭТС и расчётов электромеханических переходных процессов (ЭМП) в цифровой модели энергосистемы должны быть отображены:

- электрические сети высокого напряжения, к которым подключены ГПП промышленного предприятия. Детализация данных электрических сетей в цифровой модели должна ограничиваться:
 - ◆ подстанциями, на которых реализована связь с электрическими сетями более высокого класса напряжения, чем класс напряжения подстанций ГПП;
 - ◆ при отсутствии в непосредственной близости (электрическое удаление 10 Ом на классах напряжения 110–220 кВ) от исследуемой ЭТС, подстанций более высокого класса напряжения, электрические сети 110–220 кВ, должны быть подробно представлены до ближайших узловых подстанций. В качестве узловой понимается подстанция, от которой отходит не менее трёх ЛЭП, не являющихся тупиковыми, т. е. ЛЭП, по которым возможно существование перетоков активной мощности в обоих направлениях в различных электрических режимах;
- электрической сетью более высокого класса напряжения, шунтирующей сеть класса напряжения подстанций ГПП (рис. 1);
- ближайшими к промышленному предприятию электростанциями, реализующими выдачу мощности в электрические сети 110–220 кВ и выше.

На рис. 1 представлен вариант схемы внешнего электроснабжения ГПП промышленного предприятия.

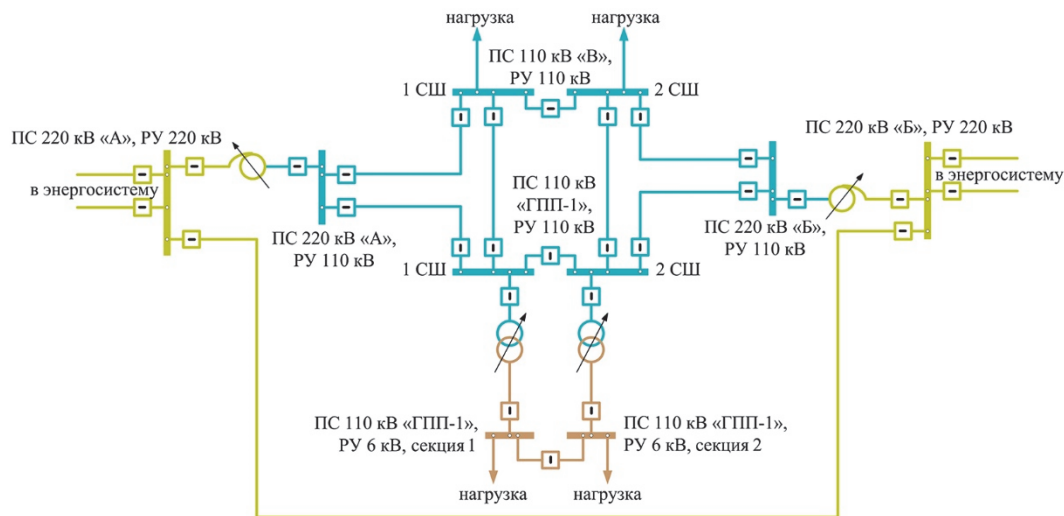


Рис. 1. Схема внешнего электроснабжения ГПП предприятия, в которой электрическая сеть 220 кВ шунтирует сеть 110 кВ

Практика выполнения проектных работ показала, что в цифровых моделях, используемых для оценки независимости вводов ЭТС и расчётов ЭМПП, схема энергосистемы может быть ограничена ближайшей к рассматриваемому предприятию электростанцией, узловой подстанцией, подстанцией более высокого класса напряжения (по сравнению с электрической сетью, формирующей схему внешнего электроснабжения промышленного предприятия) при условии, что трёхфазное короткое замыкание (КЗ) вблизи шин перечисленных объектов электроэнергетики не вызывает провал напряжения в контролируемых узлах ЭТС (в данном случае вводы) ниже $0,95 \times U_{ном}$ в режиме зимних максимальных нагрузок. Формирование схемы

внешнего электроснабжения промышленного предприятия должно быть выполнено, после того как в цифровой модели энергосистемы будет полностью реализована схема внутреннего электроснабжения.

В технической литературе [4] содержится достаточно подробных рекомендаций, соблюдение которых позволит корректно сформировать цифровую модель схемы внутреннего электроснабжения промышленного предприятия для расчётов электрических режимов и динамической устойчивости двигательного оборудования. В настоящей статье хотелось бы обратить внимание на некоторые особенности функционирования ЭТС промышленных предприятий, которые должны быть учтены в моделях:

- потребление в ЭТС промышленного предприятия должно соответствовать контрольным замерам за режимный день. На большинстве предприятий реализовано значительное резервирование двигательного оборудования, обслуживающего технологическую установку. Резерв не должен быть отображен в суммарном потреблении по предприятию (необходимо выставлять потребление по данным контрольных замеров, а не по суммарной номинальной мощности всего заводского оборудования);
- в схемах распределительных устройств (РУ) ГПП, РП, ТП должны быть отображены секционные выключатели независимо от их фактического положения в соответствии с нормальной схемой (для корректного моделирования АВР);
- в схемах РУ ГПП, РП, ТП должны быть отображены конденсаторные батареи (КБ) и другие УКРМ независимо от их состояния в соответствии с нормальной схемой (для возможности моделирования действия УКРМ в послеаварийных режимах);
- вся нагрузка ЭТС промышленного предприятия должна разделяться на следующие части:
 - ◆ отключаемую во время провала напряжения (моделируется срабатывание защит минимального напряжения, самоотключение магнитных пускателей);
 - ◆ участвующую в самозапуске и отключаемую защитами со значительными выдержками времени, когда двигатели практически гарантированно уже не смогут выйти на доаварийный режим.

К формированию схемы внешнего электроснабжения промышленного предприятия в цифровой модели энергосистемы, предназначенной для расчётов ЭМПП, рекомендуется приступать только после того, как в цифровой модели будет полностью реализована схема внутреннего электроснабжения промышленного предприятия с учётом приведённых выше рекомендаций.

Для получения корректных результатов расчётов независимости вводов ГПП промышленных предприятий, электрических режимов, динамической устойчивости двигательного оборудования в цифровой модели необходимо подробно учитывать динамическую (двигательную) нагрузку смежных с заводом потребителей (как минимум соблюсти пропорцию между синхронными и асинхронными двигателями, а также статическими электроприёмниками). Под смежными потребителями подразумеваются:

- нагрузки, подключенные к тем же системам шин 6–220 кВ подстанций/ электростанций, что и исследуемое промышленное предприятие;
- потребители, электроснабжение которых осуществляется от подстанций, смежных с подстанцией промышленного предприятия, в случае подключения про-

мышленного предприятия к протяжённому транзиту 110 (220) кВ (рис. 2, 3), т. е. потребители, расположенные между подстанцией промышленного предприятия и узловой подстанцией.

За узловыми подстанциями, относительно исследуемого промышленного предприятия, двигательную нагрузку допустимо учитывать укрупнённо (например, обобщённой динамической характеристикой). На рис. 3 проиллюстрирован случай трёхфазного КЗ, длительностью 0,18 с на тупиковой ЛЭП 110 кВ, отходящей от 1 СШ 110 кВ ПС 110 кВ «Г» при учёте и без учёта двигателей смежных с исследуемым промышленным предприятием (ПС 110 кВ ГПП) потребителей (замер проводился на 1 СШ 110 кВ ПС 110 кВ ГПП). Учёт смежных потребителей в расчётной модели позволяет обосновать предъявление более жёстких технических требований к проектируемому (предполагаемому к установке в исследуемой ЭТС) оборудованию.

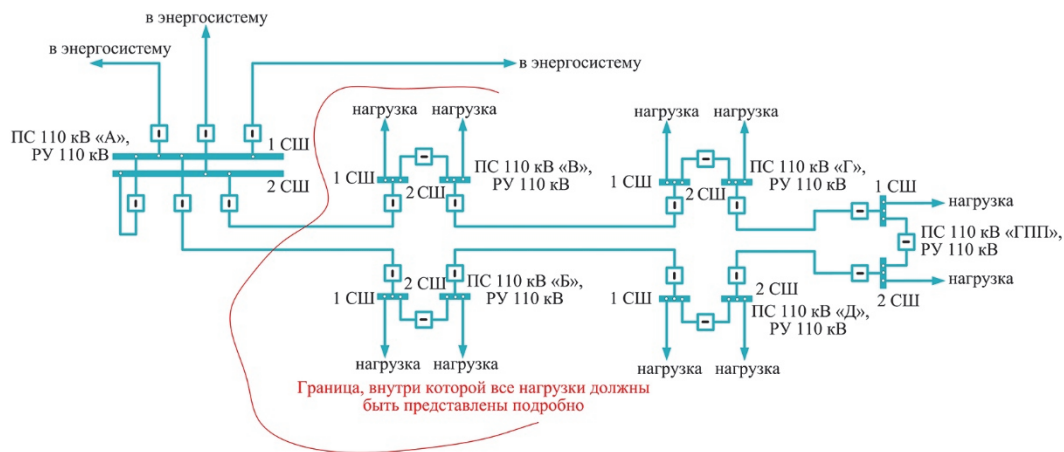


Рис. 2. Эквивалентная схема внешнего электроснабжения промышленного предприятия (ПС 110 кВ ГПП)

Далее на конкретных примерах иллюстрируется справедливость описанных выше подходов к формированию схемы внешнего электроснабжения промышленных предприятий в цифровых моделях. Во всех приведённых ниже примерах ЭТС промышленных предприятий представлены в полном объёме (в цифровой модели отображены все потребители промышленного предприятия (двигательная и статическая части нагрузки), подробно представлена схема внутреннего электроснабжения (ГПП→РП→ТП) в том числе кабельные линии низкого напряжения и трансформаторы).

На рис. 4 представлена схема внешнего электроснабжения промышленного предприятия, особенностью которой является наличие электростанции на незначительном электрическом удалении от ГПП.

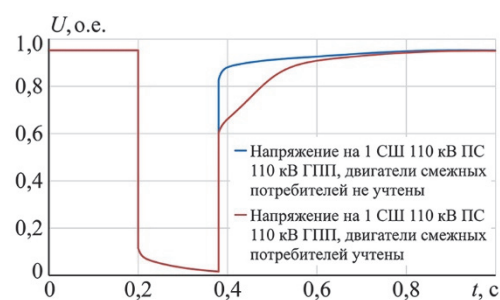


Рис. 3. Напряжение на 1 СШ 110 кВ ПС 110 кВ ГПП ($U_{\text{базисное}} = U_{\text{ном}} = 110$ кВ)

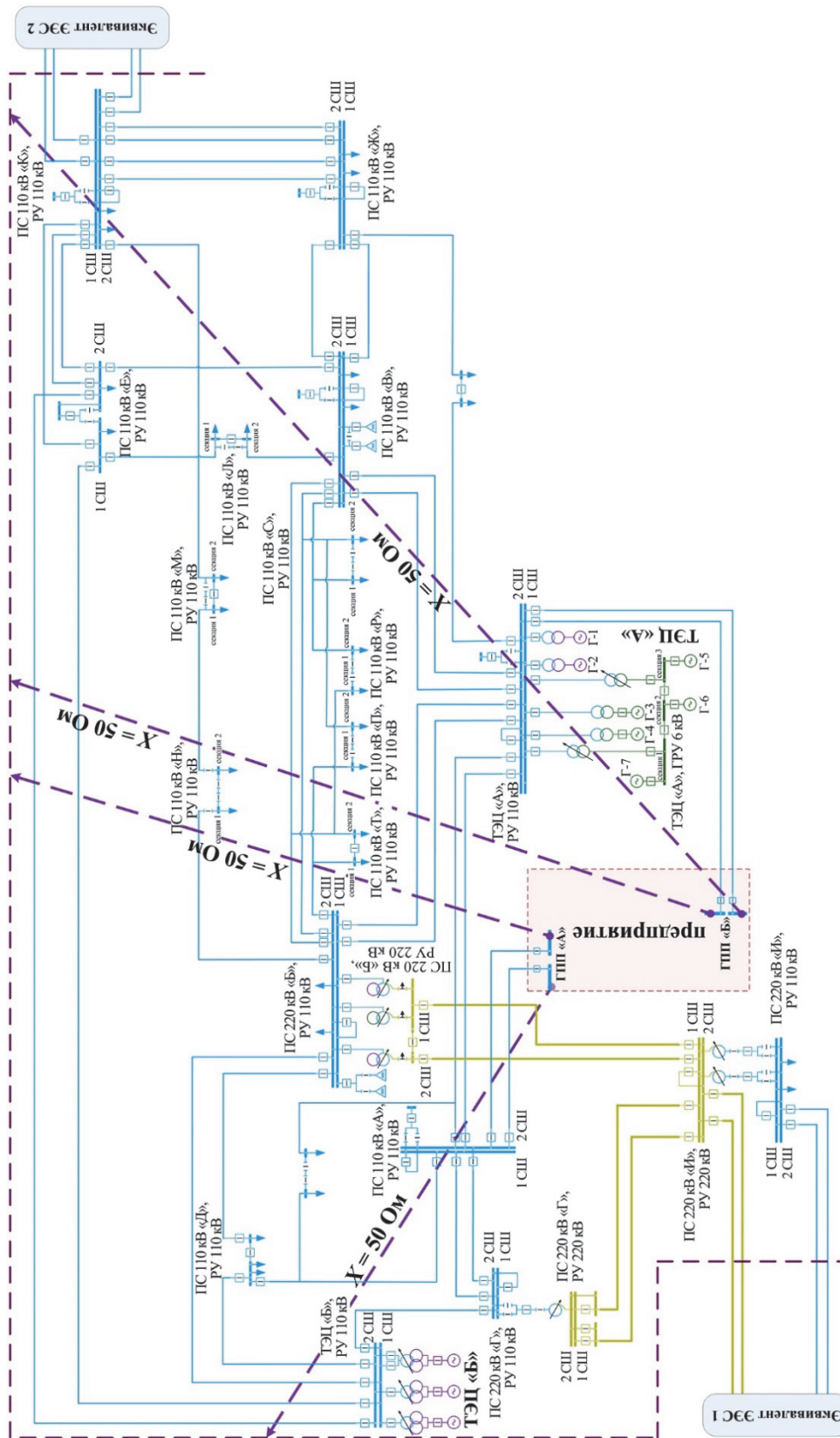


Рис. 4. Схема внешнего электроснабжения промышленного предприятия

В табл. 1 приведены результаты расчётов величины остаточного напряжения на шинах 110 кВ ГПП промышленного предприятия при возникновении аварийного возмущения (трёхфазное КЗ) на различном электрическом удалении точки КЗ от контролируемых узлов (в данном случае ввод 110 кВ). В таблице приведено минимальное значение остаточного напряжения на одном из вводов (ввод, на котором глубина провала напряжения наибольшая). Замеры уровня остаточного напряжения проведены на стороне 110 кВ.

Таблица 1

Значение остаточного напряжения на одном из вводов предприятия при различном удалении точки КЗ от шин ГПП

Наименование величины	Удаленность точки КЗ от вводов предприятия, Ом				
	10	20	30	40	50
$U_{ост. min}$, о.е.	0,66	0,78	0,83	0,91	0,98

Как видно из табл. 1, величина остаточного напряжения на шинах ГПП промышленного предприятия на уровне $0,95 \times U_{ном}$ обеспечивается только при электрическом удалении точки КЗ на расстояние 50 Ом от ввода 110 кВ исследуемого промышленного предприятия (величины сопротивления приведены к напряжению 110 кВ). Схема внешнего электроснабжения промышленного предприятия, введённая в цифровую модель (рис. 4), была получена в результате выполнения следующих действий:

1) в соответствии с требованиями к отображению в цифровых моделях схем внешнего электроснабжения промышленных предприятий, перечисленных выше, были подробно представлены:

- ближайшие к исследуемой ЭТС электростанции;
- электрические сети 220 кВ, шунтирующие сеть 110 кВ (сеть более высокого класса напряжения, шунтирующая сеть класса напряжения ГПП (см. рис. 1));
- электрические сети 110 кВ, примыкающие к исследуемой ЭТС (в исследуемом энергорайоне сеть 110 кВ имеет кольцевую конфигурацию, которая должна быть подробно отображена в цифровой модели);
- на основании результатов схемного анализа определены узлы, в которых корректно заданы эквивалентные генераторы (ПС более высокого класса напряжения, чем ГПП и узловые подстанции);

2) в соответствии с информацией, имеющейся в открытых источниках (Схемы и программы развития ЕЭС России и региональных ЭС), были подобраны эквивалентные генераторы в граничных узлах (учтены типы электростанций, мощность генерирующего оборудования и его особенности, топология электрических сетей разных классов напряжения за граничным узлом, относительно исследуемой ЭТС);

3) проведена проверка величины остаточного напряжения на шинах ГПП промышленного предприятия по критерию величины остаточного напряжения $0,95 \times U_{ном}$ при трёхфазном КЗ на шинах ближайшей к эквиваленту (граничному узлу) ПС.

Величины электрического расстояния, представленные в табл. 1, измерялись с помощью ПК *RastrWin* путём эквивалентирования связей «исследуемое промышленное предприятие – эквивалентный генератор».

На рис. 5 показана схема внешнего электроснабжения предприятия, подключенного к протяжённому транзиту, образованному ЛЭП 110 кВ.

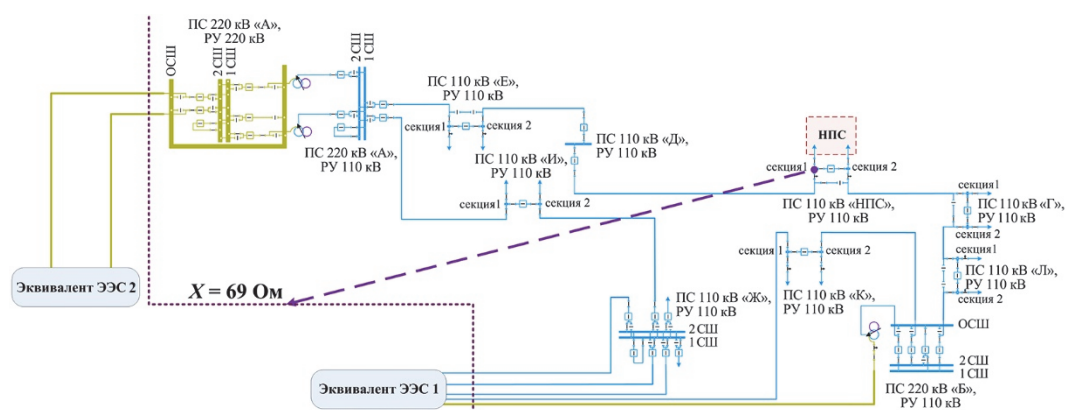


Рис. 5. Схема внешнего электроснабжения ГПП

В табл. 2 приведены результаты расчётов величин остаточного напряжения на вводах предприятия при возникновении аварийного возмущения на различном электрическом удалении от шин 110 кВ ГПП до точки КЗ (замеры проведены на стороне 110 кВ). В таблице указано минимальное значение остаточного напряжения на одном из вводов (сопротивления приведены к напряжению 110 кВ).

Таблица 2

Значение остаточного напряжения на одном из питающих вводов ГПП при различном удалении точки КЗ от шин ГПП

Наименование величины	Удаленность точки КЗ от питающих вводов предприятия, Ом			
	10	30	50	69
$U_{\text{ост. min}}$, о.е.	0,21	0,38	0,62	0,95

Как видно из приведённых выше примеров, подробное представление в цифровой модели схем внешнего и внутреннего электроснабжения промышленного предприятия позволяет:

- корректно воспроизвести режимные параметры электрических сетей, формирующих схему внешнего электроснабжения, соответствующие фактическим (по данным контрольных замеров, предоставленных сетевыми компаниями):
 - ♦ учесть особенности функционирования региональной энергосистемы (состав генерирующего оборудования электростанций, наличие транзитных перетоков обменной мощности по ЛЭП, формирующим схему внешнего электроснабжения ЭТС промышленного предприятия, вывод в ремонт сетевых элементов, значительно ослабляющих схему внешнего электроснабжения ЭТС промышленного предприятия и др.);
- реализовать корректное отображение изменения нагрузки ближайших к ГПП исследуемого промышленного предприятия подстанций во время переходных процессов, что позволит избежать получения излишне оптимистичных результатов расчётов;
- провести подробный анализ независимости вводов ГПП исследуемого промышленного предприятия (есть возможность оценить чувствительность ЭТС к авариям в различных узлах схемы внешнего электроснабжения исследуемого промышленного предприятия);

- выполнить корректную проверку эффективности решения по сооружению в ЭТС промышленного предприятия собственной электростанции. Анализ результатов расчётов, выполненных на подробной цифровой модели (со схемой внешнего электроснабжения), позволит сформировать перечень технических требований к генерирующему оборудованию и избежать ситуаций, когда фирмы-производители оборудования с целью снижения вероятности повреждения генератора (снижения объёмов затрат на ремонт оборудования в рамках жизненного цикла или гарантийного обслуживания) задают такие уставки срабатывания защит, которые приводят к необоснованному отключению генерирующего оборудования при авариях в схеме внешнего электроснабжения завода. При этом, изменение уставок срабатывания защит генерирующего оборудования специалистами службы главного энергетика предприятия влечёт за собой отказ фирмы-поставщика от своих гарантийных обязательств [5];
- выполнить корректную проверку эффективности быстродействующей автоматики ввода резерва. Проводится аналитический расчёт допустимого угла включения синхронного двигателя по методике, изложенной в [6], а затем с помощью подробной цифровой модели определяется полное допустимое время работы БАВР (время работы: логической части, отключения выключателя ввода, контроля положения блок-контактов (фактического состояния выключателя ввода), включения секционного выключателя). Расчётное время, полученное с помощью цифровой модели, сравнивается с фактическим временем работы БАВР, заявленным производителями оборудования;
- избежать значительной погрешности результатов расчётов, полученных с помощью цифровой модели, в которой схема внешнего электроснабжения предприятия приведена к виду, показанному на рис. 6.

Ниже показаны результаты анализа технической эффективности установки БАВР, выполненного при упрощённом представлении схемы внешнего электроснабжения промышленного предприятия (рис. 6) и при подробном, в соответствии с рекомендациями, представленными выше (рис. 4).

К каждой секции 6 кВ РУ 6 кВ ПС 110 кВ «ГПП А» подключено по одному синхронному двигателю 6 кВ типа СТД-8000-2.

В результате нормативного возмущения II группы [7] (трёхфазное КЗ, длительностью 0,18 с, ликвидируемое действием основных защит) происходит отключение ВЛ 110 кВ «ГПП А» – ПС А (рис. 4). Первая секция 6 кВ РУ 6 кВ ПС 110 кВ «ГПП А» выделяется на изолированную от энергосистемы работу. БАВР на стороне 6 кВ формирует команду на включение СВ 6 кВ в РУ 6 кВ ПС 110 кВ «ГПП А». В рассматриваемом случае БАВР должен обеспечить включение секционного выключателя 6 кВ в момент, когда бросок уравнительного тока не будет превышать допустимого значения, а ротор выделившегося на

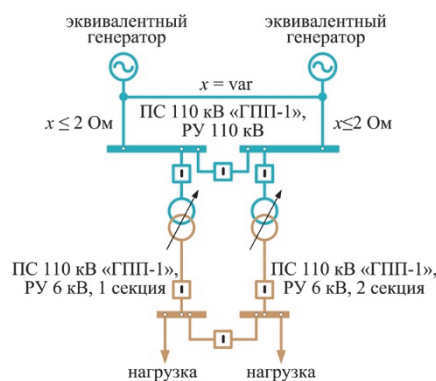


Рис. 6. Эквивалентная схема внешнего электроснабжения промышленного предприятия

изолированную работу двигателя втянется в синхронизм без длительных качаний.

В рассматриваемом примере, максимальное значение угла ошибки, при включении с которым бросок тока не превосходит допустимого значения (6,1 кА), составляет 70° (определено по методике, изложенной в [6, 8]).

На рис. 7 представлена функциональная схема БАВР на стороне 6 кВ ПС 110 кВ «ГПП А».

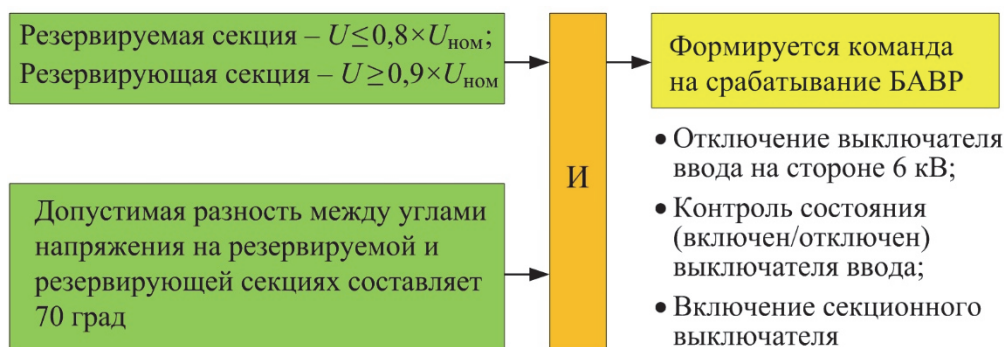


Рис. 7. Функциональная схема БАВР на стороне 6 кВ ПС 110 кВ «ГПП А»

В первом случае воспользуемся цифровой моделью, в которой схема внешнего электроснабжения представлена упрощённо (рис. 6). При выполнении расчётов принимается, что независимость вводов исследуемой ЭТС – удовлетворительная. Взаимное удаление вводов исследуемого промышленного предприятия в расчётах принято 75 Ом (данное допущение сделано без выполнения детального анализа схемы внешнего электроснабжения исследуемого промышленного предприятия (принят заведомо ошибочный подход, часто используемый проектировщиками при анализе схем внешнего электроснабжения промышленных предприятий: принимается по умолчанию значительная электрическая удалённость вводов друг от друга)).

При удовлетворительной независимости минимальное время работы БАВР составляет 0,15 с от момента начала провала напряжения:

$$t_{\text{раб. БАВР}} = t_{\text{логич. часть}} + t_{\text{откл. выкл. ввода}} + t_{\text{контроль}} + t_{\text{вкл. секц. выкл}} = 0,03 + 0,04 + 0,02 + 0,06 = 0,15 \text{ с.}$$

На рис. 8–11 показаны изменения режимных параметров во время переходного процесса. Из данных рисунков видно, что внедрение БАВР в исследуемой ЭТС технически целесообразно.

Однако, если применить рекомендации по представлению схемы внешнего электроснабжения в цифровых моделях, изложенные выше, рассматривать целесообразность внедрения БАВР в исследуемой ЭТС нет смысла. Независимость вводов ЭТС неудовлетворительная. БАВР будет блокироваться до тех пор, пока КЗ в схеме внешнего электроснабжения не будет ликвидировано (рис. 12).

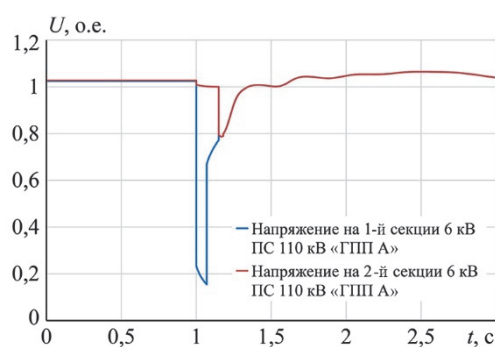


Рис. 8. Напряжение на секциях 6 кВ РУ 6 кВ ПС 110 кВ «ГПП А» ($U_{\text{базисное}} = U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$)

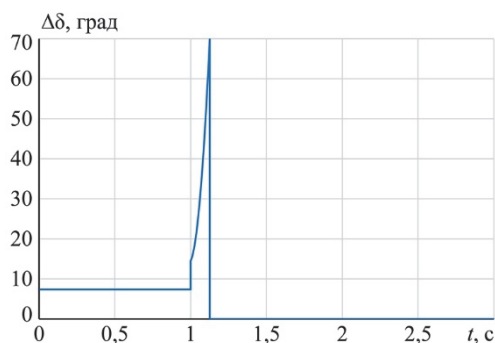


Рис. 9. Разность углов напряжений между 1-й и 2-й секциями 6 кВ ПС 110 кВ «ГПП А»

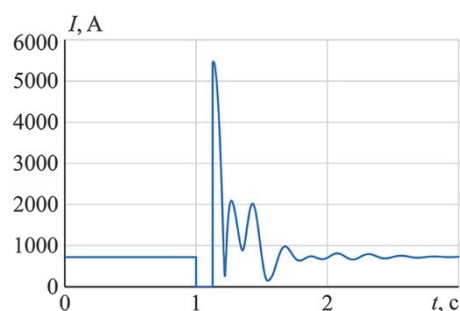


Рис. 10. Ток электродвигателя, кратковременно выделившегося на изолированную работу



Рис. 11. Углы роторов синхронных двигателей, подключенных к секциям 6 кВ РУ 6 кВ ПС 110 кВ «ГПП А»

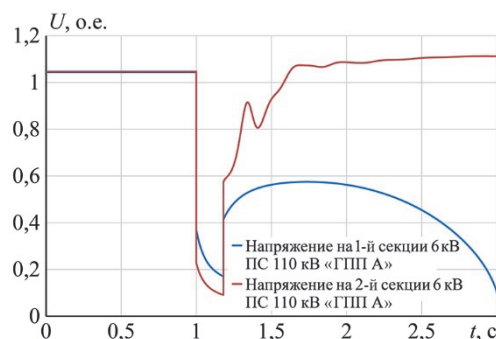


Рис. 12. Напряжение на секциях 6 кВ РУ 6 кВ ПС 110 кВ «ГПП А» ($U_{\text{базисное}} = U_{\text{ном}} = 6$ кВ). Действие БАРВ блокируется. Схема внешнего электроснабжения исследуемой ЭТС представлена подробно

Заключение

В настоящее время актуальной является проблема несогласованности проектов по схемам внешнего и внутреннего электроснабжения промышленных предприятий. Указанное обстоятельство приводит к тому, что реальный эффект (снижение чувствительности ЭТС промышленного предприятия к авариям в электрических сетях 110–500 кВ, повышение напряжения в контролируемых узлах ЭТС в послеаварийных режимах, сокращение числа отключенных действием защит минимального напряжения двигателей) от реализованных технических решений, направленных на повышение надёжности электроснабжения промышленных предприятий, на практике оказывается значительно ниже ожидаемого.

С целью повышения качества выполнения проектных работ при формировании цифровых моделей энергосистемы для выполнения расчётов электрических режимов и электромеханических переходных процессов необходимо:

- на первом этапе – подробно представить схему внутреннего электроснабжения промышленного предприятия в соответствии с приведёнными в [4] рекомендациями;
- на втором этапе – подробно представить схему внешнего электроснабжения предприятия с учётом всех её особенностей. При формировании схемы внеш-

него электроснабжения исследуемого промышленного предприятия в цифровой модели должно выполняться условие: при трёхфазном КЗ на землю вблизи граничных узлов (узлы, где заданы эквивалентные генераторы) уровень остаточного напряжения на вводах ЭТС промышленного предприятия должен составлять величину не менее $0,95 \times U_{ном}$ в режиме зимних максимальных нагрузок.

Выполнение приведённых выше рекомендаций позволит значительно повысить качество получаемых результатов расчётов в проектных работах, основной целью которых является проверка эффективности предлагаемых технических решений, направленных на повышение надёжности электроснабжения технологических установок промышленных предприятий.

Список литературы

1. *Непомнящий В. А.* Надёжность оборудования энергосистем. – М.: Издательство журнала «Электроэнергия. Передача и распределение», 2013.
2. *Ионин А. А.* Газоснабжение, четвертое издание, переработанное и дополненное. – М.: Стройиздат, 1989.
3. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. Нормы технологического проектирования. 1-я редакция. НТП ЭПП-94.
4. *Гуревич Ю. В., Кабиков К. В.* Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя. – М.: ЭЛЕКС-КМ, 2005.
5. *Илюшин П. В.* Расширение области допустимых режимов для генерирующих установок объектов распределённой генерации при провалах напряжения // Энергетик, 2018, № 11.
6. *Беркович М. А., Комаров А. Н., Семенов В. А.* Основы автоматики энергосистем, второе издание, переработанное и дополненное. – М.: Энергоиздат, 1981.
7. Требования к обеспечению надёжности электроэнергетических систем, надёжности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем». Утверждены приказом Минэнерго России от 03.08 2018 № 630.
8. *Слодарж М. И.* Режимы работы, релейная защита и автоматика синхронных электродвигателей. – М.: Энергия, 1977.

Козлов Александр Вячеславович, научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: kozlov_a@ntcees.ru

Виноградов Андрей Юрьевич, старший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: vinogradov_a@ntcees.ru

Применение сингулярного анализа матрицы Якоби при оценке статической устойчивости ЭЭС

Рассмотрено использование минимального сингулярного значения матрицы Якоби в качестве индикатора запаса статической устойчивости. Определено, что компоненты связанного с минимальным сингулярным значением правого сингулярного вектора содержат информацию о наиболее уязвимых с точки зрения устойчивости по напряжению узлах. Рассмотрено влияние усиления сети на изменение запаса устойчивости по напряжению.

Ключевые слова: матрица Якоби, минимальное сингулярное значение, сингулярный анализ, статическая устойчивость по напряжению.

Введение

Оценка запаса статической устойчивости электроэнергетических систем по напряжению является одним из важнейших этапов обеспечения их надёжной работы. Традиционным способом оценки статической устойчивости является расчёт максимально допустимых перетоков в контролируемых сечениях. В настоящей статье рассмотрен метод оценки запаса статической устойчивости по напряжению на основе анализа минимального сингулярного значения матрицы Якоби. Также рассмотрено влияние изменения параметров ЭЭС на увеличение запаса статической устойчивости.

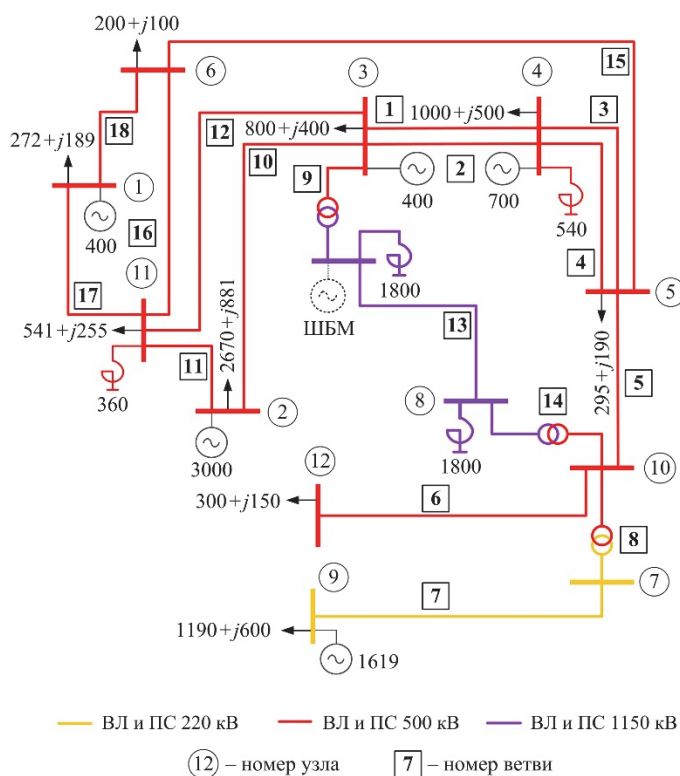


Рис. 1. Схема исследуемой сети

Расчёты будем производить для энергосистемы, представленной на рис. 1. Она содержит:

- 3 класса напряжений: 220 кВ, 500 кВ и 1150 кВ;
- 13 узлов;
- 18 ветвей (15 ЛЭП (одна ЛЭП напряжением 220 кВ, 13 ЛЭП напряжением 500 кВ и 1 ЛЭП напряжением 1150 кВ) и 4 автотрансформатора (2 напряжением 1150/500 кВ и 1 напряжением 500/220 кВ));
- 4 шунтирующих реактора (2 на напряжение 500 кВ и 2 на напряжение 1150 кВ).

Суммарная генерация реактивной мощности ЛЭП составляет 5 318 Мвар, потребление реактивной мощности шунтирующими реакторами – 4 088 Мвар, генерация реактивной мощности базисным узлом – 490 Мвар, потребление активной мощности 7 758 МВт (нагрузка – 7 745 МВт, потери – 13 МВт).

1. Минимальное сингулярное значение матрицы Якоби как показатель статической устойчивости

Согласно [1], показателем нарушения статической устойчивости в общем случае может выступать вырождение матрицы Якоби. Признаком вырождения матрицы Якоби может быть бесконечное значение её обусловленности; $\text{cond}(\mathbf{J}) = \sigma_{\max}/\sigma_{\min}$, что связано с равенством нулю минимального сингулярного значения σ_{\min} вырожденной матрицы Якоби.

Чем ближе минимальное сингулярное значение (МСЗ) к нулю, тем меньше запас статической устойчивости. Таким образом, МСЗ может быть индикатором статической устойчивости.

Для рассматриваемой схемы сети (рис. 1) в исходном режиме наименьшее из сингулярных значений равняется 2 034,7. Проверим, как ведёт себя МСЗ при утяжелении режима. Проведем расчёты в ПК *RastrWin*, в ходе которых будем пошагово увеличивать мощность нагрузки во всех узлах на 10% до потери статической устойчивости системы. Результат приведён на рис. 2.

По рис. 2 видно, что утяжеление режима работы рассматриваемой энергосистемы приводит к уменьшению МСЗ до нуля. Это совпадает с теоретическим выводом о том, что МСЗ является индикатором статической устойчивости.

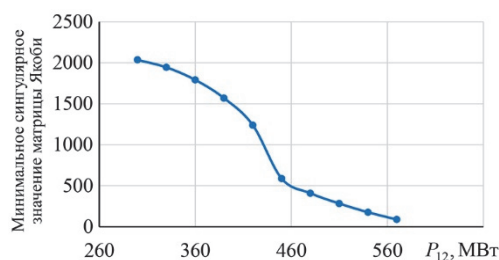


Рис. 2. Зависимость минимального сингулярного значения от нагрузки в 12 узле

2. Компоненты первого правого сингулярного вектора – индикаторы критических узлов по напряжению

Так как МСЗ может быть показателем запаса статической устойчивости, то компоненты связанного с МСЗ правого сингулярного вектора показывают узлы, в которых коллапс напряжения наиболее вероятен. Для рассматриваемой сети значения соответствующих модулям узловых напряжений компонент первого правого сингулярного вектора приведены на рис. 3.

Проведём серию экспериментов в ПК *RastrWin*, в ходе которой будем по отдельности утяжелять каждый узел, и фиксировать мощность нагрузки, которую надо добавить в каждый узел до достижения границы устойчивости. Построим распределение по узлам величин, обратных найденным приращением мощности (рис. 4).

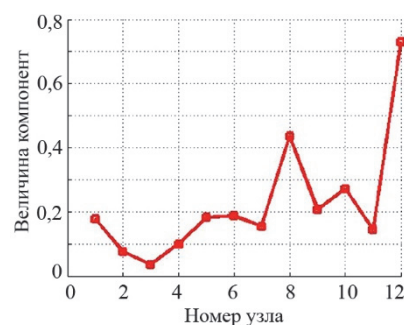


Рис. 3. Значения соответствующих модулям узловых напряжений компонент первого правого сингулярного вектора

Из рис. 4 видно, что для достижения предела расчётной устойчивости минимальное увеличение нагрузки требуется в узле 12, а максимальное – в узле 3. Данный факт, а также общий характер полученного распределения совпадают с распределением сенсорности по узлам (рис. 3).

Проведем утяжеление по мощности всех узлов одновременно и построим график изменения напряжения в узлах (рис. 5).

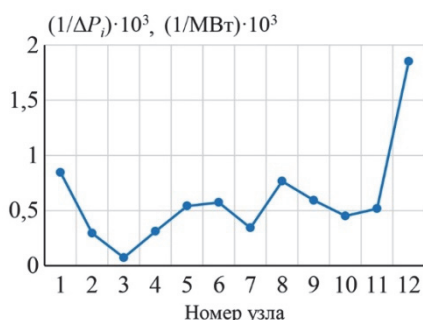


Рис. 4. Величины, обратные приращениям мощности до потери статической устойчивости, для каждого узла

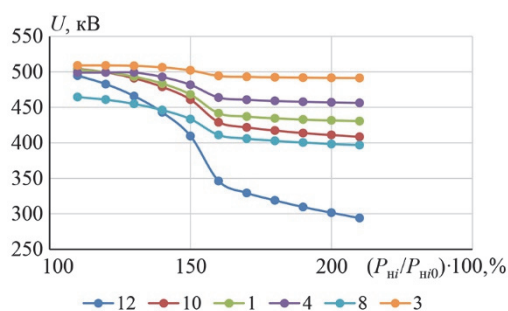


Рис. 5. Напряжение в узлах рассматриваемой схемы сети при одновременном пошаговом утяжелении узлов

Из рис. 5 видно, что напряжение снижается быстрее всего в узле 12, а медленнее всего – в узле 3. То есть, результат совпал с результатами определения наиболее уязвимых по напряжению узлов (с точки зрения статической устойчивости) с помощью сингулярного анализа (рис. 3).

3. Влияние мер по усилению сети на запас статической устойчивости

Проверим, как будут влиять на запас устойчивости по напряжению меры по усилению сети (увеличение проводимости ветвей, введение емкостных шунтов).

Определим в рассматриваемой ЭЭС ветви, изменение параметров которых в наибольшей степени будет влиять на изменение реакции энергосистемы на возмущения, с помощью вычисления производной МСЗ по проводимостям ветвей в ПК *Matlab* [1, 7] (рис. 6):

$$\frac{\partial \sigma_1}{\partial y_i} = w_1^T \left(\frac{\partial \mathbf{J}}{\partial y_i} \right) v_1, \quad (1)$$

где σ_1 – минимальное сингулярное значение матрицы Якоби; y_i – проводимость i -й ветви; w_1 и v_1 – первый левый и первый правый сингулярные векторы; \mathbf{J} – матрица Якоби.

Из рис. 6 видно, что ветви 6 и 13 оказывают наибольшее влияние на сенсорность схемы.

Проанализируем, как будет изменяться предел статической устойчивости при изменении параметров ветвей рассматриваемой схемы сети. Для этого проведем эксперимент в ПК *Rastrwin*, в ходе которого будем поочередно уменьшать в 2 раза сопротивление каждой ветви и фиксировать, как при этом изменится предельная мощность при утяжелении в узле 12. Результаты представлены на рис. 7.

Из рис. 7 видно, что изменение параметров ветвей 6 и 13 приводит к наибольшему увеличению запаса статической устойчивости.

Определим узел, в котором наиболее эффективно устанавливать емкостной шунт для снижения сенсорности энергосистемы. Для этого вычислим с помощью

ПК *Matlab* производные МСЗ матрицы Якоби по шунту в каждом узле и построим распределение значений производных по узлам [1, 7] (рис. 8):

$$\frac{\partial \sigma_1}{\partial y_{ши}} = w_1^T \left(\frac{\partial \mathbf{J}}{\partial y_{ши}} \right) v_1, \quad (2)$$

где σ_1 – минимальное сингулярное значение матрицы Якоби; $y_{ши}$ – проводимость шунта в i -м узле; w_1 и v_1 – первый левый и первый правый сингулярные векторы.

Анализируя рис. 8, делаем вывод, что наиболее эффективно устанавливать шунт в узле 12.

Проведем эксперимент в ПК *Rastrwin*, в ходе которого будем поочередно устанавливать шунт одинаковой проводимости (с учётом класса напряжения) в каждый узел и фиксировать, как изменяется предельная мощность при увеличении нагрузки в узле 12. Результат приведен на рис. 9.

Из рис. 9 следует, что наибольшее увеличение предельной мощности достигается при установке шунта в узле 12, что совпадает с результатом вычисления производной МСЗ по шунту (рис. 8).

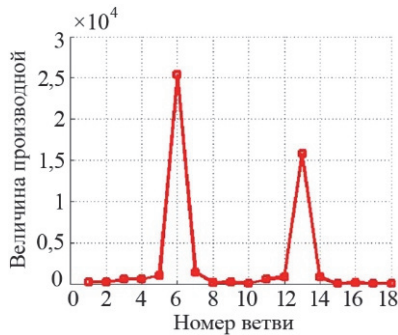


Рис. 6. Производные МСЗ по проводимостям ветвей

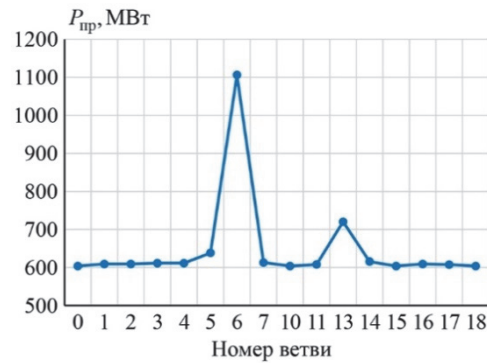


Рис. 7. Зависимость предельной мощности от номера ветви, у которой изменялось сопротивление

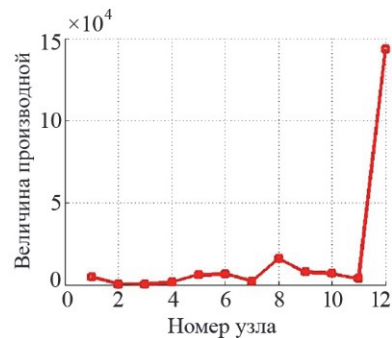


Рис. 8. Производные МСЗ по шунтам в узлах

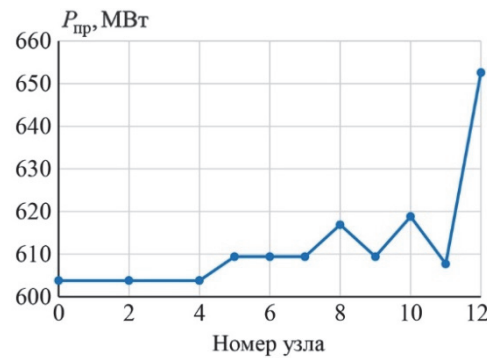


Рис. 9. Зависимость предельной мощности от номера узла, в котором устанавливался шунт

Заключение

В настоящей статье рассмотрен вопрос использования минимального сингулярного значения матрицы Якоби в качестве индикатора статической устойчивости по напряжению. Для рассматриваемой ЭЭС в ПК *RastrWin* проведён эксперимент, подтверждающий, что с приближением режима к границе устойчивости МСЗ снижается до нуля.

Кроме того, компоненты связанного с МСЗ правого сингулярного вектора показывают узлы, в которых коллапс напряжения наиболее вероятен. Данный вывод также подтверждается расчётами режимов работы рассматриваемой ЭЭС в ПК *RastrWin*.

Известные методы усиления сети помогают увеличить запас статической устойчивости по напряжению. При этом с помощью анализа производной МСЗ по параметрам режима или схемы сети можно определить наиболее эффективные способ и место усиления сети с точки зрения увеличения запаса статической устойчивости.

Наряду с описанным выше сингулярным анализом для исследования устойчивости ЭЭС может применяться модальный анализ (анализ собственных чисел и векторов матрицы состояния). При этом модальный анализ в большей степени подходит для изучения динамических свойств ЭЭС, чем для исследования установившихся режимов.

Список литературы

1. *Войтов О. Н., Воропай Н. И., Гамм А. З., Голуб И. И., Ефимов Д. Н.* Анализ неоднородностей электроэнергетических систем. Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН. 1999. – 236 с.
2. *Гамм А. З., Голуб И. И.* Обнаружение слабых мест в электроэнергетической системе // Известия РАН. Энергетика, 1993, №3. – С. 83–92.
3. *Agarkov O. A., Voropai N. I., Abramenkova N. A., Zaslavskaya T. B.* Structural analysis in power system stability studies // Proc. 10th PSCC, Graz, Austria, Aug. 30 – Sept.3, 1990. – P.152–159.
4. *Агарков О. А., Войтов О. Н., Воропай Н. И., Гамм А. З., Голуб И. И.* Два подхода к анализу слабых мест электроэнергетических систем // Известия РАН. Энергетика. – М.: Высш. шк., 1985. – 536 с.
5. *Белов Е. И., Латманнизова Ю. Н., Сорокин Е. В.* Применение визуализации обратной матрицы Якоби и сингулярного анализа для определения сенсорных узлов в электроэнергетических системах // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2017, № 2 (77). – С. 87–94.
6. *Белов Е. И., Латманнизова Ю. Н., Сорокин Е. В.* Применение сингулярного анализа для определения сенсорных по току ветвей в электроэнергетических системах // Электроэнергия. Передача и распределение, 2018, № 4 (49). – С. 48–52.
7. *Белов Е. И.* Исследование влияния параметров узлов и ветвей на сенсорность элементов электроэнергетической системы // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2018, № 2 (79). – С. 88–95.

Белов Евгений Игоревич, главный специалист отдела технических условий и перспективного развития службы перспективного развития филиала АО «Системный оператор Единой энергетической системы» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Северо-Запада» (филиал АО «СО ЭЭС» ОДУ Северо-Запада).

E-mail: belov-ei@odusz.so-ups.ru

Сорокин Евгений Владимирович, канд. техн. наук, заместитель заведующего отделом противоаварийной автоматики, заведующий лабораторией локальных комплексов ПА Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЭЭС»).

E-mail: sorokin_e@ntcees.ru

УДК 621.313

О. Абдалгбар, А. Ибрагим, А. А. Ковалёв, А. А. Мирошниченко, Е. В. Соломин

Влияние резкого снижения напряжения на асинхронную машину двойного питания в системе генерации ветроэнергетической установки

Приведено описание асинхронной машины двойного питания (АМДП) ветроэнергоустановки. Исследовано динамическое состояние АМДП, преобразователя встречно-параллельного включения и роторного преобразователя при симметричных провалах напряжения с помощью системы защиты шунтирующим вентиляем в программном комплексе *Matlab/Simulink*. Рассмотрено влияние цепи шунтирующего вентиля на переход через низкое напряжение.

Ключевые слова: асинхронная машина двойного питания (АМДП), просадка напряжения при переходном процессе, шунтирующий вентиль, симметричные провалы напряжения, ветроэнергетическая установка.

Введение

По данным Мировой Ассоциации Ветроиндустрии мировая установленная мощность всех ветроэлектростанций (ВЭС) по итогам 2017 г. достигла 539,291 ГВт, с добавлением 52,6 ГВт в 2017 г. Увеличиваются запросы на подключение крупных ВЭС к магистральным и распределительным сетям. В настоящее время создаются ветропарки с системами регулировки активной и реактивной мощностей, имеющие возможность поддержания генераторного режима при резком снижении напряжения сети (далее – просадка). Доля электрических машин АМДП в выработке электроэнергии ветроустановками значительно увеличилась с 2002 г. [1] благодаря возможности изменения скорости вращения при постоянной частоте и индивидуальной раздельной регулировке активной и реактивной мощностей в экономичных масштабных преобразователях [2]. Статор асинхронной машины соединён непосредственно с сетью, поэтому ветроустановка создаёт нестабильность в работе сети [3]. Оптимальным вариантом является непосредственное участие сетевой ветроэнергоустановки в стабилизации напряжения в моменты просадки и превышения напряжения магистральной сети, а также во время колебаний напряжения. Такая функция ветроустановки реализуется поддержанием генераторного режима при просадке напряжения сети [4].

Наиболее эффективный способ обеспечения поддержки генераторного режима при просадке напряжения для АМДП заключается в том, чтобы подобрать подходящую схему шунтирующего вентиля на стороне ротора [5]. Ряд учёных, исследовавших эквивалентные схемы АМДП, пришли к выводу, что правильно подобранное сопротивление шунтирующего вентиля способствует поддержанию генераторного режима при просадке напряжения. Сопротивление подбирается путём исследования характеристик токов короткого замыкания (КЗ) ротора и статора с применением метода шунтирующего вентиля [6].

При падении напряжения в сети [7] в обмотках статора индуцируются большие токи. Также они возникают между ротором и статором в связи с электромагнитным взаимодействием их обмоток. Такие большие токи способны вывести из строя преобразователи, что говорит о необходимости установки защиты. Защита противовключением выполняется закорачиванием ротора на шунтирующий вентиль. Это

предохраняет преобразователи от появления больших токов при переходных процессах. Потеря контроля над активной и реактивной мощностями в статоре АМДП происходит в том случае, когда обмотка ротора замыкается преобразователем [8].

1. Описание АМДП ветроэнергостановки с переменной скоростью вращения

Схема ветроустановки с АМДП приведена на рис. 1. Преобразователь переменного тока в постоянный и обратно состоит из двух частей: роторный и сетевой преобразователи. Оба являются преобразователями напряжения. Источник постоянного напряжения, который представлен ёмкостью, подключен к преобразователю на стороне постоянного тока. Сетевой и статорный преобразователи подключены к трёхфазной сети через трансформатор низкого напряжения в высокое.

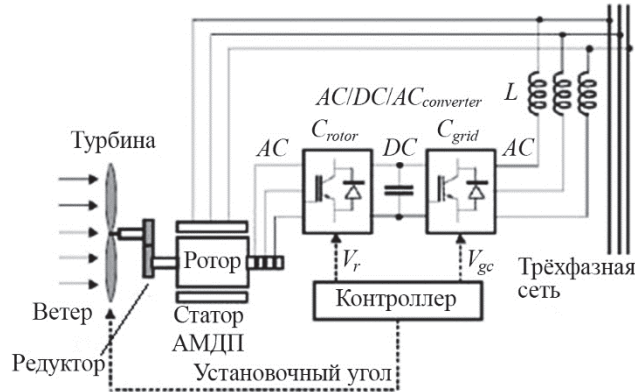


Рис. 1. Схема ветроустановки с АМДП

Обмотка ротора соединена с роторным преобразователем через контактные кольца и щётки. Механическая энергия, производимая ветроустановкой, преобразуется в электрическую с помощью АМДП и далее направляется в трёхфазную сеть через статор и соответствующий преобразователь.

Система управления АМДП состоит из трёх частей:

- роторный преобразователь, управляющий активной и реактивной мощностями на статоре;
- сетевой преобразователь, контролирующий уровень напряжения с поддержанием заданного уровня и выдающий дополнительную реактивную мощность в сеть при необходимости;
- датчик скорости, служащий для оценки контроля мощности преобразователем при изменении установочного (питч) угла лопасти.

2. Анализ ветроустановки с АМДП при просадке напряжения

В данной статье рассматриваются только симметричные просадки напряжения. Когда система управления АМДП фиксирует падение напряжения, необходимо выявить влияние потока статора для предотвращения последствий, приводящих к колебаниям напряжения в роторе из-за его просадки в сети. В соответствии с теорией пространственных векторов, обмотки ротора и статора можно представить как две вращающиеся катушки ротора DQ и две неподвижные катушки статора $\alpha\beta$. Отсюда следуют уравнения:

$$\vec{v}_s^s = R_s \vec{i}_s^s + \frac{d\vec{\psi}_s^s}{dt} \Rightarrow \left\{ \begin{array}{l} v_{\alpha s} = R_s i_{\alpha s} + \frac{d\psi_{\alpha s}}{dt} \\ v_{\beta s} = R_s i_{\beta s} + \frac{d\psi_{\beta s}}{dt} \end{array} \right. \quad (1)$$

$$\vec{v}_r^s = R_r \vec{i}_r^s + \frac{d\vec{\Psi}_r^s}{dt} - j\omega_m \vec{\Psi}_r^s \Rightarrow \begin{cases} v_{\alpha r} = R_r i_{\alpha r} + \frac{d\Psi_{\alpha r}}{dt} + \omega_m \Psi_{\beta r} \\ v_{\beta r} = R_r i_{\beta r} + \frac{d\Psi_{\beta r}}{dt} - \omega_m \Psi_{\alpha r} \end{cases}. \quad (2)$$

Статор представлен в системе координат α, β , а ротор – в D, Q . Скорость вращения обозначается ω_m . Индексы s и r используются для обозначения пространственных векторов статора и ротора соответственно; \vec{v}_s и \vec{v}_r – векторы напряжения статора и ротора; \vec{i}_s и \vec{i}_r – векторы тока; $\vec{\Psi}_s$ и $\vec{\Psi}_r$ – векторы потока. Уравнения потока статора и ротора задаются уравнениями в пространственно-векторной форме:

$$\vec{\Psi}_s^s = L_s \vec{i}_s^s + L_m \vec{i}_r^s \Rightarrow \begin{cases} \Psi_{\alpha s} = L_s i_{\alpha s} + L_m i_{\alpha r} \\ \Psi_{\beta s} = L_s i_{\beta s} + L_m i_{\beta r} \end{cases}, \quad (3)$$

$$\vec{\Psi}_r^s = L_m \vec{i}_s^s + L_r \vec{i}_r^s \Rightarrow \begin{cases} \Psi_{\alpha r} = L_m i_{\alpha s} + L_r i_{\alpha r} \\ \Psi_{\beta r} = L_m i_{\beta s} + L_r i_{\beta r} \end{cases}, \quad (4)$$

где L_s и L_r – индуктивности статора и ротора; L_m – взаимная индукция.

Кроме этого, R_s и R_r – сопротивления статора и ротора, а ω_m – скорость вращения ротора. Используя выражения (1) и (4) и сокращая ток статора, получаем:

$$\frac{d\vec{\Psi}_s^s}{dt} = \vec{v}_s^s - \frac{R_s}{L_s} \vec{\Psi}_s^s + R_s \frac{L_m}{L_s} \vec{i}_r^s. \quad (5)$$

Отсюда видно, что при просадке напряжения поток статора не достигает установившегося режима также быстро, как напряжение статора. Каждая фаза потока статора составляет суммарную величину из синусоиды и экспоненты с постоянной времени L_s/R_s . Ток ротора может быстро ослабить поток (рис. 2). В случае потери управления ток ротора будет регулироваться посредством роторного преобразователя.

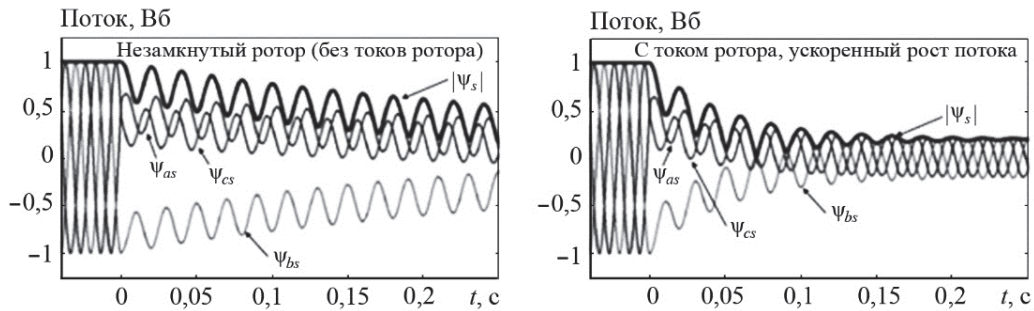


Рис. 2. Изменение потока статора при просадке напряжения до 80 %

Из уравнений (1) и (4) можно составить выражение, которое характеризует эквивалентную схему, представленную на рис. 3, а:

$$\vec{v}_r^r = \frac{L_m}{L_s} (\vec{v}_s^r - j\omega_m \vec{\Psi}_s^r) + \left[R_r + \left(\frac{L_m}{L_s} \right)^2 R_s \right] \vec{i}_r^r + \sigma L_r \frac{d\vec{i}_r^r}{dt}, \quad (6)$$

где $\sigma = 1 - L_m^2 / L_s L_r$.

Примечательно, что ток ротора является функцией потока статора, его напряжения и напряжения ротора, а также эквивалентной индуктивности и сопротивления. Поэтому векторная диаграмма с субсинхронной скоростью изображается так, как показано на рис. 3, б.

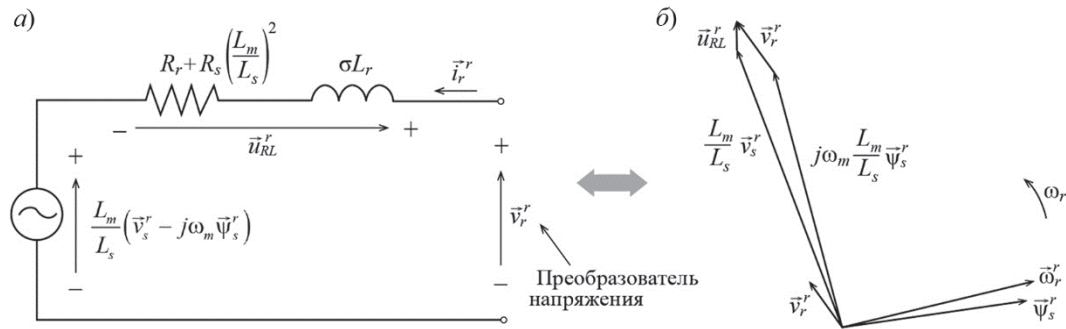


Рис. 3. Эквивалентная схема АДП для анализа просадки напряжения (а) и векторная диаграмма субсинхронизма в режиме генератора (б)

3. Потеря управления при просадке напряжения сети

При работе ветроустановки в номинальном режиме все параметры стабильны. При внезапном возникновении просадки напряжения в сети происходит падение напряжения в роторе, однако без резкого скачка тока. Поток статора затухает постепенно, а напряжение ротора будет больше номинального, что приводит к падению напряжения на статоре (рис. 4). Поэтому, после некоторого количества подобных циклов новый установившийся режим можно сравнить с предыдущим, который наблюдался перед просадкой напряжения сети. При этом напряжение статора будет ниже, что приводит к снижению значений T_{em} и Q_s . Для предотвращения потери управления током ротора и удержания его в пределах допустимых значений важно поддерживать наиболее высокое напряжение на роторе в момент начала просадки напряжения.

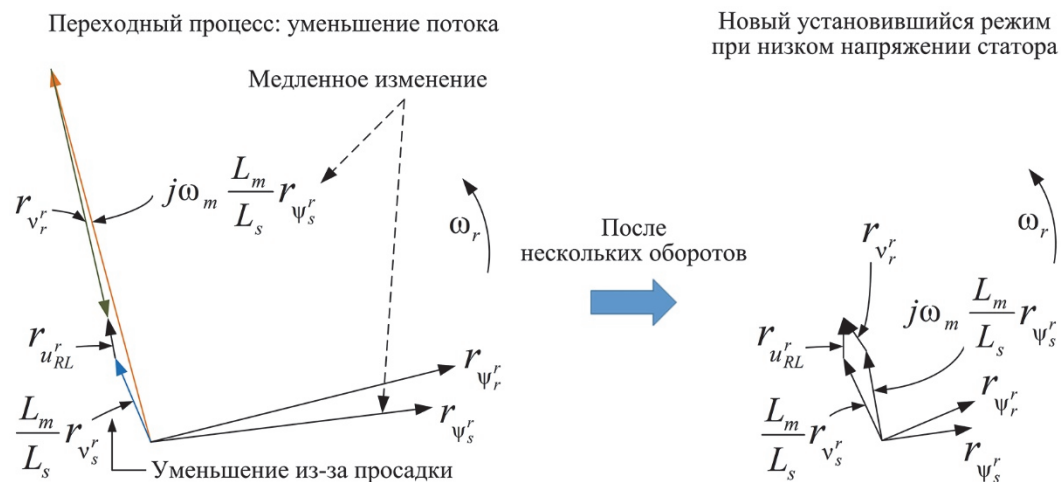


Рис. 4. Изменение положения векторных величин с момента снижения напряжения статора до установившегося режима при просадке напряжения сети

4. Работа АМДП при значительной просадке напряжения сети

Для предотвращения потери управления при значительной просадке напряжения статора, а также превышения допустимых значений тока и напряжения, необходимо применить шунтирующий вентиль. В ветроустановке с АМДП он имеет соединение с ротором, которое защищает роторный преобразователь (рис. 5, а). Он активируется в случае возникновения нештатного режима. Ток преобразуется в шунтирующем вентиле, что приводит к отсечке от преобразователя. На рис. 5, б показана однофазная эквивалентная схема шунтирующего вентиля при его активации. Как видно, при включении защиты происходит деление комплексного сопротивления. На рис. 5, а защита состоит из диодного выпрямителя, сопротивления и управляемого переключателя.

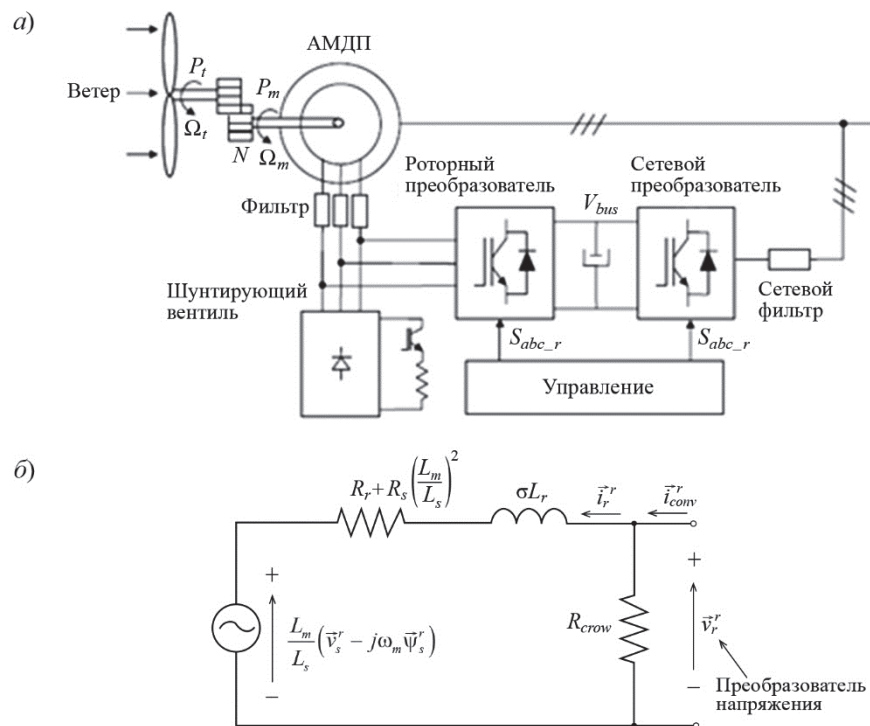


Рис. 5. Система, снабжённая трёхфазным шунтирующим вентилем(а) и одна эквивалентная фаза при активации вентиля (б)

Для поддержания генераторного режима при просадке напряжения сети ветроустановка должна быть подключена на напряжение ниже просадочного, при этом шунтирующий вентиль должен включаться и отключаться без потери связи АМДП с сетью. Поэтому при значительных просадках напряжения наблюдается следующая ситуация:

- электрическая машина генерирует мощность в некоторой рабочей точке;
- после начала падения напряжения проходит около 0,5–5 мс, пока система управления ротором его не зафиксирует. В данный промежуток времени система не способна обеспечить управление, при этом в роторном преобразователе возникают большие токи, которые сопровождаются увеличением напряжения на шинах постоянного тока. О просадке напряжения свидетельствует следующее:

- а) высокое напряжение в сети постоянного тока;
- б) большой ток в роторе;
- в) падение напряжения в сети;
- когда система регистрирует просадку, происходит быстрое срабатывание шунтирующего вентиля, который размагничивает АМДП. Поэтому весь ток ротора проходит через вентиль;
- когда происходит снижение интенсивности потока, защитная цепь отключается и активируется преобразователь ротора, при этом напряжение преобразователя находится под управлением АМДП.

5. Моделирование работы шунтирующего вентиля

Схема защиты шунтирующим вентиляем состоит из выпрямителя со стандартным набором диодов, сопротивления $R_{crowbar}$ и управляемого переключателя, который моделируется с помощью программного комплекса *Matlab/Simulink* (рис. 6, 7).

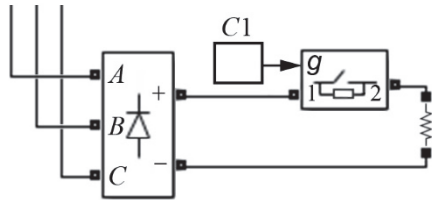


Рис. 6. Моделирование шунтирующего управления вентиля

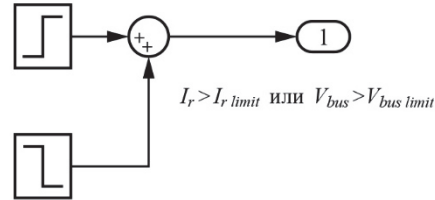


Рис. 7. Моделирование триггером, C1

Сопротивление $R_{crowbar}$ равно 0,2 Ом. Включение производится триггером (C1), когда справедливы ограничения: $I_r > I_r limit$ или $V_{bus} > V_{bus limit}$. Предполагается, что просадка напряжения происходит в момент времени, равный 3 с. За это время происходит активация триггера и шунтирующего вентиля. В момент времени 3,1 с происходит отключение обоих. Данный алгоритм с использованием функций, взятых из библиотеки *Simulink*, показан на рис. 8.

Логика схемы управления C2, активирующей трёхфазный мост, противоположна логике схемы управления C1, показанной выше и служащей для защиты ротора и сетевого преобразователя. Когда шунтирующий вентиль активирован, он отключает трёхфазный мост и блокирует роторный преобразователь для его защиты от больших токов и напряжений (рис. 8, 9).

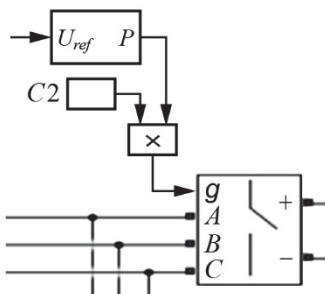


Рис. 8. Трёхфазный мост под управлением роторного преобразователя и контроллер C2

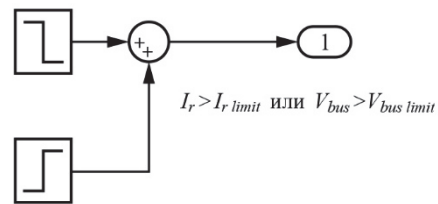


Рис. 9. Моделирование управления триггером, C2

6. Результаты моделирования и пояснения

В результате разработки модели сформирован программируемый трёхфазный источник напряжения, моделирующий в первую очередь просадку напряжения статора на 90 %, которая включает основную гармонику согласно табл. 1. Также выявлено, что напряжение начинает восстанавливаться спустя 3,5 с от начала отсчёта. Полное восстановление происходит в момент времени 4,17 с.

Таблица 1

Генерация основных гармоник

Порядок (n)	Амплитуда (P_U)	Фаза (градусы)	Последовательность (0, 1 или 2)
A	1	0	1
B	0	0	0

Во время просадки напряжения все токи обеспечиваются за счёт составляющей d тока статора, за счёт чего и происходит потеря управления крутящим моментом ротора ветроустановки.

Результаты моделирования динамического поведения ветроустановки на базе АМДП с использованием шунтирующего вентиля приведены ниже. Моделирование проведено в среде *Matlab/Simulink*. АМДП подвергается сильной просадке напряжения статора на 90 % за 0,5 с. Векторное управление используется для контроля роторного и сетевого преобразователей. При моделировании предполагается, что скорость ветра постоянна и составляет примерно 8,5 м/с. Напряжение и мощность ветроустановки принимаются за номинальные.

Шунтирующий вентиль используется для предотвращения отключения АМДП от основной сети при резких просадках напряжения и связанных с этим переходных процессах. Ветроустановка подвергается просадке напряжения на 90 % от напряжения статора, что происходит на 3-й секунде, как видно из рис. 10, при этом остаточное напряжение сети составляет 10 % номинального. Шунтирующий вентиль активирован, поэтому весь ток проходит через него.

Примечательно, что при изменении значения сопротивления $R_{crowbar}$, ток в вентиле может варьироваться, а его изменение может быть как быстрым, так и медленным. Поток также убывает и нарастает быстрее или медленнее в зависимости от значения сопротивления, как показано на рис. 11. При активации вентиля видно, что весь ток ротора проходит через него, а роторный преобразователь при этом защищён от больших выходящих токов, что можно видеть на рис. 12.

На рис. 13 представлен ток статора при просадке напряжения. При этом он не поддается управлению.

В течение данного промежутка времени появляются высокие пики крутящего момента, которые связаны с более высокими токами в шунтирующем вентиле, что показано на рис. 14. Избежать их появления невозможно.

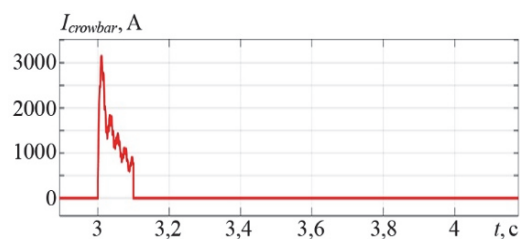


Рис. 10. Ток в шунтирующем вентиле при просадке напряжения в промежуток времени 3–3,1 с

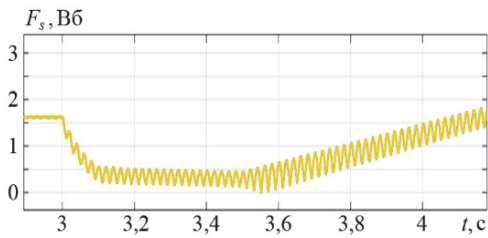


Рис. 11. Деление потока при просадке напряжения

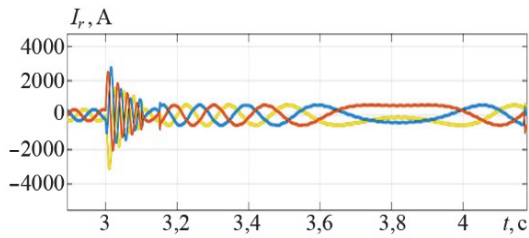


Рис. 12. Ток ротора при просадке напряжения

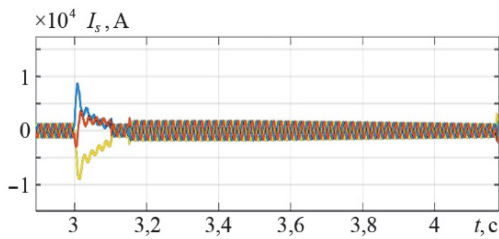


Рис. 13. Ток статора при просадке напряжения

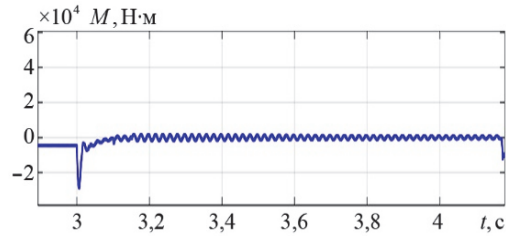


Рис. 14. Вращающий момент при просадке напряжения

Как видно, при просадке напряжения область управления на стороне ротора относится к оси q , и ток в роторе становится равным нулю после активации шунтирующего вентиля, как показано на рис. 15. Поэтому среднее значение вращающего момента равняется нулю, а его значения колеблются из-за просадки напряжения, что можно увидеть на рис. 16. При этом происходит потеря управления скоростью вращения. Таким образом, имеется довольно большой разброс скоростей, что продемонстрировано на рис. 17. Далее, во время провалов напряжения создаётся большой ток по оси d , что характерно для сети, с целью обеспечения появления реактивной мощности статора, как показано на рис. 18.

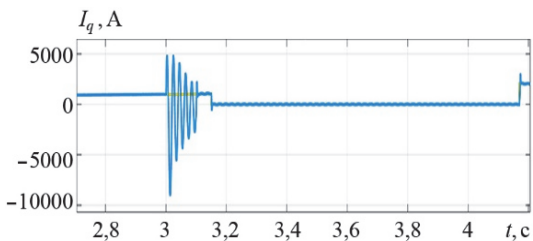


Рис. 15. Ток ротора по оси q

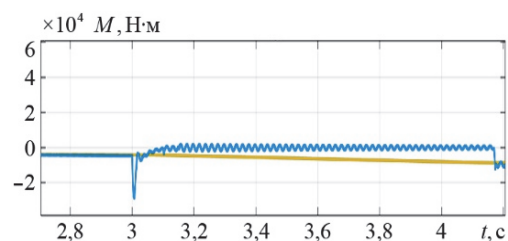


Рис. 16. Колебание крутящего момента

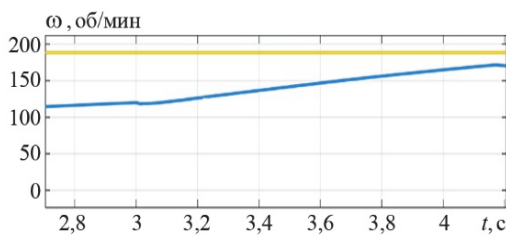


Рис. 17. Изменение скорости вращения

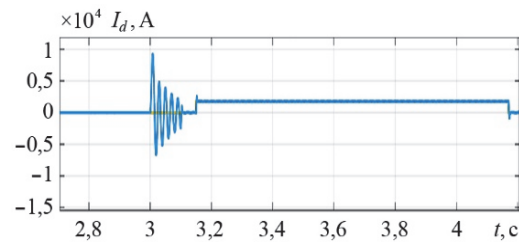


Рис. 18. Ток ротора по оси d

Ток ротора также показан на рис. 19. За счёт управления составляющими q и d (не равными нулю), получается минимальное изменение частоты вращения. Крутящий момент меняется в зависимости от точки максимальной мощности.

При сравнении напряжения и тока статора видно, что фаза сдвинута на 90° , что означает выработку реактивной мощности. На рис. 20 продемонстрировано напряжение статора при работе шунтирующего вентиля. На данном рисунке видно следующее:

- 1) просадка напряжения наблюдается в период с 3 до 3,5 с;
- 2) статорное напряжение восстанавливается с 3,5 до 4,17 с.

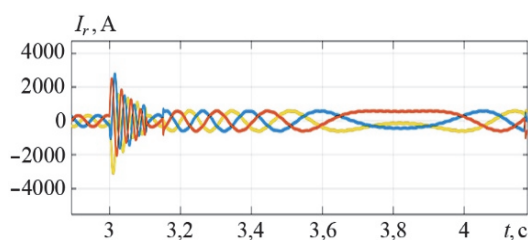


Рис. 19. Ток ротора при просадке напряжения

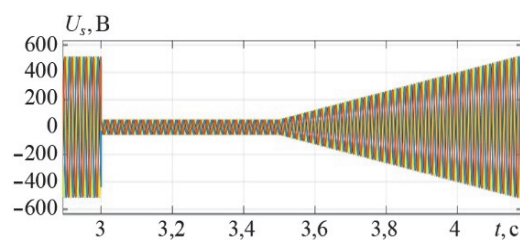


Рис. 20. Напряжение статора при работе шунтирующего вентиля

Для реализации управления на стороне сети создаётся малый постоянный ток с переменным напряжением при просадке для того, чтобы сетевой преобразователь имел возможность работать нормально в условиях просадки напряжения.

Заключение

АМДП в составе ветроэнергетической установки подвергается значительным колебаниям напряжения в сети, что может приводить к неисправностям во всей преобразовательной системе. Поэтому электрическую схему ветроустановки необходимо отключать от сети при больших просадках напряжения, например, активируя шунтирующий вентиль. Однако это противоречит требованиям сети о необходимости поддержания генераторного напряжения при просадке. В таком случае требуется отключить роторный преобразователь, чтобы весь ток шёл через сопротивление шунтирующего вентиля. Причём изменение тока может быть как быстрым, так и медленным в зависимости от значения сопротивления. Поэтому выбор сопротивления шунтирующего вентиля требуется производить тщательным образом, поскольку при высоком токе может возникнуть большой крутящий момент, но при этом системы ветроэнергоустановки фактически неконтролируемы. Возможность управления сетевым преобразователем вновь появляется при отключении шунтирующего вентиля. При полном восстановлении сетевого напряжения также появляется возможность управлять током ротора методом отслеживания требуемого крутящего момента в максимальной точке мощности за счёт регулирования установочного угла лопасти и соответствующего изменения скорости вращения. Таким образом, шунтирующий вентиль должен быть подключён к электрической схеме ветроустановки таким образом, чтобы при сильных просадках напряжения он был бы активирован.

Список литературы

1. Wind power in power systems, John Wiley & Sons, ISBN: 0-470-85508-8, 2005.
2. *Mohsen R., Mostafa P.* 2010, Grid-fault ride-through analysis and control of wind turbines with doubly fed induction generators, Electric Power Systems Research, 80(2), 184-195, DOI: 10.1016/j.renene.2012.04.014.
3. *Mikel A., Modesto A., Aitor G.*, 2012, Neural control for voltage dips ride-through of oscillating water column-based wave energy converter equipped with doubly-fed induction generator, Renewable Energy, 48, 16-26, DOI: 10.1016/j.renene.2012.04.014.
4. *Vinothkumar K., Selvan M. P.*, 2011, Novel scheme for enhancement of fault ride through capability of doubly fed induction generator based wind farms, Energy Conversion and Management, 52(7), 2651-2658, DOI: 10.1016/j.enconman.2011.01.003.
5. *Niiranen J.*, 2004, Voltage dip ride through of doubly fed generator equipped with active crowbar, Nordic Wind Power Conference, 1501–1507.
6. *Xu D., Wang W., Chen N.*, 2010, Dynamic characteristic analysis of doubly-fed induction generator low voltage ride-through based on crowbar protection, Proceedings of the CSEE, 30(22), 29-36, DOI:10.1016/j.egypro.2012.01.239.
7. *Lluís Trilla, Oriol Gomis-Bellmunt, Adrià Junyent-Ferre, Montserrat Mata, Javier Sanchez Navarro, Antoni Sudria-Andreu* Modeling and Validation of DFIG 3MW Wind Turbine Using Field Test Data of Balanced and Unbalanced Voltage Sags. IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 2, no. 4, pp. 509–519, 2011.
8. *Rahmann C., Haubrich H. J., Vargas L., Salles M. B. C.* Investigation of DFIG with Fault Ride- Through Capability in Weak Power Systems, in IPST '09 – Kyoto, Japan, 2009, paper 248, Session 7A.

Абдалгбар Омер Джамал, аспирант кафедры электрических станций, сетей и систем электроснабжения Южно-Уральского государственного университета (научно-исследовательского университета).

E-mail: omer.jamal1986@gmail.com

Ибрагим Ахмед Амер, аспирант кафедры электрических станций, сетей и систем электроснабжения Южно-Уральского государственного университета (научно-исследовательского университета).

E-mail: ahmedd20666@gmail.com

Ковалёв Антон Александрович, магистрант кафедры электрических станций, сетей и систем электроснабжения Южно-Уральского государственного университета (научно-исследовательского университета).

E-mail: alpenglw305@yandex.ru

Мирошниченко Алексей Александрович, магистрант кафедры электрических станций, сетей и систем электроснабжения Южно-Уральского государственного университета (научно-исследовательского университета).

E-mail: alex.miroshnichenko@mail.ru

Соломин Евгений Викторович, д-р техн. наук, доцент, профессор кафедры электрических станций, сетей и систем электроснабжения Южно-Уральского государственного университета (научно-исследовательского университета).

E-mail: nii-uralmet@mail.ru

УДК 621.548

А. А. Ачитаев, А. А. Жидков, М. В. Кашурников

Оценка эффективности использования возобновляемых источников энергии с учётом необходимости выработки тепловой энергии

Представлен анализ последствий для теплоснабжения при использовании возобновляемых источников энергии с целью замещения электроэнергии дизельных генераторов в изолированных системах электроснабжения с когенерацией. Предложен расчёт для учёта расхода угля на котельной с учётом загрузки когенерации дизельной станций. Данный расчёт был использован на одном из объектов на Дальнем Востоке.

Ключевые слова: ветроэлектрическая станция, дизельная станция, когенерация, автономная энергетическая система.

Актуальность

Более 2/3 территории России находится в зоне децентрализованного электроснабжения, где основным источником энергии является привозное дизельное топливо, либо попутный газ с местных месторождений. В системах электроснабжения удаленных регионов актуальность применения возобновляемых источников энергии связана с высокой стоимостью привозного топлива. Стоит отметить, что в России около 10 млн человек проживают в отдельных деревнях с малочисленным населением в удаленных населенных пунктах с крайне дорогим энергоснабжением от изолированных источников малой генерации, работающих на ископаемых видах топлива [1]. По оценкам центра по эффективному использованию энергии, около 150 млрд руб. ежегодно тратится из федерального бюджета для субсидирования тарифов на энергию в изолированных регионах и оплату энергоснабжения бюджетофинансируемых организаций. Аналитический центр при Правительстве РФ оценил общий объем бюджетных средств на нужды теплоснабжения по всей России на уровне свыше 70 млрд руб., большая часть которых направляется именно в северные регионы [2].

По степени централизации электроснабжения на территории России можно выделить три зоны:

- первая зона включает экономически более развитые районы, входящие в сферу действия объединенных энергосистем (ЕЭС России);
- вторая зона охватывает районы, находящиеся на более низких стадиях формирования систем централизованного электроснабжения, где функционируют изолированные районные энергосистемы и энергоузлы (Магаданская энергосистема, Сахалинская энергосистема, Норильско-Таймырская энергосистема и т. п.);
- третья зона включает небольшие изолированные энергоузлы, главным образом сельские населенные пункты, не охваченные централизованным электроснабжением, удаленные от топливных баз, имеющие сложную и затратную схему доставки топлива (общим числом около 100 тыс. – по данным [3]).

В изолированных системах энергоснабжения 3-й зоны в основном используются дизельные электростанции (ДЭС) в качестве генераторов электроэнергии. Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии в таких изолированных энергосистемах может

превышать 100 рублей. Для повышения эффективности энергоснабжения данных потребителей возможно замещение дизельной станции за счёт ввода генерации, функционирующей на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). А с учётом того, что большинство таких потребителей расположено в северных регионах, часто наиболее целесообразным оказывается применение ветроэнергетических установок (ВЭУ). В настоящее время в России уже установлено около 10 больших и 1 600 малых ветровых парков. При этом правительством запущена программа по использованию возобновляемых источников энергии, согласно которой уровень использования возобновляемых источников энергии к 2020 г. должен составлять 4,5 % [1, 3].

Однако, необходимо учитывать, что использование дизельных станций сопряжено с возможностью сопутствующей выработки тепловой энергии. Соответственно, использование возобновляемых источников энергии, снижая объём загрузки ДЭС, в некоторых случаях может быть сопряжено с необходимостью увеличения загрузки котельных для возмещения тепловой генерации, которая снижается за счёт уменьшения когенерации ДЭС. Пренебрежение учётом данной информации при прогнозировании может существенно снизить фактический эффект и даже привести к отрицательным результатам при реализации генерации, функционирующей на базе ВИЭ.

Для примера в настоящей статье рассмотрена возможность повышения эффективности энергоснабжения потребителей одного из северных островов Большой Курильской гряды за счёт частичного замещения генерации ДЭС генерацией ветроэлектрических станций (ВЭС). Также в статье оценивается возможность накопления энергии для выравнивания графика нагрузки и дополнительной экономии дизельного топлива [4, 5].

Исследуемый объект представляет собой энергетическую систему, состоящую из узла генерации в составе:

- трёх дизель-генераторных установок (ДГУ), мощность 1,6 МВт с применением когенерации для теплоснабжения отдельных потребителей тепловой нагрузки;
- одной ДГУ мощностью 425 кВт без утилизации тепла;
- мини-ГЭС, суммарной установленной мощностью 1660 кВт, –

соединённого двумя ВЛ 6 кВ с узлом нагрузки мощностью 1200–3800 кВт.

1. Анализ режимов электропотребления и выработки тепла

В целях оптимизации состава источников электрической энергии наиболее рационально использовать критерий минимизации суммарных дисконтированных затрат.

На сегодняшний день существует немало программных комплексов, позволяющих в той или иной мере производить моделирование и оптимизацию систем электроснабжения, использующих в своем составе возобновляемые источники энергии [4]. Приведенные в данной статье расчёты выполнялись с помощью программного обеспечения *Homer Energy*®, одной из возможностей которого является оптимизация состава возобновляемых источников энергии различных электроэнергетических систем и анализа их режимов.

Homer Energy® позволяет оптимизировать структуру гибридного энергетического комплекса, построенного на базе разного рода возобновляемых энергоисточников. При этом программа позволяет определить оптимальное соотношение установленных мощностей принятого к расчёту генерирующего оборудования. В расчётную модель могут входить элементы: ветроэлектрическая установка, фото-

электрический преобразователь, дизель-электрическая установка, аккумуляторная батарея, микро-ГЭС, топливные элементы, электролизер, элементы хранения водорода, а также элементы тепловой нагрузки. Итоговыми критериями определения оптимального состава могут выступать капиталовложения, уровень потребления дизельного топлива, количество выбросов углекислого газа в атмосферу.

С помощью *Homer Energy*® на основе первичной информации по выработке ДЭС и котельных были получены данные по потреблению дизельного топлива и угля в рассматриваемой изолированной энергосистеме. Формирование основных показателей по составу ВДК также было основано на использовании средств моделирования гибридных электроэнергетических систем *HOMER Energy*®.

С целью повышения эффективности энергоснабжения потребителей рассматривался вариант интеграции ВЭС как в электрическую сеть, так и в тепловую сеть. Для каждой ДГУ 1,6 МВт был задан коэффициент 75 % по рекуперации тепла позволяющий выполнить моделирование существующей системы утилизации тепла. При моделировании ДЭС, для обеспечения электроснабжения перспективных потребителей, учитывалось перспективное развитие ДЭС с монтажом новой установки 1,6 МВт. При моделировании МГЭС использовались параметры существующих генераторов и их фактическая выработка за 2017 г.

Для задания графика тепловых и электрических нагрузок были использованы данные реальных графиков потребления за 2017 г. Для выравнивания графика электропотребления оценивалась эффективность накопителя энергии и преобразователя частоты мощностью 900 кВт. Накопители энергии также играют роль демпфера при различных переходных процессах. Их применение необходимо в ветродизельных комплексах для обеспечения электромеханической совместимости различных источников электрической энергии с различными динамическими параметрами.

Данные по выработке МГЭС принимались как постоянное значение для всех рассматриваемых вариантов. В качестве переменной составляющей у разных вариантов выступало только тип и мощность ВЭУ в составе перспективной ВЭС, а также выработка электрической/тепловой энергии на ДЭС и котельных.

Для оценки влияния ВЭС на долю от замещения дизельного топлива рассматривались ВЭУ в количестве 9 шт. различных производителей и мощности:

- 1) Wind Flow 500 кВт (Новая Зеландия);
- 2) WES 250 кВт (Голландия);
- 3) Vergent GEV MP-R 275 кВт (Франция).

На рис. 1 отражена расчётная модель энергосистемы, которая состоит из дизельных генераторов с функцией когенерации, мини-ГЭС, ВЭС и накопителей энергии.

Исходными данными для оптимизации режима ВЭС являются графики нагрузки и параметры поступления ветрового потока. Ввиду значительного расхождения данных по ветро-

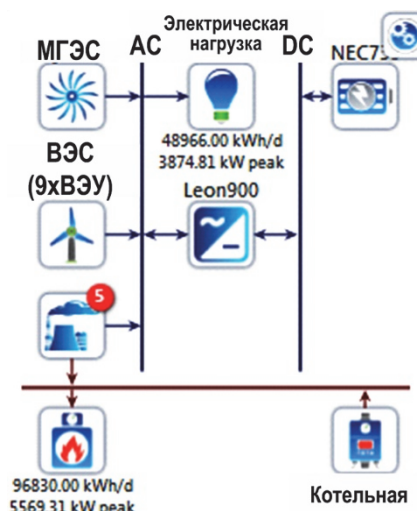


Рис. 1. Мнемосхема перспективного развития энергокомплекса с накопителем энергии и когенерацией

вому потоку для расчётов использовались различные источники данных, в том числе [5]. Для анализа результатов решено исследовать четыре основных варианта компоновки энергетического комплекса:

1. Текущий вариант электроснабжения на основе дизельной станции и мини-ГЭС.
2. К текущему варианту электроснабжения добавляется накопитель энергии для выравнивания графика нагрузки и снижения расхода дизельного топлива.
3. Ветро-дизельный комплекс с мини-ГЭС (к текущему варианту электроснабжения добавляется ВЭС).
4. Ветро-дизельный комплекс с мини-ГЭС и накопителем энергии (к текущему варианту электроснабжения добавляется ВЭС и накопитель энергии).

Для каждого из рассматриваемых вариантов был проведен расчёт выработки электроэнергии и уровень замещения дизельного топлива. Однако, вместе с замещением доли от выработки электроэнергии дизельной станции наблюдается обратный эффект, который состоит в увеличении потребления топлива на котельных вследствие снижения когенерации. Поэтому, для каждого из рассматриваемых вариантов был также проведен расчёт выработки тепловой энергии и уровень замещения когенерацией топлива котельных.

1.1. Вариант ДЭС+МГЭС без накопителя (базовый)

Была составлена таблица, сочетающая различные варианты построения ДЭС без накопителя. Настоящая схема наиболее точно отражает текущее состояние энергосистемы городского округа Северо-Курильск. Результаты моделирования представлены в табл. 1.

На рис. 2 представлена диаграмма выработки электрической энергии от отдельных источников.

Таблица 1

Данные по выработке электрической энергии

Источник	кВт·ч/год	Доля замещения, %
ДГУ-1 1600 кВт	11 001 426	58,5
ДГУ-2 1600 кВт	1 443 595	7,7
ДГУ-3 1600 кВт	0	0
ДГУ-4 1600 кВт	0	0
ДГУ-5 550 кВт·А	264 507	1,4
МГЭС	6 091 870	32,4
ИТОГО	18 801 399	100

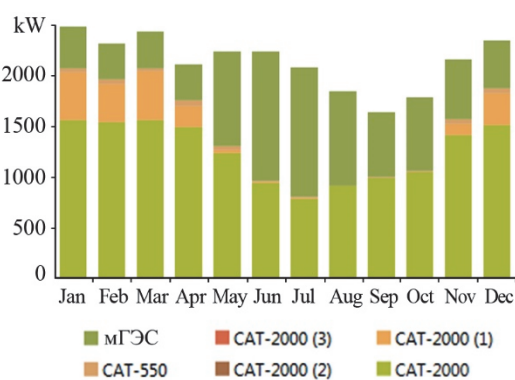


Рис. 2. Распределение выработки электрической энергии от отдельных источников

Данные о метеорологических измерениях скоростей ветра можно получить из нескольких открытых баз данных (БД), размещённых в сети Интернет. При написании данной статьи анализировалась информация из следующих БД [6, 7]:

1. БД NASA;
2. Базы данных Российской академии наук (РАН);
3. Сайт «Всероссийский научно-исследовательский институт гидрометеорологической информации – Мировой центр данных (ВНИИГМИ-МЦД)».

В табл. 2 представлена информация, где отображены данные по выработке тепловой энергии (когенерация и котельная). На рис. 3 представлена диаграмма выработки тепловой энергии от котельной и источников когенерации.

Таблица 2

**Данные по выработке
тепловой энергии**

Источник	кВт·ч/год	Доля замещения, %
ДГУ-1 1600 кВт	12 005 988	80,5
ДГУ-2 1600 кВт	1 849 240	12,4
Котельная	1 054 396	7,1
ИТОГО	14 909 624	100

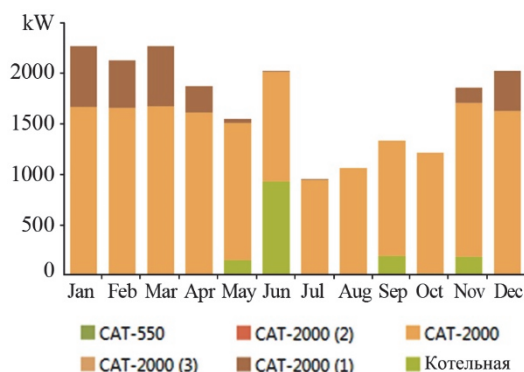


Рис. 3. Диаграмма распределения выработки тепла от отдельных источников

В табл. 3, 4 представлены данные по расходу дизельного топлива на ДЭС и угля на котельной соответственно.

Таблица 3

Расход дизельного топлива

Параметр	Расход топлива, л
Общий расход топлива	3 220 946
Средний расход в день	8 825
Средний расход в час	368

Таблица 4

Расход угля на котельной

Параметр	Расход топлива, кг
Общий расход угля	3 220 946
Средний расход в день	8 825
Средний расход в час	368

1.2. Вариант ДЭС+МГЭС с накопителем

В табл. 5 представлены данные по выработке электрической энергии при наличии накопителя энергии. На рис. 4 представлены графики распределения выработки от отдельных источников. Наличие накопителя позволяет оптимизировать потребление топлива от ДЭС.

Таблица 5

**Данные по выработке
электрической энергии**

Источник	кВт·ч/год	Доля замещения, %
ДГУ-1 1600 кВт	11 158 823	59,4
ДГУ-2 1600 кВт	864 268	4,6
ДГУ-3 1600 кВт	0	0
ДГУ-4 1600 кВт	0	0
ДГУ-5 550 кВт·А	686 035	3,6
МГЭС	6 091 870	32,4
ИТОГО	18 800 996	100

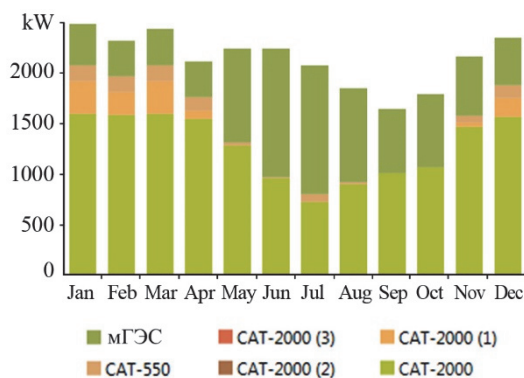


Рис. 4. Диаграмма распределения выработки электроэнергии от отдельных источников

В табл. 6 и на рис. 5 представлены данные, где отображена выработка тепла от отдельных источников.

Таблица 6

Данные по выработке тепловой энергии

Источник	кВт·ч/год	Доля замещения, %
ДГУ-1 1600 кВт	12 112 959	85,3
ДГУ-2 1600 кВт	1 025 904	7,2
Котельная	1 057 057	7,5
ИТОГО	14 195 920	100

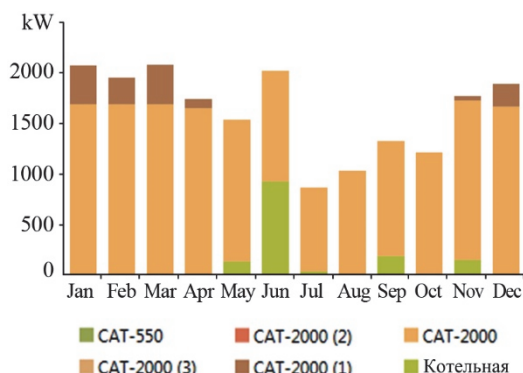


Рис. 5. Данные по выработке тепловой энергии от отдельных источников энергии

В табл. 7, 8 представлены данные по расходу дизельного топлива на ДЭС и угля на котельной соответственно.

Таблица 7

Расход дизельного топлива

Параметр	Расход топлива, л
Общий расход топлива	3 179 625
Средний расход в день	8 711
Средний расход в час	363

Таблица 8

Расход угля на котельной

Параметр	Расход топлива, кг
Общий расход угля	222 734
Средний расход в день	610
Средний расход в час	25,4

Из анализа сравнения двух компоновок энергокомплекса следует, что замещение дизельного топлива составляет 41 321 л, но при этом перерасход угля составит 561 кг. Экономический эффект от установки накопителя при стоимости дизельного топлива (по состоянию на 2018 г.) 75 – руб./л, а угля 11,77 – руб./кг равен $75 \cdot (3\,220\,946 - 3\,179\,625) - 11,77 \cdot (222\,734 - 222\,173) = 3,092$ млн руб. в год. Отметим, что прибыль от замещения дизельного топлива будет составлять 3,099 млн руб. в год, но, вместе с тем, возрастают расходы на уголь для котельных, которые составляют 6 602 руб. в год (0,2% от дохода).

1.3. Вариант ВЭС и ДЭС+МГЭС без накопителя (на примере установки WES 250 кВт и БД NASA)

В табл. 9 и на рис. 6 представлено значение выработки электроэнергии от отдельных источников.

В табл. 10 и на рис. 7 представлены данные по выработке тепла от отдельных источников.

В табл. 11, 12 представлены данные по расходу дизельного топлива и угля на котельной соответственно.

Исходя из анализа потребления дизельного топлива по сравнению с первым вариантом снижение составляет 1 237 м³, но при этом перерасход угля составит 548 496 кг. Экономический эффект такого варианта системы электроснабжения будет составлять $75 \cdot (3\,220\,946 - 1\,983\,568) - 11,77 \cdot (771\,230 - 222\,173) = 86,340$ млн руб. в год.

При этом доходы от замещения дизельного топлива будут составлять 92,8 млн руб. в год, но дополнительные затраты на уголь возрастают до 6,46 млн руб. в год (7% от дохода).

Таблица 9

Данные по выработке электрической энергии

Источник	кВт·ч/год	Доля замещения, %
ДГУ-1 1600 кВт	6 793 439	33,1
ДГУ-2 1600 кВт	514 396	2,5
ДГУ-3 1600 кВт	0	0
ДГУ-4 1600 кВт	0	0
ДГУ-5 550 кВт·А	223 823	1,1
ВЭС	6 929 414	33,7
МГЭС	6 091 870	29,6
ИТОГО	20 552 943	100

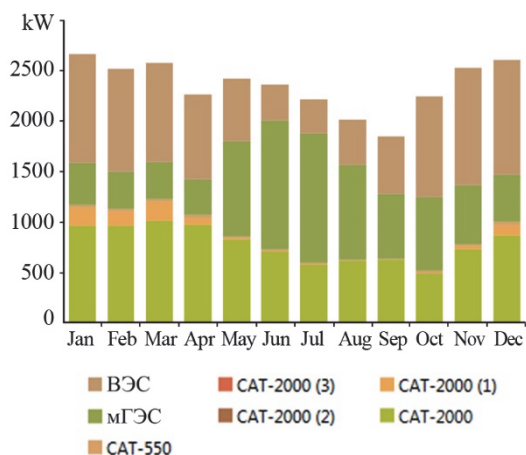


Рис. 6. Выработка электроэнергии от отдельных источников энергии

Таблица 10

Данные по выработке тепловой энергии

Источник	кВт·ч/год	Доля замещения, %
ДГУ-1 1600 кВт	7 963 638	56,6
ДГУ-2 1600 кВт	691 401	4,9
Котельная	5 415 572	38,5
ИТОГО	14 070 611	100

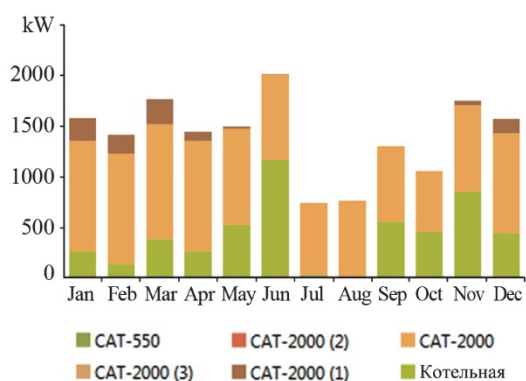


Рис. 7. Выработка тепла от отдельных источников

Таблица 11

Расход дизельного топлива

Параметр	Расход топлива, л
Общий расход топлива	1 983 568
Средний расход в день	5 434
Средний расход в час	226

Таблица 12

Расход угля на котельной

Параметр	Расход топлива, кг
Общий расход угля	771 230
Средний расход в день	2 113
Средний расход в час	88

1.4. Вариант ВЭС и ДЭС+МГЭС с накопителем (на примере ВЭУ WES 250 кВт и БД NASA)

В табл. 13 представлены данные по доле замещения от отдельных источников электрической энергии и их выработки. На рис. 8 представлен график выработки электрической энергии от отдельных источников.

Таблица 13

Данные по выработке электрической энергии

Источник	кВт·ч/год	Доля замещения, %
ДГУ-1 1600 кВт	6 525 484	32,3
ДГУ-2 1600 кВт	224 647	1,1
ДГУ-3 1600 кВт	0	0
ДГУ-4 1600 кВт	0	0
ДГУ-5 550 кВт·А	444 240	2,2
ВЭС (9хВЭУ)	6 929 414	34,3
МГЭС	6 091 870	30,1
ИТОГО	20 215 655	100

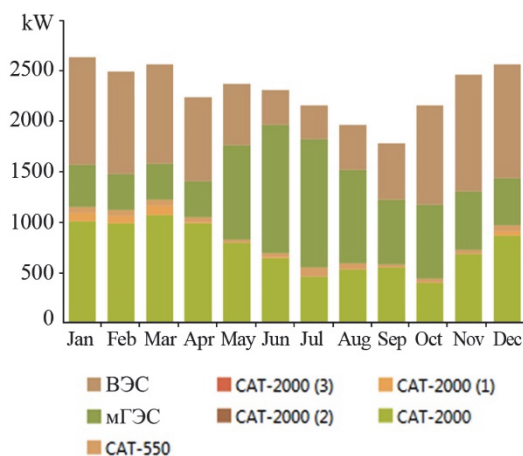


Рис. 8. Выработка электроэнергии от отдельных источников

В табл. 14 и на рис. 9 представлены данные по выработке тепла от отдельных источников.

Таблица 14

Данные по выработке тепловой энергии

Источник	кВт·ч/год	Доля замещения, %
ДГУ-1 1600 кВт	7 456 804	53
ДГУ-2 1600 кВт	277 729	2
Котельная	6 336 078	45
ИТОГО	14 070 611	100

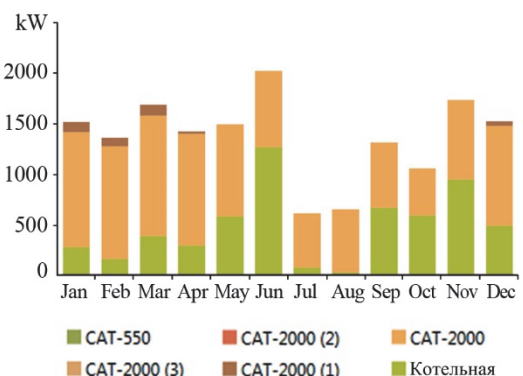


Рис. 9. Распределение выработки тепла от отдельных источников

В табл. 15, 16 представлены данные по расходу дизельного топлива и угля на котельной соответственно.

Таблица 15

Расход дизельного топлива

Параметр	Расход топлива, л
Общий расход топлива	1 855 381
Средний расход в день	5 083
Средний расход в час	212

Таблица 16

Расход угля на котельной

Параметр	Расход топлива, кг
Общий расход угля	878 176
Средний расход в день	2 406
Средний расход в час	100

Исходя из анализа потребления дизельного топлива по сравнению с первым вариантом снижение составляет $1\,366\text{ м}^3$, но при этом перерасход угля составит $548\,496\text{ кг}$. Экономический эффект такого варианта системы электроснабжения будет составлять $75 \cdot (3\,220\,946 - 1\,855\,381) - 11,77 \cdot (878\,176 - 222\,173) = 94,7$ млн руб. в год. При этом доходы от замещения дизельного топлива будут составлять $102,4$ млн руб. в год,

но дополнительные затраты на уголь возрастают до 7,7 млн руб. в год (7,5 % от дохода).

Обобщенные результаты расчётов по потреблению дизельного топлива и угля приведены ниже. В табл. 17, 18 занесены основные данные по расчёту рассматриваемых в проекте ВЭС из девяти ВЭУ отдельных типов.

Таблица 17

**Анализ эффективности по расходу дизельного топлива
для различных компоновок энергокомплекса**

Тип ВЭУ	ДЭС+мГЭС, м ³	ДЭС+мГЭС+ накопитель, м ³	ДЭС+мГЭС + ВЭС, м ³	ДЭС+мГЭС +ВЭС + накопитель, м ³
Метеоданные с БД NASA				
Wind Flow 500 кВт	3 221 (+0)	3 179 (-42)	1 493 (-1728)	1 342 (-1879)
WES 250 кВт	3 221 (+0)	3 179 (-42)	1 984 (-1237)	1 855 (-1366)
Vergent GEV MP-R 275 кВт	3 221 (+0)	3 179 (-42)	1 845 (-1376)	1 693 (-1528)
Метеоданные с БД РАН				
Wind Flow 500 кВт	3221 (+0)	3 179 (-42)	2 044 (-1177)	1 942 (-1279)
WES 250 кВт	3 221 (+0)	3 179 (-42)	2 424 (-797)	2 359 (-862)
Vergent GEV MP-R 275 кВт	3 221 (+0)	3 179 (-42)	2 307 (-914)	2 225 (-996)
Метеоданные с сайта ВНИИГМИ-МЦД				
Wind Flow 500 кВт	3221 (+0)	3 179 (-42)	1 708 (-1513)	1 582 (-1639)
WES 250 кВт	3 221 (+0)	3 179 (-42)	2 158 (-1063)	2 072 (-1149)
Vergent GEV MP-R 275 кВт	3 221 (+0)	3 179 (-42)	2 028 (-1193)	1 917 (-1304)

Таблица 18

Анализ эффективности по расходу угля для различных компоновок энергокомплекса

Тип ВЭУ	ДЭС + мГЭС, т	ДЭС + мГЭС + накопитель, т	ДЭС + мГЭС + ВЭС, т	ДЭС + мГЭС + ВЭС + накопитель, т
Метеоданные с БД NASA				
Wind Flow	222	223 (+1)	1 152 (+930)	1 263 (+1041)
WES	222	223 (+1)	771 (+549)	878 (+656)
Vergent GEV MP-R	222	223 (+1)	864,5 (+642,5)	1 000 (+778)
Метеоданные с БД РАН				
Wind Flow	222	223 (+1)	786 (+564)	870 (+648)
WES	222	223 (+1)	512 (+290)	551,5 (+329,5)
Vergent GEV MP-R	222	223 (+1)	584 (+362)	646 (+424)
Метеоданные с сайта ВНИИГМИ-МЦД				
Wind Flow	222	223 (+1)	1 008 (+786)	1 114 (+892)
WES	222	223 (+1)	652 (+430)	724 (+502)
Vergent GEV MP-R	222	223 (+1)	738 (+516)	842 (+620)

Анализ приведенных таблиц показывает, что максимальный эффект достигается при варианте создания ветродизельного комплекса с накопителем энергии максимальной мощности и составляет 1 879 м³ экономии дизельного топлива, т. е. 141 млн руб. в год. При этом дополнительный расход угля составляет 1 041 т, т. е. 12,2 млн руб. в год, что составляет 8,6%. Также прослеживается отчетная тенденция – чем больше электроэнергии замещает ВИЭ, тем большую роль играют дополнительные затраты на топливо для теплоснабжения.

Однако, несмотря на рост доли дополнительных затрат на теплоснабжения при росте объема замещения электроэнергии за счёт ВИЭ, негативный эффект всё равно несоизмеримо мал по сравнению с положительным эффектом, так как стоимость угля существенно ниже стоимости дизельного топлива. Но для некоторых регионов котельные для теплоснабжения тоже работают на дизельном топливе, поэтому необходимо выполнить дополнительные расчёты и оценить возможный негативный эффект если стоимость топлива для котельных будет соизмерима со стоимостью топлива для ДЭС.

В табл. 19 приведен результат самого характерного расчёта для котельных, использующих дизельное топливо.

Таблица 19

Анализ эффективности по расходу дизельного топлива для теплоснабжения при различных компоновках энергокомплекса

Тип ВЭУ	ДЭС+мГЭС, м3	ДЭС+мГЭС+накопитель, м3	ДЭС+мГЭС + ВЭС, м3	ДЭС+мГЭС +ВЭС + накопитель, м3
Метеоданные с БД NASA				
Wind Flow 500 кВт	104	110 (+6)	630 (+526)	681 (+577)
WES 250 кВт	104	110 (+6)	406 (+302)	453 (+349)
Vergent GEV	104	110 (+6)	425 (+321)	476,9 (+372,9)
Метеоданные с БД РАН				
Wind Flow 500 кВт	104	110 (+6)	344,8 (+240,8)	379,6 (+275,6)
WES 250 кВт	104	110 (+6)	215,7 (+111,7)	232,7 (+128,7)
Vergent GEV	104	110 (+6)	221 (+117)	240 (+136)
Метеоданные с сайта ВНИИГМИ-МЦД				
Wind Flow 500 кВт	104	110 (+6)	544,4 (+440,4)	592,7 (+488,7)
WES 250 кВт	104	110 (+6)	334 (+230)	368 (+264)
Vergent GEV	104	110 (+6)	348,5 (+244,5)	387,8 (+283,8)

Анализируя результаты данной таблицы можно сделать вывод, что отрицательный эффект дополнительных затрат на теплоснабжения может достигать значений порядка 30% от положительного эффекта экономии топлива. При этом дополнительный расход денежных средств ежегодно будет составлять до 51 млн руб. с учётом ВЭС и накопителя и 7,8 млн руб. без учёта ВЭС и накопителя.

Выводы

На основании выполненных расчётов следует, что на итоговый экономический эффект при выполнении генерации, функционирующей на базе ВИЭ в изолированных энергосистемах с когенерацией оказывает влияние как экономия топлива элек-

тростанцией при производстве электроэнергии, так и дополнительный расход топлива котельных для производства тепловой энергии. На рассмотренном примере показано, что при внедрении ВЭС снижение потребления дизельного топлива для производства электроэнергии сокращается на 25–54%. Однако, вследствие замещения дизельных генераторов, тепловая выработка когенерации с дизельной станции снижается, и общий расход топлива котельных возрастает до 5,2 раз, что оказывает обратный эффект от использования возобновляемых источников энергии и снижает эффект от экономии топлива на величину до 30%. Поэтому, при анализе эффективности использования генерации, функционирующей на базе ВИЭ, для автономных и труднодоступных потребителей необходимо наряду с положительным эффектом экономии топлива при производстве электроэнергии в обязательном порядке учитывать отрицательный эффект от замещения доли когенерации в выработке тепловой энергии.

Список литературы

1. Попель О. С., Фортков В. Е. Возобновляемая энергетика в современном мире. – М.: Издательский дом МЭИ. – 2015. – 450 с.
2. Башмаков И. А., Башмаков В. И., Борисов К. Б., Дзедзичек М. Г., Лебедев О. А., Лунин А. А., Мышак А. Д. Низкоуглеродные решения для изолированных регионов России с высокими затратами на энергию. [Электронный ресурс] // ЦЭНЭФ. 2017. URL: http://www.cenef.ru/file/Low-Carbon_rus.pdf.
3. Lombardi P., Sokolnikova T., Suslov K., Voropai N., Styczynski Z. A. (2016). Isolated power system in Russia: a chance for renewable energies? // *Renewable Energy*, Vol. 90, 2016, – pp. 532–541.
4. Sen R., Bhattacharyya S. C. Off-grid electricity generation with renewable energy technologies in India: An application of HOMER // *Renewable Energy*. – 2014. Vol. 62, – pp. 388–398.
5. Kusakana K. Techno-economic analysis of multiple paralleled diesel generators for micro isolated applications // 2017 International Conference on the Domestic Use of Energy (DUE). – IEEE, 2017, – pp. 2–7.
6. Метеоданные солнечной и ветровой активности NASA RetScreen data meteorology [Электронные ресурсы]. URL: <https://power.larc.nasa.gov>.

Ачитаев Андрей Александрович, канд. техн. наук, ассистент кафедры систем электроснабжения предприятий Новосибирского государственного технического университета.

E-mail: achitaev.2012@corp.nstu.ru

Жидков Алексей Александрович, заместитель директора департамента развития энергетических систем – главный инженер департамента развития энергетических систем ООО «Институт проектирования энергетических систем».

E-mail: zhidkov.aa@inpes.ru

Кашурников Михаил Валерьевич, главный инженер проекта департамента развития энергетических систем ООО «Институт проектирования энергетических систем».

E-mail: kashurnikov.mv@inpes.ru

УДК 621.311.1

Н. И. Воропай

О целесообразности корректировки требований к надёжности по условиям устойчивости электроэнергетических систем

(Отклик на статью Л. А. Кощеева «О требованиях к надёжности по условиям устойчивости энергосистемы», Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2018, № 2(79)).

Обсуждаются некоторые очевидные аргументы в пользу обоснованной Л. А. Кошеевым целесообразности корректировки требований к надёжности по условиям устойчивости электроэнергетических систем (ЭЭС). Обращено внимание на недостатки нормирования запасов пропускных способностей связей в нормальных и послеаварийных режимах. Приведены обоснования для рассмотрения утяжеленных аварийных возмущений при определении динамической устойчивости ЭЭС.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, надёжность, динамическая устойчивость, каскадное развитие аварий.

Введение

В настоящее время основным действующим документом, в котором сформулированы требования к надёжности электроэнергетических систем (ЭЭС) по условиям их устойчивости, являются «Методические указания по устойчивости энергосистем» [1]. Несмотря на незначительные изменения, принятая версия этого документа отражает сформулированную десятилетиями идеологию, связанную с требованием выполнения нормативных запасов статической устойчивости с проверкой динамической устойчивости при определении допустимых по устойчивости режимов ЭЭС.

В отличие от идеологии, заложенной в [1], в [2] Л. А. Кошеев предлагает оценивать уровень устойчивости ЭЭС по условиям динамической устойчивости, имея в виду при этом, что статическая устойчивость системы обеспечивается как в исходном, так и в послеаварийном режимах. Кроме того, при определении динамической устойчивости ЭЭС имеется в виду недопущение асинхронного режима между частями системы и несанкционированного отключения нагрузки, не связанного с действиями противоаварийной автоматики по противодействию каскадному развитию аварии. При этом динамическая устойчивость ЭЭС должна проверяться как для, условно говоря, нормативных наиболее типичных аварийных возмущений, так и для утяжеленных аварийных возмущений (в [2] приведены примеры аварийных возмущений обоих видов). Требования к надёжности по условиям устойчивости предлагается сформулировать в двух аспектах: обеспечение динамической устойчивости ЭЭС с учётом действия средств автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ); предотвращение каскадного развития аварийного процесса с помощью средств обеспечения живучести ЭЭС.

Постановка проблемы корректировки «Методических указаний по устойчивости энергосистем» [1], сформулированная в [2], представляется обоснованной и своевременной. Для этого имеются вполне объективные предпосылки, изложенные ниже.

Предпосылки обоснованности постановки проблемы

Рассмотрим ряд факторов, определяющих обоснованность постановки проблемы о необходимости корректировки действующей идеологии обеспечения устойчивости ЭЭС, представленной в [1].

Прежде всего, следует согласиться с предложением Л. А. Кощеева в принципе. Это предложение подтверждается в [3] ссылкой на опыт западно-европейского энергообъединения. По сути любому специалисту в области устойчивости ЭЭС очевидно, что устойчивость системы при возмущении определяется статической устойчивостью послеаварийного режима и устойчивостью динамического перехода к этому послеаварийному режиму. Вполне естественно также исходить из статически устойчивого доаварийного режима.

Следующий важный момент связан с нормативными запасами пропускной способности связей в нормальном и послеаварийном режимах. Анализ, проведенный в [4] для ряда межсистемных связей ЕЭС России, показывает, что многие из них длительное время работают с недогрузкой по отношению к предельно допустимому перетоку, полученному с учётом 20%-го запаса пропускной способности в нормальном режиме. В то же время, имеют место и ситуации с перегрузкой некоторых связей сверх предельно допустимых значений.

Приведенные в [4] результаты анализа статистики загрузки межсистемных связей показывают, что имеющиеся возможности основной электрической сети существенно недоиспользуются по многим направлениям. Основной причиной этого положения является то, что общее требование 20%-го запаса пропускной способности связей характеризует конкретные условия во вполне определенных местах системы и в конкретных складывающихся режимах так же, как «средняя температура по больнице». Указанная ситуация свидетельствует о целесообразности вариативного подхода к определению предельно допустимых перетоков по связям в зависимости от конкретных схемно-режимных условий в конкретных местах системы даже при действующих нормативных требованиях. С точки зрения подхода Л. А. Кощеева проблема определения предельно допустимых перетоков по связям требует специальных исследований.

Кроме того, для перспективных схем ЭЭС необходимо иметь ввиду возможности кратковременного увеличения пропускной способности связей по отдельным направлениям при конкретных схемно-режимных условиях за счёт повышения уровней напряжений при использовании устройств FACTS. Эти возможности могут быть реализованы соответствующей системой управления устройствами FACTS [5].

Ещё одним принципиально важным положением предложения Л. А. Кощеева является рекомендация рассматривать в качестве расчётных возмущений при определении динамической устойчивости ЭЭС утяжеленные аварийные возмущения [2], что позволяет оценить опасность каскадного развития аварии. Попытки таких оценок для ЕЭС СССР предпринимались ещё в 1980-е годы (см. [6 и др.]). Анализ статистики системных аварий 1970-х – 1980-х годов [7, 8], а также причин развития каскадных аварий последних лет в ЕЭС России [9 и др.] свидетельствует о том, что такими причинами в подавляющем большинстве случаев являются предложенные Л. А. Кощеевым утяжеленные аварийные возмущения. Актуальность оценки опасности каскадного развития аварийных ситуаций подтверждается статистикой энергообъединений США и Канады за 1991–2005 гг. [10], которая указывает на рост числа тяжелых системных аварий и их последствий по мере развития и усложнения ЭЭС.

Заключение

Изложенные в данной статье аргументы дополняют обоснование предложения Л. А. Кощева о целесообразности пересмотра требований к надёжности по условиям устойчивости ЭЭС. При этом следует поддержать необходимость широких и многосторонних сопоставительных исследований действующих нормативных требований и предлагаемого нового подхода для уточнения деталей рассматриваемого предложения.

Список литературы

1. Требования к обеспечению надёжности электроэнергетических систем, надёжности и безопасности объектов электроэнергетики и электропринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем». Утверждены Приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630.
2. Кощев Л. А. О требованиях к надёжности по условиям устойчивости энергосистемы // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2018, № 2(79). – С. 45–52.
3. Герасимов А. С. Отклик на статью Л. А. Кощева «О требованиях к надёжности по условиям устойчивости энергосистемы» // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2018, № 2(79). – С. 52–53.
4. Воронай Н. И., Решетов В. И. Принципы организации противоаварийного управления электроэнергетическими системами в рыночных условиях // Электрические станции, 2005, № 6. – С. 2–8.
5. Zhang X.-P., Rehtanz C., Pal B. Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control. Berlin Heidelberg: Springer Verlag, 2006. – 383 p.
6. Зейлигер А. Н., Кощев Л. А., Марченко Е. А., Шмелькин Б. М., Мозирев В. В. Методика и некоторые результаты оценки живучести при ежегодном анализе надёжности Единой электроэнергетической системы СССР // Методы и модели исследования живучести систем энергетики. Новосибирск: Наука, 1990. – С. 124–129.
7. Гайснер А. Д. Методический подход к анализу живучести электроэнергетических систем на основе эксплуатационных данных // Методы и модели исследования живучести систем энергетики. Новосибирск: Наука, 1990. – С. 129–136.
8. Воронай Н. И., Калюжный А. Х., Лизалек Н. Н. Длительные переходные процессы в энергосистемах: Методы анализа и управление. М.: Информэнерго, 1988. – 52 с.
9. Воронай Н. И., Осак А. Б., Смирнов С. С. Анализ системной аварии 2016 г. в ЕЭС России, вызванной повреждением оборудования на Рефтинской ГРЭС // Электричество, 2018, № 3. – С. 27–32.
10. Amin M. Challenges in reliability, security, efficiency, and resilience of energy infrastructure: Toward smart self-healing electric power grid // 2008 IEEE PES General Meeting, Pittsburg, USA, July 20 – 24, 2008. – 8 p.

Воронай Николай Иванович, член-корреспондент РАН, д-р техн. наук, профессор, научный руководитель Института систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН.

E-mail: voronai@isem.irk.ru

Работа выполнена по проекту Ш.17.4.2 государственного задания фундаментальных исследований СО РАН, рег. № АААА-А17-117030310433-6.

**Отклики на статью Л. А. Кощеева
«О требованиях к надёжности по условиям
устойчивости энергосистемы»,
Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2018, № 2(79)**

Гуревич Юрий Ефимович, канд. техн. наук,

Шакарян Юрий Гевондович, д-р техн. наук, профессор, заместитель генерального директора – научный руководитель Научно-технического центра Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы (АО «НТЦ ФСК ЕЭС»).

Принцип нормирования устойчивости энергосистем, основы которого были разработаны около сорока лет назад С. А. Соваловым и М. Г. Портным, достаточно успешно применяется и в настоящее время. Но за прошедшее время радикально изменилась экономическая система страны и появилось много нового электрооборудования. Изменения настолько радикальны, что сохранять действующий принцип нормирования устойчивости энергосистем без его переработки нецелесообразно.

Основные факторы, делающие, по нашему мнению, неизбежной проверку эффективности применяемого принципа нормирования устойчивости энергосистем и необходимую корректировку, таковы.

1. За прошедшие три десятилетия должна была накопиться большая статистика нарушений нормальной работы энергосистем и их частей, содержащая анализ имевших место факторов (запасы устойчивости доаварийных режимов, параметры возмущений, особенности срабатывания устройств РЗА), а также последствий нарушений (технических и экономических) для энергосистемы и основных потребителей.

В дополнение к этому нужна по тем же энергосистемам и их частям статистика имевших место случаев аналогичных возмущений, но *не приводивших* к аварийным нарушениям режима работы энергосистемы и основных потребителей.

Следующий шаг – такая организация расчётной работы (на перспективу, т. е. при проектировании развития энергорайона), чтобы для каждого исходного возмущения и его ближайших следствий (отключения, АПВ или АВР и пр.) определялись ущербы, ожидаемые столько-то раз в год для каждого крупного игрока на электроэнергетическом поле.

Последнее утверждение, что нужно применять показатели устойчивости (критерии, понятия о расчётных возмущениях и пр.) не ко всем генерирующим источникам и электроприёмникам, связанным сетями, а только к объектам крупных игроков, – вынужденная, разумная и де-факто применяемая мера. Без этого ограничения любая расчётная работа, относящаяся к значительной части ЕНЭС, превратилась бы в нескончаемую. Но *от того, как именно проводить границу между учитываемыми и неучитываемыми игроками*, зависят оценки устойчивости, требования к силовому оборудованию и к РЗА и др. Поэтому вопрос об областях применения критериев устойчивости, допустимости включения в энергосистему электрооборудования со значительными отклонениями в значениях параметров (о последнем – ниже) является важнейшим и труднейшим этапом, однако требующим своего грамотного решения.

Такие постановки задач, очевидно, противоречат естественному стремлению считать как можно быстрее и как можно проще.

Но при современной экономике государства, при современной технологии промышленного производства и развитии самой электроэнергетики **ущерб от внезапных нарушений работы любого крупного игрока на рынке электрической энергии (поставщика или потребителя) могут быть неизмеримо больше затрат на предварительные исследования соответствующих вероятных возмущений** (так было и ранее¹). С другой стороны – производительность ЭВМ за время существования «Указаний по устойчивости энергосистем» возросла в 10^6 – 10^7 раз, так что большая часть расчётных трудностей стала значительно менее существенной.

Таким образом, корректный анализ статистики нарушений работы в ЕНЭС – единственная база для принятия обоснованных решений по вопросам критериев устойчивости и разделения начальных возмущений на «нормативные» и «ненормативные».

2. В будущем в отечественной ЕНЭС предстоит так или иначе введение экономической ответственности питающей энергосистемы за нарушения нормального электроснабжения (как это, по-разному, имеет место во многих странах). Поэтому полезно многие вопросы, которые неизбежно возникнут, по крайней мере в области расчётов нормальных и возмущенных режимов, проработать заранее.

В этой связи нужно, в частности, проработать следующее обстоятельство. Вопрос о наличии вины энергоснабжающей организации за последствия нарушения электроснабжения потребителя решается Гражданским кодексом РФ (ст. 547, п. 2) таким образом: *«если ... допущен перерыв в подаче энергии абоненту, энергоснабжающая организация несет ответственность за неисполнение или ненадлежащее исполнение договорных обязательств при наличии её вины».* При этом (ст. 1098 ГК РФ) устанавливается, что *«продавец или изготовитель товара, исполнитель работы или услуги освобождается от ответственности в случае, если докажет, что вред возник вследствие непреодолимой силы* [выделено при цитировании] *или нарушения потребителем установленных правил пользования товаром, результатами работы, услуги или их хранения.»* Таким образом, вопрос об ответственности за нарушение электроснабжения потребителя при отсутствии вины последнего сводится к установлению того факта, имели ли место обстоятельства непреодолимой силы. **Однако в Российской законодательной базе не содержится перечня признаков обстоятельств непреодолимой силы,** тогда ссылки на обстоятельства непреодолимой силы не корректны.

Основные признаки таких обстоятельств (или «обстоятельств форс-мажор») указаны в Венской конвенции о договорах международной купли-продажи товаров (CISG), где в Статье 79 говорится²: *«Сторона не несет ответственности за неисполнение любого из своих обязательств, если докажет, что оно было вызвано препятствием вне её контроля [этот тезис обозначим как «тезис № 1»] и что от нее нельзя было разумно ожидать принятия этого препятствия в расчёт [«тезис № 2»] при заключении договора либо избежания или преодоления этого препятствия или его последствий.»*

¹ В середине 1980-х годов (!) Министр нефтяной промышленности СССР отстаивал именно такую точку зрения: при введении новых объектов нефтяной промышленности заранее всё изучить, просчитать и принять необходимые меры гораздо проще и дешевле, чем расхлёбывать большие аварии на объектах. Однако полностью стоять на такой позиции тогда, увы, было никак невозможно.

² Цитируется по <http://www.cisg.ru/content>.

Повреждение оборудования, отказы выключателей и релейной защиты и пр. не являются форс-мажорными, так как не подпадают под условия тезиса № 1. Суровые морозы или летняя жара, не выходящие значительно за границы климатических норм, грозовые короткие замыкания и т. п. факторы не подпадают под условия «тезиса № 2».

Таким образом, надёжной юридической основы, снимающей ответственность электроэнергетиков за последствия нарушений электроснабжения, в России нет, а международное их определение – не в пользу энергетических компаний.

С другой стороны, и это тоже нужно учитывать, на немалом числе промышленных производств возможны тяжелейшие последствия внезапных нарушений электроснабжения, причем не только при длительных нарушениях электроснабжения, но и кратковременных – на время действия РЗА, причем пожары, выбросы ядовитых веществ, загрязнение окружающей среды и пр. **чаще всего не являются прямым и однозначным следствием нарушения электроснабжения**, так как на опасном производстве внезапное прекращение внешнего электроснабжения не может быть непредвидимым событием (см. выше «тезис № 2»). Поэтому *должна существовать ответственность самого «опасного» потребителя за непринятие превентивных мер по снижению опасности внезапного нарушения электроснабжения от питающей системы*. В систему безопасности объекта могут входить: использование собственного источника питания достаточной мощности и надёжности, автоматика, обеспечивающая быстрое введение резервного оборудования или быстрое снижение технологических параметров до безопасного уровня и др. (Очевидно, что в категорию «опасных» могут входить и непромышленные потребители.) Разумеется, что одновременно с введением закона об обеспечении безопасности людей при нарушениях электроснабжения нужно вводить запрет на подключение таких объектов к сети общего назначения, если они не снабжены системами безопасности.

Таким образом, у задач нормирования устойчивости есть дополнительный и в РФ пока не решенный пласт юридических и экономических проблем, связанных с нарушениями нормального электроснабжения.

3. За последние два десятилетия в отечественной электроэнергетике появилось много нового электросилового оборудования, в том числе импортного, эффективного, но с необычными для нас параметрами, алгоритмами управления и, особенно, с разной степенью согласованности с применяемыми в РФ системами РЗА.

Эта тема заслуживает отдельного анализа; ниже приводятся примеры *неприменимости старых норм к новой технике*.

1. Газотурбинные генерирующие установки компании «Siemens» 165 МВт, появившиеся в РФ, в том числе в Калининградэнерго, близки к обычным паротурбинным, но имеют систему управления мощностью привода, принципиально не такую, как принято на турбогенераторах у нас. Регулирование Siemens обеспечивает либо выдачу заданной активной мощности (без погрешности, связанной с отклонениями частоты), когда генератор работает в мощной энергосистеме, либо регулирует частоту с нулевым статизмом, когда мощной системы нет. В случае перехода режима работы генератора от мощной сети к островному, САУ генератора переключает закон регулирования. При работе этого генератора, в ходе коммутаций в сети неожиданно оказалось, что переключающая автоматика настроена на соотношения

генераторной мощности и местной нагрузки, совсем не такие как нужно при работе в данной части Калининградэнерго; в результате генератор отключился, что привело к значительному местному дефициту мощности и развитию аварии.

2. Многие из современных генерирующих установок имеют механические постоянные инерции (T_J , измеряются в секундах) гораздо меньшие, чем у привычных турбогенераторов. Поэтому такие установки зачастую не удовлетворяют существующим требованиям по устойчивости генераторов. Аварийность на соответствующем участке сети возрастает ещё более из-за того, что многие установки отключаются от сети своими защитами даже тогда, когда начальное возмущение не вызывает нарушения их устойчивости. Кроме того, для современных импортных генерирующих установок неприемлемы ударные электромагнитные воздействия, которые могут возникать при несинхронных АПВ, распространенных в наших сетях.

3. Ряд современных генерирующих установок подключаются к сети через тиристорные преобразователи частоты (ТПЧ): высокоскоростные газотурбинные, ветроэнергетические и солнечные установки, накопители электрической энергии и др. Способы управления энергосистемой, в которой есть такие установки, отличаются от обычных. Это относится, главным образом, к поддержанию баланса мощностей и уровня частоты, к вопросам резервирования в условиях, когда генерация активной мощности ветроэнергетических и солнечных установок мало прогнозируема. Кроме того, ТПЧ имеют очень жесткие ограничения по выходному току. В небольшой островной сети в случае возникновения замыкания ТПЧ отключится раньше, чем сработает сетевая защита (и КЗ может оказаться не отключенным).

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

Предложенный автором подход к общему определению надёжности электроэнергетических режимов заслуживает особого внимания в связи с распространением технологии программных комплексов, автоматически циклично решающих задачи выбора управляющих воздействий противоаварийной автоматики (ЦСПА) и определения запасов устойчивости в контролируемых сечениях (СМЗУ).

Значимой долей в объеме вычислений технологических алгоритмов таких комплексов является определение предельного режима по условиям аperiodической статической устойчивости, при этом задачи оптимального определения траектории утяжеления режима по различным аварийным возмущениям наиболее трудно алгоритмируются и могут требовать длительных вычислений.

Представляется целесообразным при выполнении анализа допустимости и условий существования текущих режимов отказаться от поиска предельных режимов по условиям аperiodической устойчивости, заменив его рассмотрением динамического переходного процесса расширенного набора всех вероятных нормативных возмущений.

Данный подход к анализу текущих режимов безусловно требует тщательной научной проработки.

Папафанасопуло Сергей Георгиевич, инженер.

Мне так же, как и автору, нравится подход в определении допустимого режима энергосистемы только по результатам расчёта динамической устойчивости. Не заниматься расчётами по определению допустимого перетока по условию статической устойчивости (утяжелением режима) с последующей проверкой и уточнением МДП расчётами динамической устойчивости. И при существующей методике определения допустимых перетоков «последнее слово» за обеспечением устойчивости именно при динамическом переходе, при этом требования обеспечения ДУ, как правило, уменьшают МДП, полученный по «статике». В конечном итоге серия расчётов динамической устойчивости с изменением (утяжелением) исходного режима по определённой траектории и с учётом нормативного возмущения определит истинную величину МДП и, если последний по траектории динамический переход устойчив и послеаварийный режим укладывается в ограничения по оборудованию, режиму напряжений и т. п., то его можно и нужно принять за предельный, а с учётом запасов – за допустимый (МДП). Здесь возникает только вопрос величины необходимого запаса на неточность модели и расчёта. Но указанный метод, мне кажется, можно и нужно применять в первую очередь для расчётов, проводимых в «реальном времени», когда режим и состояние энергосистемы хорошо наблюдаемы, достаточно хорошо прогнозируется траектория утяжеления. То есть средствами типа ЦСПА в реальном времени. Соответствующие достаточно быстрые и надёжные алгоритмы, модели и средства вычисления динамической устойчивости в настоящее время разработаны и успешно применяются.

А вот для проектных расчётов развития энергосистемы (схем выдачи мощности электростанций, внешнего электроснабжения потребителей и т. п., строительства новых ВЛ) отказаться от расчётов статики нецелесообразно, если не сказать больше – невозможно.

Все проектные расчёты и даже расчёты на ближайшую перспективу характеризуются очень большим разнообразием исходных данных с варьированием их режимных характеристик в огромных пределах. И это реально ожидаемые режимы.

Здесь, наверное, имеет смысл строить многомерную область границы устойчивости по условию статической устойчивости (с учётом ограничений по оборудованию и уровню напряжения) для наиболее реальных параметров варьируемых величин исходных данных. Границу МДП по динамической устойчивости определять (уточнять) для конечного количества режимов для определения требований к необходимым (максимальным) УВ по динамике.

Наглядный пример многообразия предельных режимов и соответственно возможности выдачи мощности – это транзит 330 кВ выдачи избыточной мощности из Кольской энергосистемы через сети Карелии в остальную часть ОЭС Северо-Запада. Допустимый переток по статике выдачи мощности из Кольской энергосистемы может меняться в короткий промежуток времени (в разрезе от часов до суток) в зависимости от изменения в реальных границах балансов мощности промежуточных узлов сети Карельской энергосистемы в 1,5–2 раза. В общем случае это многомерная область. Какая необходимость уточнять эту область по динамической устойчивости для проектных расчётов?

Л. А. Коцеев

Ответ автора на поступившие к данному моменту отклики на статью «О требованиях к надёжности по условиям устойчивости энергосистемы»

Отклики на статью (4 в данном номере и 1 в предыдущем) представляют самостоятельные статьи, в которых приводятся дополнительные соображения в пользу предлагаемого подхода к оценке надёжности по условиям устойчивости энергосистемы.

Предложение о проведении сопоставительных исследований содержится и в моей статье. Более того, одна из основных целей написания статьи – инициировать постановку научно-исследовательской работы по сопоставлению предлагаемого подхода к оценке надёжности с принятым в настоящее время.

Что касается запаса 5 % на неточность модели и расчёта, то при всей условности лучше ориентироваться на это значение, чем на неопределённое (а возможно, и нулевое) при проверке на динамику согласно действующим нормативам (см. Приложение к основному тексту статьи).

О необходимости определения области допустимых режимов в проектных расчётах. Представляется, что при соответствующей организации расчётов определить область «по динамике» будет не очень затратно, а «качество» области будет значительно выше, чем при определении только по условиям «статики». Области допустимых режимов по условиям динамической устойчивости определялись при проектировании сети 500 кВ ОЭС Сибири. В то время такие расчёты можно было выполнить только с использованием электродинамической модели. Принцип организации расчётов с использованием современных ЭВМ может быть примерно таким же, но с большей степенью автоматизации выбора последовательности расчётов. Кстати, автоматизация расчётов будет иметь большое значение и при оценке допустимости режима по условиям устойчивости при всех расчётных возмущениях.

Выражаю благодарность всем принявшим участие в обсуждении статьи, особенно авторам представленных статей-откликов: А. С. Герасимову, Н. И. Воропаю, Ю. Е. Гуревичу, Ю. Г. Шакаряну, А. А. Лисицыну, С. Г. Папафанасопуло.

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

E-mail: ntc@ntcees.ru

Б. А. Коротков

Комментарии к рецензии М. А. Шакирова и Г. А. Калимова «Отклик на статью Б. А. Короткова „Обобщенный закон Кулона и его применение“»

Статья и рецензия опубликованы в журнале «Известия НТЦ Единой энергетической системы» 2018, № 2(79), с. 139–147 и 148–152 соответственно.

В дальнейшем тексте автор обсуждаемой статьи именуется кратко словом «автор», рецензия кратко обозначается либо словом «Отклик», либо словом «рецензия», а авторы рецензии могут именоваться словом «рецензенты». Такие обозначения в тексте ниже указываются без кавычек.

Прежде всего, мне хочется искренне поблагодарить уважаемых рецензентов: д-ра техн. наук, профессора М. А. Шакирова и д-ра техн. наук, доцента Г. А. Калимова, – за проделанную работу по рецензированию статьи. Мне эта рецензия показалась излишне тенденциозной, но полезной, поскольку именно она породила соображения, которыми, как мне представляется, следует поделиться с рецензентами и читателями.

К сожалению, раздел в статье «Обобщенный закон Кулона» со ссылкой на «имеющийся опыт в разработке вопросов, относящихся к электродинамике [3, 4]», формулой (7) «электрического» постулата оказался недостаточным для выражения простой, но важной, мысли. Эта мысль состоит в том, что вся работа, описанная в книгах [3, 4], и её часть, содержащаяся в обсуждаемой статье, ни в какой степени, даже самой малой, не является следствием изменения теории Максвелла или Специальной (частной) теории относительности (СТО). Книги [3, 4] и статья являются результатом исследования, выполненного автором без использования указанных теорий, на основе разработанной автором модели Мироздания и принятых дополнительных постулатов, каждый из которых использовался для обеспечения возможности проведения необходимых исследований в разных разделах физической науки. Например, для исследования в модели Мироздания динамики движения принимался постулат о справедливости второго закона Ньютона ($F = ma$), для исследования вопросов электродинамики принимался постулат о справедливости отсутствующего в других теориях выражения (7), в котором коэффициент K не конкретизировался выражением (3), а использованная в статье конкретизация этого коэффициента **получена и обоснована** автором в книгах [3, 4]. Исследования Фарадея и Максвелла, а также разработанная Эйнштейном СТО, использовались только для сравнения полученных автором результатов с известными из этих теорий без какого-либо модифицирования последних.

Необходимо сделать маленькое пояснение к модели Мироздания, описанной в книгах [3, 4]. Это, конечно, не модель «всего». Это очень частная модель, но достаточная для решения проблем кинематики движения и других вопросов, связанных с построением электродинамики без использования СТО, от применения исходных положений которой, а, значит, и всей теории, автор отказался. Для модели характерно, кроме прочего, наличие неподвижной системы отсчёта в чувственно воспринимаемой Вселенной и воплощение древней идеи о троичности Мироздания.

Отмеченное досадное обстоятельство объясняется ограниченным объемом статьи, не позволяющим подробно обсуждать каждый, даже очень важный, момент исследования.

Перехожу к комментированию отдельных положений рецензии.

1. *Из рецензии:* «Во Введении Автор пытается обосновать необходимость замены электродинамики его теорией ...из-за будто бы чуть ли не катастрофического её состояния...».

Комментарий автора. Автор перечитал «Введение», а заодно и раздел «Цель работы», но попытки такого «обоснования необходимости» не нашел. Сведений о «будто бы чуть ли не катастрофического её [электродинамики] состояния» также не нашел.

2. *Из рецензии:* «В томе 6 под названием «Электродинамика» авторы книги «Фейнмановские лекции по физике» пишут, что, хотя ни одной из попыток изменить теорию Максвелла «не суждено было выжить... их обсуждение интересно... чтобы показать, до каких вещей додумываются люди, когда они увлечены». Это в полной мере относится и к уважаемому профессору Б. А. Короткову ещё и потому, что его статья отвечает также второму тезису этой книги: «решившись изменить уравнения электромагнетизма, можно делать это в любом месте. Вы можете изменить закон сил, действующих на электрон [или заряд] ... или ещё что-нибудь», что и делает Б. А. Коротков, «предлагая закон Кулона в неизвестной ранее формулировке».

Комментарий автора. В обсуждаемой статье не предлагаются изменения ни одного положения теории Максвелла, включая традиционную форму закона Кулона. Строится *другая* теория, в которой получена и используется оригинальная форма закона Кулона, обоснованная в изданных ранее работах автора [3, 4]. Теория Максвелла привлекается для сравнения полученных в статье новых результатов с известными традиционными результатами.

3. *Из рецензии:* «И. Е. Тамм... в своем кратком замечании о... СТО в [1, с. 455] ...явно подтверждает „**доказательность** математических формулировок этих законов“ ...».

Комментарий автора. Поставленная рецензентами в кавычки заключительная часть приведенного отрывка показывает, что она является цитатой. При тщательном штудировании [1, с. 455] такого словосочетания не обнаружилось.

4. *Из рецензии:* «... «всем этим теориям можно предъявить тяжкое обвинение» – что следует воспринимать как требование от авторов новых теорий четкости формулировки принимаемых ими исходных положений и абсолютной ясности изложения. В том числе и в критике общепринятой теории, которую они пытаются ниспровергать!»

Комментарий автора. На с. 317 сразу после слов «тяжкое обвинение» авторы шестого тома «Фейнмановских лекций» поясняют суть этого обвинения: «Все известные нам частицы подчиняются законам квантовой механики, поэтому необходима квантовомеханическая форма электродинамики. ... Это уже не 100-процентная теория Максвелла. ... Упорное старание исправить классическую теорию может оказаться напрасной тратой времени, ибо в квантовой электродинамике трудности могут исчезнуть или будут разрешены другим образом. Однако и после такого обобщения трудности не исчезают».

Немногостораживает та, как бы это сказать повежливее, легкость, с которой рецензенты позволяют себе обращаться с работами других авторов.

В статье есть раздел «Цель работы» из которого ясно, что цели «ниспровергать» существующие теории у автора статьи нет. В этом ещё раз проявилась излишняя свобода рецензентов в трактовке материалов других авторов.

5. Из рецензии: «...поскольку в действительности: – И. Е. Тамм, как раз наоборот, в своем весьма кратком замечании о специальной теории относительности (СТО) в [1, с. 455] подчеркивает, что в результате «экспериментальных и теоретических исследований, завершившихся созданием СТО... Эйнштейн... доказал... несостоятельность допущения, что промежуток времени между двумя событиями не зависит от системы отсчёта» и т. д., и явно подтверждает «доказательность математических формулировок этих законов»;

– здесь же И. Е. Тамм четко формулирует известное положение, что именно «из законов электродинамики вытекает, что скорость распространения света в вакууме равна... постоянной c . В любой инерциальной системе... скорость света... должна быть одинаковой и равняться c ».

Комментарий автора. За многоточиями пропала важная часть цитаты. Цитирую полнее: «Эйнштейн, подвергнувший глубокому анализу понятия одновременности, доказал относительность этого понятия и несостоятельность... допущения, что промежуток времени между двумя событиями не зависит от системы отсчёта».

Совершенно не понятно, как, по мнению рецензентов, относительность одновременности «явно подтверждает „доказательность математических формулировок этих законов“»? Совсем не ясно, какое отношение это известное положение имеет к обсуждаемой в рецензии статье?

Интересно заметить, что в книге «Физика и реальность» изд-во «Наука», Москва, 1965, в которой Эйнштейн разъясняет теорию относительности, и, в частности, объясняет относительность одновременности, проводятся рассуждения (с. 180), характерные для теории не увлекаемого эфира, чем демонстрируется логическая непоследовательность. Возникает эта непоследовательность потому, что, с одной стороны, СТО утверждает равноправие всех инерциальных систем отсчёта, а с другой стороны, признавая относительность одновременности, не может объяснить превращение одновременных событий в неподвижном вагоне в неодновременные в движущемся вагоне ничем иным, как влиянием различающейся скорости инерциальных систем отсчёта, связанных с неподвижным и движущимся вагоном. Следовательно, этот эксперимент с очевидностью показывает неравноправность инерциальных систем отсчёта, связанных с неподвижным и равномерно движущимся вагоном. Он же устанавливает факт сложения по некоторому закону скорости света в вакууме со скоростью вагона, что в конечном итоге выражается в разной скорости движения фронтов света, идущих к передней и к задней стенкам движущегося вагона. Такого рода перепрыгивания через логические барьеры вызывают естественное желание разобраться в задачах, решаемых СТО, с других позиций. Именно по таким причинам автор отказался от использования СТО в своем исследовании.

Что касается взятой в кавычки фразы рецензии о доказательности математических формулировок этих законов, (обычно кавычки отмечают цитату), то, как уже указывалось, такой фразы нет ни на с. 455 книги И.Е. Тамма, ни в обсуждаемом месте в статье. Оценка такого положения дана в п. 4.

Относительно факта, что «из законов электродинамики вытекает, что скорость распространения света в вакууме равна... постоянной c » и в «любой инерциальной системе... скорость света... должна быть одинаковой и равняться c », автор напоминает, что в комментарии к п. 2 он указал, что им строится *другая* теория. Оказалось,

что в ней скорость света в разных инерциальных системах не одинакова и может отличаться в восьмом десятичном знаке (см. комментарий к п. 7).

Не ясно, как это положение подкрепляет тезис рецензентов о том, что «вводную часть... статьи нельзя считать безупречной».

6. *Из рецензии:* «Автор использует трудно воспринимаемый стиль изложения. Примером является размытая по смыслу фраза во Введении: «Справедливость обоих постулатов [СТО] не очевидна, поэтому желательно от них отказаться». Как это понять?»

Комментарий автора. Буквально.

7. *Из рецензии:* «... „тезис об одинаковости скорости света... прямо противоречит житейскому опыту...“. Так значит всё же СТО ошибочно? Отнюдь, поскольку далее читаем «речь идет не о критике исходных положений СТО, якобы ошибочных, а о принятии других, более понятных исходных позиций, [чтобы] глубже понять [эти другие более понятные (?)] исходные положения и выводы СТО, которые автор настоящей работы не считает ошибочными». Подобный витиеватый уклончивый стиль обсуждений подрывает доверие и к основной части рассматриваемой работы».

Комментарий автора. Если фразу из [3, с. 6] не перебивать вставками, то её смысл становится прозрачным: «...речь идет не о критике исходных положений СТО, якобы ошибочных и потому требующих замены, а о принятии других, более понятных исходных позиций, находясь на которых можно получить новые результаты и глубже понять исходные положения и выводы СТО, которые автор настоящей работы не считает ошибочными». Здесь нет витиеватого и уклончивого стиля. Цитата с начала и до конца не допускает восприятия СТО как ошибочной теории, а желание глубже понять исходные положения и выводы СТО означает попытку уточнить границы применимости СТО.

В статье указывается, что в принятой модели Мироздания скорость света различается в разных инерциальных системах, изменяясь в очень узком диапазоне от c^* до $1,000000148 c^*$. Таким образом, тезис об одинаковости скорости света в различных инерциальных системах опровергается в статье. Однако показывается, что такая скорость очень близка к неизменной, ибо поправка может возникать лишь в восьмой значащей цифре числа, выражающего скорость света. Можно ли считать на этом основании СТО ошибочной теорией? Использую для ответа на этот вопрос характерный для автора, по мнению рецензентов, «витиеватый и уклончивый стиль»: пусть рецензенты сами дадут на него четкий, принципиальный ответ.

8. *Из рецензии:* «4. В отношении сомнений Автора, изложенных в п. 5 Введения...».

Комментарий автора. Привожу целиком п. 5 Введения: «Сила электромагнитного взаимодействия двух электрических зарядов в общем случае не центральная. Это обстоятельство не может считаться естественным и потому требует обстоятельного изучения».

Здесь нет никаких «сомнений Автора».

9. *Из рецензии:* «... работа И. Е. Тамма [1] не имеет отношения к обсуждаемой Б. А. Коротковым теме, так как в ней (не считая краткого замечания на с. 455) вообще нет разделов, посвященных СТО, без которых современные учебники по классической электродинамике немислимы. Именно так излагается электродина-

мика в учебниках: В. Пановский и М. Филипс «Классическая электродинамика», 1963 г., или Э. Парселл «Электричество и магнетизм», 1975 г., или А. Н. Матвеев «Электродинамика», 1980 г. и др.

Комментарий автора. Кто и как может определить, что работа И. Е. Тамма [1] не имеет отношения к обсуждаемой автором статьи теме? Оказывается, определить могут рецензенты, а как – по отсутствию разделов, посвященных СТО в [1]! О каком учебнике идет речь в первой фразе приведенного отрывка рецензии? Работа И. Е. Тамма [1] не является учебником, что видно из титульного листа книги [1]. Работы автора [3, 4] и обсуждаемая статья также не являются учебниками. Это положение является общим для указанных работ. Также общим является отсутствие разделов, посвященных СТО. В [1] на это указывают рецензенты, в обсуждаемой статье СТО упоминается для того, чтобы отказаться от нее. Какую мысль хотели провести рецензенты в этой части Отклика, и как эта часть выполняет свою задачу по подкреплению тезиса рецензентов о том, что «вводную часть... статьи нельзя считать безупречной», осталось для автора загадкой.

Мелкое добавление. Ставить ограничивающие рамки, вроде тех, что без «разделов, посвященных СТО, современные учебники по классической электродинамике немислимы», мягко говоря, слишком смело со стороны рецензентов. Хотя, аргументация непробиваемая: «Именно так излагается электродинамика в учебниках: В. Пановский и М. Филипс..., или Э. Парселл..., или А. Н. Матвеев... и др.». Действительно, даже сами американцы излагают предмет именно так! Чего же ещё надо?! М-да!..

10. Из рецензии: «2. Напомним, что все заявления об обнаружении скоростей, превышающих скорость света... оказывались ошибочными» [и т. д., см. п. 2 Отклика].

Комментарий автора. В п. 2 Отклика перечислены некоторые известные положения. Тезис о постоянстве скорости света обсужден выше (см. комментарий к п. 5). Не понятно, какое отношение положения п. 2 Отклика имеют к обсуждаемой статье? И как они подкрепляют мысль рецензентов о том, что «вводную часть обсуждаемой статьи нельзя считать безупречной»?

11. Из рецензии: «3. В связи с заявлением о якобы «недостаточности уравнений Максвелла» в пп. 3 и 4 Введения...».

Комментарий автора. В п. 3 статьи написано «...достаточность таких двух составляющих для описания взаимодействия зарядов в общем случае не доказана. «Достаточность ... не доказана», как указано в статье, и заявление «о якобы «недостаточности», как написано в Отклике, не эквивалентные высказывания. Уравнения Максвелла написаны с привлечением и обобщением экспериментально установленных формул, выражающих основные законы электродинамики, в том числе и формулы Лоренца. Уравнения Максвелла представлены в форме, позволяющей вычислять поля электрических зарядов. Для связи уравнений поля с уравнениями движения заряженных частиц нужна формула Лоренца, установленная экспериментально [1, с. 170] Лоренцем. Учитывая это, бессмысленно пытаться получать из уравнений Максвелла формулу Лоренца. Именно поэтому для вычисления сил взаимодействия электрических зарядов недостаточно уравнений Максвелла, и по этой же причине их дополняют формулой Лоренца, что и указано в п. 4 статьи.

12. Из рецензии: «3. ...напомним известный факт, что появление двух слагаемых в выражении для силы, действующей на заряд... получается естественным образом при переходе из одной инерциальной системы в другую...».

Комментарий автора. Не ясно, как содержание этого п. 3 показывает, что «вводную часть обсуждаемой статьи нельзя считать безупречной»? Кстати, два слагаемых в выражении для силы получаются, исходя из выражения, установленного экспериментально Лоренцем, а вовсе не «при переходе из одной инерциальной системы в другую». Автору было бы чрезвычайно интересно ознакомиться с получением «естественным образом», например, второго слагаемого этой формулы без привлечения экспериментального результата, добытого Лоренцем.

13. Из рецензии: «Движения эти [одно – под воздействием Мирowego проявляющего процесса, другое – обычное движение в трёхмерном пространстве видимой Вселенной] без объяснения причин называются взаимно ортогональными».

Комментарий автора. Ортогональность этих движений естественно определяется принятой в исследовании моделью Мироздания. Ортогональность определяется свойством перпендикулярности элемента фронта сферы точечного возмущения, распространяющегося в однородной среде, и радиуса сферы, проведенного к этому элементу, при стремлении длины радиуса к бесконечности и, следовательно, стремлении элемента сферы к элементу плоскости.

14. Из рецензии: «1. Поставленная цель касается вопросов космологии... Поэтому «выводимые уточненные выражения основных законов электродинамики» следует сравнивать не с теми, что в СТО (по сути они ничем не отличаются от уравнений Максвелла), а с известными уравнениями электромагнитного поля при наличии гравитации».

«4. В статье и книгах [3, 4] опущены вопросы анализа преобразования силы Кулона, связанные с переходом от пространства-времени... в котором действуют законы СТО, ...к пространству времени с гравитацией».

Комментарий автора. Для того, чтобы сделать сравнение с «известными уравнениями для электромагнитного поля при наличии гравитации», необходимо сначала аналогичные уравнения получить в проводимом исследовании. Для этого придется получаемые в работе уравнения представить в криволинейных координатах. Но прежде, чем переходить к криволинейным координатам, надо получить уравнения электродинамики без учёта гравитации. А они, как показывает проведенное исследование, отличаются от общеизвестных выражений. Всё должно делаться последовательно, поэтому пока такого сравнения не могло быть выполнено, да и такой цели в обсуждаемом исследовании не ставилось. По этой причине п. 1 Отклика автор не рассматривает как одну из составляющих «ряда неточностей» своей проделанной работы.

Это же относится и к п. 4. Автор мог бы дополнительно перечислить много чего, не содержащегося в статье и книгах [3, 4], кроме указанного рецензентами в п. 4. Однако автор не видит причин для включения подобных положений в «ряд неточностей», как это делают рецензенты в Отклике. Автора больше интересует объективная оценка сделанного, а не перечень того, что в работе отсутствует.

15. Из рецензии: 2. «... физики... нашли исключительно удачную... форму записи уравнений электродинамики и законов СТО... с использованием тензоров. Однако автор рассматриваемой статьи не разделяет этого принципа и всячески обходит

его, мотивируя это «сложностью уравнений Максвелла для понимания», включая «используемые в них понятия div и rot ».

3. Последнее тем более удивительно, что Автор... пишет о «необоснованности предельных переходов» при их получении и в результате, в конце концов, объявляет о «весьма ограниченной ценности уравнений Максвелла» (см. [3, с. 167–174]).

Комментарий автора. Аргументировать то, какую теорию следует считать сложной для понимания, а какую простой, малоэффективно. В этом вопросе также трудно договориться, как, например, в вопросах о том, какого администратора следует считать достаточно справедливым или какую погоду следует считать хорошей. В таких вопросах всё определяется субъективными личными предпочтениями. Личные взгляды и предпочтения автора поясняются ниже на примере определения характеристик магнитного поля.

Курс электродинамики [Ландау Л. Д. и Лифшиц Е. М. Теория поля. М., «Наука», 1967], в котором:

- сначала постулируется существование четырехмерного потенциала A_i ,
- постулируется вид действия для заряда, находящегося в электромагнитном поле

$$s = \int_a^b \left(-mc ds - \frac{e}{c} A_i dx^i \right),$$

– затем через функцию Лагранжа получается уравнение движения заряда в поле, выраженное через векторный потенциал \mathbf{A} и скалярный потенциал ϕ поля,

– после чего вводятся по определению понятия напряженностей электрического и магнитного полей: $\mathbf{E} = -\frac{1}{c} \frac{\partial \mathbf{A}}{\partial t} - \text{grad } \phi$; $\mathbf{H} = \text{rot } \mathbf{A}$,

представляется автору сложным. Сложность связана с использованными абстракциями, выраженными не самыми простыми математическими зависимостями. Такой стиль изложения, по мнению автора статьи, не способствует пониманию сути дела читателем и не продвигает его в понимании физических явлений.

Автор стоит на противоположных позициях. У него нет преклонения перед абстракциями такого рода. Ему импонирует наглядность и простота рассуждений. Автор стремится экономно использовать математический аппарат, не обращаясь без крайней необходимости к более сложным разделам математики, если задача может быть решена более простыми методами. Это, конечно, не означает, что автор призывает заменять действие умножения сложением. Но тревожить тензорный анализ без необходимости автор также не станет. Это же относится и к объемным производным поля div и rot . В статье нет использования этих представлений не потому, что их невозможно познать, а потому, что без них можно обойтись без ущерба для излагаемого материала. Электрическая и магнитная силы, а значит и соответствующие им поля, находятся через проекции центральной силы взаимодействия (7) на определенные направления. Это просто и понятно. Результат получается согласующимся с твердо установленными известными положениями и содержит новизну, подтвержденную опытом.

В работе [3, с. 173] указаны причины, по которым предельный переход к нулевой длине линии, ограничивающей контур, представляется автору не вполне обоснованным. К сожалению, в Отклике выражено только удивление рецензентов фактом указания автором на не вполне обоснованный предельный переход, без

критики выдвинутых автором причин такого суждения. Это же можно сказать и относительно вывода автора об ограниченной ценности уравнений Максвелла. В разделе «Обсуждение уравнений Максвелла» книги [3] на страницах 169–174 подробно рассмотрены основания, позволившие автору сделать такой вывод. К сожалению, в Отклике опять нет обсуждения этого вывода по существу, а выражена лишь эмоциональная оценка в виде удивления. Осталось не выясненным, в чем же состоит эта вторая неточность в ряду неточностей? Неужели она состоит в том, что автор обошелся простыми математическими средствами и не применил тензоры и объемные производные полей в своем исследовании?

16. Из рецензии: «... то, что сила взаимодействия между двумя электрическими зарядами не является «центральной», объясняется главным принципом электродинамики, согласно которому «силы, действующие в данный момент на частицу, не определяются их (частиц) расположением в данный момент...».

Комментарий автора. Исследования автора показали, что сила взаимодействия между двумя электрическими зарядами *всегда* является центральной и при этом то, что принято называть электрической и магнитной силами, определяется проекциями этой центральной силы на направления, выбираемые вполне определенным образом. Указанные две проекции не определяют полностью силу взаимодействия зарядов. Именно по причине учёта только двух проекций вместо четырех традиционная сила взаимодействия зарядов не центральная, а вовсе не потому, что имеет место запаздывание сигналов.

Осталось неясным, как это положение рецензии (первый абзац п. 4 Отклика) подкрепляет тезис о том, что «вводную часть статьи нельзя считать безупречной».

17. Из рецензии: «6. Удивление вызывает и ссылка на «обнаруженные НАСА отклонения расчётной и фактической траекторий искусственных космических объектов». Спонтанные отклонения траектории спутников систем глобального позиционирования от расчётных ... представляют собой одну из важных нерешенных проблем современной космонавтики. Одной из его причин называют непредсказуемое влияние солнечного ветра Искать в этом повод для переворота электродинамики выглядит неубедительно».

Комментарий автора. По этой проблематике в статье есть только одна фраза: «... сила $[F_v^*]$ на практике проявилась в виде обнаруженного НАСА отклонения расчётной и фактической траекторий искусственных космических объектов». Как авторы Отклика увидели в этой фразе поиски повода для «переворота электродинамики» не понятно. «Переворот электродинамики» среди обозначенных в статье целей работы также не значится.

Проблема касается не только и не столько спутников систем глобального позиционирования, сколько искусственных космических объектов, покинувших солнечную систему. Известно, что после учёта всех известных источников ошибок у «Пионера-10» всё ещё остается дополнительное ускорение неизвестной природы, направленное к Солнцу, порядка 8×10^{-10} м/с². Это ускорение составляет 0,065 % ускорения от гравитационного поля Солнца на расстоянии 68 а. е., где находилась станция. Этот факт не имеет объяснения в рамках традиционных подходов.

Автор статьи провел оценочные расчёты и выяснил, что по порядку величины экспериментальное аномальное ускорение может быть объяснено действием обнаруженной им неизвестной ранее силы F_v^* . Автор рассматривает это положение как

экспериментальное подтверждение правильности основных результатов его исследования. Заканчивая комментарий, автор задается вопросом, так в чем же состоит неточность этого шестого по счёту положения в ряду неточностей? Ответа нет.

18. Из рецензии: «При изложении своих идей Автор статьи оперирует придуманными им понятиями, смысл которых остается совершенно непонятным, например, «мировой проявляющий процесс», «скорость возмущения невозмущенной среды вакуума», «четвертая пространственная координата пространственно-временного континуума», «эфир 1», «эфир 2», «глобальное время» и др. Название статьи также вызывает недоумение, поскольку касается темы о силовом взаимодействии зарядов с учётом их движения, что, вообще говоря, в электродинамике не называют обобщением закона Кулона».

Комментарий автора. Понятие «мировой проявляющий процесс» придуман не автором статьи, а А. А. Сазановым, что следует из ссылки на источник [5] в разделе статьи «Цель работы». Бессмысленное понятие «скорость возмущения невозмущенной среды вакуума» автор не использовал. Если это не так, то требуется ссылка на место, где автор использовал такое понятие. Понятие «четвертая пространственная координата пространственно-временного континуума», как стабильное словосочетание для многократного применения, автором не вводилось. Требуется ссылка на место в работах автора, где использовано такое понятие, чтобы его комментировать, исходя из контекста. Понятия «эфир 1», «эфир 2» и «глобальное время» определяются в [3] на страницах 10, 11 и 44 соответственно, причем первые два понятия в статье не использовались. Понятие «глобальное время» в статье поясняется в первом абзаце раздела «Обобщенный закон Кулона».

Относительно названия статьи. Основой всех результатов, содержащихся в статье, является выражение (7), которое может рассматриваться как выражение для традиционного закона Кулона с дополнительным множителем. Такой множитель учитывает движение зарядов, и потому (7), по мнению автора, может рассматриваться как обобщение закона Кулона. Кроме того, дополнительный множитель делает силу взаимодействия «центральной» с учётом «запаздывания». Поэтому автор считает возможным называть полученные с применением этого выражения результаты – применением обобщенного закона Кулона. Оба указанных соображения показывают правомерность использованного названия статьи. А что касается «темы о силовом взаимодействии зарядов с учётом их движения», которую «в электродинамике не называют обобщением закона Кулона», так автор полностью согласен в этом отношении с рецензентами и сам нигде таких понятий в качестве эквивалентных не использовал.

19. Из рецензии: «... в рассматриваемой статье и в монографиях [3, 4] предлагается замена её [современной электродинамики] новой теорией электромагнетизма, в основе которой лежит постулат об «обобщенном законе Кулона». В данном отклике ... обращено внимание на недостаточную обоснованность такой замены в силу пренебрежения Автором известными достижениями в этой области или их искаженным толкованием, включая трактовки СТО и ОТО, сделанные И. Е. Таммом, Р. Фейнманом и др.

Комментарий автора. Эта мысль о замене, а также мысли о ниспровержении существующей электродинамики и попытке её переворота многократно продвигаются рецензентами в Отклике от имени автора (см. комментарии автора под номе-

рами 1, 4, 17 и 19), хотя сам автор таких заявлений не делал ни в статье, ни в книгах [3, 4]. Автор полагает, что в объективной рецензии не должны использоваться подобные приёмы, и надеется, что рецензенты встанут на такую же позицию. А поскольку замена не предлагается, то обсуждать степень её обоснованности бессмысленно.

Что касается... «пренебрежения Автором известными достижениями в этой области или их искаженным толкованием, включая трактовки СТО и ОТО, сделанные И. Е. Таммом, Р. Фейнманом и др.», то автор обращает внимание рецензентов, что это их заявление демонстрирует применение известной тактики под названием «Держи вора!». Действительно, в п. 3 рецензентами указывается несуществующая цитата из работы И. Е. Тамма; в п. 4 автором отмечается и документально подтверждается ссылкой искаженная трактовка рецензентами работы Р. Фейнмана и соавторов; в п. 7 показано, как «на ровном месте» рецензенты создают искусственные трудности, подрывающие «доверие... к основной части рассматриваемой работы» автора; в п. 8 автору приписываются несуществующие сомнения. В указанном выше неоправданном приписывании автору намерения заменить существующие теории и осуществить их «ниспровержение» (см. комментарии автора под номерами 1, 4, 17 и 19) также проявляется пренебрежение рецензентами фактическим положением дел при обсуждении работ автора. С учётом проведенного разбора рецензии автор приходит к обоснованному выводу об отсутствии у рецензентов каких-либо оснований для предъявления обвинений относительно «пренебрежения Автором известными достижениями в этой области или их искаженным толкованием».

20. Из рецензии: «Что касается «общей теоретической основы основных законов электродинамики», об отсутствии которых беспокоится Автор статьи, то напомним, что все уравнения электромагнетизма однозначно выводятся из принципа наименьшего действия, примененного к 4-компонентному электродинамическому потенциалу, который вместе с тем открыт для новых обобщений в электродинамике».

Комментарий автора. Уравнения для вычисления векторного и скалярного потенциалов электромагнитного поля, образующих 4-компонентный электродинамический потенциал, получают из уравнений Максвелла. Уравнения Максвелла, в свою очередь, получены Максвеллом на основе обобщения эмпирических законов электрических и магнитных явлений и развития положения Фарадея о полевого взаимодействия между заряженными телами, реализующего идею близкодействия. Поэтому получение из электромагнитного потенциала уравнений электромагнетизма приводит к порочному кругу, поскольку электромагнитный потенциал сам получен из эмпирических уравнений электромагнетизма. Причина и следствие должны оставаться на своих местах. Сначала – эмпирические законы электромагнетизма (причина), потом – 4-компонентный электродинамический потенциал (следствие). Наоборот – не хорошо!

По этой причине 4-компонентный электродинамический потенциал, по мнению автора, не является общей теоретической основой основных законов электродинамики.

Обобщенный закон Кулона, совместно с моделью Мироздания, предложенные автором, позволяют теоретически получить основные законы электромагнетизма, что демонстрируется в книгах [3, 4]. При этом «порочный круг» не возникает. В этом принципиальная разница в сравниваемых подходах. При этом добытые М. Фарадеем

в результате напряженного «физического» труда эмпирические законы никуда не деваются и не портятся. Они могут использоваться для сравнения с теоретически обоснованными законами.

21. Из рецензии: «Цель отклика – скорее помочь автору, привлечь его к более адекватному восприятию современной электродинамики и направлениям её развития. При этом мы руководствовались полезным наставлением А. Эйнштейна: «В стране искателей истины не существует человеческих авторитетов. Над тем, кто попытается изобразить здесь начальство, посмеются боги». Призываем и Автора статьи следовать этому принципу».

Комментарий автора. «Цель отклика – скорее помочь автору». А для спешки есть все основания. Ведь надо срочно привлечь автора к более адекватному восприятию, поскольку, по мнению рецензентов, его восприятие недостаточно адекватное. Недостаточно адекватное восприятие – это уже психический диагноз. Где лечат носителей такого диагноза всем известно. Хорошо, что нынешние времена не такие, как в первой половине прошлого века, а то бы живенько и помогли, и привлекли...

А относительно богов волноваться не стоит. Они разберутся над кем посмеяться.

Выполненные автором работы показали, что взаимодействие электрических зарядов определяется четырьмя составляющими, две из которых могут отождествляться с традиционными полями (электрическим и магнитным), а две другие не известны современной науке. Такое положение дел вызвало у автора двоякую оценку. С одной стороны, указанная неполнота современной электродинамики вызывает сожаление, а с другой стороны, автора восхищает мощь интеллекта создателей электродинамики, которые в условиях отмеченных неполных знаний о взаимодействии электрических зарядов сумели создать теорию, которая заслуженно включена в фундамент науки вообще и науки об электричестве в частности. Автор надеется и, по его мнению, статья это показывает, более полные знания об электромагнитных взаимодействиях приведут к упрощению теории. Простые иллюстрации этого тезиса – взаимодействия не только неподвижных, но и движущихся зарядов, оказались центральными; для определения полей не надо решать уравнения математической физики (в частных производных), а можно ограничиться формульными расчётами. Эти соображения показывают, что наука об электричестве далека от своего завершённого вида, поэтому необходимо совершенствование этой науки. Если не делать таких попыток, то нас ждет застой в мозгах, научное окостенение.

К сожалению, вопросы, затронутые в этом абзаце, не нашли заинтересованного обсуждения со стороны рецензентов. Да и вообще-то, рецензенты не нашли и не отметили ни одного положительного момента в статье.

Автору остается восхититься мужеством редакционной коллегии, решившейся опубликовать статью, несмотря на общий негативный тон рецензии.

Коротков Борис Александрович, д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры электрических систем и сетей Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: bor.kor@mail.ru

Л. А. Коцеев

Малоизвестные страницы из истории НИИПТ (1945–1948)

В нашем журнале неоднократно публиковались статьи по истории развития НИИПТ, отдельных его подразделений, научных школ и направлений. Эти статьи были написаны действующими или бывшими сотрудниками института – участниками тех событий. В данной статье мы решили обратиться к тому периоду существования НИИПТ, который находится за пределами возможности привлечь свидетелей того времени. Пришлось прибегнуть к архивам, которые, впрочем, бывают красноречивее воспоминаний.

Сотрудниками научно-технического отдела НТЦ ЕЭС было изучено большое количество официальных документов, относящихся к начальному этапу существования НИИПТ. Представленное ниже краткое изложение основного содержания этих документов не только восполняет историческую канву малоизвестного периода существования института, но и свидетельствует о впечатляющей целеустремленности и энергии в реализации принятого решения о создании нового направления в электроэнергетике – сверхмощных и сверхдальних линий электропередачи для привлечения удаленных источников энергии и объединения разрозненных энергосистем в Единую энергосистему.

Не следует забывать, в какой исторический период это делалось. Упомянутая в одном из распоряжений повышенная норма хлеба – 700 граммов для сотрудников НИИПТ или наличие сапожника в штате института понятно только тем, кто жил в то время.

Итак, последовательность событий языком документов.

18.10.45

Заместителем Председателя Совета Народных Комиссаров СССР Г. М. Маленковым подписано Распоряжение о создании Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения.

Первым пунктом дислокации НИИПТ были поселок Подберезье и поселок Ивановково, в основном, на территории завода, относящегося к Наркомату авиационной промышленности. В настоящее время эти поселки вошли в состав города Дубны.

27.10.45

Народный Комиссар Электростанций СССР Д. Г. Жимерин обратился с просьбой об установлении повышенных окладов сотрудникам НИИПТ.

15.11.45–29.12.45

Сформирован первый штат НИИПТ (36 чел.). При определении должностей по штатному расписанию упомянуты следующие научно-производственные подразделения института: Отдел экспериментальных электропередач постоянного тока, Испытательная станция, Лаборатория схем и аппаратов, Вакуумная лаборатория, Высоковольтная лаборатория, Опытный завод. В Берлине организовано специальное Бюро постоянного тока в составе 10 специалистов НИИПТ и привлеченных к работе 22 немецких специалистов в области передачи постоянного тока.

30.11.45

Д. Г. Жимериным утверждено Положение о НИИПТ, определяющее цели, задачи, порядок финансирования, основную структуру, порядок проведения работ, отчетность и т. д. В том числе предусматривалось издание журнала «Известия НИИПТ».

01.12.45

Народный Комиссар Электростанций СССР Д. Г. Жимерин подписал Приказ о назначении Заместителя Наркома Электростанций И.И. Угорца директором НИИПТ с освобождением его от должности начальника Главуралэнерго. Научным руководителем назначен член-корреспондент Академии наук СССР К.А. Круг.

В течение 1946 г. происходит пополнение штата сотрудников НИИПТ. На 25.10.46 общая численность составила 143 человека. В том числе несколько специалистов (В. П. Пименов, Ю. Г. Толстов, Э. А. Меерович и др.) были командированы из ЭНИН.

С конца 1945 по 1948 гг. специалисты разных ведомств командировались в Германию, Швецию и Швейцарию по вопросам электропередачи постоянным током. Некоторые из этих специалистов стали сотрудниками НИИПТ (Е. С. Гройс, М. Р. Сонин, И. Н. Шапошников, П. Д. Кижаяев, Е. А. Лиманов, Л. А. Вахрамеев и др.).

На должность главного инженера НИИПТ был назначен А. М. Некрасов, который сыграл значительную роль в развитии института¹.

05.01.46–27.11.46

Распоряжения в адрес Министерств угольной промышленности, химической промышленности, речного флота, Московского электролампового завода, Ленинградского Кировского завода, Ленинградского фарфорового завода и др. о комплектовании кадров, поставке оборудования, восстановлении опытного завода и др.

12.02.46

Распоряжение Совета Народных Комиссаров СССР о порядке снабжения работников НИИПТ.

15.02.46

Служебная записка Заместителя Народного Комиссара Электростанций СССР И. Смирнова, определяющая для сотрудников НИИПТ:

- норму хлеба (700 грамм в день);
- единовременные промтоварные лимиты по 1000 руб. для 5 человек и по 750 руб. для 10 человек;
- указание отпускать продовольственные и промышленные товары с Московских баз промышленности.

31.05.46–16.07.46

Выпущен ряд приказов и распоряжений: о сдаче в аренду НИИПТ Ивановского кирпичного завода, об организации рыболовецкой бригады (2 невода, 8 сетей, 1 лодка, спецодежда), о закреплении за стройцехом бригад столяров, каменщиков, маляров, жестянщиков, печников и др. в составе 111 человек, об организации в отремонтированных домах общежития для рабочих и временных мастерских, об использова-

¹ Статью о Некрасове А. М. см. в предыдущем номере журнала «Известия НТЦ Единой энергетической системы» № 2 (79).

нии транспорта, о передаче, организации ряда складов, в том числе для размещения прибывающего оборудования в пос. Подберезье, г. Дмитров, Москве и др., об организации при НИИПТ временной мастерской для выполнения столярных и слесарных работ, а также изготовления деталей ртутных вентилях, об организации в здании школы пос. Подберезье общей электрической лаборатории для проверки различной аппаратуры и обучения персонала, об организации курсов по изучению английского и немецкого языков.

01.12.46

Распоряжение Совета Министров СССР о переводе НИИПТ в г. Ленинград.

07.12.46

Заместителем Председателя Совета Министров СССР Л. П. Берия подписано Распоряжение в адрес соответствующих руководителей

– выделить для НИИПТ в г. Ленинграде высоковольтную лабораторию и распределительное устройство ЛПИ (к 01.01.47);

– организовать в составе «Севзапэнерго» строительномонтажное управление для сооружения производственных и жилых помещений для НИИПТ с определением его штата и порядка финансирования;

– передать жилой дом общей площадью 3 000 кв. м;

– выделить необходимые строительные материалы для строительных работ.

31.05.47

Распоряжением Совета Министров СССР указано Министерству Электростанций и Министерству высшего образования на промедление в переводе НИИПТ в Ленинград, что привело к фактическому прекращению работ по электропередаче постоянным током.

08.06.47

Приказ Министра Электростанций СССР Д. Г. Жимерина (распорядительная часть приводится полностью).

1. Директору Института постоянного тока т. Угорец для размещения в г. Ленинграде научно-исследовательского Института постоянного тока:

а) до 10 июля 1947 г. принять от Министерства промышленности средств связи неиспользуемое здание бывшей высоковольтной лаборатории № 9 (в г. Ленинграде, Яшумов пер. д. 10) с установленным в нем высоковольтным оборудованием НИИ-34;

б) до 15 июля 1947 г. принять от Министерства местной промышленности РСФСР здание Промышленно-музыкального техникума со всеми служебными и вспомогательными помещениями (г. Ленинград, Яшумов пер. д. 1/39)¹.

2. В целях обеспечения скорейшего перевода Института постоянного тока в Ленинград, возложить руководство всеми восстановительными работами по зданиям, указанным в п. 1 приказа, персонально на управляющего трестом «Севэнергострой» т. Тарасова.

В соответствии с этим т. Тарасову:

а) до 15 июня 1947 г. приступить к восстановлению здания бывшей высоковольтной лаборатории № 9, обеспечив окончание всех работ к 1 июня 1948 г.

¹ В настоящее время основное здание АО «НТЦ ЕЭС».

Установить восстановление отдельных частей здания в следующие сроки:

кровельное перекрытие высоковольтного зала – к 1 октября 1947 г.

сантехнические работы и отопление – к 1 ноября 1947 г.

кровельное перекрытие лабораторного корпуса – к 1 октября 1947 г.

б) до 1 сентября 1947 г. произвести отделочный и восстановительный ремонт помещений бывшего промышленно-музыкального техникума под лаборатории и служебные помещения Института.

Запретить коренные переделки этого помещения;

в) закончить строительство и сдать в эксплуатацию жилой дом № 21 по Ново-Сивковской ул. в декабре 1947 г., а первую секцию его в октябре 1947 г.; жилой дом на Спасской ул. закончить в июне 1948 г.;

г) обеспечить строительство подсобных сооружений (склады, гараж и др.) для Института постоянного тока по графику, согласованному с Институтом;

д) считать восстановление Института постоянного тока первоочередной задачей и обеспечивать производство работ по нему всеми материалами и рабочей силой в первую очередь.

3. Директору Института постоянного тока т. Угорец и управляющему трестом «Севэнергострой» т. Тарасову для развертывания работы Института:

а) приступить к ревизии и приведению в порядок электрического оборудования, принимаемого от Министерства промышленности средств связи, обеспечив окончание восстановления и **монтаж импульсного генератора** на 4 млн. вольт к 1 января 1948 г.;

б) смонтировать оборудование **опытных мастерских и измерительной лаборатории Института** к 1 ноября 1947 г.;

в) изготовить стенды и смонтировать оборудование **лаборатории схем и аппаратов** к 1 декабря 1947 г.;

г) выполнить монтаж **испытательного трансформатора** на 1 млн. вольт к 1 января 1948 г.

4. Директору Института постоянного тока т. Угорец:

а) обеспечить перевод в Ленинград сотрудников Института постоянного тока и с 1 сентября 1947 г. начать работу Института в здании Промышленно-музыкального техникума, оборудовав его инвентарем;

б) организовать на ГЭС № 2 Мосэнерго группу научно-технических работников Института постоянного тока, непосредственно связанных с разработкой вопросов **сооружения опытной линии передачи постоянного тока Кашира–Москва;**

в) в месячный срок разработать и утвердить тематический план работы Института постоянного тока и практических мероприятий по решению вопросов, связанных с развертыванием опытных и научно-исследовательских работ по постоянному току;

г) для представления в Совет Министров СССР подготовить в месячный срок, совместно с Министерством электропромышленности, Академией наук СССР и Госпланом, мероприятия по дальнейшему развитию научно-исследовательских и опытных работ по постоянному току, а также по практическому осуществлению передачи электроэнергии постоянным током высокого напряжения на большие расстояния и по изготовлению аппаратуры и оборудования для указанных целей;

д) перевезти из **Берлинского бюро Института постоянного тока** модель передачи постоянного тока, закончив монтаж и наладку её к 15 декабря 1947 г.

5. Управляющему трестом «Севэнергострой» т. Тарасову для выполнения работ, указанных в п.п. 3 и 4 настоящего приказа в соответствии с распоряжением Совета Министров СССР № 13546р от 7 декабря 1946 г. организовать строительномонтажное управление, укомплектовав его в течение июня 1947 г. необходимыми кадрами, а также механизмами и инструментами; организовать при тресте «Севэнергострой» электромонтажную контору, возложив на нее производство электромонтажных работ по Институту постоянного тока.

6. Управляющему Ленэлектросетьстроем т. Поллак построить линию электропередачи и смонтировать подстанцию 35 кВ при Институте постоянного тока в мае 1948 г.

Ленэнерго (г. Страупе) выполнить в 1947 г. проект электроснабжения Института постоянного тока.

7. Управляющему Ленэнерго т. Страупе и управляющему трестом «Севэнергострой» т. Тарасову передать, а директору Института постоянного тока т. Угорец принять в июне 1947 г. недостроенные жилые дома в г. Ленинграде – один по Ново-Сивковской улице и один по Спасской улице.

8. Начальникам Главэнергостроя т. Бондареву и Главснаба т. Платонову выделить Севэнергострою, сверх его годовых фондов, во II полугодии 1947 г. оборудование, механизмы, материалы и транспортные средства, согласно приложению № 1, целевым назначением для работ по Институту постоянного тока.

9. Начальнику Отдела рабочих кадров, труда и зарплаты т. Крейсбергу:

а) в 5-дневный срок представить в Государственную Штатную Комиссию при Совете Министров СССР на утверждение штатные расписания строительномонтажного управления и электромонтажной конторы Севэнергостроя по строительству Института постоянного тока;

б) выделить Севэнергострою наряд на организованный набор 300 рабочих в IV кв. 1947 г.

10. Начальнику Главурса т. Захарову:

а) выделять Севэнергострою дополнительные лимиты на продовольственное снабжение для работников, занятых на строительстве Института постоянного тока, начиная с III кв. 1947 г.: карточек ведущих профессий – 300 шт., талонов на дополнительное питание – 300 шт. и карточек на продовольственные товары и хлеб на 350 чел.;

б) прикрепить работников Института постоянного тока, после переезда их в г. Ленинград, к ОРСу Севэнергостроя, переводя ему соответствующие промтоварные и продуктовые лимиты.

11. Начальнику Планового отдела т. Романову предусмотреть выделение в июле 1947 г. дополнительных ассигнований в размере 3,5 млн. руб. и соответствующих лимитов по труду, за счёт перераспределения по другим стройкам, для работы по Институту постоянного тока.

12. Начальнику Топливо-транспортного управления т. Беляеву обеспечить предоставление Институту постоянного тока 120 вагонов на III кв. 1947 г. под перевозку оборудования из Москвы в Ленинград.

Совет Министров СССР разрешил Промбанку финансировать до 1 июня 1948 г. работы по капитальному восстановлению зданий, передаваемых Институту постоянного тока в г. Ленинграде, и монтажу оборудования по единичным расценкам, составленным Министерством Электростанций.

13. Возложить на зам. начальника Инспекции при Министре т. Ришина личную ответственность за контроль по выполнению настоящего приказа.

Упомянутые выше приказы и распоряжения составляют лишь сравнительно небольшую часть архивных документов, имеющих отношение к становлению и развитию института в период 1945–1948 гг. Эти документы определили формирование штата, создание научных подразделений, хозяйственных и строительных работ, организацию передислокации института и т. д. При этом практически с первых дней организации НИИПТ проводились научно-технические работы. Берлинским Бюро постоянного тока в течение 1946 г. выпущено более 180 отчетов и других научно-технических материалов по всем основным научным и практическим вопросам передачи электроэнергии постоянным током.

До конца 1946 г. был проведен демонтаж ППТ Эльба–Берлин и опытной ППТ Шарлоттенбург–Моабит. Вывезено и размещено на территории предприятий Министерства Электростанций 367 вагонов оборудования, аппаратуры и кабеля.

Собственно в НИИПТ в период 1946–1948 гг. проводились работы, о направлении и объеме которых можно судить по годовым итоговым отчетам о деятельности института, решениям научно-технического совета, докладом руководителей института и его подразделений, отзывам внешних организаций и др.

По совокупности имеющихся данных можно выделить следующие главные направления:

- испытания и приведение к рабочему состоянию преобразовательного оборудования и аппаратуры для будущей опытно-промышленной ППТ Кашира–Москва;
- высоковольтные испытания и исследования для воздушно-кабельной линии этой ППТ;
- проектные и строительно-монтажные работы ППТ Кашира–Москва;
- научные и конструкторские работы по созданию мощных преобразователей для промышленной ППТ (вначале предполагалась ППТ Куйбышев–Москва как альтернатива ВЛ 400 кВ);
- разработка отечественного комплекса систем управления, регулирования и защиты;
- общие исследования физики процессов в ртутных вентилях и исследование электромагнитных процессов в преобразовательных устройствах, особенности высоковольтных характеристик линий постоянного тока, разработка схемно-технических решений мощных ППТ.

Эти работы в значительной степени опирались на материалы Берлинского Бюро постоянного тока.

Существует расхожее мнение о том, что полученное в качестве репарации оборудование немецких предприятий принесло больше вреда, чем пользы, так как это оборудование представляло вчерашний день мирового уровня техники и технологии. В какой-то степени это, видимо, так и есть. Однако в области передачи постоянного тока Германия на тот момент занимала самые передовые позиции. Использование

немецкого опыта и оборудования недостроенной ППТ Эльба–Берлин было одним из решающих факторов, позволивших создать первую опытно-промышленную ППТ Кашира–Москва.

Преобразователи этой ППТ базировались на ртутных вентилях, но других в то время и не было. Проект ППТ Волгоград–Донбасс, самой мощной на тот момент, базировался уже на отечественной преобразовательной технике, как и вставка постоянного тока на связи с энергосистемой Финляндии.

Проект ППТ ± 750 кВ Экибастуз–Центр был первоначально разработан в расчёте на использование ртутных вентилях. Однако при появлении тиристорных вентилях он был переориентирован на тиристорную технику. Стоит напомнить, что эта ППТ была наполовину построена, причем исключительно на базе отечественного оборудования. Ничто не мешало в течение 2–3 лет довести эту ППТ до постановки её под напряжение. Ничто, кроме развала СССР. Первая в мире передача такого класса была введена в эксплуатацию (в Китае) более чем через десять лет. Теперь уже наши разработки были использованы китайскими специалистами.

Сегодня в Китае (и не только в Китае) эти ППТ играют важнейшую роль в передаче больших объемов электроэнергии на дальние расстояния и в обеспечении живучести энергосистемы. О решении подобных задач мечтали те специалисты, которые участвовали в создании ППТ Кашира–Москва.

Помимо решения основной задачи – создания передачи постоянного тока институту уже на первом этапе его существования давались и другие поручения. Например, сотрудники НИИПТ провели наладку релейной защиты и автоматики ГРЭС-2 Калининградской энергосистемы.

Сформировавшийся коллектив лаборатории техники высоких напряжений занялся разработкой первой установки продольной емкостной компенсации. Появились и другие задания, продиктованные общегосударственной программой создания высоковольтной сети. На полученной от ЛПИ высоковольтной установке начались исследования, направленные на повышение предельного уровня напряжения линий электропередачи. Это направление в последующем стало основным для ЛТВН НИИПТ.

Таким образом, в течение трёх лет был создан институт, в котором к концу этого срока сформировалось два научных направления – электропередачи постоянным током и техники высоких напряжений. В дальнейшем эти направления становятся всё более автономными, со своим кругом задач.

При погружении в историю тех лет приходится удивляться, сколь велико было количество организаций и отдельных лиц, принимавших участие в создании института. Особенно следует выделить роль Комиссара, а затем Министра Электростанций СССР Д. Г. Жимерина, по инициативе которого, в значительной степени, и началась работа по созданию НИИПТ.

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

E-mail: ntc@ntcees.ru

Research, development and implementation of the technical means of improving reliability and efficiency of power systems

Phase-shifting transformer for power distribution scheme of large hydroelectric power plant.

Brilinskiy A. S., Evdokunin G. A., Kritskiy V. A., Matvienkov Yu. V., Sidelnikov A. P., Smirnova L. S.

This article reflects results of phase shifting transformer's efficiency investigation on Volgskiy hydroelectric power-station. Phase shifting transformer on Volgskiy hydroelectric power-station will secure long-term power delivery (even with it's raise up to 2744,5 MW) with no additional development of electrical power network.

Keywords: phase shifting transformer, power distribution scheme, hydroelectric power station.

Frequency regulation with electrical power feedback in isolated power system.

Gurikov O. V., Kasyanov S. E.

Analytic expression for assessing the stability of frequency regulation are obtained. The factors that have significant effect on transient processes are indicated.

Keywords: frequency, frequency regulation, speed governor, frequency governor, power feedback.

Construction of virtual sensors of synchronous machine operating parameters considering the influence of transient processes.

Gurikov O. V., Zelenin A. S., Sulchakova A. Y.

Some operating parameters of a synchronous machine are not available for direct measurement, or the creation of these meters is impractical. These parameters traditionally calculated using the steady state equations of synchronous machine with available for measurement parameters. However, using steady-state equations inevitably leads to an error in the calculation of operating parameters in transient process.

Expressions for calculating operational parameters considering the influence of transient processes were obtained, this calculation results, steady-state equations with a factual value were compared.

Keywords: virtual meters, rotor speed, field current, field voltage, mechanical power, speed-up power, automatic voltage regulator, turbine regulator system.

Digital technologies in the electric power engineering

The digital technology using in the electrical power engineering.

Koscheev L. A.

In the article the modern level of the digital technology utilization in the electrical power engineering of Russia is characterized. The digital devices using in control loop of a power system outlook is considered.

Keywords: digital technology, digital device, electrical power engineering, power system control.

Implementation of SCADA systems for the realization of digital network transformation.

Gorelik T. G., Kumets I. E.

The article presents a description of the modern approach to solving automation problems of dispatch control using the example of SCADA NPT Expert Plus. This solution combines a number of functions that improve the reliability and quality of network infrastructure management – using

CIM-models, dispatcher's advisor, electronic switching forms, automatic analysis of trip information, electronic document management, integration with corporate information systems.

Keywords: CIM-model, Smart Grid, NPT Expert, operator's advisor, SCADA, topological analysis, electronic switching forms, electronic document management, equipment certification.

Application of industrial networks technologies for digital substations.

Goryachevskii K. S., Lisitsyn A. A., Rybin I. V., Sinyanskii I. V.

At present, the introduction of digital computer networks operating at IEC 61850 at power facilities is hampered by high capital costs and the lack of experience in setting up and operating of such networks, especially in distribution electrical networks. The possibility of using of the EtherCAT technology group in the construction of digital computer networks using network redundancy and hardware time synchronization is considered. In the laboratory of JSC «STC UPS», a model of an emergency automation device was created using this technology.

Keywords: relay protection, emergency automatics, digital substation, IEC 61850.

Electrical distribution grid digitalization particularly concerning the distribution automation concepts up to self-healing functionality.

Brilinskiy A. S., Grunina O. I.

Analysis of electrical engineering strategy papers on medium voltage electrical grids development trends is performed in the article. Detailed description of the concept «digitalization» with regard to power distribution networks is presented. In addition, distribution line automatization method and algorithm with self-healing function are proposed.

Keywords: urban electrical grid, fault localization, selfhealing, neutral earthing resistor, distribution automation.

Development and improvement of methods and means of power system analysis

Comparing the linear and square models for defining the power system frequency static response slope based on transient synchrophasor data.

Berdin A. S., Gerasimov A. S., Kovalenko P. Y., Udin A. V.

The possibilities of utilizing the linear model for defining the power system frequency static response slope based on synchrophasor data of transients accompanied by frequency changes, assumed in previous publication, is investigated in detail. Square model usage is considered. The comparison is done using 13 recordings of events that caused frequency deviations in Northern part of Tyumen region including four considered in the previous publication.

Keywords: load frequency static response, slope factor, wide area monitoring system, WAMS, electromechanical transient, Northern part of Tyumen region.

Algorithm of accounting of switching diagrams for the stability margin monitoring system.

Mikhaylenko A. F., Neuymin V. G., Satsuk E. I.

The simulation of switching diagrams along the problem of calculating the maximum acceptable power flows is considered. A case of CIM-16-based simulation requiring a complete presentation of the computational model at the switching level is examined. A «lightweight» method for simulating switching diagrams was proposed which allows for only necessary substations to be represented at the switching level. The proposed method additionally makes it possible to improve the conditionality of the computational model by removal of branches with negligible resistance.

Keywords: steady state calculation, calculation of maximum acceptable power flows, switching diagrams simulation, calculation model conditionality.

Problems of using the potential of renewable energy sources for frequency control in electrical systems.

Sheskin E. B.

The issues of frequency control induced by increasing quantity of renewable energy sources in power systems are considered in the article. Possibility of frequency control using renewable energy sources potential is estimated. Basing upon experience of renewable energy sources operation and integration into power systems, basic principles of frequency control are formulated. These principles could be already efficient being applied to low power islanded power systems.

Keywords: renewable energy sources, frequency control, wind power plants, solar power plants, GPFC.

A method of forming a digital simulation models of the industrial enterprises power supply schemes.

Vinogradov A. Y., Kozlov A. V.

Topology of industrial enterprises external power supply schemes via 110–500 kV power distribution networks of regional power systems is analyzed. To improve digital models of power systems developed to study effectiveness of technical solutions for reliable power supply of industrial enterprises the criteria for detalization of its external network representation is proposed. Recommendations on the representation of industrial enterprises internal power supply schemes in power systems digital models are given.

Keywords: power distribution networks, external power supply scheme, internal power supply scheme, motor engine, industrial enterprises, substation, busbars, breaker.

Application of singular value decomposition of Jacobi matrix method for power system static stability assessment.

Belov E. I., Sorokin E. V.

In this paper we test, whether it is possible to use the minimum singular value of the Jacobi matrix as a static voltage stability index. Components of the right singular vector corresponding to the minimum singular value prove to indicate the most critical nodes in terms of static voltage stability. We also analyze the influence of strengthening the power system on static voltage stability margin.

Keywords: Jacobian matrix, minimum singular value, singular value decomposition, static voltage stability.

Impacts of voltage dips in doubly fed induction motor for wind turbine generation system.

Abdalghar O., Ibrahim A., Solomin E. V., Kovalyov A. A., Miroshnichenko A. A.

In this paper we provided the description of double fed induction motor (DFIM) used in wind turbines. We researched the dynamic conditions of the DFIM, back-to-back convertor and the rotor side convertor (RSC) during symmetrical voltage dips with the help of crowbar protection system by using *Matlab/Simulink*. We also analyzed the influence of the crowbar circuit on the low voltage ride through (LVRT).

Keywords: double fed induction motor (DFIM), double fed induction motor, voltage dip during transient process, crowbar circuit protection, symmetrical voltage dips, wind power plant.

Estimation of the efficiency for the use of renewable energy sources with the need of heat energy generation.

Achitayev A. A., Zhidkov A. A., Kashurnikov M. V.

This article presents an analysis of the consequences for heat supply when using renewable energy sources with the aim of replacing electric power of diesel generators in isolated power supply systems with cogeneration. A calculation is proposed to account for the consumption of coal at the

boiler house, taking into account the loading of the cogeneration of diesel stations. This calculation was made for the one of facilities in the Far East.

Keywords: wind power station, diesel station, cogeneration, autonomous energy system.

Responses and comments

Expediency of adjusting the requirements for reliability under the terms of the stability of electric power systems (Response to the paper by L. A. Koshcheev «On the reliability requirements in terms of energy system stability», STC of Unified Power System Proceedings, No. 2 (79), 2018).

Voropai N. I.

This paper discusses some obvious arguments (substantiated by L.A. Koshcheev) in favor of adjusting the reliability requirements in terms of power system stability. Attention is drawn to the shortcomings of standardizing transfer capability margins of tie lines in normal and post-emergency conditions. The rationales for considering heavy-load emergency disturbances in determining transient stability of an electric power system are provided.

Keywords: electric power system, reliability, transient stability, cascade emergency development.

Responses to the paper by L. A. Koshcheev «On the reliability requirements in terms of energy system stability», STC of Unified Power System Proceedings, No. 2 (79), 2018.

– *Gurevich Yu. E., Shakaryan Yu. G.*

– *Lisitsyn A. A.*

– *Papafanasopulo S. G.*

Answer of L. A. Koshcheev to received responses.

Comments on response by Shakirov M. A. and Kalimov G. A. to the article by B. A. Korotkov «Generalization of the Coulomb's law and its application».

Korotkov B. A.

Retrospective view

Little-known pages from the history of NIPT (1945–1948).

Koscheev L. A.

Content, Abstracts, Keywords

Instruction for manuscript submission



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.

АО «НТЦ ЕЭС» активно сотрудничает с крупнейшими отечественными компаниями (АО «СО ЕЭС», ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «РусГидро», ТГК, ОГК) и с зарубежными фирмами Австрии, Германии, Италии, Китая, США, Швейцарии, Швеции, Японии и других стран.

Основные направления научно-технической деятельности

1. Проектирование и развитие электроэнергетических систем.
2. Устойчивость, надёжность, живучесть и управляемость электроэнергетических систем.
3. Режимное и противоаварийное управление.
4. Развитие технологий оперативно-диспетчерского управления энергосистемами.
5. Автоматизированные системы мониторинга, сбора, передачи, обработки информации и управления технологическими процессами.
6. Комплексное проектирование подстанций и линий электропередачи.

Экспериментальная база

- Цифро-аналого-физический комплекс на базе электродинамической (физической) модели энергосистемы для исследования функционирования объектов электроэнергетики и энергосистем любого уровня; натурных испытаний на функционирование устройств управления, защиты и автоматики, систем АСУ ТП в реальном времени.
- Цифровая модель реального времени (RTDS).
- Испытательный стенд устройств релейной защиты и систем автоматизации.

Выполняемые работы

- Разработка перспективных схем и программ развития электроэнергетики.
- Проведение исследований перспективных схем развития электроэнергетических систем на базе единой математической модели ЕЭС России.
- Разработка рекомендаций по совершенствованию проектных решений развития энергосистем и энергообъектов.
- Разработка схем выдачи мощности электростанций.
- Разработка схем внешнего энергоснабжения энергорайонов и отдельных потребителей.
- Создание, верификация и актуализация цифровых моделей для исследования переходных режимов и устойчивости электроэнергетических систем.
- Разработка рекомендаций и технических решений по обеспечению устойчивости, надёжности и живучести ЭЭС и отдельных энергообъектов.

- Разработка и внедрение систем автоматического управления и мониторинга режимных параметров на уровнях ЕЭС, ОЭС, ЭС.
- Разработка алгоритмов и программно-технических комплексов локальных и централизованных устройств режимного и противоаварийного управления.
- Разработка проектов модернизации систем противоаварийной автоматики.
- Разработка проектной и рабочей документации по РЗА, ПА и АИИС КУЭ.
- Решение задач ПА «под ключ»: от ТЭО до внедрения на объекте.
- Расчёты токов короткого замыкания и разработка рекомендаций по их снижению для конкретных энергообъектов.
- Аттестация цифровых АРВ, цифровых устройств АЛАР, устройств АЧР и разработка рекомендаций по их применению в ЕЭС России.
- Проверка на функционирование (экспертиза) и настройка устройств регулирования, управления, защиты и автоматики на электродинамической модели и цифровой модели реального времени (RTDS), в том числе «под ключ».
- Настройка «под ключ» АРВ генераторов электростанций.
- Испытания систем группового регулирования активной и реактивной мощности, проверка технологических алгоритмов ГРАМ на соответствие требованиям нормативных документов и технического задания, разработка рекомендаций по повышению эффективности и системной надёжности.
- 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.
- Создание и внедрение ПВК по расчёту токов короткого замыкания и автоматизированному расчёту уставок релейной защиты и автоматики.
- АСУ ТП для подстанций переменного и постоянного тока, атомных, тепловых и гидроэлектростанций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- АСУ ТП на базе информации от МПРЗА для подстанций классов напряжения до 330 кВ, СН электрических станций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- Система анализа и просмотра аварийной информации от разнородных распределённых источников регистрации для АСДУ энергосистем и энергообъединений, подстанций переменного и постоянного тока, атомных, тепловых и гидроэлектростанций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- Цифровая автоматика ликвидации асинхронных режимов – АЛАР-Ц.
- Разработка основных технических решений по внедрению объектов распределённой генерации.
- Оценка эффективности инвестиций в строительство, реконструкцию, модернизацию и техническое перевооружение электросетевых и генерирующих объектов на стадии выполнения работ по проектированию и на стадии реализации инвестиционного проекта.
- Разработка и внедрение программно-вычислительных комплексов для решения задач по автоматизации процессов, обладающих большой алгоритмической, композиционной и структурной сложностью, а также распределённых и «облачных» информационных систем.

Участие в системе добровольной сертификации АО «СО ЕЭС»

АО «НТЦ ЕЭС» допущено к проведению сертификации в СДС «СО ЕЭС» в области подтверждения соответствия устройств требованиям стандартов организации АО «СО ЕЭС» (СТО):

- *автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов* требованиям СТО «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов»;
- *устройств АЛАР* требованиям СТО «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования»;
- *микропроцессорных устройств АЧР* требованиям СТО «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Микропроцессорные устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования»;
- *устройств АРПМ* требованиям СТО «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматической разгрузки при перегрузке по мощности. Нормы и требования»;
- *устройств АОПЧ* требованиям СТО «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматической ограничения повышения частоты. Нормы и требования»;
- *устройств АРКЗ и устройств ФТКЗ* требованиям СТО «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматической разгрузки при коротких замыканиях. Устройства фиксации тяжести короткого замыкания. Нормы и требования»;
- *устройств АОПО* требованиям СТО «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматической ограничения перегрузки оборудования. Нормы и требования»;
- *устройств УСВИ* требованиям СТО «Релейная защита и автоматика. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования»;
- *устройств ФОЛ, ФОДЛ, ФОТ, ФОДТ, ФОб, ФОСШ и устройств РЗА с функцией АУВ в части функции ФОВ* требованиям СТО «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства фиксации отключения и фиксации состояния линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования. Нормы и требования»;
- *концентраторов синхронизированных векторных данных* на соответствие требованиям стандарта АО «СО ЕЭС» СТО «Релейная защита и автоматика. Концентраторы синхронизированных векторных данных. Нормы и требования».

Аспирантура

Обучение в аспирантуре ведется по образовательной программе 13.06.01 – Электро- и теплотехника. Профили подготовки:

- 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 – № 2507 от 26 декабря 2016 г.



РМЭФ
Российский Международный
Энергетический Форум

НТЦ ЕЭС
официальный информационный
партнер РМЭФ 2019

В Санкт-Петербурге пройдет Российский международный энергетический форум

С 25 по 28 июня 2019 года состоится VII Российский международный энергетический форум (РМЭФ-2019) – одно из крупнейших специализированных конгрессно-выставочных мероприятий сферы ТЭК.

В РМЭФ-2019 примут участие представители органов власти, крупнейших международных энергетических компаний и лидеров отрасли, мировые эксперты, руководители профильных вузов.

В формате пленарных сессий, конференций, круглых столов и закрытых совещаний специалисты обсудят внедрение цифровых технологий в систему передачи и распределения электроэнергии, модернизацию и повышение эффективности в тепловой и электрогенерации, обеспечение экологической и информационной безопасности на энергетических объектах, внедрение энергосберегающих технологий, перспективы возобновляемых источников энергии в России, а также инновации электротехнического оборудования.

Главным событием Форума станет *Пленарное заседание* при участии представителей Правительства и Государственной Думы Российской Федерации, ведущих российских, международных и зарубежных компаний, образовательных и научных организаций.

Большое внимание будет уделено кадровой и социальной политике в отрасли. На *конференции «Роль кадровой и социальной политики компаний в развитии энергетического комплекса России»* участники затронут такие актуальные темы, как цифровизация кадровой работы, особенности пенсионной реформы, развитие корпоративной культуры, взаимодействие энергетических компаний с профессиональными общественными организациями.

Одно из ожидаемых мероприятий РМЭФ – финал *конкурса Министерства энергетики Российской Федерации на лучшую социально ориентированную компанию в энергетике в 2019 году*.

По традиции Международная специализированная выставка «Энергетика и Электротехника» соберёт ведущих производителей энергоиндустрии, поставщиков оборудования и услуг для электро- и теплосетей для презентации инновационных решений, технологий и оборудования. Среди них лидеры российского и мирового отраслевого рынка: «Электронмаш», «Газпром энергохолдинг», «Транснефть-Балтика», «Газпром теплоэнерго», МЭТЗ им. В. И. Козлова, «Межрегионгаз Технологии», «ПиЭлСи технолоджи», Серпуховский конденсаторный завод «КВАР», «Газпромнефть – смазочные материалы», «Прософт-Системы» и многие другие. В 2019 году к участникам выставки присоединились китайские, индийские и турецкие компании: Jiangsu Jianlong Electrical Co., Ltd., Anshan Anza Electronic Power Co., Ltd., Connectwell Industries Pvt. Ltd., MAKEL.

Дополнительные возможности участникам Форума предоставит *Центр деловых контактов* – ежегодное бизнес-мероприятие, на котором производители и поставщики оборудования и технологий для энергетики напрямую встретятся с крупнейшими закупщиками.

Форум пройдет при участии Министерства энергетики Российской Федерации, Министерства промышленности и торговли Российской Федерации, Правительства Санкт-Петербурга и Российского экспортного центра.

В 2018 году VI Российский международный энергетический форум привлёк более 250 экспонентов, 2500 делегатов и 8500 посетителей из 21 региона России и 17 стран мира.

Подробнее о мероприятии – на официальном сайте РМЭФ: www.energyforum.ru

#РМЭФ #RIEF #РМЭФ2019 #RIEF2019

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.

Также в журнале публикуются научные обзоры, научные рецензии и отзывы.

Периодичность выхода журнала – 2 раза в год.

Статью в редакцию журнала «Известия НТЦ Единой энергетической системы» можно направить по адресу: 194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, АО «НТЦ ЕЭС» или по E-mail: nto@ntcees.ru.

2. ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

Авторы должны придерживаться следующей обобщенной структуры статьи: вводная часть (актуальность, существующие проблемы); основная часть (постановка, описание задачи, изложение и суть основных результатов); заключительная часть (предложения, выводы), список литературы.

2.1. Оформление материалов

1. Объем статьи, как правило, не должен превышать 16 страниц формата А4.

2. Набор текста осуществляется в редакторе MS Word.

Параметры страницы. Поля: верхнее – 4 см, нижнее – 3,7 см, левое – 3,5 см, правое – 3,5 см, расстояние от края до верхнего колонтитула – 3 см. Текстовое поле – 14×22 см.

Шрифт Times New Roman, размер шрифта основного текста – 11, 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.

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;
- экспертное заключение о возможности опубликования материалов в открытой печати;
- авторская справка.

Образец и шаблон оформления статьи, а также форма авторской справки приведены на сайте журнала: <http://www.ntcees.ru/departments/proceedings.php>.

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.

СПРАВКА

предоставляется в редакцию каждым автором/соавтором статьи

В соответствии с Законом Российской Федерации об авторских правах, сообщаю, что я, _____

автор (соавтор) статьи _____

уведомлен об ответственности за использование в статье материалов, защищенных авторским правом, включая цитаты, воспроизведенные данные, иллюстрации и иные материалы, и о том, что ответственность за нарушение авторских прав ложится на автора статьи.

Я сообщаю, что данная статья не опубликована и не представлена для опубликования в другие периодические издания.

Подаявая статью в редакцию журнала «Известия НТЦ Единой энергетической системы», я передаю редакции право на её опубликование и дальнейшее распространение и сообщаю, что при этом не нарушаются авторские права других лиц и организаций.

Подпись автора _____ «__» _____ 20__ г.

Ф.И.О. _____

Ученая степень _____

Ученое звание _____

Место работы _____

Должность _____

Адрес служебный _____

Телефон _____

E-mail _____