



Издательский дом «Вся электротехника»

ЭНЕРГОЭКСПЕРТ

информационно-аналитический журнал

№ 3 (71)
2019

26 Перекрестное субсидирование: старые танцы о главном

6 Анализ программы развития ЕЭС России до 2025 года:
перспективы и последствия

40 Устройства симметрирования напряжения в электрических сетях:
принцип работы, опыт внедрения и перспективы применения

46 Построение дифференциальной защиты линий 20 кВ
с использованием технологической сети передачи данных

52 Цифровая оперативная
блокировка безопасности

62 О новых газовых турбинах
для электроэнергетики России

71 Некоторые мифы
о надежностно-ориентированном
техническом обслуживании (RCM)





РЕГИСТРАТОР СОБЫТИЙ ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ РЭС-3-61850

Предназначен для измерения, регистрации и контроля параметров электрического режима и сетевого трафика. Применяется на цифровых подстанциях, в автоматизированных системах управления на объектах генерации, передачи, снабжения и потребления электроэнергии.

Основные функции:

- прием данных из шины процесса по протоколу спецификации IEC 61850-9-2 LE и протоколу МЭК 61850-8-1 (GOOSE);
- передача данных в шину станции по протоколам МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE) и МЭК 60870-5-104;
- запуск регистрации по измеренным параметрам электрического режима;
- запуск регистрации по измеренным параметрам трафика шины процесса и шины станции;
- запись осциллограммы аварийного режима в формате COMTRADE и соответствующей ей осциллограммы трафика шины процесса и шины станции;
- синхронизация системного времени по протоколам NTP, PTP.

Дополнительные возможности:

- поддержка протокола резервированных сетей PRP;
- веб-интерфейс;
- серверное или промышленное исполнение.

Сертификаты соответствия:

- TR T C 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования»;
- TR T C 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств»;
- Сертификат IEC 61850 уровня A на соответствие стандарту МЭК 61850.

Подробная информация об устройстве – на сайте prosoftsystems.ru

Инженерная компания ООО «Прософт-Системы»
620102, г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, 194а
тел.: +7 (343) 3-565-111
prosoftsystems.ru



Каждый день мы обеспечиваем стабильное энергоснабжение, создавая надежные системы релейной защиты и автоматики, отвечающие современным требованиям сетей энергоснабжения



От теоретической науки – к прикладной, от прикладной науки – в производство, из производства – к потребителю



Весь ассортимент продукции, выпускаемой АО «РАДИУС Автоматика», разрабатывается и изготавливается в России

www.rza.ru



Российская Энергетическая Неделя 2019

При поддержке



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



ПРАВИТЕЛЬСТВО МОСКОВЫ

Международный форум

rusenergyweek.com

 РОСКОНГРЕСС

2-5 Октября
Москва,
ЦВЗ «Манеж»

Реклама 6+

Информационно-аналитический журнал
для специалистов в области
электроэнергетики и электротехники.
Выходит 6 раз в год

№ 3 (71) - 2019

УЧРЕДИТЕЛЬ

ООО «Издательский дом «Вся электротехника»

ДИРЕКТОР
Посошков В.И.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Болотин В.А., первый заместитель
генерального директора – главный инженер
ОАО «МРСК Урала»

Борисов В.З., главный научный сотрудник
АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

Голубев П.В., генеральный директор
АО «Техническая инспекция ЕЭС»

Михель А.А., заместитель начальника
отдела по эксплуатации электротехнического
оборудования Управления энергетики ПАО «Газпром»

Назарычев А.Н., ректор ФГАОУ ДПО
«Петербургский энергетический институт
повышения квалификации»

Эклей П.И., член правления –
руководитель блока производственной
деятельности ПАО «Интер РАО ЕЭС»

Рогалев Н.Д., ректор НИУ «МЭИ»

Софьян В.В., директор департамента
технологического развития
и инноваций ПАО «Россети»

Закарян Ю.Г., заместитель генерального
директора – научный руководитель
АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

Виктор Посошков
pvi@energyexpert.ru

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА
Николай Кичатов
knu@energyexpert.ru

ОТДЕЛ РЕКЛАМЫ

ВАКАНСИЯ

РАСПРОСТРАНЕНИЕ
Надежда Жуковская

АДРЕС РЕДАКЦИИ

115571, Москва, проспект Вернадского, дом 92,
этаж 2, помещение VI, комната 28, офис 36
Тел.: (916) 591-94-24

Редакция не несет ответственности
за достоверность рекламных материалов.
Точка зрения авторов может не совпадать
с точкой зрения редакции.

Перепечатка, копирование материалов, опубликованных
в журнале «Энергоэксперт», допускается только
с письменного разрешения редакции.

Регистрационное свидетельство ПИ № ФС 77 - 74030

Отпечатано в типографии
ООО «РПК «Новые технологии»
Tel.: 8 (495) 230-74-04
<http://www.adv-nt.ru>

Тираж 10000 экземпляров



ОТ РЕДАКТОРА

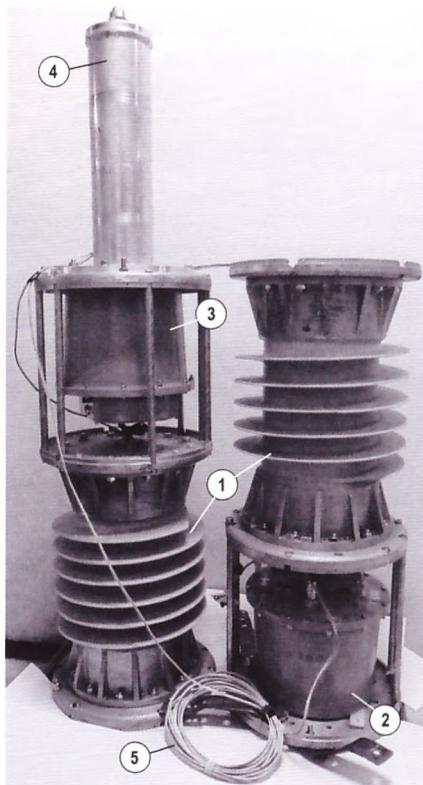
Древнеримский политик и писатель, известный как новатор
римской литературы и консервативный борец против пороков
и роскоши Марк Порций Катон завоевал славу своими публич-
ными выступлениями. На склоне лет он побывал в Карфагене,
вновь набиравшем силу после поражения во Второй Пунической
войне. Увиденная тамошняя перестройка так сильно его рас-
строила, что, вернувшись на родину, Катон принял энергично
убеждать сограждан в необходимости полного уничтожения вра-
га. Для этого все свои речи в Сенате он завершал одной и той
же фразой, ставшей классической: «Карфаген должен быть раз-
рушен!» Скажем, обличает он засилье аристократии и всеобщий
упадок морали, а потом вдруг, встрепенувшись, вспоминает про
главный источник зла для римлян и торжественно так, на чистей-
шей латыни подытоживает: «Карфаген должен быть разрушен!»
Эта идея всецело захватила его, пробралась до печенок и, засев
там, стала его идефиком.

В современной жизни тоже немало идефиксов. Возьмем,
к примеру, перекрестное субсидирование. Оно возникло
в 90-х годах прошлого века в период экономических ре-
форм как временный элемент социальной защиты. Но се-
годня, согласно исследованиям ученых РАН, перекрест-
ное субсидирование негативно сказывается на развитии
промышленности и экономики страны в целом. Согласно
расчетам, отмена перекрестки ускорит рост инвестиций
в экономику, дополнительно увеличит ВВП почти на 1 %
и на 2,6 % – промышленное производство, что поднимет
доходы населения и компенсирует увеличение его платы
за электроэнергию. Поэтому современные катоны не уста-
ют повторять: «Перекрестка должна быть отменена!»
А она живее всех живых. Да еще умудряется наращивать
свои объемы. Почему? Говорят, нет политической воли,
чтобы это прекратить.

Ну а Катон, кстати, добился-таки своего. В результа-
те Третьей Пунической войны римляне полностью сожгли
Карфаген и прошли плугом по тому месту, где он стоял,
а землю посыпали солью. Правда Катон этого не увидел,
поскольку скончался в год начала боевых действий.

Берегите себя!

**Виктор ПОСОШКОВ,
главный редактор**



БЫТЬ В КУРСЕ

- 6 Анализ Схемы и программы развития ЕЭС России до 2025 года: перспективы и последствия**

Григорьев А.В., Рудаков Е.Н., Фаддеев А.М.

Приводится экспертное мнение сотрудников Института проблем естественных монополий по утвержденной в феврале 2019 года Схеме и программе развития ЕЭС России на 2019–2025 гг.

- 10 Шинопроводы Legrand серии Zucchini**
13 Эко-эффективный выключатель LTB 145 кВ AirPlus™
14 Централизованно-распределенная структура АСУ

ГЛАВНАЯ ТЕМА

- 18 О необходимости продолжения реформ в электроэнергетике**

Кутовой Г.П.

В необходимости дальнейшего совершенствования торгово-договорных отношений в обороте электроэнергии из-за постоянного роста цен (тарифов) для потребителей реального сектора экономики на фоне ухудшившихся экономических показателей эффективности электроэнергетики по сравнению с показателями стартового 1991 года убеждать уже никого не надо. Но в выборе форм, методов и механизмов дальнейших реформ консенсуса пока нет. Автор убежден, что финансовым источником инвестиционных проблем энергетики должны быть рыночные механизмы ценообразования на электроэнергию и тепло, а регуляторные механизмы государства должны обеспечивать их реализацию.

- 26 Перекрестное субсидирование – анахронизм из 90-х**

Дзюбенко В.В.

Перекрестное субсидирование – одна из ключевых проблем российской электроэнергетики, которая формирует искаженные ценовые сигналы, мешая развиваться экономике и энергосектору. Практика перекрестного субсидирования в электроэнергетике Российской Федерации возникла в начале 1990-х годов в период экономических реформ как временный элемент социальной защиты и предусматривала оплату промышленными предприятиями части стоимости электрической энергии, поставляемой населению. С тех пор масштабы использования этого механизма существенно расширились.

ТЕОРИЯ

- 32 Гибридный генераторный выключатель и испытательный стенд**

Шульга Р.Н., Лавринович В.А., Иванов В.П., Сидоров В.А., Смирнова Т.С.

Приведены характеристики традиционных зарубежных и отечественных генераторных выключателей, отмечены их недостатки. Показана необходимость разработки отечественного гибридного генераторного выключателя для АЭС. Приведены результаты исследований и элементной базы для разработки выключателя в составе вакуумной дугогасительной камеры, разрядника вакуумного управляемого, приводов, систем управления и измерения, а также дополнительных устройств. Описана схемотехника и порядок работы элементов указанного выключателя. Приведены схемы испытательного стенда для получения колебательного и апериодического разряда тока амплитудой до 800 кА.

■ ПРАКТИКА

- 40 Устройства симметрирования напряжения в электрических сетях: принцип работы, опыт внедрения и перспективы применения**
Аксенов В.В., Чуприков В.С.

Рассмотрены два типа быстродействующих пофазно-управляемых устройств компенсации реактивной мощности, которые могут обеспечить балансирование нагрузки и симметрирование напряжения: статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности (СТК) и статические компенсаторы на базе управляемых инверторов напряжения (СТАТКОМ). На примере применения показано, что для балансирования активной мощности несимметричной нагрузки предпочтительным является применение СТАТКОМов.

- 46 Построение дифференциальной защиты линий 20 кВ с использованием технологической сети передачи данных.** Никольский Н.В., Горячих А.Д., Евлентьев А.Ю., Григорьев Д.А.

Предлагается техническое решение по организации дифференциальной защиты линии электропередачи 20 кВ.

- 52 Цифровая оперативная блокировка безопасности**
Балашов В.В., Борисов Р.К., Грибков М.А., Павельев А.А.

Оперативная блокировка безопасности (ОББ) – важнейшее техническое средство, обеспечивающее безопасность оперативного персонала при оперативных переключениях. В статье рассмотрен опыт эксплуатации как существующих ОББ, так и ОББ, выполненной на цифровом принципе.

- 56 Проблемы реализации релейной защиты в сетях с распределенной генерацией на основе ВИЭ, подключаемой через устройства с элементами силовой электроники.** Вольный В.С., Васильев С.П.

В настоящее время объекты распределенной генерации на основе ВИЭ имеют низкую инвестиционную привлекательность. Однако в изолированных и удаленных энергогорячих на их применение целесообразно для обеспечения электроснабжения потребителей в необходимом объеме и надлежащего качества.

- 62 О новых газовых турбинах для электроэнергетики России.** Карабев А.И.

В статье рассматриваются вопросы необходимости вывода из эксплуатации экономически неэффективного, физически и морально устаревшего энергетического оборудования с введением замещающего объема новых мощностей преимущественно на базе использования передовых энергосберегающих технологий и оборудования.

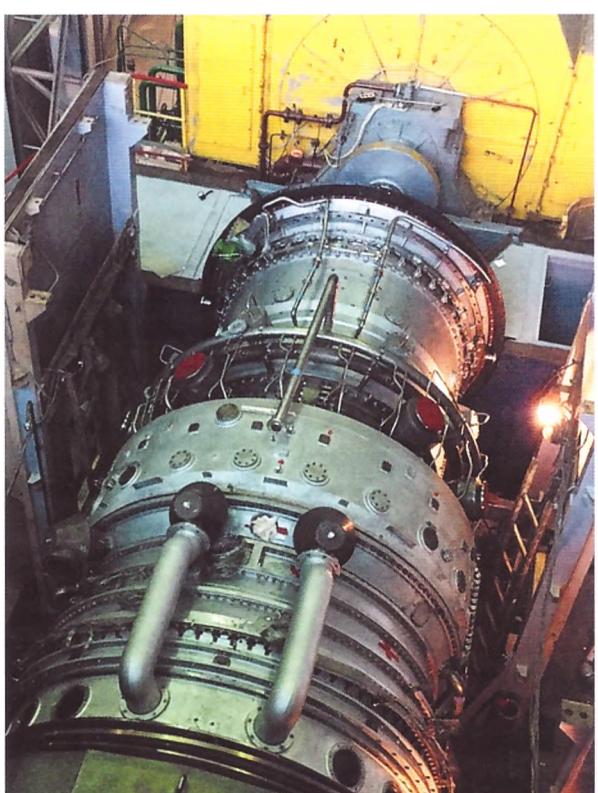
- 66 Корреляция между маркерами деградации целлюлозы и результатами «посмертного» исследования трансформаторов**
Джоселин Жальбер, Мари-Клод Лессар

В статье описаны результаты исследований маркеров старения бумажной изоляции силовых трансформаторов, проведенных специалистами канадского института IREQ.

- 71 Некоторые заблуждения и мифы о надежностно-ориентированном техническом обслуживании (RCM)**
Антоненко И.Н.

В статье дается методология RCM, которая в отечественных нормативно-технических документах получила название надежностно-ориентированное техническое обслуживание. Рассматриваются и подвергаются критике заблуждения и мифы об RCM, известные из практики консультационных услуг.

- 76 Изменения российского законодательства и правоприменения в сфере электроэнергетики за май – август 2019 года**



АНАЛИЗ СХЕМЫ И ПРОГРАММЫ РАЗВИТИЯ ЕЭС РОССИИ ДО 2025 ГОДА: ПЕРСПЕКТИВЫ И ПОСЛЕДСТВИЯ

ГРИГОРЬЕВ А.В., заместитель генерального директора Института проблем естественных монополий (ИПЕМ)

РУДАКОВ Е.Н., заместитель руководителя департамента исследований топливно-энергетического комплекса ИПЕМ

ФАДДЕЕВ А.М., эксперт-аналитик департамента исследований топливно-энергетического комплекса ИПЕМ



Александр Владимирович Григорьев



Евгений Николаевич Рудаков



Алексей Михайлович Фаддеев

В конце февраля 2019 года Минэнерго России утвердило новую Схему и программу развития ЕЭС России на 2019–2025 гг. (далее – СиПР ЕЭС 2019)¹. В статье приводится экспертное мнение Института проблем естественных монополий ИПЕМ об этом документе.

СиПР ЕЭС – один из важнейших документов стратегического планирования в отрасли и формально занимает подчиненное положение по отношению к таким долгосрочным документам верхнего уровня, как Энергетическая стратегия и Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики. Фактически же действующая редакция Энергостратегии (ЭС-2030) была принята почти 10 лет назад², а обновленный вариант – ЭС-2035 представлен только в виде проекта, при этом уже двухлетней давности³.

Актуализированная версия Генсхемы⁴, в свою очередь, была принята два года назад, но уже не вполне точно отражает перспективы развития отрасли, а именно:

- она устарела в части развития ВИЭ (предполагалось, что к 2035 году мощность ВИЭ-генерации составит всего 2,8 ГВт, что гораздо ниже даже тех объемов, которые были отобраны на конкурсах ДПМ ВИЭ);
- она включает проекты, вероятность реализации которых является достаточно низкой (Алтайская КЭС, Славинская ТЭС, Нижне-Зейская ГЭС и т.д.).

Кроме того, в Генеральной схеме рассматриваются только наиболее крупные объекты электроэнергетики (ТЭС мощностью от 500 МВт, прочие электростанции мощностью от 100 МВт, сетевые объекты напряжением от 330 кВ и отдельные сетевые объекты напряжением 220 кВ), что значительно ограничивает возможности анализа перспектив развития электроэнергетики с использованием этого документа.

В отличие от перечисленных документов СиПР ЕЭС, разрабатывается и актуализируется ежегодно, что делает ее наиболее показательной в части реальных перспектив развития генерации. Кроме того, она достаточно детальна, так как включает информацию о развитии всех генерирующих объектов мощностью от 25 МВт, всех сетевых объектов напряжением от 220 кВ и отдельных – напряжением 110 кВ. Именно поэтому данный документ представляет особый интерес для определения среднесрочных перспектив развития отрасли. К недостаткам СиПР ЕЭС можно отнести относительно невысокий горизонт планирования (всего 7 лет), но в условиях постоянного изменения параметров регулирования электроэнергетики в России столь детальное планирование на более длительный срок объективно нецелесообразно.

¹ Приказ Минэнерго России от 28.02.2019 № 174

² Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 № 1715-р

³ Проект Энергостратегии РФ на период до 2035 года (редакция от 01.02.2017) / Минэнерго России. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1920>

⁴ Распоряжение Правительства РФ от 09.06.2017 № 1209-р

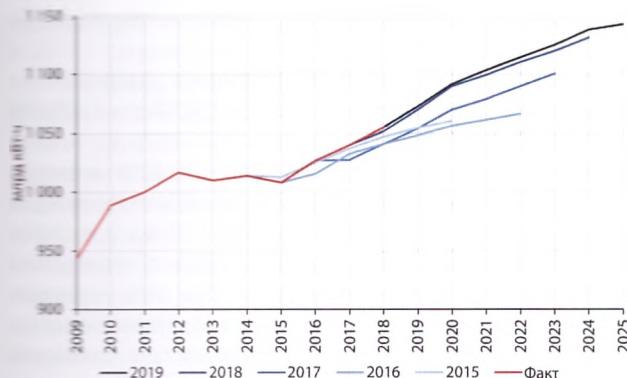


Рис. 1. Фактический и прогнозный рост электропотребления в ЕЭС России¹² Составлено ИПМ по данным СиПР ЕЭС и отчетов о функционировании ЕЭС России. Различные линии показывают прогнозные данные согласно СиПР ЕЭС соответствующих лет

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ СХЕМЫ И ПРОГРАММЫ РАЗВИТИЯ ЕЭС НА 2019–2025 гг.

Итоги отборов в рамках программы модернизации ТЭС не учтены в СиПР ЕЭС по объективным причинам, так как согласно правилам⁵ СиПР ЕЭС разрабатывается и представляется в Минэнерго России ежегодно до 1 февраля, а утверждается до 1 марта. В свою очередь постановление Правительства РФ о проведении отборов было выпущено только 25 января 2019 года, а основные процедуры проведены в марте – апреле. Очень сжатые сроки также могли стать одной из причин низкой конкуренции на первом этапе отборов среди энергокомпаний.

Рассмотрим наиболее примечательные пункты СиПР ЕЭС 2019 в части оценки дальнейших перспектив развития генерации электроэнергии в стране.

1. **Ожидается стабильный, но невысокий рост потребления электроэнергии.** Среднегодовой прирост электропотребления в 2019–2025 гг. ожидается на уровне 1,14 %. Если рассмотреть период 2020–2025 гг. (это позволит исключить фактор присоединения Западного и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия) к ОЭС Востока в 2019 году), то среднегодовой прирост электропотребления будет еще ниже – 1,05 %. Фактически в 2016–2018 гг. электропотребление в ЕЭС России росло более высокими темпами (на 1,29 % в год⁶), хотя в 2009–2018 гг. этот темп был заметно ниже (0,65 % в год)⁷.

2. В прогноз электропотребления заложена историческая обоснованная эластичность электропотребления по ВВП⁸. Значение эластичности по прогнозу составляет 0,47 за 2019–2025 гг. и 0,40 – за 2020–2025 гг. Для сравнения,

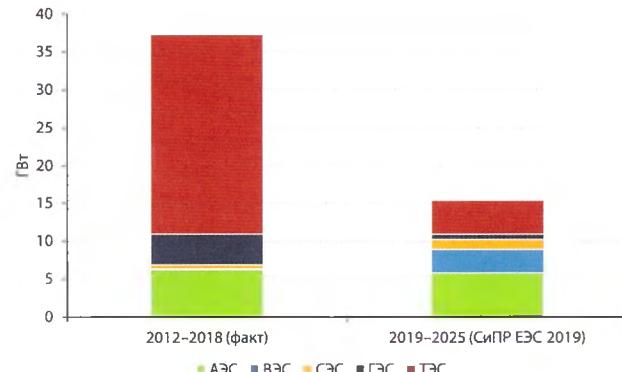


Рис. 2. Прирост генерирующих мощностей за счет ввода, модернизации и перемаркировок Составлено ИПМ по данным СиПР ЕЭС 2019, отчетов о функционировании ЕЭС России, СиПР электроэнергетики субъектов Российской Федерации и генерирующих компаний

в 1999–2008 гг. данный показатель был на уровне 0,35, а в 2010–2014 гг. – 0,49⁹.

Что касается последних лет, то в 2016–2018 гг. эластичность приняла аномально высокое значение – 0,93¹⁰. Это привело к тому, что прогноз электропотребления последних четырех СиПР ЕЭС оказался превышен (рис. 1): в них эластичность была заложена на уровне 0,3–0,5¹¹.

3. Ожидается гораздо меньший прирост генерирующих мощностей при сохранении прежних объемов выводов. Фактически в 2012–2018 гг. прирост мощностей за счет ввода, модернизации и перемаркировок составил около 37 ГВт (рис. 2), а в 2019–2025 гг. этот показатель должен находиться на уровне 15,5 ГВт¹³ (еще около 0,5 ГВт крупной генерации будет введено в этот период в изолированных энергорайонах)¹⁴. Для сравнения, объем выводов генерирующих мощностей в ЕЭС России в 2012–2018 годах составил 13,9 ГВт¹⁵, а за период действия СиПР ЕЭС 2019 должен достигнуть 12,8 ГВт.

4. В результате ожидается сокращение избытка генерирующих мощностей: за 2020–2025 гг. – с 29,6 до 17,9 ГВт (или с 12 % до 7 % от совокупной установленной мощности).

5. В перспективной структуре вводов доминирует безуглеродная энергетика. В десятки раз (с 0,1 ГВт в 2012–2018 гг. до 3,2 ГВт в 2019–2025 гг.) возрастут вводы ветрогенерации, в 2,4 раза (с 0,5 до 1,2 ГВт) – солнечной генерации. Таким образом, если в 2012–2018 гг. на безуглеродные виды генерации пришлось лишь 29 % прироста мощностей (за счет ввода, модернизации и перемаркировок), то в 2019–2025 гг.

⁸ По данным отчетов о функционировании ЕЭС России и Росстата

¹⁰ По данным отчетов о функционировании ЕЭС России и Росстата (С исключением фактора присоединения энергосистемы Крыма к ЕЭС России)

¹¹ Без исключения фактора присоединения изолированных энергосистем к ЕЭС

¹² Без исключения фактора присоединения изолированных энергосистем к ЕЭС

¹³ 36,8 ГВт по данным отчетов о функционировании ЕЭС России, 37,2 ГВт с учетом крупных объектов распределенной генерации

¹⁴ Здесь и далее ввод, вывод, модернизация и перемаркировка объектов согласно СиПР ЕЭС 2019 учитывались только по объектам с высокой вероятностью реализации

¹⁵ По данным отчетов о функционировании ЕЭС России и Росстата

¹ Постановление Правительства РФ от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»

² По данным отчета о функционировании ЕЭС России в 2018 году (Без учета электропотребления в энергосистеме Крыма, присоединенной к ЕЭС в 2016 году)

³ По данным отчетов о функционировании ЕЭС России (Без учета фактора присоединения энергосистемы Крыма к ЕЭС России)

⁴ Более детально вопросы эластичности электропотребления по ВВП рассмотрены в статье Б.И. Нигматулина «Анализ прогнозов электропотребления в различных программах Минэнерго России»

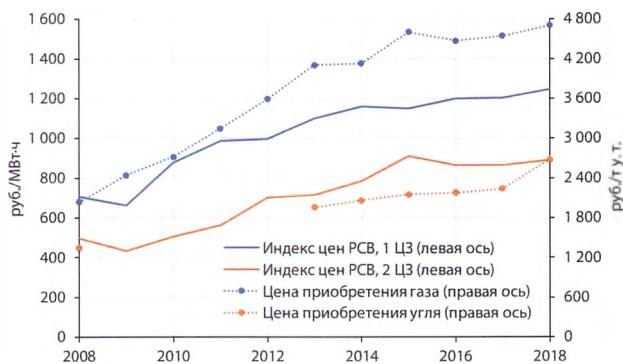


Рис. 3. Динамика цен на PCB и цен на энергетическое топливо. Составлено ИПЭМ по данным годовых отчетов АО «АТС», Росстата и Ассоциации «НП «Совет рынка»

Примечания: цены топлива указаны согласно ценам приобретения промышленными организациями; пересчет в условное топливо осуществлен исходя из теплотворной способности газа 33,080 МДж/м³ и угля 0,768 т.у.т./т.; цена угля указана по каменному энергетическому углю; ЦЗ – ценовая зона

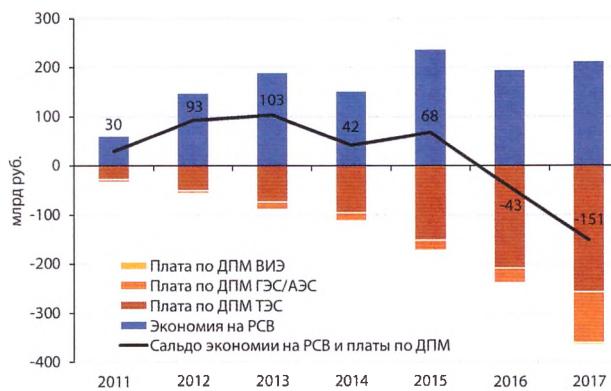


Рис. 4. Соотношение платы по ДПМ и эффекта от снижения цен на PCB

Составлено ИПЭМ по данным годовых отчетов АО «АТС» и Росстата

они обеспечат около 71 % прироста. При этом новая безуглеродная генерация будет представлена почти полностью ВЭС, СЭС и блоками АЭС. Новые объекты гидроэнергетики будут включать лишь ряд малых ГЭС и единственный крупный проект – Зарамагскую ГЭС-1. Загорская ГАЭС-2 упоминается в Сипр ЕЭС 2019, но за рамками перечня проектов с высокой вероятностью реализации.

6. Доля ТЭС в структуре выработки будет расти: с 63,7 % в 2018 году до 65,8 % в 2025. Это связано с тем, что у ВЭС и СЭС низкий КИУМ, а новые блоки АЭС будут вводиться лишь для замещения старых блоков с реакторами РБМК. При этом в период действия Сипр ЕЭС 2019 один из выводимых блоков (4-й энергоблок Ленинградской АЭС) не будет замещен новым. В свою очередь ТЭС по мере снижения избытка мощности в энергосистеме будут загружаться все активнее. Ожидается, что КИУМ ТЭС возрастет с 47 % в 2018 году до 53 % в 2025.

ОЖИДАЕМЫЕ ЭФФЕКТЫ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ И ПРОГРАММЫ РАЗВИТИЯ ЕЭС НА 2019–2025 гг.

Обычно в качестве целей развития электроэнергетики рассматривают три основных ориентира:

- надежность электроснабжения;
- ценовая доступность для потребителей;

■ минимизация негативного воздействия на окружающую среду (НВОС).

Надежность электроснабжения не является приоритетной в Сипр ЕЭС 2019, учитывая имеющийся в ЕЭС России избыток генерирующих мощностей.

Качественного сокращения НВОС Сипр ЕЭС 2019 не предполагает. Прирост выработки на безуглеродных электростанциях ожидается всего в размере 23 млрд. кВт·ч (2 %), а выработка на ТЭС будет расти еще сильнее в связи с планируемой дозагрузкой существующих мощностей. При этом полномасштабной модернизации природоохранного оборудования на них ожидать не приходится в силу отсутствия жестких требований по ограничению выбросов загрязняющих веществ¹⁶ и парниковых газов. Данные Сипр ЕЭС 2019 об объемах потребления топлива позволяют оценить перспективы изменения удельных выбросов парниковых газов (в расчете на единицу выработки электроэнергии). Проведенные ИПЭМ расчеты показывают, что этот показатель снизится всего на 2,5 % (с 518 кг CO₂/МВт·ч в 2019 году до 505 кг CO₂/МВт·ч в 2025)¹⁷, тогда как за период 2010–2016 гг. это снижение составило около 12 %¹⁸.

Что касается цен на электроэнергию, то **предыдущая волна ввода генерирующих мощностей уже внесла существенный вклад в их рост за счет платы за мощность**: в 2017 году платежи по ДПМ (ТЭС, ГЭС/АЭС и ВИЭ) составили 365 млрд. руб. или около 21 % от совокупного объема платежей на ОРЭМ¹⁹.

С другой стороны, **фактор обновления парка генерирующих мощностей создает предпосылки для замедления роста цен на рынке «на сутки вперед» (PCB)**. Цены на PCB в среднем за последнее десятилетие росли медленнее, чем цены на топливо (рис. 3). Подобное отставание можно интерпретировать как экономию потребителей: ее объем составляет около 200 млрд. руб. в год (по данным за 2015–2018 гг.), но **в последние годы она с излишком компенсируется платой по ДПМ**²⁰.

В перспективе платежи по ДПМ ТЭС будут сокращаться, но возрастут платежи по ДПМ более дорогостоящей генерации – **атомной и возобновляемой**. В частности, только по текущей программе поддержки ВИЭ-генерации объем платежей может достигнуть 174 млрд. руб²¹. Доля затрат потребителей, приходящая на оплату мощности, будет только расти. Соответственно, доля ТЭС в структуре конечной цены будет снижаться.

¹⁶ Подробнее см. в следующем материале: Угольная генерация: новые вызовы и возможности / Центр энергетики МШУ «Сколково». – 2019. – 83 с. – С. 21.

¹⁷ Расчеты проводились с использованием коэффициентов удельных выбросов CO₂ при сжигании топлива по данным приказа Минприроды России от 30.06.2015 № 300

¹⁸ Расчет по данным форм «Технико-экономические показатели электростанций» за 2010 и 2016 годы. Расчеты проводились с использованием коэффициентов удельных выбросов CO₂ при сжигании топлива по данным приказа Минприроды России от 30.06.2015 № 300. Для сопоставимости данных использовалась структура видов топлива, указанная в форме за 2010 г.

¹⁹ Оценка по данным годового отчета АО «АТС» за 2017 год. Расчет проведен без учета свободных договоров, но с учетом неценовых зон ОРЭМ.

²⁰ В данном материале понятие ДПМ включает как ДПМ ТЭС, так и договоры купли-продажи мощности новых ГЭС и АЭС (ДПМ ГЭС/АЭС) и ДПМ для ВИЭ-генерации (ДПМ ВИЭ). Иные виды платежей потребителей на оптовом рынке не учитываются.

²¹ По оценкам Сообщества потребителей энергии

ю в зоне ВИЭ – растя благодаря высокой плате за мощность в 2017 г. средняя плата по объектам ДПМ ТЭС составила 933 руб./ГВт в мес., по ДПМ ГЭС/АЭС – 1908 руб./ГВт в мес., по ДПМ ВИЭ – 3241 руб./ГВт в мес.²²⁾). Таким образом, неочевидно, сможет ли новая волна вводов генерирующих мощностей удержать темпы роста средневзвешенной цены электроэнергии (с учетом мощности) на ОРЭМ ниже темпов роста цен на топливо.

С одной стороны, к положительным сторонам СиГР ЕЭС 2019 следует отнести то, что прогноз предполагает постепенное сокращение избыточных генерирующих мощностей при сохранении объема достаточного для обеспечения надежности электроснабжения. С другой, документ предполагает снижение вводов, что объективно ограничивает возможности по обновлению парка установленного оборудования с обычно сопутствующими этому процессу повышением эффективности, снижением выбросов парниковых газов и иных видов НВОС. Как это ни парадоксально, потребители электроэнергии вряд ли смогут извлечь выгоду из снижения вводов (см. выше). **Потребителям придется платить и за новые объекты ВИЭ, и за замещение старых энергоблоков АЭС, и за программу модернизации ТЭС.**

Последняя может способствовать как сдерживанию роста цен (в первой ценовой зоне), так и снижению НВОС, хотя особенно надежд на нее возлагать не следует (подробнее в экспертном мнении ИПЕМ «Дисбалансы промежуточных результатов первого конкурсного отбора на модернизацию ТЭС», 18 апреля 2019 года). Во-первых, она позволит обновить всего около 25 % мощности ТЭС. Во-вторых, прирост мощностей будет незначительным: по проектам, отобранным в результате первого конкурса, установленная мощность оборудования возрастет всего на 4 %.²³⁾ В-третьих, она нацелена скорее на продление ресурса основного оборудования, чем на качественное улучшение КПД и экологической эффективности. В частности, возможности качественной модернизации систем удаления и утилизации золошлаковых отходов (ЗШО) на угольных электростанциях правила проведения отборов для участия в программе модернизации ТЭС не предусматривают²⁴⁾ (подробнее – «Перспективы повышения эффективности утилизации золошлаковых отходов в контексте программы модернизации ТЭС», А.В. Григорьев, 18 февраля 2019 года).

Выводы

- В 2019–2025 гг. ожидается стабильный рост электропотребления, которому будет способствовать сохранение относительно высокой электроемкости роста российской экономики (глубинаности электропотребления по ВВП).
- В ближайшие семь лет ожидается гораздо меньший прирост генерирующих мощностей в сравнении с периодом 2012–2016 гг. при сохранении прежних объемов выводов. Это приведет к сокращению избытка мощностей, но замедлит процесс обновления оборудования, которому обычно со-

путствует повышение эффективности и снижение негативного воздействия на окружающую среду.

- В перспективной структуре вводов новых мощностей в 2019–2025 г. доминирует безуглеродная энергетика (АЭС, ВЭС, СЭС, ГЭС), отличающаяся высокими капитальными затратами, а в случае ВИЭ – еще и низкими коэффициентами использования мощности (КИУМ).
- Несмотря на опережающие темпы ввода ВИЭ-генерации доля ТЭС в структуре выработки электроэнергии будет увеличиваться под влиянием роста КИУМ.
- Как следствие, остается неясным, сможет ли уменьшение объема вводов удержать темпы роста цен на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ) ниже темпов роста цен на топливо.

ЛИТЕРАТУРА

1. Валовой внутренний продукт. Годовые данные (индексы физического объема, в % к предыдущему году). / Росстат. – URL: http://www.gks.ru/free_doc/new_site/vvp/vvp-god/tab3.htm.
2. Годовые отчеты АО «Администратор торговой системы» / АО «Администратор торговой системы». – URL: <http://www.atsenergo.ru/ats/about/reports>.
3. Дзюбенко В. Развитие ВИЭ в России: взгляд тех, кто за все это платит. / РСПП; Ассоциация «Сообщество потребителей энергии». – URL: <http://media.rspp.ru/document/1/1/a/1a5d15be2f385b0b049829d604b39ad6.pdf>.
4. Индексы РСВ в первой и второй ценовых зонах в 2018 году выросли на 3,6 % и 3,4 % соответственно / Ассоциация «НП «Совет рынка». – URL: <https://www.np-sr.ru/ru/press/news/45864-indeksy-rsv-v-pervoy-i-vtoroy-senovyh-zonah-v-2018-godu-vyrosli-na-36-i-34>.
5. Отчеты о функционировании ЕЭС России / АО «Системный оператор ЕЭС». – URL: https://so-ups.ru/index.php?id=tech_disc.
6. Перечень генерирующих объектов, включенных в Предварительный график реализации проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций, сформированный по итогам отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций на 2022–2024 годы / АО «Системный оператор ЕЭС». – URL: http://kom.so-ups.ru/Generic/Form_A.aspx?RecordId=undefined&EntityId=undefined&FormMode=undefined&Nav=undefined.
7. Приказ Минэнерго России от 28.02.2019 № 174 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019–2025 годы».
8. Разработка схем и программ перспективного развития электроэнергетики / АО «Системный оператор ЕЭС». – URL: https://so-ups.ru/index.php?id=dev_sch.
9. Средние цены на приобретенные организациями отдельные виды товаров / Росстат. – URL: http://www.gks.ru/free_doc/new_site/prices/prom/tab-sena_tov.htm.
10. Средние цены на приобретенные организациями отдельные виды товаров по 2011 г. (рубль) / ЕМИСС. – URL: <https://fedstat.ru/indicator/31449>.
11. Технико-экономические показатели электростанций / Росстат; НИУ ВШЭ. – URL: <http://sophist.hse.ru/rstat/>.
12. Угольная генерация: новые вызовы и возможности / Центр энергетики МШУ «Сколково». – 2019. – 83 с. – URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SNEC/Research/SKOLKOVO_EneC_Coal_generation_2019.01.01_Rus.pdf.

²²⁾ Оценка по данным годового отчета АО «АТС» за 2017 год

²³⁾ Оценка по данным перечня генерирующих объектов, включенных в Предварительный график реализации проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций, сформированный по итогам отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций на 2022–2024 годы

²⁴⁾ Постановление Правительства РФ от 25.01.2019 № 43 «О проведении отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций»

ШИНОПРОВОДЫ LEGRAND СЕРИИ ZUCCHINI – ЛУЧШЕЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ ПЕРЕДАЧИ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Для передачи и распределения электроэнергии в качестве альтернативы силовым кабелям все чаще и чаще используют шинопроводы – комплектные устройства заводского изготовления. Их удобный конструктив и скорость монтажа, гибкость и надежность применения на порядок выше, чем у силовых кабелей, поэтому за последние 20 лет происходит планомерный переход от кабельных магистралей к шинопроводам. А поскольку с их модернизацией увеличивается и число их несомненных достоинств, можно быть уверенным в том, что в самом ближайшем будущем на объектах промышленного и коммерческого назначения шинопроводы займут лидирующие позиции.

В чем же неоспоримые преимущества шинопровода? Во-первых, он значительно компактнее, чем аналогичные по характеристикам кабельные трассы. Во-вторых, он не боится перегрева, не поддерживает горение, а значит, пожаробезопасен. В-третьих, за счет металлического корпуса шинопровод обладает очень хорошими характеристиками по электромагнитной совместимости. Также нельзя сбрасывать со счетов и то, что применение шинопровода – это и ускоренный монтаж, и удобство в обслуживании. Кроме того, поскольку шинопроводы состоят из стандартных и специальных элементов, ошибка при проведении монтажа абсолютно исключена. И наконец, по сравнению с кабельными

системами у шинопровода бесспорно более эстетический вид. Это именно то, что нужно потребителю.

Как известно, спрос рождает предложение. И Группа Legrand, один из мировых лидеров в сфере электрических и информационных систем зданий, внимательно отслеживая запросы рынка на шинопроводы, в соответствии с ними обновляет свою продуктовую линейку. Самая популярная серия шинопроводов Группы Legrand носит название **Zucchini**.

В серии Zucchini большой конструктивный выбор с показателями характеристик до 6300 А и степенью защиты до IP68. Спектр их применения также весьма широк: производственные предприятия различной направленно-

сти, деловые, торгово-развлекательные и выставочные центры, предприятия агропромышленного комплекса, гостиничные, спортивные и другие хозяйствственные объекты, словом, везде, где используется электричество.

В линейку шинопроводов Legrand Zucchini входит несколько серий, каждая из которых имеет свое определенное назначение (см. таблицу). Более подробно устройство и особенности шинопроводов Zucchini можно рассмотреть на примере серии Super Compact Painted.

СЕРИЯ SUPER COMPACT PAINTED

Отличия от других моделей начинаются с особой формы кожуха. Нестандартная конфигурация и горячекатанная гальванизированная сталь позволяют



Центр информационной поддержки
(CALL CENTER LEGRAND)

Для звонков из РФ:

8 800 700-75-54

(бесплатно)

LEGRAND РОССИЯ И СНГ

Legrand Россия и СНГ – это более 1000 сотрудников, работающих в 28 представительствах в крупных городах России, а также в Азербайджане, Узбекистане, Казахстане, Белоруссии, Грузии, Украине и Монголии. Компания владеет России двумя действующими заводами, расположенными в Ульяновской области.

Legrand Россия и СНГ предлагает полный комплекс решений для организации электрической и информационной инфраструктур объектов промышленного, финансового, коммерческого и жилищного секторов. Являясь надежным поставщиком, чья продукция отвечает высоким стандартам европейского качества, компания оказывает полный спектр услуг технического, гарантийного и информационного сопровождения.

Клиенты Legrand получают профессиональную поддержку команды специалистов в подготовке и реализации проектов различного уровня сложности. Подробнее на www.legrand.ru

распределение тепла, которое отапливается в корпусе, а уходит в атмосферу. Помимо конструктивных особенностей кожуха теплоотдача обеспечивается конструкцией, которая называется «сэндвич», то есть размещение изолированных проводников без воздушного зазора. В качестве изоляции используется двойной слой негорючего полизестера толщиной 0,2 мм. Проводники не соприкасаются ни друг с другом, ни с корпусом. А прямоугольное сечение проводников и минимально близкое размещение их осей позволяют не выталкивать токи на поверхность, а равномерно распределять их по сечению проводника и снижать реактивное сопротивление. Надежность конструкции обеспечивается стянутыми заклепками сильными С-образными профилями.

Серия Super Compact Painted имеет сертификат межгосударственного стандарта ГОСТ 28668.1-91 «Низковольтные комплектные устройства распределения и управления. Частные требования к шинопроводам». Впрочем, как и все шинопроводы Zucchini. Для обеспечения безопасности персонала от пороведущих частей в кожухе Super Compact отсутствуют вентиляционные отверстия. Все механические соединения защищены заглушками. Шинопроводы этой серии имеют пыле-влагозащищенное исполнение и защиту от водяной струи по классу до IP65.

Конструкцией шинопровода серии Super Compact предусмотрено соединение зажимами элементов: прямых частей, узлов и отводных блоков системой «макбокс». Такое решение позволяет монтажнику не использовать дорогостоящие динамометрические ключи, которые необходимо периодически калибровать. Контакты элементов посеребренные, благодаря чему минимизируется электрическое сопротивление подпружиненных соединений. Надежное электрическое соединение элементов достигается за счет затягивания болта со срывающейся головкой. Большой набор элементов: плоских, двойных, горизонтальных и вертикальных углов, прямых элементов (которые по заказу могут быть сделаны различной длины), торцевых блоков питания, отводных блоков с устройствами разделения и защиты и дополнительных принадлежностей для подъема магистрали, обеспечивает максимальное удобство проектирования. Отводные

Таблица. Линейка шинопроводов Legrand серии Zucchini

	MEDIUM RATING (MR)	160–1000 A	Шинопровод с шинами из гальванического алюминия и меди, с кожухом PE-проводником для распределения энергии средней мощности. Соответствует стандарту МЭК 61439-6.
	MINI SBARRA (MS)	63–160 A	Шинопровод с шинами из электролитической меди, с кожухом PE-проводником для распределения энергии малой и средней мощности. Обладает высокой прочностью и огнестойкостью.
	LIGHTING BUSWAY (LB)	25–40 A	Шинопровод с шинами из электролитической меди с кожухом из гальванизированного или анодированного алюминия для распределения энергии малой мощности. Сокращает до 75 % энергопотребление системы искусственного освещения благодаря автоматическому управлению.
	TROLLEY SYSTEM 250 (TS250)	250 A	Шинопровод с проводниками из электролитической меди для питания подвижных электроприемников, таких как мостовые краны, электротали, конвейеры.
	RESIN IP68 (RCP)	630–6300 A	Новые шинопроводы с литой изоляцией на nominalnyy tok от 630 до 6300 A и степенью защиты IP68 с алюминиевыми и медными проводниками, полностью заполненными эпоксидной смолой, обеспечивающей высокую механическую прочность и полную электрическую изоляцию.
	SUPER COMPACT PAINTED (SCP)	630–6300 A	Шинопровод с проводниками из электролитической меди или гальванизированного алюминия для распределения энергии большой мощности. Обладают высокой стойкостью к короткому замыканию и позволяют уменьшать падение напряжения в цепи.

блоки дополняются предохранителями или автоматическими выключателями.

Конструкция шинопровода наглядно демонстрирует его преимущества. Компактность размещения позволяет экономить полезное пространство в помещениях. За счет нее уменьшаются габариты магистралей и щитов. Монтаж при отсутствии требований к радиусу изгиба существенно облегчается. Когда используется шинопровод, трасса может проходить даже под прямым углом. Это особенно актуально при прокладке трасс большой и средней мощности,

так как для кабелей большого сечения нормы изгиба довольно жесткие. При использовании шинопровода теряется необходимость в громоздких соединительных и концевых муфтах, присущих кабельным магистралям. Шинопровод Zucchini поставляется в высокой степени « заводской готовности », что вместе с болтовыми соединениями максимально упрощает монтаж. А все перечисленные преимущества увеличивают его скорость в два-три раза.

Требования к прокладке шинопровода ниже, чем аналогичные требования



к кабельным сетям, что тоже относится к одному из их преимуществ. Например, экранирующие свойства кожуха и другие особенности конструкции существенно снижают электромагнитное излучение, а это позволяет прокладывать шинопровод вблизи чувствительной аппаратуры и сетей передачи данных.

Использование шинопровода значительно упрощает подключение потреби-

телей даже к уже имеющейся шине. У подобной магистрали большая гибкость при проектировании и эксплуатации. Любые работы по модернизации имеющихся трасс, подключению или перемещению потребителей, изменению нагрузки осуществляются быстро и эффективно, порой без снятия напряжения.

Шинопровод полностью сборно-разборный, что допускает многоразовое



Арсен Погосян,
руководитель направления
силового оборудования,
Legrand Россия и СНГ

«Стоимость шинопроводов несколько выше стоимости кабельной продукции, и зачастую это может смутить потенциального заказчика. Однако, при правильном расчете трудозатрат с учетом всех условий проекта, шинопровод может оказаться куда более выигрышным решением. Для этого при прокладке кабеля необходимо учесть также ряд дополнительных работ: сложность при одновременной прокладке нескольких кабелей большого сечения; натяжение и последующая проверка уровня натяжения кабелей; установка несущих кабель-каналов; разделка и обработка кабелей; количество квалифицированных специалистов; необходимость технического обслуживания; вероятность изменения конфигурации трасс; вероятность изменения количества потребителей; изменение расположения потребителей.

Учет всех сопутствующих факторов позволит избежать энергопотерь и эффективно использовать шинопроводы в сложных проектах с высокими требованиями к размещению кабельных магистралей».

использование одних и тех же элементов, упрощает его демонтаж или перенос, что особенно важно при изменении конфигурации трасс шинопроводов, например, на производственных объектах.

УДОБНО, ЭФФЕКТИВНО И ЭКОНОМИЧНО

При необходимости шинопроводы Zucchini различных серий можно подключать в единую систему электроснабжения, для этого применяются соответствующие элементы. Шинопровод очень удобен на стадии проектирования, поскольку позволяет спланировать будущую магистраль без данных по нагрузке и расположению потребителей. Самим проектировщикам производитель предоставляет программное обеспечение PSZ для трехмерной прорисовки трасс, размещения щитов и трансформаторов и прочих возможностей. Программное обеспечение (ПО) экспортирует полученную схему в AutoCad, а спецификацию – в Excel. Новая версия ПО позволяет сконфигурировать трассу в формате BIM-моделей. Это существенно повышает эффективность проектных работ.

Группа Legrand намерена и далее развивать технологии, новые системы расчета и продолжать внедрение BIM-технологий, позволяющих создавать информационную модель здания. Этот подход позволит заранее определять взаимосвязь архитектурно-конструкторской, технологической, экономической и прочей необходимой информации еще на стадии проектирования.

И последнее, о чем необходимо упомянуть, это экономичность шинопровода. В условиях неуклонного роста стоимости электроэнергии вопрос ее экономии выступает на первый план. Конструкция шинопровода позволяет снизить реактивное сопротивление за счет компактного размещения проводников, а значит, уменьшает потери энергии в магистрали.

Срок службы шинопроводов составляет 30 и более лет. И хотя они не требуют технического обслуживания, Группа Legrand рекомендует проводить периодическую инспекцию трасс не реже одного раза в два года.

Используя в своей практике шинопроводы, вы получаете наилучшее решение для передачи и распределения электроэнергии.

змен-
тере-
иции
з, на-
ктах.

воды
под-
ктро-
я со-
ювод
сова-
тиро-
нных
зеби-
про-
амм-
рной
шитов
мож-
ение
и му в
I. Но-
гурин-
элей.
ктиви-

далее
темы
BIM-
вать
Этот
зять
ктор-
кой и
еще

упо-
упро-
юста
с ее
план.
ляет
е за
юово-
тери

став-
и не
зния,
юово-
расс

ино-
е ре-
ния

ЭКО-ЭФФЕКТИВНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ LTB 145 кВ AirPlus™

На протяжении последних 100–150 лет отмечается повышение средней температуры климатической системы Земли. Такой процесс называется глобальным потеплением. Повышение средней температуры может происходить по естественным причинам, например, в циклах изменения солнечной активности и колебания земной орбиты. Однако значительный вклад в глобальное потепление вносит деятельность человека, связанная с выбросами такими парниковых газов, как углекислый, метан, закись азота и фторуглеводороды. В среднем, температура на Земле увеличилась примерно на 0,9 °C с конца 19 века, что привело к ускорению процессов таяния ледников, увеличению частоты экстремальных погодных явлений, окислению океана и вымиранию некоторых биологических видов. Таким образом, встает вопрос о борьбе с глобальным изменением климата и его последствиями.

В электропрому-
жестве изоляционной и дугогаситель-
нике элегаз (гекса-
ион серы, SF₆) повсемест-
но использовался десятилетиями из-
за своих выдающихся изоляционных
и дугогасительных свойств. Однако
он является парниковым газом и внес-
ен в Киотский протокол, как один
из шести наиболее опасных. В со-
ответствии с Киотским протоколом
был принят закон, запрещающий использование элегаза
кроме электрических распре-
делительных устройств, так как на
 момент принятия не существовало
экономически оправданных альтер-
натив. В связи с чем компания АББ
уже работала над поиском
альтернативных решений.

В апреле 2019 года во время Ган-
новерской ярмарки компанией АББ
был представлен колонковый выключатель LTB 145 кВ AirPlus™, являю-
щийся прорывом в эко-эффективных
решениях и борьбе с глобальным
изменением. Колонковый выключатель использует газовую смесь на
основе углекислого газа (CO₂) в ка-

честве изоляционной и дугогаситель-
ной среды вместо элегаза (SF₆).

Новый LTB AirPlus™ уменьшает
почти на 100 % потенциал глобаль-
ного потепления (ПГП), по сравнению
с элегазом (SF₆). ПГП элегаза равный
23 000, выраженный в эквиваленте CO₂, показывает во сколько раз
большее количество тепла по срав-
нению с углекислым газом он за-
держивает в атмосфере за период
в 100 лет. Разработанный на основе
хорошо зарекомендовавшей себя тех-
нологии выключателей типа LTB, вы-
ключатель LTB AirPlus™ отвечает са-
мым высоким требованиям заказчика
и обладает хорошими эксплуатацион-
ными характеристиками с сохранени-
ем прежних габаритов.

В отличие от элегаза (SF₆), при-
менение которого регламентируется
нормативными документами, описы-
вающими множество мер предосто-
рожности для минимизации выбросов
во время производства, эксплуатации,
обслуживания и утилизации обо-
рудования, применение CO₂ является
более перспективным и соответствует
изменениям в экологическом регу-
лировании.

Выключатели LTB AirPlus™ осна-
щены новым пружинным приводом
типа MSD, сочетающим технические
характеристики и надежность хоро-
шо известных приводов производ-
ства компании АББ, таких как: BLK,
BLG и FSA. Отличительными каче-



ствами привода MSD являются повыш-
енная компактность и надежность,
обеспечиваемые конструкцией, соче-
тающей соосное размещение торси-
онных пружин включения и отключе-
ния в одном корпусе с минимальным
числом компонентов.

LTB AirPlus™ может быть оборудован
также как выключатель-разъ-
единитель (DCB), в котором функция
разъединителя интегрирована в вы-
ключатель, что гарантирует повы-
шение надежности и экономии про-
странства на ОРУ.

Технические характеристики			
LTB AirPlus™			
Номинальное напряжение	кВ	35	110
Номинальный ток	А	2750	3150
Номинальный ток отключения	кА	31,5	40
Температурный диапазон	°C	-50÷+40	-50÷+40

ЦЕНТРАЛИЗОВАННО-РАСПРЕДЕЛЕННАЯ СТРУКТУРА АСУ

Автоматизированная система управления на основе программно-технического комплекса (ПТК) «АСУ-МТ» производства ООО «НТЦ «Механотроника» предназначена для автоматизации функций телемеханики, оперативно-диспетчерского и технологического управления электрическими сетями и энергохозяйствами предприятий с целью повышения информативности, эффективности, экономичности и надежности процессов передачи и распределения электроэнергии и мощности.

Система «АСУ-МТ» выполняет следующие функции:

- сбор, передача, отображение оперативной технологической информации о параметрах режима электрической сети: телеизмерений тока, напряжения, активной и реактивной мощности, частоты, телесигнализации положения коммутационных аппаратов;
- передача команд телеуправления на исполнительные механизмы коммутационных аппаратов с контролем исполнения команд;
- накопление данных в различных режимах – по мере поступления, формирование срезов информации заданной периодичности; долгосрочное хранение данных;
- передача информации в смежные автоматизированные системы, оперативно информационное взаимодействие с автоматизированными системами Центров управления сетями (ЦУС), Системного оператора (СО);

Основные области применения АСУ на основе ПТК «АСУ-МТ»:

- предприятия распределительных электрических сетей напряжением 6–20/0,4 кВ и 35–110 кВ;
- энергохозяйства промышленных предприятий, нефтяной и газовой отрасли, городского электротранспорта, железнодорожного транспорта и др.

В системе автоматизации на базе ПТК «АСУ-МТ» применяется централизованно-распределенная структура, основная особенность данной структуры – сохранение принципа централизованного управления, т.е. выработка управляющих воздействий на каждый объект управления на основе информации о состояниях всей совокупности объектов управления. Некоторые функциональные устройства системы управления являются общими для всех каналов системы, и с помощью коммутаторов подключаются к индивидуальным устройствам канала, образуя замкнутый контур управления.

Для сбора, хранения и передачи данных в ПТК «АСУ-МТ» используется программный комплекс **WebScadaMT**.

Технический комплекс ПТК «АСУ-МТ» состоит из шкафов ШАСУ-МТ или ШФК-МТ, для расширения технических характеристик используется ШКП-МТ.

ШФК-МТ – шкаф функционального контроллера.

Назначение: сбор, управление, обработка и передача данных на верхний уровень.

Принимает до 288 ТС и выдает до 160 ТУ.

ШАСУ-МТ – шкаф АСУ.

Назначение: сбор, управление, обработка и передача данных на верхний уровень.

ШКП-МТ – шкаф контролируемого пункта.

Назначение: расширение возможностей системы по сбрую дискретной и цифровой информации – ТС до 288 и ТУ до 160 шкафов ШАСУ-МТ и ШФК-МТ, можно подключить несколько ШКП-МТ.

Пример организации информационного обмена ОПУ 35 кВ + ЗРУ 10 кВ показан на рис. 1.

ПРЕИМУЩЕСТВА «АСУ-МТ»

Низкие требования к качеству оперативного тока

Блоки питания с широким диапазоном входного напряжения, устройства защиты от перенапряжения и встроенная аккумуляторная батарея позволяют устанавливать шкафы АСУ-МТ в том числе на подстанциях с переменным оперативным током. При этом внутренние элементы шкафа надежно защищены от помех, перенапряжений и просадок напряжения в сети питания и сбора телесигналов. Емкость аккумуляторной батареи обеспечивает полную работоспособность шкафа, включая сбор сигналов типа «сухой контакт», в течение одного часа с момента полного погашения подстанции.

Надежный сбор сигналов

положения коммутационных аппаратов

Сбор сигналов положения выключателей и разъединителей производится только на напряжении 220 В, что обеспечивает большую помехоустойчивость по сравнению со схемами на 24 В. Кроме того, все входные дискретные ячейки шкафов АСУ-МТ выполняются со схемой режекции, т.е. с изменяемым во времени входным сопротивлением. При замыкании внешнего контакта сопротивление входной ячейки шкафа резко уменьшается, что обеспечивает пробитие оксидной пленки, которая всегда присутствует на блок-контактах приводов аппаратов. После фиксации сигнала сопротивление входа шкафа восстанавливается до номинального значения, что снижает тепловыделение шкафа и нагрузку на систему оперативного тока.

Максимальный уровень самодиагностики

и дистанционного управления элементами шкафа

Все основное оборудование АСУ-МТ в шкафах и вне их интегрировано в систему мониторинга и самодиагностики, обеспечивающую диагностику, локализацию и определение

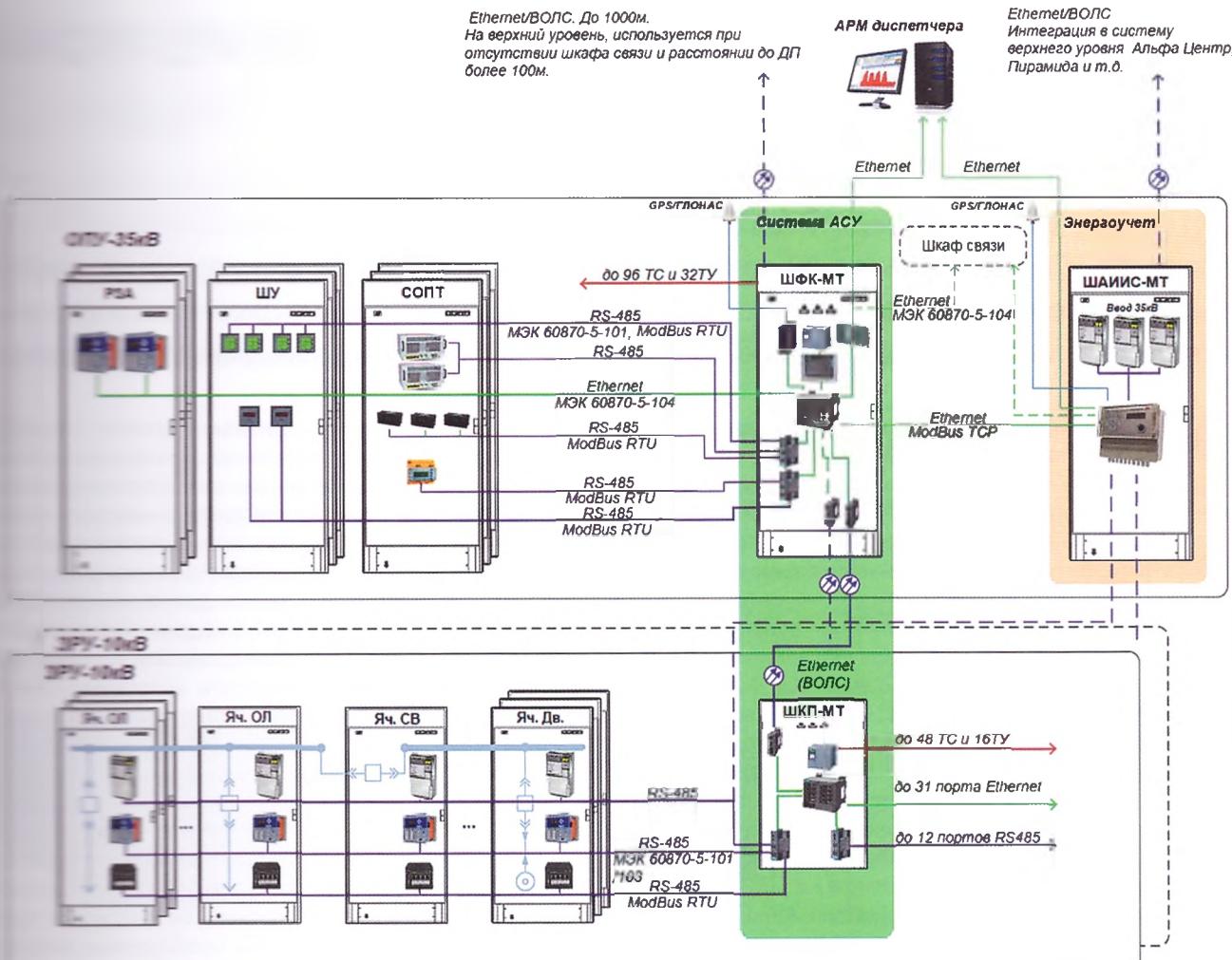


Рис. 2. Принцип организации информационного обмена ОПУ 35 кВ + ЗРУ

ние неисправностей для основных компонентов системы. Это позволяет быстро и достоверно получать информацию о нарушениях работы системы АСУ как внутри, так и за пределами шкафов. При помощи дистанционного управления активным оборудованием шкафа возможно удаление восстановление работоспособности как участка сети информации (например, перезагрузка коммутатора), так и всего шкафа (управление вводными автоматами тиристорами шкафа). Данные особенности обеспечивают бесперебойность работы системы и снижают затраты на ее эксплуатацию.

Снижение затрат на построение системы АСУ благодаря использованию специализированного программного ПО WebscadaMT

Одним из таких решений является ПО WebscadaMT, которое отвечает всем современным требованиям к

построению АСУ объекта в части визуализации диспетчерской и оперативной информации, отображению мнемосхемы объекта, графиков изменения параметров энергосистемы.

Особенность WebscadaMT состоит в отсутствии необходимости покупки дополнительных лицензий ПО для организации автоматизированных рабочих мест. WebscadaMT поставляется комплектно с техническим комплексом АСУ-МТ и позволяет организовать доступ неограниченного количества рабочих мест через Web-браузер, установленный на стороне клиента. Кроме того, базовая версия WebscadaMT имеет неограниченную информационную емкость в части принимаемых и передаваемых параметров, количество которых зависит только от производительности аппаратных средств, поддержку основных стандартных протоколов.

КОМПАНИЯ «РОССЕТИ МОСКОВСКИЙ РЕГИОН» ОБНОВЛЯЕТ ОБОРУДОВАНИЕ СТОЛИЧНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Компания «Россети Московский регион» реализует ряд значимых для надежного электроснабжения целевых программ, в числе которых программа по замене физически и морально устаревших масляных выключателей 6–220 кВ на современные – вакуумные и элегазовые

Энергетики компании обновляют оборудование столичных питающих центров ежегодно. В текущем году особый акцент сделан на замене выключателей. Именно это оборудование отвечает за надежную работу подстанций, линий электропередачи и распределительных устройств, как при нормальных режимах, так и при технологических нарушениях.

В 2018–2019 гг. на высоковольтных подстанциях Москвы было заменено 375 маслонаполненных выключателей 6–10 кВ на вакуумные. Вакуумные выключатели обладают высокой надежностью, имеют больший коммутационный ресурс и могут работать при температурах до – 60 °С. При реконструкции или новом строительстве в ЗРУ 6–10 кВ подстанций «Россети Московский регион» предпочтение отдается именно вакуумным выключателям. Замена оборудования обеспечила более надежную работу подстанций «Центральная» в ЦАО г. Москвы, «Курьяново», «Новоспасская», «Подшипник», «Некрасовка» – на юго-востоке столицы, «Миусская» и «Ново-братцево» – на севере Москвы, «Сокольники» в ВАО и «Солнцево» в ЗАО. Вакуумные выключатели также имеют простую конструкцию, относительно небольшие габариты и массу, в них отсутствует масло, которое может нанести вред экологии, и другие горючие материалы.

На территории Троицкого и Новомосковского административных округов – так называемой «новой» Москвы – энергетики «Россети Московский регион» на четырех ключевых подстанциях меняют масляные выключатели 110 кВ на элегазовые. До конца года в эксплуатацию будет введено 13 новых элегазовых выключателей на

подстанциях «Вороново», «Десна», «Летово», «Кузнецово». Элегазовые выключатели по конструкции напоминают масляные, но они меньше по габаритам, легче, для гашения дуги применяется соединение газов вместо масляной смеси. Как правило, используется сера. Элегазовые выключатели не требуют особого ухода, а и главным достоинством считается долговечность. Среди множества их достоинств можно выделить несколько основных: высокая электрическая прочность и дугогасящая способность при высокой скорости восстановления на пружения сети; большая нагрузка токоведущих частей при меньшей массе за счет своих охлаждающих свойств; простая и удобная эксплуатации; невысокая стоимость проведения технического обслуживания; небольшие габаритные размеры; малое собственное время отключения и включения; продолжительный срок службы. С внедрением элегазовых выключателей 110 кВ на подстанциях существенно повысится уровень безопасности труда персонала сможет производить необходимые операции дистанционно.

На подстанции 110 кВ «Вороново» три новых элегазовых выключателя сменят морально и физически устаревшие отдельители. На этой подстанции ранее также был заменен масляные выключатели 10 кВ на вакуумные комплектном распределительном устройстве и установлены новые силовые трансформаторы (2×25 000 кВА). Подстанция 110 кВ «Вороново» одна из первых на территории ТиНАО была оснащена инженерно-техническим средствами охраны и защиты. В 2013 году инженерны сооружения и территорию подстанции оборудовали современной системой технологического мониторинга, системой контроля доступа в здания, охранной сигнализацией. Еще на одной значимой в системе энергоснабжения новых территорий столицы – подстанции 110 кВ «Летово» – все маслонаполненное коммутационное оборудование будет полностью заменено на новое. Пять устаревших масляных выключателей заменят на элегазовые и 18 фарфоровых разъединителей с фарфоровой изоляцией на полимерные.

Плановая работа по замене устаревшего масляного оборудования на более современное и надежное помогает энергетикам решать главные задачи: снижать число случаев технологических нарушений в сетях и повышать надежность и качество электроснабжения потребителей. На кануне осенне-зимнего периода это особенно актуально.



»

РЭС-3-61850 ПОДТВЕРДИЛ СООТВЕТСТВИЕ СТАНДАРТУ МЭК 61850 ВТОРОЙ РЕДАКЦИИ

Регистратор событий цифровой подстанции РЭС-3-61850, выпускаемый компанией «Прософт-Системы», получил сертификат соответствия стандарту МЭК 61850 уровня A. Документ, выданный международной ассоциацией пользователей UCA, подтверждает: согласно результатам испытаний, устройство отвечает требованиям международного стандарта МЭК 61850 второй редакции.

РЭС-3-61850 предназначен для измерения, регистрации и контроля параметров электрического режима и сетевого трафика. Регистратор разработан для применения на цифровых подстанциях в автоматизированных системах управления на объектах трансформации, передачи, снабжения и потребления электроэнергии.

Испытания регистратора событий цифровой подстанции РЭС-3-61850 на соответствие требованиям стандарта МЭК 61850 проводились на базе НТЦ ФСК ЕЭС. Итоговый сертификат соответствия опубликован на сайте международной группы UCA в реестре аккредитованных устройств.



ЭНЕРГОЭКСПЕРТ online

www.energyexpert.ru



Интернет-портал
Издательского дома
«Вся электротехника»

О НЕОБХОДИМОСТИ ПРОДОЛЖЕНИЯ РЕФОРМ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

КУТОВОЙ Г.П., научный руководитель Центра экономических методов управления в энергетике КЭУ НП «КОНЦ ЕЭС», заместитель председателя Комитета энергетической стратегии и развития ТЭК ТПП РФ, член Президиума РАЕН, профессор

В необходимости дальнейшего совершенствования торгово-договорных отношений в обороте электроэнергии из-за постоянного роста цен (тарифов) для потребителей реального сектора экономики на фоне ухудшившихся экономических показателей эффективности электроэнергетики по сравнению с показателями стартового 1991 года убеждать уже никого не надо. Но в выборе форм, методов и механизмов дальнейших реформ консенсуса пока нет. Сложившееся положение устраивает практически все энергетические компании, кроме потребителей реального сектора, которые, в силу организационной разобщенности, не могут эффективно лоббировать свои интересы и решают вопросы своего энергоснабжения за счет приобретения распределенной генерации разного типа.



Георгий Петрович
Кутовой

Предложения Минэнерго России и Минэкономики России сводятся к тому, чтобы модернизацию действующих энергетических мощностей ТЭС общей установленной мощностью 40 ГВт осуществить или за счет ипотечного кредитования (по Минэкономики), или, как предлагает Минэнерго, за счет апробированного механизма платежей по договорам поставки мощности (ДПМ). Последнее положение было озвучено Министром энергетики и поддержано Председателем ФАС на встрече с Президентом России. Ссылаясь на положительный, с их точки зрения, опыт применения платежей по ДПМ для нового строительства генерации общей мощностью 30 ГВт, они предложили распространить эти же принципы на новую программу модернизации ТЭС с общей установленной мощностью 40 ГВт. Назовем ее условно ДПМ-2.

Эта тема стала предметом обсуждения на разного рода форумах [2, 4, 5], в том числе на круглом столе, организованном журналом «Эксперт», на заседании Комитета по стратегическому развитию ТЭК ТПП РФ, а также на круглом столе РСПП. Правда никто из экспертов не мог сослаться на предварительно проведенную расчетно-аналитическую проработку этой непростой задачи учеными и специалистами профильных организаций. Осталось впечатление, что это предложение сформировано самими чинов-

никами указанных министерств с подачи энергетических компаний.

При всем уважении к министерским работникам такие системно-сложные решения нужно готовить гораздо тщательней, а не ссылаться на то, что они уже получили поддержку руководства страны, а стало быть, и обсуждать тут нечего.

В силу отмеченных обстоятельств представляется актуальной задача – как можно скорее образовать отраслевой Центр компетенций для системного обеспечения стратегического планирования развития электроэнергетики и ее перспективного проектирования с бюджетным финансированием, но на возвратной основе за счет средств ОРЭМ. А пока такого центра нет, нет и экономического анализа влияния результатов уже реализованного ДПМ-1 на экономику непосредственно потребителей реального сектора экономики за счет денег которых происходит «окупаемость» инвестиций. Все представители энергокомпаний дружно констатировали, что программа ДПМ-1 успешно завершается и этим заверениям предлагается верить на слово.

Между тем, по оценкам автора, рыночная форма реформы электроэнергетики пока демонстрирует лишь 20-процентную ценовую долю конкурентных отношений в обороте электроэнергии, а 80 % – это доля прямых государственных нерыночных и ущербных для потребителей решений.

ПРОДОЛЖЕНИЕ СЛЕДУЕТ?

Предложенный Минэнерго России вариант модернизации 40 ГВт ТЭС за счет пролонгации механизма ДПМ-2 – это продолжение очень выгодного для энергетических компаний нерыночного бизнеса с принудительным изъятием денег у потребителей на долгосрочную перспективу. Результаты первого конкурентного отбора проектов модернизации ТЭС по механизму ДПМ-2, показывают, что:

- в отобранных для реализации ТЭС в основном значатся станции, предложившие фактически оплатить капитальный ремонт оборудования. Т.е. предложено повторно профинансировать ремонты, причем снова за счет потребителя, т.к. потребитель уже оплачивает реновацию (амortизационные отчисления) в составе базовой цены постоянной составляющей стоимости кВт·ч;
- в отобранные для финансирования ремонтных работ объекты включены конденсационные электростанции ОГК, что вызывает возражение, т.к. самые проблемные в настоящее время – это ТЭЦ практически во всех городах.

Дело в том, что ТЭЦ, а это свыше 70 ГВт установленных теплофикационных мощностей, фактически загружены в среднем на 50 % своей установленной мощности. Оставшиеся 50 % – это недозагруженная мощность той же теплофикационной генерации и может быть загружена производством электроэнергии в конденсационном режиме, но с перерасходом топлива более чем в полтора раза по сравнению даже с крупноблочными конденсационными энергоблоками на электростанциях ОГК. Будучи выведенными в качестве субъектов на ОРЭМ, все ТЭЦ загружаются СО ЕЭС на ОРЭМ для производства электроэнергии как обычные конденсационные электростанции с существенным превышением уровня производства электроэнергии в теплофикационном режиме, следовательно, с существенным перерасходом топлива и ухудшением конкурентных условий. Кроме того, за виртуально поставленную электроэнергию ТЭЦ на ОРЭМ включается транспортный тариф по электрическим сетям ЕНЭС, превращая ТЭЦ в очень дорогую для по-

требителей электрогенерацию. Такое ценообразование для ТЭЦ обуславливает их неконкурентоспособность на городских рынках электроэнергии и тепла в зонах уже существующего централизованного теплоснабжения, стимулируя переход потребителей на раздельные схемы энергоснабжения. К сожалению, эти обстоятельства не учитывались в принятой методике конкурентного отбора ТЭС для включения в перечень проектов для модернизации.

Что касается предложенного ФАС России регулирования цен (тарифов) индексированием по принципу «не выше инфляции» на долгосрочную перспективу, то это самый простой, но и самый неэффективный метод регулирования цен, который позволяет законсервировать на перспективу завышенные с искаженной структурой базовые цены.

Конечно, принцип индексации цен очень понятен для больших руководителей, но этот метод самый ущербный для потребителей энергоресурсов. Он создает видимость социальной справедливости, а по существу из-за своей нетранспарентности – это обман потребителей, которые пока плохо организованы для эффективной защиты своих экономических интересов.

НЕ НАСТУПИТЬ НА ГРАБЛИ В ОЧЕРЕДНОЙ РАЗ

Как выбрать оптимальный вариант модернизации ТЭС, а это действительно нужно делать, со снижением цен на электроэнергию для реально-го сектора экономики, на что вправе рассчитывать потребители после завершения программы ДПМ, и как при этом не наступить в очередной раз на те же грабли?

Чтобы решить эту задачу, нужно выполнить сравнительные расчеты по некоторым вариантам ее решения.

Предлагается:

- выполнить сравнительный (подчеркиваю – сравнительный!) технико-экономический анализ состояния всего действующего парка ТЭС, особенно электростанций с оборудованием для комбинированной выработки электроэнергии и теплоэнергии (ТЭЦ) в городах с централизованным энергоснабжением. Именно здесь можно получить максимальный экономический

эффект от их модернизации с заменой на новые технологии;

- рассмотреть варианты модернизации, в первую очередь, ТЭЦ всех компаний ТГК, суммарная установленная мощность которых составляет около 70 ГВт и которые по теплофикационному режиму загружены в среднем на ~50 %. Следовательно, это как раз около 35 ГВт установленной мощности ТЭЦ (конденсационные хвосты теплофикационных турбоагрегатов), которые и должна стать предметом первоочередного отбора вариантов для замены новыми технологиями с демонтажом старья с учетом решения задач оптимизации уже работающих систем централизованного теплоснабжения городов. Такая расчетно-аналитическая работа должна быть проведена в составе схем теплоснабжения каждого города. Вывод из энергобаланса временно для модернизации или демонтаж старого малозагруженного оборудования на каждой ТЭЦ позволит более полно загрузить по теплу оставшиеся теплофикационные турбоагрегаты и, следовательно, существенно повысит показатели их использования. Варианты модернизации ТЭЦ могут быть разные, вплоть до установки парогазового, газопоршневого или газотурбинного оборудования. При этом, конечно, необходимо отдавать предпочтение отечественным технологиям и/или иностранным, но с высокой степенью локализации производства в нашей стране, обеспечивая принятие оптимального решения по каждой ТЭЦ.

Существует еще один очень большой риск для нашей экономики, если модернизация ТЭС пойдет по пути продления сроков эксплуатации старого оборудования или его замены на такое же, но новое. Это будет медведь услуга для отечественного энергомашиностроения, которое на эпоху отстанет от мирового научно-технического прогресса, потеряет окончательно свою конкурентоспособность, а потребители получат неэффективную и относительно дорогую систему энергоснабжения прошлого столетия.

Если такая расчетно-аналитическая работа будет проделана, то для 75–80 % населения нашей страны и, следовательно, для 80 % бизнеса (который практически весь концен-

трируется в городах) будут принятые оптимальные решения по комбинированному теплоснабжению и электроснабжению в зонах уже существующего централизованного энергоснабжения. Да, в этом случае оптимальные решения для ТЭЦ одного города, как правило, могут не совпасть с аналогичными решениями для ТЭЦ в других городах, но именно на уровне Минэнерго России с участием экспертного сообщества необходимо будет сформировать наиболее оптимальный перспективный «запланированный» заказ энергомашиностроительной промышленности для организации серийного производства энергооборудования в масштабах всей страны. У нас для этой работы есть как минимум 2–3 года, поэтому не надо допускать торопливых непроработанных решений, т.к. в нашей стране с ее региональными разнообразиями просчеты с выбором модернизационной программы чреваты излишним объемом изъятия финансовых средств из реального сектора экономики. Что касается судьбы ТЭС – конденсационных крупноблочных электростанций с паросиловыми технологиями (энергоблоки мощностью 100, 150, 300 МВт и более), работающими на природном газе, то представляется целесообразным рассматривать их как резервные мощности ЕЭС с постепенной заменой их атомной энергетикой по всей территории европейской части России и Урала. Экономическая эффективность сжигания огромного количества природного газа с к.п.д. не более 35 % с последующей передачей электроэнергии по высоковольтным ВЛ с тройной трансформацией до потребителей и соответствующими потерями при передаче не может конкурировать с распределенной генерацией и когенерацией с к.п.д. до 85 %, располагаемой в центрах роста спроса на энергоресурсы и, следовательно, не требующих огромного электросетевого строительства для выдачи своей мощности.

На отрицательном примере реализуемой программы ДПМ-1 нужно еще раз подчеркнуть, что электроэнергетика лишь обеспечивающая реальный бизнес отрасль, и ее неадекватное спросу как опережающее так и отстающее развитие – это всегда

энергетический тормоз в социально-экономическом развитии страны, что, в конечном счете, внутренний фактор снижения безопасности страны [1].

КАКАЯ АЛЬТЕРНАТИВА?

Можно ли сформировать альтернативный ДПМ-2 вариант финансирования программы модернизации ТЭЦ без дополнительной финансовой нагрузки для потребителей промышленного сектора, и при этом не только отказаться от индексации цен (тарифов), но и на 5–6 лет оставить их на достигнутом уровне или даже пойти на их снижение? Прежде всего, необходимо наконец-то после 25 лет реформ и приватизации электроэнергетики принять за основу развития принцип, что финансовым источником инвестиционных проблем энергетики должны быть рыночные механизмы ценообразования на электроэнергию и тепло, а регуляторные механизмы государства должны обеспечивать их реализацию.

К настоящему моменту в отрасли созданы все необходимые организационно-правовые условия для реализации рыночных механизмов в обороте энергии. Однако механизмы ценообразования настолько искажены из-за «благих намерений» государства в пользу энергокомпаний, что невольно возникает вопрос – а зачем тогда была проведена реформа с приватизацией, если цели реформы не достигнуты, а для реального сектора экономики продолжается неоправданный рост платежей за электроэнергию и тепло? Вопрос не праздный. Реальность такова, что после реализации программы обязательных платежей по ДПМ-1 потребители рассчитывают на эффект в виде соответствующего снижения для себя цен (тарифов), однако им внушают мысль, что эти высвобождаемые триллионы рублей – ни что иное как выпадающие доходы энергокомпаний, а не деньги потребителей. И эти деньги энергокомпании с одобрения Правительства РФ знают, куда потратить – конечно, на модернизацию ТЭС аж до 2035 года! В этом тоннеле не видно ни конца, ни света. Вместе с тем, резервы в электроэнергетике в настоящие времена таковы, что их мобилизация, повышающая энергоэффективность, позволяя-

ет не только осуществить запоздалую модернизацию генерации, но и остановить и даже снизить цены (тарифы) на период до 7–10 лет, если рост ВВП в нашей стране будет постоянно расти темпом 2,0–2,5 % в год.

Эти резервы заключаются в:

- рыночном несовершенстве торговой системы оборота электроэнергии;
- нерыночных механизмах формирования инвестиционных источников развития электроэнергетических компаний;
- огромных масштабах разного рода перекрестного субсидирования при ценообразовании на электроэнергию за счет промышленного потребителя.

Поэтому весьма актуальна следующая задача: каким образом можно мобилизовать и использовать имеющиеся финансовые резервы в электроэнергетике, чтобы не только обеспечить финансирование запоздавшей модернизации электростанций, но и по возможности снизить цены (тарифы) для промышленного сектора экономики до уровня экономически обоснованных затрат? Иными словами, может ли электроэнергетика за счет использования накопившихся резервов в ближайшие 7–10 лет стать локомотивом развития реального сектора экономики?

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКИХ РЕЗЕРВОВ

В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ КОМПЛЕКСЕ РОССИИ И ВОЗМОЖНЫЕ МЕХАНИЗМЫ ИХ РЕАЛИЗАЦИИ

В ценообразовании на ОРЭМ практикуется разделение электроэнергии на два вида товаров – переменную составляющую электроэнергии и ее постоянную составляющую (мощность). Разделение цены на электроэнергию на две составляющих и организация конкурентных отборов генерации с разными механизмами маржинального ценообразования, кроме усложнения самих механизмов ценообразования, создало удобный механизм для организации, например, межрегионального субсидирования тарифов, осуществления платежей по ДПМ, с отнесением всех ценовых сборов и рисков только на промышленный сектор экономики. Динамика структуры нерыночных наценок для всякого рода

Таблица 1. Динамика структуры нерыночных надбавок на цену электроэнергии (оценка в евро/МВт·ч, на декабрь 2017 года)

Наименование	Годы нерыночных сборов					
	2016	2017	2018	2020	2025	2030
Цена ОРЭМ+КОМ	49,1	48,4	48,4	48,0	48,4	48,4
ДПМ (ТЭС+ГЭС+АЭС+ВИЭ +ТБО)	5,0	7,8	7,5	10,4	6,4	5,8
Региональное субсидирование (Крым, Тамань, Калининградская обл., Дальний Восток и др.)	0,0	0,5	0,8	0,3	0,3	0,3
Цена ОРЭМ	54,1	56,7	56,7	58,7	55,1	54,5

энергии и тепла ставят ТЭЦ на ОРЭМ и на региональных рынках электроэнергии и теплоэнергии в самое невыгодное положение. Именно из-за названного ценового перекоса ТЭЦ проигрывают конкуренцию конденсационным электростанциям как на региональном рынке электроэнергии, так и котельным на местных городских рынках тепла, хотя экономят по сравнению со своими конкурентами до 40 % топлива при работе в теплофикационном режиме. Не получают ТЭЦ и адекватной компенсации своего участия в рынке системных услуг [4]. На основании количественных исследований ИСИЭ РАН на примере оптимизации цен (тарифов) для потребителей Иркутской губернии [5] показано, что снижение цены для потребителей за счет оптимизации режимов работы местных ТЭЦ (без учета электроэнергии ГЭС) и дифференцированной оплаты тарифов распределительного электросетевого комплекса составило 30–40 %. Для централизованной зоны электроснабжения ЕЭС аналогичное снижение цен тарифов в среднем по всем субъектам РФ можно оценить величиной в 25–30 %. Следовательно, организация конкуренции электростанций без размежевания их по функциональным режимным особенностям в покрытии разных частей совмещенного графика нагрузки ЕЭС и без правильного учета особенностей работы ТЭЦ на городских рынках теплоэнергии искажили экономическую сущность ценообразования на продукцию ТЭЦ, что обусловило завышенные цены на электроэнергию и тепло. Это мотивирует переход потребителей на самоэнергообеспечение и «котелизацию всей страны».

Практически все механизмы ценообразования сконцентрированы для всех электростанций и для всех перевозчиков электроэнергии (гарантирующие поставщики и независимые

энергосбытовые компании) на одной моноторговой площадке – ОРЭМ в Москве, что создает видимость «справедливости» распределения затрат на содержание инфраструктурных организаций ОРЭМ и ЕНЭС с трансляцией усредненных цен ОРЭМ на всех потребителей во всех региональных рынках электроэнергии субъектов РФ (в зоне ЕЭС). Поэтому представляется целесообразным рассмотреть вариант преобразования всех РРЭ в действительно конкурентные торговые площадки (КРРЭ) для всех местных электростанций, включая все городские и промышленные ТЭЦ, с правом потребителей заключать договора на поставку электроэнергии от местных электростанций, оплачивая транспортный тариф только по распределительным сетям, или покупать электроэнергию от поставщиков с ОРЭМ с оплатой всех сопутствующих инфраструктурных затрат. ОРЭМ в такой модели преобразуется в энергобалансирующий рынок для всех региональных рынков [5, 6].

В итоге можно заключить, что эффективной конкуренции производителей электроэнергии на ОРЭМ в существующем его виде организовать не удалось, а без установленного норматива резерва энергобалансовой надежности работы ЕЭС при «оптимистических» прогнозах роста электрических нагрузок механизмы проведения КОМ на перспективу превратились в субъективную «игру в цифры» с высоким криминальным риском.

ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ РЕГИОНАЛЬНЫХ РЫНКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИЯХ СУБЪЕКТОВ РФ

Региональные рынки электроэнергии в рамках субъектов РФ задумывались как конкурентная среда для частных энергосбытовых компаний, которые должны были бороться за договора поставок электроэнергии по-

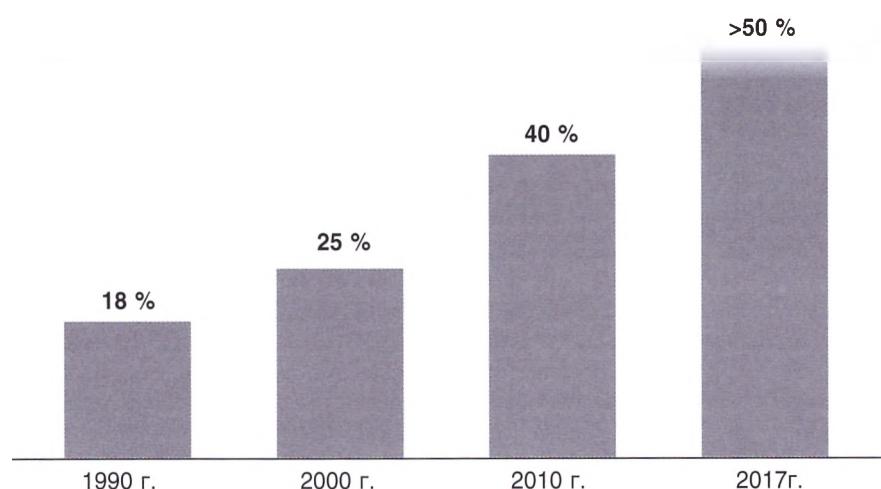


Рис. 1. Доля тарифа на транспорт электроэнергии в цене электроэнергии

потребителям, предоставляя им выгодные сервисные условия, как это организовано, например, в Англии. При этом из самых благих намерений для надежного энергообеспечения населения были учреждены так называемые гарантирующие поставщики (ГП), тендерный отбор которых среди независимых энергосбытовых компаний гарантировал безотказное заключение договоров поставки электроэнергии для всех потребителей на территории субъекта РФ. В результате, на территории каждого субъекта РФ вместо конкуренции энергосбытовых компаний фактически появился региональный монополист в области энергосбытовой деятельности, который замкнул на себя регуляторные функции доступа в регион других независимых энергокомпаний, функции покупки электроэнергии с ОРЭМ, покупки электроэнергии от распределенной генерации, а также от блок-электростанций промышленных предприятий для продажи местным потребителям, утилизируя для себя маржинальный доход участников РРЭ. Практика работы ГП в ряде субъектов РФ показала и высокий риск коррумпированности такой деятельности, результатом чего, в частности, являются неплатежи на ОРЭМ электросетевым компаниям, размеры которых оцениваются величиной 230–250 млрд. рублей.

Преобразование РРЭ в конкурентные КРРЭ и появление автономных энергетических компаний с энергоснабжающими самобалансирующими организациями (АЭК-ЭССО) как сво-

бодных торговых площадок позволит реально и гармонично реализовать для всех потребителей – покупателей электроэнергии – недискриминационное право выбора для себя наиболее эффективного поставщика (генератора) электроэнергии (ОРЭМ, КРРЭ) либо принять для себя вариант строительства собственной генерации, сохранив связь с электросетевой компанией для решения вопросов надежности энергоснабжения и качества электроэнергии.

Субъектами КРРЭ в предложенном к рассмотрению варианте должны быть:

- ОРЭМ с его поставками электроэнергии на каждую торговую площадку КРРЭ с показателями цены и ресурса в зависимости от времени поставок;
- все действующие на территории субъекта РФ городские ТЭЦ соответствующих ТГК и других независимых компаний;
- все блок-электростанции промышленных предприятий и прочих потребителей-посыпюмеров;
- вся разного типа и мощности независимая распределенная генерация, включая ВИЭ;
- все потребители электроэнергии на территории субъекта РФ;
- все инфраструктурные организации рыночных отношений на КРРЭ:

- электросетевая организация на территории субъекта РФ как технологическая база рыночных отношений,
- региональный сетевой оператор (РДУ), коммерческий оператор рынка,
- независимые энергосбытовые компании,

- центр финансовых расчетов с биллинговой системой взаиморасчетов,

- все образовавшиеся АЭК-ЭССО на территории субъекта РФ как микрорынки, если таковые могут появиться.

На каждом из указанных торговых уровнях должны быть организованы отдельные торговые площадки с идентичными правилами торговли и транспарентным ценообразованием по свободным договорам поставки электроэнергии.

В такой трехуровневой (с учетом АЭК-ЭССО) структуре рынка электроэнергии ОРЭМ представляет собой энергобалансирующего поставщика электроэнергии (мощности) на всех КРРЭ со своими показателями ресурсов для продажи и со своими ценами от множества электростанций ОРЭМ с учетом транспортного тарифа ЕНЭС применительно к точке поставки электроэнергии каждого КРРЭ.

По своему функционалу в новой структуре торговых отношений ОРЭМ должен выполнять роль энергобалансирующего рынка для всех КРРЭ, конкурируя с субъектами генерацией этих КРРЭ. Также должен быть организован эффективный рынок услуг для обеспечения надежного функционирования всех систем энергоснабжения потребителей на территории субъектов РФ и ЕЭС России в целом.

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ СТОИМОСТИ УСЛУГ (ТАРИФОВ) НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ В ЭЛЕКТРОСЕТЕВОМ КОМПЛЕКСЕ

В структуре цен на электроэнергию для разных групп потребителей электроэнергии доля тарифа на транспорт электроэнергии достигает в нашей стране от 40 до 60 %, что является весьма существенной величиной и, как показывает аналитическое сравнение наших показателей с показателями развитых зарубежных стран, превышает аналоги почти в два раза. А если рассмотреть динамику этого показателя в структуре цен на электроэнергию в нашей стране за постсоветский период, то эта динамика выглядит, как показано на рис. 1.

Что касается формирования финансовых источников для реализа-

в с
рас-

ССО
как
огут

увах
заны
ден-
анс-
сво-
стро-

этом
тре-
обой
цика
всех
сур-
цами
ЭМ с
ЧЭС
лек-

вой
РЭМ
лан-
кон-
этих
изо-
для
они-
ния
ъек-

и
нера-
итет-
з на-
гаает
что
эли-
чес-
и в
ди-
кту-
шай
„ то
аза-

фи-
иза-

если развитие распределительного электросетевого комплекса, то для дальнейшей модернизации и реконструкции существующих производственных мощностей электросетевых компаний в интересах уже существующих потребителей централизованной зоны электроснабжения должны использоваться собственные средства электросетевых компаний, предусматриваемые в виде инвестиционной деятельности в тарифах на транспортировку электроэнергии, и привлекаемые средства вновь заявляющихся для технологического присоединения потребителей на принципах инвестиционного доступа к сети [7, 9]. При этом присоединяемый к сети новый потребитель электроэнергии должен выступать как инвестор в развитие электросетевой компании с защитой его имущественных прав как акционера соответствующей акционерной электросетевой компании.

Предполагается рассмотреть и биржевой вариант формирования финансовых средств для обеспечения функционирования региональных электросетевых комплексов в случае если будет принят вариант регионализации торговых площадок в рамках субъектов РФ, или в зонах действия МРЭСК, если территории субъектов РФ окажутся слишком небольшими.

Если преобразование РРЭ в действительно конкурентные КРРЭ будет принято, как предлагалось выше по тексту, то предлагается соответствующие территориальные электросетевые комплексы рассматривать как единую основу таких биржевых торговых площадок, финансовое содержание которых должно быть заботой субъектов рынков: и генерации разного типа и мощности, и разных групп энергопотребителей, в том числе и с собственной (распределенной) генерацией. При этом, необходимую валовую выручку соответствующей электросетевой компании должны обеспечить участники рынка со своими абонентскими платежами пропорционально ранее заявленной мощности для технологического присоединения к сети как генерации так и энергопотребителей, а оплата купленной на такой биржевой площадке электроэнергии долж-

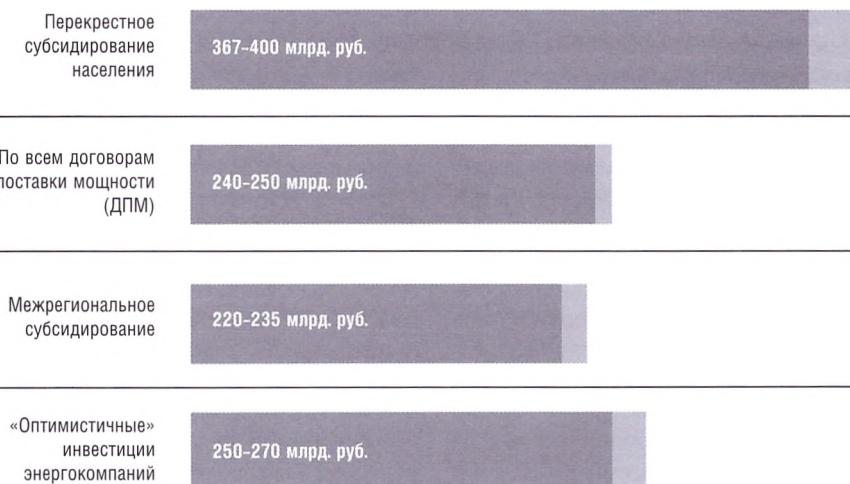


Рис. 2. Финансовые резервы электроэнергетических компаний для повышения своей энергоэффективности

на осуществляться согласно показаниям коммерческих приборов учета по тем договорам, которые будут приняты в торговой системе оборота электроэнергии. Что касается присоединения к биржевой торговле новых абонентов (новой генерации и новых потребителей), то их вступительным взносом в торговую площадку (биржу) будет стоимость технологического доступа к сети согласно Договора о присоединении. Ежегодная абонентская плата по обеспечению функционирования распределительного электросетевого комплекса для новых субъектов такой региональной биржи будет определяться соответствующей их долей в НВВ электросетевой компании и с оплатой купленной и потребленной электроэнергии по соответствующим договорам торговой системы. Очевидно, что биржевая торговля на таких региональных площадках может превратить со временем электросетевой комплекс региона в коллективную собственность субъектов рынка и будет управляться ими коллегиально, решая и вопросы и развития без прямого вмешательства государственных регуляторов. В этом варианте снимается с повестки дня вопрос об оплате неиспользованных резервных мощностей и пропускной способности электрических сетей, равно как и все вопросы по-вышения экономической эффективности электросетевого комплекса в интересах субъектов рынка.

Представляется, что такой принцип формирования финансовых источ-

ников оплаты функционирования и капитального строительства по развитию распределительных сетей повысит их загрузку и экономическую эффективность использования.

Что касается снижения уровня перекрестного субсидирования цен (тарифов) для населения, то это скорее политическая, а не экономическая задача, решать которую должно государство, например, перейдя на формирование дифференцированных цен (тарифов) для населения в зависимости от объемов электропотребления, постепенно переведя перекрестку внутрь ценообразования для населения и приравненных к нему потребителей [10]. Однако Минэнерго России озабочено, к сожалению, задачей не разработкой мер по снижению уровня перекрестного субсидирования, а мерами распространения перекрестки на потребителей – субъектов ОРЭМ. Этот популистский прием проще выдать за «борьбу с перекресткой».

В итоге можно отметить, что финансовые резервы электроэнергетических компаний для повышения своей энергоэффективности достаточны для реализации всех инвестиционных проблем по модернизации как генерирующих мощностей, так и электросетевого хозяйства. Их можно оценить величиной свыше одного триллиона рублей в год (рис. 2).

Сегодня промышленные предприятия оплачивают энергокомпаниям почти двойную цену (тарифы) за электроэнергию, поэтому их стремление

повысить свою прибыльность за счет строительства собственной генерации экономически оправдано.

Предлагается Минэнерго и ФАС отказаться от системы управления развитием ЕЭС административными механизмами типа ДПМ, что противоречит принципам конкуренции инвестиций и снижает эффективность ее работы, и рассмотреть альтернативный вариант формирования торговой системы в обороте электроэнергии с переходом от сложившейся моноцентрической структуры торговли электроэнергией к поликентрической структуре энергорынка [5, 6, 10]. Это позволит не только реализовать планируемую программу модернизации ТЭС на суммарную мощность около 40 ГВт, но и снизить цены на электроэнергию на предстоящие 7–10 лет для потребителей реального сектора экономики.

Основное целеполагание описанного перехода – это снятие со вновь появляющихся субъектов реального сектора экономики излишне раздутого через ценообразование на энергоресурсы финансового обременения, а именно:

- постепенный отказ от перекрестного субсидирования;
- превращение РРЭ в региональные торговые площадки для производителей электроэнергии с прямым доступом на торги потребителей, производителей и энергосбытовых компаний;
- пересмотр оплаты транспортных тарифов ЕНЭС и МРЭСК + ТСО, привязав размеры платежей к покупкам электроэнергии с ОРЭМ или с розничных региональных рынков, соответственно [5, 6];
- преобразование ОРЭМ в энергобалансирующий для всех РРЭ со своим ресурсом и ценой электроэнергии в каждой группе точек поставки для каждого РРЭ;
- усовершенствовать рынок системных услуг для всех субъектов оборота электроэнергии.

Очевидно, что решить поставленную проблему принятием некоего одного правоустанавливающего документа нельзя, т.к. сложившаяся не-простая система торгово-хозяйственных отношений в обороте электроэнергии с соответствующей системой ценообразования требует системного

подхода к ее изменению с предварительной проработкой всех нюансов такого перехода.

По сути, речь идет о необходимости продолжения реформы в электроэнергетике с новой парадигмой ценностей, когда в основу целеполагания должны быть приняты, в первую очередь, показатели комплексной энергетической и экономической эффективности социально-экономического развития нашей страны. Как слишком опережающее, так и отстающее развитие системной электроэнергетики – это всегда тормоз в развитии страны.

О НЕОБХОДИМОСТИ ЦИФРОВИЗАЦИИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

С цифровизацией экономики в нашей стране определились самым решительным образом, утвердив решением Правительства РФ Программу «Цифровая экономика Российской Федерации». В ней предусмотрена и цифровизация электроэнергетики. Полезность принятия вышеназванного документа однозначно положительно скажется на динамике качественных показателях управляемости экономическими процессами в такой важной инфраструктурной отрасли, какой является электроэнергетика. Недаром очень метко определили [12], что «цифровая экономика – это экономика новых скоростей, определяемых не столько движением товаров, сколько скоростью информационных процессов в рамках уже не привычного интернета, а «интернета вещей».

Для электроэнергетики, в которой производство, передача, распределение и потребление товара (электроэнергии) фактически является одновременным производственным процессом, значение скорости информационных процессов для принятия управляющих решений на всех уровнях как технологической так и административно-экономической иерархии управления этим процессом трудно переоценить.

Необходимо отметить, что, несмотря на во многом декларативный характер Программы, в ней очень правильно и четко сформулированы качественно различные этапы ее реализации. Это:

- непосредственное развитие цифровых платформ и технологий;
- создание режима правового регулирования цифровой экономики;
- развитие информационно-телекоммуникационной инфраструктуры и обеспечение кибербезопасности; – запуск масштабной программы подготовки и переподготовки профессиональных кадров;
- и наконец, создание цифровой экономики – отраслевых рынков с их архитектурой.

Применительно к электроэнергетике Программа послужила интеллектуальным базисом для организации масштабной практической работы по решению поставленных задач. Разработана «Концепция цифровизации ПАО Россети», разработаны технические задания на цифровизацию РЭС «Ленэнерго», поступает информация о первых результатах пилотных проектов по цифровизации РЭС в Калининградской, Ярославской и Тульской областях [13].

Вместе с тем, анализ экономических итогов работы этих первых проектов показывает их низкую экономическую эффективность [13, 14]. Это должно озадачить, в первую очередь, государственных регуляторов электроэнергетики. Ведь речь идет об инновационных инвестициях в размере 1,3 трлн. рублей, которые в конечном итоге могут быть взяты с потребителей без видимой для них пользы.

Представляется, что в основе такой сложной иерархически выстроенной системе оптимального управления должны быть принятые алгоритмы SmartMetering и SmartGrid, получившие широкое распространение на Западе и успешно применяющиеся в Китае, который по объемам инвестиций в этой области сегодня вышел на первое место в мире.

Представляется, что ИААС ЕЭС России должна представлять собой иерархически выстроенную систему управления режимами работы каждой из структурных подсистем с обменными протоколами согласовывающими управляющих воздействий между собой, а именно:

- всех центров электроснабжения потребителей электроэнергии с их активным участием в этом процессе посредством управляемых нагрузок и собственных генерирующих установок;

- реактивной мощностей генераторов разного типа и т.д.);
- узловых подстанций на различных напряжения;
 - новых типов электростанций, выдающих свою мощность в сетевые узлы;
 - новых интеграционных энергообъединений с системам ЕЭС;
 - новых управлений режимами ЕЭС России в целом.
- Согласно строительства ИААС ЕЭС для полноценного учета управленческого контроля в центрах электроснабжения потребителей не может обеспечить никакой общеэкономический механизм ведения режимов работы ЕЭС с формированием требований к дальнейшей структуре развития генерирующей мощностей и режимов ЕЭС России как важнейшей инфраструктурной составляющей экономики страны. Поэтому речь о необходимости выработки соотносимых решений множества взаимодействующих друг друга задач управленческого уровня (девелопмент). Для этих целей необходимо на каждом подсистемном уровне определить соответствующую платформу как обязательную часть цифровизации в информационном взаимодействии хозяйствующих субъектов. Другими словами, это система интеграции баз данных и программ, обеспечивающая управление всеми активами в режиме реального времени и в масштабе всего производственного комплекса.
- Важно, что на таких платформах в электроэнергетическом комплексе должны быть взаимно согласованы системы мониторинга, учета и управления работой электроэнергетических систем. РЗА и ПА должны полноценно обеспечивать коммерческие потоки электроэнергии потребителям производственными подсистемами как в сфере качества электроэнергии, так и в сфере передачи и распределения, а также потоки электроэнергии на этапах ее транспортировки и поставки.
- Современные системы управления режимами работы электроэнер-
- гетических систем и систем энергоснабжения потребителей должны:
- быть взаимно сопряжены АИИС КУЭ, РЗА и ПА с системами АСУ ТП электроснабжения потребителей через дифференцированную и детерминированную систему количественных и стоимостных показателей в таком объеме и на таком качественном уровне, который позволит потребителю быть активно-адаптивным элементом в электроэнергетической системе, участвуя в торгах на рынке системных услуг как в решении оптимизации параметров режимов работы энергосистемы, так и в выборе коммерческих вариантов оптимизации своих энергетических затрат при производстве целевой продукции [10],
 - обеспечить физическую сохранность материальной части самой электроэнергетической системы в нормальных, аварийных и послеаварийных состояниях,
 - минимизировать экономический (социальный, материальный и финансовый) ущерб для потребителей при ненормальных, аварийных и послеаварийных режимах энергосистем и сети их внешнего электроснабжения;
 - должны быть организованы переподготовка и повышение квалификации инженерно-эксплуатационного персонала и рабочих базовых профессий электроэнергетических и электросетевых компаний, а также служб главных энергетиков промышленных предприятий в корпоративной сети образовательных и научных центров ЕЭС России совместно с профильными кафедрами ведущих энергетических ВУЗов страны.
- ## ЛИТЕРАТУРА
1. Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации», утвержденная Указом Президента РФ 13 мая 2019 года, № 216, пункт 16 а), пункт 17: а), б), е), ж), з).
 2. Редакционная статья «О чем забыли внуки ГОЭЛРО» журнала «Эксперт», № 7 (1063), 2018.
 3. Кривошапка И. «Модернизация вновь на старте? Стоит ли затягивать с поисками новых трендов развития отрасли». «Энергетика и промышленность России», № 03–04 (335–336), 2018.
 4. Глебов И. «А энергопотребители против...». «Энергетика и промышленность России», № 01–02 (333–334), 2018.
 5. Кутовой Г.П., Кузьмин В.В. «О мерах по развитию конкуренции на различных рынках энергии и услуг ЖКХ». ЭнергоРынок, № 10 (105), 2012.
 6. Стенников В.А., Паламарчук С.И., Головчиков В.О. «Создание эффективных различных рынков электрической и тепловой энергии – важнейшая задача отечественной электроэнергетики». «Энергетика», М., 2017.
 7. Кутовой Г.П. «Распределенная генерация в структурах территориальных электросетевых комплексов – актуальная задача повышения надежности систем электроснабжения потребителей». «Энергетическая политика», № 2, 2015.
 8. Голомолзин А.Н. «Энергетика и промышленность России», № 21 (329), 01–15 ноября 2017.
 9. Минэкономразвития РФ: «Монополиям могут запретить финансировать развитие электросетевого комплекса за счет тарифов». finance.rambler.ru › Новости › Новости экономики › 140357852.html.
 10. Кутовой Г.П. «Становление форм и методов государственного регулирования электроэнергетики в ходе реформ экономических отношений и приватизации», приложение к журналу «Энергетик», «Библиотека электротехники», № 12, 2015, стр. 119–121.
 11. Форум «Национальные проекты – этап реализации», 4–6 апреля 2019 г., п. 26. <http://goferment.ru/selection/401/36532>.
 12. Сайт ЦСР: http://www.rbc.ru/spb_sz/22/08/2017599c.
 13. Турмалин Г. «Цифровизация сетей создает риски для участников энергетического рынка». <http://www.ng.ru/economics/2018-09-15/diginet.html>.
 14. «Россети оцифруют 1,3 трлн. руб.». Коммерсант, <http://electricalnet.ru/blog/rossseti-otsifrujut-13-grin-rublej>.
- Статья написана на основе доклада, сделанного автором на выездном заседании НТС ЕЭС в рамках работы Российского Международного Энергетического Форума 25–28 июня 2019 г. (Санкт-Петербург)*

ПЕРЕКРЕСТНОЕ СУБСИДИРОВАНИЕ – АНАХРОНИЗМ ИЗ 90-Х

ДЗЮБЕНКО В.В., заместитель директора Ассоциации «Сообщество потребителей энергии»

Перекрестное субсидирование – одна из ключевых проблем российской электроэнергетики, которая формирует искаженные ценовые сигналы, мешая развиваться экономике и энергосектору. Практика перекрестного субсидирования в электроэнергетике Российской Федерации возникла в начале 1990-х годов в период экономических реформ как временный элемент социальной защиты и предусматривала оплату промышленными предприятиями части стоимости электрической энергии, поставляемой населению. С тех пор масштабы использования этого механизма существенно расширились



Валерий Валерьевич
Дзюбенко

Цена электроэнергии для потребителей складывается из стоимости ее производства на электростанциях, транспортировки и распределения по электрическим сетям, а также сопутствующих затрат на работу технологической и коммерческой инфраструктуры – диспетчирование, учет, организация и участие в торговле, выставление счетов.

Наибольшую долю в цене электроэнергии занимают две составляющие, а именно – стоимость производства электроэнергии на электростанциях и стоимость передачи электроэнергии по электрическим сетям. К примеру, в 2019 году, по данным Ассоциации «НП Совет рынка»¹, доля генерации в конечной цене для потребителей, подключенных к сети на низком уровне напряжения (НН), составляет 41 %, доля платежей за сетевые услуги – 55 %, на остальные затраты приходится около 4 % цены киловатт-часа. Чем выше уровень напряжения, на котором осуществлено подключение к сети, тем меньше сетевые затраты на доставку электроэнергии и трансформацию, соответственно, ниже тариф и доля сетевых платежей в конечной цене. Так, несмотря на то, что в абсолютном выражении стоимость генерации не меняется, ее доля в конечной цене для потребителей, подключенных к сети на втором среднем напряжении (СН-II), составляет уже 48 %, столько же, сколько и сетевые услуги – 48 %, на остальные затраты приходит ся также около 4 % конечной цены.

Сравнение доли расходов на сетевые услуги в конечной цене на электроэнергию в России

с международной практикой не в нашу пользу. К примеру, сетевая составляющая в конечной цене электроэнергии на высоком напряжении в европейских странах не превышает 15–20 %. Столь разительное отличие в значительной степени объясняется колossalным объемом перекрестного субсидирования, наиболее существенная часть которого содержится именно в тарифе на услуги электросетевых компаний.

Несмотря на длительную (около 30 лет) историю использования механизмов перекрестного субсидирования в электроэнергетике Российской Федерации, нормативно-термин «перекрестное субсидирование» был введен в положения Федерального закона «Об электроэнергетике» только в 2013 году и затронул только часть существующего в российской электроэнергетике объема перекрестного субсидирования, касающуюся установления льготных тарифов на электроэнергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей.

СКОЛЬКО СТОИТ ЦЕНОВАЯ ДИСКРИМИНАЦИЯ?

Наряду с перекрестным субсидированием тарифов для населения и приравненных к нему категорий потребителей в российской электроэнергетике практикуется ценовая дискриминация между:

- группами потребителей, подключенными различным уровнями напряжения электрической сети;

¹Федеральный закон от 06.11.2013 №308-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» и статью 81 Федерального закона «Об акционерных обществах»

¹<http://ais.np-sr.ru>

- потребителями электрической и тепловой энергии (занесение цены электрической энергии (мощности) для финансирования расходов на производство тепловой энергии);
- группами потребителей, функционирующими в различных субъектах Российской Федерации (так называемое межтерриториальное перекрестное субсидирование).

В 2013 году механизмы перекрестного субсидирования были применены для поддержки развития в России технологий производства электрической энергии на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), в 2017 году в отрасли появился новый вид перекрестного субсидирования, предусматривающий оплату в цене электроэнергии (мощности) расходов, связанных с утилизацией твердых коммунальных отходов (ТКО) – так называемое межотраслевое перекрестное субсидирование.³

Ценообразование в электроэнергетике в Советском союзе было гораздо ближе к цивилизованному, экономически обоснованному, чем современное российское

В результате применения перекрестного субсидирования в электроэнергетике России коэффициент соотношения цены на электрическую энергию в РФ для населения к ценам для промышленных потребителей в 2015 году составил около 0,9 (для населения дешевле, чем для промышленности), в то время как в странах Европы со временем с Россией структурой бытового и промышленного потребления электроэнергии это соотношение – обратное и составляет от 1,2 до 2,3 (для населения дороже, чем для промышленности). При этом, согласно Прейскуранту Госкомцена СССР № 09-01, в СССР соответствующее соотношение цен составляло 3,51 в 1982 г. и 1,61 – в 1991 году.⁴ Другими словами, ценообразование в электроэнергетике в Советском союзе было гораздо ближе к цивилизованному, экономически обоснованному, чем современное российское.

Перекрестное субсидирование негативно оказывает влияние на развитии промышленности и экономики страны в целом. Согласно исследованиям, проведенным Центром ситуационного анализа и прогнозирования ЦЭМИ РАН, а также Институтом народнохозяйственного прогнозирования РАН и Центром макроэкономического анализа и краткосрочного прогнозирования НИУ ВШЭ, завышение цены на электроэнергию на 1 % снижает рост ВВП страны на 0,11–0,12 % и увеличивает инфляцию на 0,2–0,45 % (в годовом выражении).

³ Постановление Правительства РФ от 28.02.2017 № 240; Распоряжение Правительства РФ от 28.02.2017 № 355-р

⁴ «Перекрестное субсидирование в электроэнергетике: эмпирический анализ, оценка эффективности собственной генерации», Высшая школа экономики, 2017 г.

По оценкам Энергетического центра СКОЛКОВО, представленным в 2013 году, потеря роста промышленного производства в России от перекрестного субсидирования в электроэнергетике составляет около 3,6 % в год, при этом недополученный ВВП страны, по оценкам экспертов Энергоцентра, оценивался в размере 0,8 % или 451,5 млрд. руб. по итогам 2011 года.⁵

Отмена перекрестного субсидирования даст дополнительные стимулы для реиндустириализации России, ускорит рост инвестиций в экономику, дополнительно увеличив ВВП почти на 1 % и на 2,6 % – промышленное производство, что поднимет доходы населения и практически компенсирует увеличение его платы за электроэнергию

Согласно расчетам, выполненным ИНЭИ РАН в 2013 году, отмена перекрестного субсидирования потребителей сначала может замедлить дополнительный рост экономики, но спустя 2–3 года макроэкономические показатели превзойдут расчетные уровни при сохранении перекрестного субсидирования. Отмена перекрестного субсидирования даст дополнительные стимулы для реиндустриализации России, ускорит рост инвестиций в экономику, дополнительно увеличив ВВП почти на 1 % и на 2,6 % – промышленное производство, что поднимет доходы населения и практически компенсирует увеличение его платы за электроэнергию.⁶

БОРЬБА С ПЕРЕКРЕСТКОЙ

Начиная с середины 1990-х годов федеральные органы исполнительной власти предпринимали целый ряд попыток по сокращению объемов перекрестного субсидирования в электроэнергетике. Например, пунктом 3 Указа Президента РФ от 17.10.1996 региональным энергетическим комиссиям субъектов РФ в целях упорядочения структуры тарифов и прекращения перекрестного субсидирования рекомендовалось исходить при установлении тарифов на электрическую и тепловую энергию для всех категорий потребителей из реальной стоимости ее производства и передачи.⁷ Указом Президента РФ от 07.11.1997 № 1175 некоторые льготы по тарифам на электрическую энергию, предоставленные ранее отдельным категориям потреби-

⁵ «Перекрестное субсидирование в электроэнергетике: итог пятнадцатилетней борьбы». Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, март 2013 г.

⁶ «Влияние роста цен на газ и электроэнергию на развитие экономики России», ИНЭИ РАН, 2013 г.

⁷ Указ Президента РФ от 17.10.1996 № 1451 «О дополнительных мерах по ограничению роста цен (тарифов) на продукцию (услуги естественных монополий и созданию условий для стабилизации работы промышленности».

телей, были отменены.⁸ Постановлением Правительства РФ от 26.09.1997 г. № 1231 был утвержден график доведения в 1997–2000 гг. уровня тарифов на электрическую энергию для населения до фактической стоимости ее производства, передачи и распределения.⁹ Графиком были установлены только сроки ликвидации перекрестного субсидирования без численных целевых показателей и механизмов реализации указанного решения. Стоит ли говорить, что перечисленные попытки ликвидировать «перекрестку» не увенчались успехом?

По данным Минэнерго России, ожидаемый фактический объем перекрестного субсидирования в электросетевом комплексе составит 368 млрд. руб. и к 2022 году может достичь 417 млрд. руб.

Динамика объемов перекрестного субсидирования в электроэнергетике, учитывая многообразие ее форм и отсутствие полных и прозрачных данных о структуре установленных тарифов, не поддается точной статистической оценке.

Согласно расчетам, выполненным в 2005 году фондом «Институт экономики города», размер перекрестного субсидирования тарифов на электрическую энергию для населения в 2004 году составлял 86,2 млрд. руб., размер перекрестного субсидирования тарифов на электрическую энергию для коммерческих потребителей на низком напряжении по итогам 2004 года составил 9,8 млрд. руб.¹⁰

Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, выполнивший в 2012 году расчет совокупных объемов перекрестного субсидирования в электроэнергетике России, указывает сумму в размере 323,9 млрд. руб. (без учета НДС). В объем перекрестного субсидирования аналитики центра включили различные составляющие из тарифа на услуги по передаче электроэнергии, включая стоимость договоров аренды «последней мили» в сумме около 263,9 млрд. руб. и регулируемых договоров на оптовом рынке.¹¹

⁸Указ Президента РФ от 07.11.1997 г. №1175 «О признании утратившими силу некоторых решений Президента РФ по вопросам государственного регулирования тарифов на электрическую и тепловую энергию».

⁹Постановление Правительства РФ от 26.09.1997 №1231 «О поэтапном прекращении перекрестного субсидирования в электроэнергетике и доведении уровня тарифов на электрическую энергию для населения до фактической стоимости ее производства, передачи и распределения».

¹⁰«Разработка сценариев ликвидации перекрестного субсидирования в энергетическом и коммунальном комплексах России и прогноз социально-экономических последствий их реализации». Фонд «Институт экономики города», 2005 г.

¹¹«Перекрестное субсидирование в электроэнергетике: итог пятнадцатилетней борьбы». Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, март 2013 г.

Согласно данным ФСТ России, предельная величина перекрестного субсидирования, учитываемая в ценах (тарифах) на услуги по передаче электрической энергии для потребителей, не относящихся к населению или приватных к нему категориям потребителей, в 2012 году составляла 229,4 млрд. руб.,¹² что в целом примерно соответствует выполненным ранее расчетам Энергоцентр СКОЛКОВО.

По данным Минэнерго России, представленным в октябре 2017 года в Ялте в рамках ежегодного семинара-совещания ФАС России, посвященного вопросам тарифного регулирования, ожидаемый фактический объем перекрестного субсидирования в электросетевом комплексе составит 368 млрд. руб. и к 2022 году, по прогнозу ведомства, может достичь 417 млрд. руб.

Для корректной оценки и выработки эффективных мер по минимизации перекрестного субсидирования со стороны купный объем перекрестного субсидирования в электроэнергетике целесообразно разделить на перекрестное субсидирование:

- в тарифах электросетевого комплекса и энергосбытовых организаций (гарантирующих поставщиков);
- в ценах и тарифах оптового рынка электрической энергии (мощности).

Механизмами перекрестного субсидирования в тарифах электросетевого комплекса и энергосбытовых организаций (гарантирующих поставщиков) являются:

- договоры аренды «последней мили» (прекратили действие в большинстве регионов 1 июля 2017 года и сохраняют свое действие до 1 июля 2029 года на территории Республики Бурятия, Забайкальского края, Амурской области и Еврейской автономной области);
- завышение ставки на содержание сетей в составе тарифа на услуги по передаче электрической энергии отдельных уровнях напряжения;
- перераспределение выручки в составе ставки на оплату потерь в тарифе на услуги по передаче электрической энергии (не допускается с 2017 года);
- завышение цены на покупку электрической энергии энергосбытовых организаций (гарантирующих поставщиков) для территориальных сетевых организаций в целях компенсации потерь (так называемое перекрестное субсидирование через сбытовую надбавку ГП).

Механизмы перекрестного субсидирования в ценах тарифах оптового рынка электрической энергии (мощности):

- регулируемые договоры для поставки электрической энергии (мощности) населению и приватным в не категориям потребителей;
- надбавка к цене мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности), которая может устанавливаться как в числовом выражении, так и в виде форм или порядка её определения;
- договор о предоставлении мощности – в части поддержки развития технологий производства электрическ

¹²Согласно Приложению 6 к Основам ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) электроэнергетике, утв. Постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 №1178

- энергии на основе ВИЭ и оплату в цене электроэнергии (мощности) расходов, связанных с утилизацией ТКО;
- завышение цены электрической энергии (мощности) финансирования расходов на производство тепло-энергии.

Начиная с 2013 года, учитывая негативное влияние перекрестного субсидирования на развитие отрасли и экономику страны, федеральные органы государственной власти реализовали ряд шагов по минимизации влияния перекрестного субсидирования.

законом Президента РФ от 22.11.2012 № 1567 о создании ОАО «Россети» Правительству РФ поручено разработать и утвердить стратегию развития электросетевого комплекса РФ, обеспечивающую снижение уровня перечестного субсидирования в электросетевом комплексе. Утвержденная позднее Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации,¹³ действительно, предусматривает снижение к 2022 году величины перечестного субсидирования через сетевые тарифы с 220 млрд. рублей в 2012 году до 50 млрд. рублей.

Серым из наиболее значимых шагов к достижению цели, поставленной Президентом и Правительством Российской Федерации, стало принятие Федерального закона от 06.11.2013 № 308-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» и статью 81 Федерального закона «Об акционерных обществах», предусматривающего поэтапную отмену действия одного из механизмов перекрестного субсидирования – договора аренды «последней мили».

В результате его исполнения с 1 января 2014 года на территории РФ прекращено действие договоров аренды «последней мили», за исключением 16 субъектов РФ, где поэтапная отмена действия указанных договоров была завершена 1 июля 2017 года (Республики Карелия, Марий Эл, Хакасия, Белгородская, Волгоградская, Вологодская, Курская, Тульская, Нижегородская, Ростовская, Тамбовская, Томская, Тюменская, Челябинская области; Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Ямало-Ненецкий автономный округ), и 4 субъектов РФ, где поэтапная отмена действия договоров аренды «последней мили» завершится 1 июля 2029 года (Республика Бурятия, Забайкальский край, Амурская область и Еврейская автономная область).

Однако на этом решении активные действия государства по минимизации негативного влияния перекрестного субсидирования остановились.

— зеряду с отменой механизма аренды «последней мили», Постановлением Правительства РФ от 31.07.2014 № 750 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам снижения величины перекрестного субсидирования в электросетевом комплексе» было предусмотрено утверждение графика снижения величины перекрестного субсидирования в электросетевом комплексе. Однако до настоящего времени соответствующий акт Правительства РФ отсутствует, исполнение Постановления Правительства РФ затягивается уже 5 лет.

ПРОГНОЗЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Прогнозом социально-экономического развития РФ на 2018 год и плановый период 2019 и 2020 годов предусмотрена повышенная (на 2 % ежегодно) индексация тарифов на электроэнергию для населения в сравнении с ежегодным темпом роста тарифов сетевых компаний для прочих потребителей. Но указанный уровень дифференциации не позволяет существенно снизить объем перекрестного субсидирования в электросетевом комплексе в ближайшие годы и также затягивает решение задачи ликвидации перекрестного субсидирования на десятилетия.

На этом фоне вместо дальнейших шагов к сокращению перекрестного субсидирования предпринимаются попытки к восстановлению его прежних объемов. Так, в 2017 году Минэнерго России вразрез в ранее принятими решениями инициировало фактическое возрождение механизма «последней мили» с возложением на потребителей, присоединенных к Единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее – ЕНЭС), дополнительного тарифного перекрестного субсидирования, имеющего своей целью долгосрочное увеличение выручки ряда дочерних компаний ПАО «Россети».

Соответствующий законопроект о поправках в Федеральный закон «Об электроэнергетике» был внесен ведомством на рассмотрение в Правительство Российской Федерации, но получил отрицательные отзывы от других федеральных органов исполнительной власти и бизнес-сообщества. В условиях устойчивого роста финансовых показателей компаний электросетевого комплекса и наличия у сетевых организаций ресурсов для повышения собственной эффективности увеличение финансовой нагрузки за счет роста перекрестного субсидирования для энергоемких потребителей является необоснованным и недопустимым с точки зрения последствий для экономического развития Российской Федерации. Предлагаемые Минэнерго России меры по перераспределению объемов перекрестного субсидирования, формируемого в электросетевом комплексе, не только не позволят снизить негативное влияние перекрестного субсидирования, но и могут привести к обратному эффекту, поскольку возврат «последней мили» вместе с растущими объемами платежей на оптовом рынке усилит стимулы для потребителей к сокращению электропотребления из сети и переходу на собственные источники энергоснабжения.

Еще один фактор, стимулирующий наращивание объемов перекрестного субсидирования и снижающий эффективность функционирования электросетевого комплекса – это льготы, предоставляемые отдельным категориям потребителей в рамках технологической присоединения (ТП) к электрической сети. Введенное в 2015 году частичное, а затем, с 1 октября 2017 года, полное освобождение от оплаты ТП для энергопринимающих устройств максимальной мощностью не более чем 150 кВт в отсутствие должного контроля и разумных ограничений стимулирует неадекватное реальному спросу развитие низковольтных сетей со слабым приростом выручки от передачи на покрытие затрат по их строительству и содержанию.

Стратегия развития электросетевого комплекса РФ утверждена Распоряжением Правительства РФ №511-р от 03.04.2013 г.

В ближайшие годы суммарная нагрузка только от межтерриториального и межотраслевого перекрестного субсидирования через надбавку к цене мощности составит более 232 млрд. рублей в год, включая оплату строительства невостребованных, с точки зрения электроэнергетики, объектов на основе ВИЭ в размере более 144 млрд. рублей, мусоросжигательных заводов в размере не менее 21,5 млрд. рублей и межтерриториального субсидирования тарифов на электроэнергию в размере 60 млрд. рублей (надбавки к цене мощности для субсидирования цен, тарифов и инвестиционных проектов в субъектах РФ Дальневосточного федерального округа, Республиках Бурятия, Карелия, Крым и Калининградской области).

**Введенное в 2017 году
полное освобождение от оплаты ТП
для энергопринимающих устройств
максимальной мощностью
не более чем 150 кВт стимулирует
неадекватное реальному спросу
развитие низковольтных сетей
со слабым приростом выручки
от передачи на покрытие затрат
по их строительству и содержанию**

Разрастание объемов перекрестного субсидирования и финансовой нагрузки на потребителей электрической энергии влечет негативные последствия для всей централизованной энергосистемы и ее участников, поскольку запускает циклический процесс: уход потребителей на собственные энергоисточники ведет к сокращению полезного отпуска из сети, снижению уровня загрузки генерирующих мощностей, а следовательно, к необходимости на следующем этапе снова наращивать цены и тарифы для оставшихся потребителей.

Для обеспечения промышленного роста, сохранения привлекательности услуг единой энергосистемы для потребителей и повышения конкурентоспособности экономики в первую очередь необходимо разработать и внедрить методологию учета объемов перекрестного субсидирования в электроэнергетике, позволяющую предельно обоснованно и прозрачно учесть все виды и размеры перекрестного субсидирования в отрасли. Целесообразно предусмотреть решение этой задачи в рамках разрабатываемого в настоящее время ФАС России закона-проекта об основах государственного регулирования цен (тарифов).

Опираясь на вышеуказанную методологию учета объемов перекрестного субсидирования, целесообразно обеспечить неукоснительное исполнение ранее принятых решений по сокращению объемов перекрестного субсидирования, и утвердить целевые ориентиры снижения

размеров предельных объемов перекрестного субсидирования в электросетевом комплексе по годам в разрезе субъектов Российской Федерации, с ежегодным темпом сокращения перекрестного субсидирования в объеме не менее 15 %.

В качестве механизмов реализации этой задачи целесообразно использовать:

- сокращение темпов индексации тарифов на услуги передаче электроэнергии для категории потребителей «прочие» за счет повышения операционной и инвестиционной эффективности сетевых компаний и постепенного доведения тарифов для населения до экономически обоснованного уровня;
- пересмотр понижающих коэффициентов для отдельных категорий потребителей (для населения, проживающего в городах и сельской местности, а также населения, проживающего в домах, оборудованных газовыми электроплитами);
- обязательное установление экономически обоснованного уровня тарифов для сверхнормативных объемов электропотребления для населения и приравненных к нему групп потребителей в регионах с наиболее высоким уровнем перекрестного субсидирования;
- исключение из котловой НВВ выручки сетевых организаций, функционирующих на основе использования электросетевого хозяйства производителей электрической энергии;
- ужесточение критериев для доступа к льготному технологическому присоединению к электрической сети для энергопринимающих устройств максимальной мощностью не более чем 150 кВт (по аналогии с льготами до 15 кВт);
- использование средств, вырученных от продажи пакетов акций дочерних организаций ПАО «Россети»;
- бюджетные средства для адресного финансирования льготных тарифов на электроэнергию.

Для ликвидации перекрестного субсидирования в электроэнергетике есть все необходимое – ресурсы, инструменты, консенсус отраслевых игроков.

Недостает только политической воли регулятора

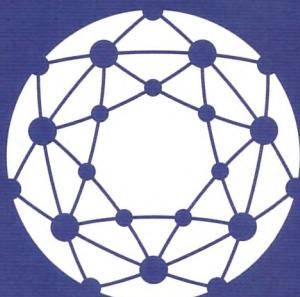
Подводя итог, можно сказать, что для ликвидации перекрестного субсидирования в электроэнергетике есть все необходимое – ресурсы, инструменты, консенсус отраслевых игроков. Недостает только политической воли регулятора, который, с одной стороны, заявляет амбициозные национальные цели по росту экономики и инвестициям в основной капитал, а с другой, не хочет расставаться с анахронизмами, доставшимися наследство от 1990-х годов, которые достижению этих целей явно мешают.

2019

3–6
декабря

Москва
ВДНХ

75
павильон



МФЭС

Международный форум
«ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ»



Следующее XXII
междунардное событие
в энергетике



Демонстрация
новейшего оборудования
и технологий



Обсуждение ключевых
вопросов цифровой
трансформации отрасли

400+

экспонентов
из 27 стран

15 000+

УЧАСТНИКОВ

300+

СПИКЕРОВ

40+

МЕРОПРИЯТИЙ

130+

ПРЕДСТАВИТЕЛЕЙ
СМИ

www.expoelectroseti.ru



@FORUMELECTROSETI



При поддержке



Организатор:

ЗАО
«Электрические
сети»

Оператор:

Grata_{adv}

ГИБРИДНЫЙ ГЕНЕРАТОРНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ И ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ СТЕНД

ШУЛЬГА Р.Н., ЛАВРИНОВИЧ В.А., ИВАНОВ В.П., СИДОРОВ В.А., СМИРНОВА Т.С.,
ВЭИ-филиал ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ», Москва

Исследования генераторных выключателей (ГВ) в течение последних десятков лет проводятся как в России, так и за рубежом. Высокие массогабаритные и стоимостные показатели, а также требования по надежности работы, коммутационному ресурсу этих выключателей заставляют вести поиски технических решений в области гибридных генераторных выключателей (ГГВ). Недостатки ГВ традиционных конструкций обусловлены тем, что к вакуумной или элегазовой камере одновременно предъявляются требования по малому сопротивлению в замкнутом состоянии и высокой пропускной способности по току, отключая который нагретая камера должна выдержать восстановливающееся высокое напряжение. Кроме того, из-за высокой стоимости электрогенераторов (ЭГ) камера и выключатель должны отключить ток близкого трехфазного короткого замыкания (КЗ). Отключение указанного КЗ сопровождается наличием апериодической составляющей, которая тем больше по амплитуде и длительности, чем ближе к выключателю место КЗ. Цель статьи – анализ предпосылок для создания ГГВ, состояния проблемы в части традиционных ГВ, возможные варианты реализации ГГВ, разработка схемы испытательного стенда для получения колебательного и апериодического разряда тока амплитудой до 800 кА.

СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ

ГВ – один из важнейших элементов различных типов электростанций, которые должны обеспечить защиту самых дорогих и ответственных единиц техники, какими являются ЭГ. Типичный диапазон рабочих напряжений ГВ составляет: 10,5; 15,75; 21 кВ (пределный – 31,5 кВ). Типичный диапазон рабочих токов: 3; 5; 10 кА (пределный – 50 кА). Отключающий ток трехфазного КЗ составляет: 40; 50; 63; 80 кА. Пиковый ток включения на трехфазное КЗ может достигать 170–220 кА. Содержание апериодической составляющей в токе близкого КЗ достигает 66 %, а иногда 100 %. Высокие требования по надежности таких выключателей – 10 тыс. нормальных коммутаций и до 30 отключений токов КЗ требуют обеспечения самой высокой надежности комплектующих изделий. Если раньше в качестве ГВ использовались масляные выключатели, то в последние годы применяются элегазовые или вакуумные

с пружинным приводом, которые конкурируют в разработках разных фирм. Высокая стоимость, ответственность и большие массогабаритные показатели ГВ зачастую заставляют энергетиков отказаться от их применения, например в блочных генераторах-трансформаторах, где выключатели устанавливают на стороне ВН трансформатора. Однако высокая стоимость ЭГ и необходимый ресурс до 30 лет обеспечивают высокую потребность в ГВ разных диапазонов. Так, фирма ABB с 1954 г. продала в 100 стран 8 тыс. элегазовых и вакуумных выключателей на номинальные токи 3–50 кА, токи отключения 50–300 кА напряжением 15–31,5 кВ [1]. Фирма Siemens в качестве ГВ использует преимущественно вакуумные выключатели ЗАН374 на номинальные токи до 10 кА, токи отключения 63 или 80 кА напряжением до 24 кВ [2]. Близкие показатели имеют ГВ производства других зарубежных фирм (Alstom, Schneider Electric). Указанные разработки отлича-

ют комплексная поставка генераторо-распределительных устройств (ГРУ), которые включают разъединители, землители, ограничители, токопроводы, измерительные трансформаторы тока и напряжения и др. оборудование [2]. Пример имитации отключения тока КЗ ГВ НВ3-80 (Siemens) при наличии апериодической составляющей для проверки отключающей способности [2].

Отечественные фирмы, например Высоковольтный Союз и АО «ПО Электроаппарат» также выпускают, соответственно, вакуумные и элегазовые выключатели, однако в более узком диапазоне 10–20 кВ, на номинальные токи от 4 до 10 кА, токи отключения 63 до 90 кА, например, вакуумный ВГ-20-90/10000 У3 (вместо МГ-20) по ГОСТ 3414-008-00213606-2018 [3, 4]. Предлагает выпускаться также маломасляный выключатель МГУ-20, который, однако, имеет худшие показатели сравнительно с вакуумным выключателем ВГ-20.

Если динамика отечественных и зарубежных выключателей близка и составляет по времени собственного отключения примерно 50 мс, а включения – 50 мс, то комплектное исполнение отечественных ГВ полностью отсутствует, что, ~~тогда~~, существенно снижает цену ГВ. Например, ВГГ-10 содержит 3 полюса на раме с электромагнитным приводом, ~~на~~ которой размещаются 2 отключающих пружины, 2 масляных буфера и вал выключателя, на котором размещают 2 механических указателя положения выключателя. Цена такого выключателя не превышает 10 млн. руб., в то время как цена зарубежных ГВ в виде ГРУ достигает 4 млн. долл. за счет комплексной поставки, обеспечения ручного и автоматического дистанционного режима, ~~в~~ наличие дополнительных опций.

ИССЛЕДОВАНИЯ И ЭЛЕМЕНТАРНАЯ БАЗА ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ГВ

Наиболее привлекательные для применения в ГВ – вакуумные выключатели, основа которых вакуумные дугогасительные камеры (ВДК). К началу 90-х годов прошлого века в ВЭИ была разработана линейка ВДК на напряжения: 12, 24, 40,5 кВ на номинальные токи от 1600 А до 3150 А с токами отключения от 31,5 кА до 100 кА. Была разработана ВДК для генераторных выключателей ~~на~~ на номинальный ток 1600 А с током отключения 100 кА. Разрывная мощность этой камеры составляла 2,4 ГВА, в то время как подобная мощность камеры Siemens составляла 0,95 ГВА (15 кВ, 50 кА). Камера КДВ-20-100/1600 имела центральную металлическую часть с диаметром, превышающим диаметр изоляторов для лучшего теплоотвода и заземления. Оба ввода соединялись с корпусом через сильфон, привод воздействовал на оба ввода, перемещая их на 17 мм. Материал контактов: экспозиция хром-медь-вольфрам. ВДК имела контактную систему с продольным магнитным полем и должна была быть освоена производством на Минусинском заводе вакуумных выключателей, однако развал страны помешал освоению весь перспективной разработки. Между тем наиболее перспективная ВДК фирмы Siemens напряжением 15 кВ с током отключения 63 кА и номинальным током 2000 А, имея тепловые радиаторы, явилась основой современных выключателей ЗАН374.

За последние годы в ВЭИ были проведено значительное число работ по разработке токоограничивающих устройств (ТОУ), вакуумных коммутаторов на основе РВУ и систем их управления, элегазовых распределительных устройств КРУЭ 110–220 кВ и ГРУВ 110–220 кВ с вакуумными выключателями и др., которые отражены в многочисленных публикациях и некоторые приведены в [5–7].

Наиболее значительные проблемы ГВ связаны с токоограничением и переводом тока из камеры в тиристорный коммутатор. На рис. 1 по данным [8] приведена принципиальная схема коммутации двух ключей 2 и 4 при наличии полупроводникового диода 1, где 3, 5 – приводы ключей, 6 – система их управления. Порядок замыкания контактов показан на рис. 2, причем диод заперт обратным напряжением, что позволяет задержать на полпериода восстановление напряжения на ключе 2. Порядок размыкания контактов показан на рис. 3, в результате на ключе 2 восстанавливается обратная полуволна напряжения. При кусочно-линейной аппроксимации вольт-амперной характеристики дуги ВДК в качестве ключа и положив дифференциальное сопротивление диода $r_d=2,3$ мОм, пороговое напряжение $U_{th}=5,3$ В, межконтактное сопротивление ВДК $R_k=80$ мкОм, получим формулу (1) для времени перехода тока из ВДК в диод равного t_0 и обратного времени перехода из диода в ВДК по формуле (2). Расчеты показали, что с ростом тока и напряжения указанные времена растут практически по линейному закону. Например, при напряжении на дуге ВДК равному 16 В и токе 2500 А время коммутации с ВДК на диод составляет 160 мкс, а время обратной коммутации – 150 мкс (при индуктивности контура коммутации $L_{gu}=0,6$ мГн). Параболическая аппроксимация изменяет последний параметр до 200 мкс. Приведенные значения соответствуют последовательному включению 4 диодов D143-500, а для 4 диодов ВЛ-200 благодаря меньшему прямому сопротивлению указанные значения примерно на 20 мкс меньше.

$$t_0 = -L_{gu}/r_d \ln(1 - r_d I/(U_{vdk} - U_{th})) \quad (1)$$

$$t_1 = L_{gu}/(r_d + R_k) \ln(1 + (r_d + R_k) I/(U_{th} + r_d I)) \quad (2)$$

В работе [9] исследовалась коммутация ВДК, шунтированного либо диод-

ной сборкой из 2–4 диодов, либо запираемым тиристором на номинальное напряжение 1200 В, рабочий ток 600 А с блоком управления. Время перехода тока из ВДК в диоды аналогично [8] растет с ростом тока от 1 кА до 3 кА в диапазоне от 10 до 200 мкс и при этом не зависит от скорости разведения контактов в диапазоне 1,7–3,2 м/с. Увеличение числа диодов до 4 увеличивает длительность коммутации вдвое до 400 мкс. Для коммутации с запираемым тиристором оптимальным является его включение перед разведением контактов ВДК. При этом характеристики коммутации совпадают с диодным блоком. Включение тиристора перед разведением контактов сопровождается высокочастотными (ВЧ) колебаниями и заметно увеличивает длительность коммутации.

Время коммутации оценивается как:

$$t = -1/b \ln(1 - b/a), \quad (3)$$

где $a = (U_d - U_s + IR_1)/(L_1 + L_2)$, $b = (R_1 + R_2 + R_s)/(L_1 + L_2)$, причем $(L_1 + L_2)$ – индуктивность контура коммутации, a ($R_1 + R_2$) – сопротивление контура коммутации, U_d – напряжение на тиристоре при малом токе, R_s – объемное сопротивление тиристора. В результате при малых токах время коммутации изменяется по линейному закону по формуле:

$$t = (L_1 + L_2)I/(U_d - U_s) \quad (4)$$

т.е. определяется только суммарной индуктивностью контура коммутации и падением напряжения на дуге, которое заметно больше нежели начальное напряжение тиристора при малом токе. С увеличением тока время коммутации растет, приближаясь к предельному значению, равному a/b , которое ограничивает бесконечным периодом коммутации.

Расчет переходного процесса при отключении тока тиристора определяется скоростью нарастания восстанавливающегося напряжения, которое удовлетворительно описывается зависимостью:

$$dU/dt = I_{ot}/C_3 \quad (5)$$

где I_{ot} – отключаемый ток, C_3 – шунтирующая тиристор емкость.

Выполненная работа показала возможность создания выключателей постоянного тока, которые по комму-

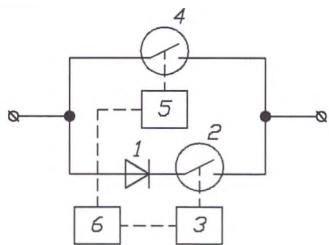


Рис. 1. Принципиальная схема коммутации с полупроводниковым диодом

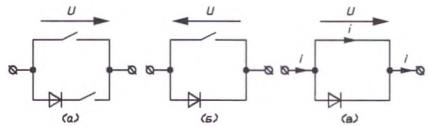


Рис. 2. Порядок замыкания контактов при включении

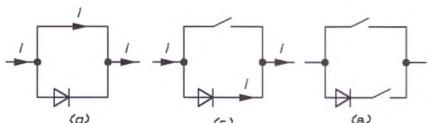


Рис. 3. Порядок размыкания контактов при выключении (диод проводит ток)

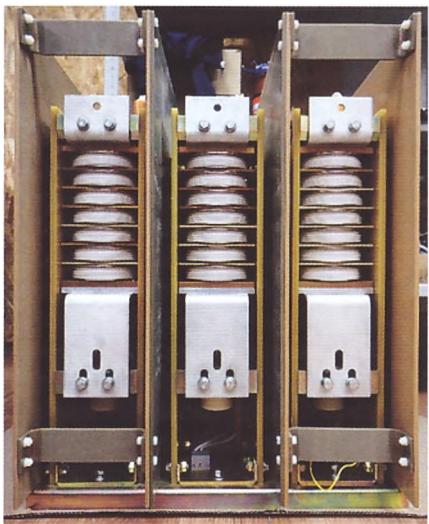


Рис. 4. Коммутатор тиристорный силовой трехфазный 10 кВ

тационным свойствам близки ГВ и отражены в [10] в виде ТУ на выключатель постоянного тока на напряжение до 20 кВ.

Применение ТК для шунтирования ВДК наряду с введением в него токоограничивающего сопротивления для снижения апериодической составляющей тока исследовалось в ряде работ, например, приведенной в [11], где было показано, что применение ТОУ в составе ТК и ограничивающего резистора для сети 6/10 кВ с двигательной нагрузкой удается ограничить ток КЗ до приемлемого уровня с последую-

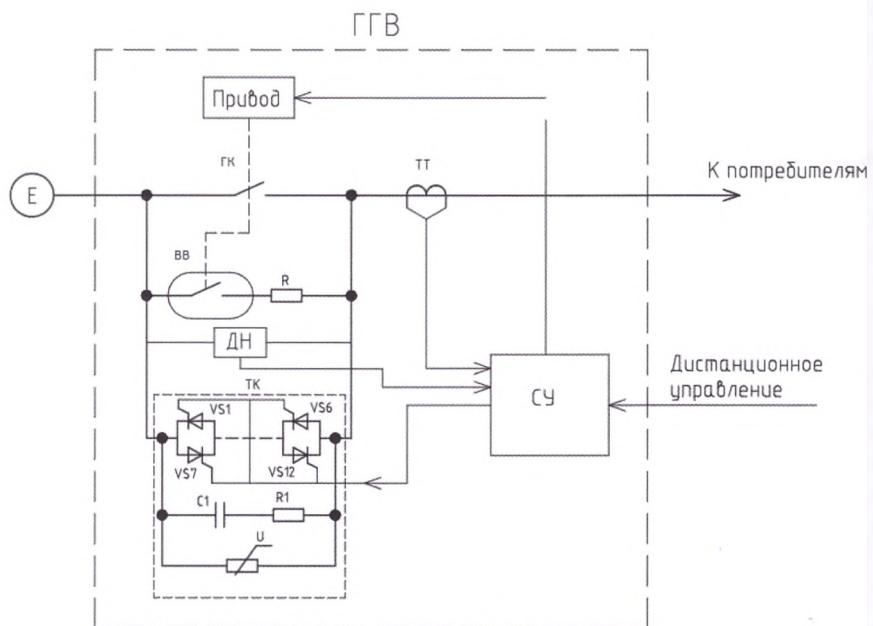


Рис. 5. Однолинейная схема ГГВ с ТК

щим отключением в момент перехода тока через нуль. Указанные ТОУ преимущественно шунтового типа были разработаны и применены в сетях 6/10 кВ и показали надежную работу и высокое быстродействие. На рис. 4 приведено изображение трехфазной сборки трехфазного коммутатора ТК 10 кВ, который вместе с системой управления может служить прототипом ТК для ГГВ путем увеличения числа последовательно-параллельно включенных тиристоров. Величина ограничивающего сопротивления будет определяться компромиссом между мощностью резистора и допустимым значением тока КЗ на выходе ЭГ.

ГИБРИДНЫЙ ГЕНЕРАТОРНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ ГГВ С ТИРИСТОРНЫМ КОММУТАТОРОМ

За основу ГГВ с тиристорным коммутатором принята схема, состоящая из ГК, вакуумного выключателя (ВВ), токоограничивающего резистора (R) и трехфазного силового ТК, системы управления (СУ), привода. Однолинейная схема ГГВ показана на рис. 5 и содержит также вспомогательные элементы: ТТ, ДН – трансформатор тока и датчик напряжения, C_1 , R_1 – демпфирующие конденсатор и резистор, U – ограничитель перенапряжения ОПН. Привод должен иметь как ручное (не показано), так и дистанционное управ-

ление. ГГВ должен содержать также разъединители, заземлители и др. вспомогательные устройства, которые не показаны. Указанная схема предложена НПО РИФ (С.-Петербург) [11] и была использована для анализа на первом этапе разработки ГГВ.

Предлагаемая схема при отключении работает следующим образом: в режиме нормального электроснабжения потребителей ГК находятся в замкнутом состоянии и ток протекает через них; контакты ВВ находятся в замкнутом состоянии; ТК отключен.

При возникновении со стороны потребителей аварийного режима КЗ на выходе трансформатора тока ТТ возникает сигнал соответствующий режиму КЗ, который поступает в СУ ГГВ. После этого на привод, который управляет ГК, поступает команда на отключение. Привод срабатывает и размыкает ГК. При этом происходит их размыкание и ток переходит в цепь ВВ, контакты которого механически связаны с главными контактами и размыкаются через время, достаточное для полного восстановления прочности межконтактного промежутка ГК. На контактах ВВ, при их размыкании, некоторое время горит электрическая дуга. С помощью R происходит ограничение тока КЗ и на нем возникает падение напряжения. Величина сопротивления резистора

засчитывается, исходя из падения напряжения на нем, при протекании тока, необходимого для открытия ТК. При этом падение напряжения на контактах ВВ измеряется датчиком напряжения, и сигнал от него передается в систему управления, которая воссоздает управляющий сигнал на открытие ТК, как только падение напряжения на контактах ВВ достигнет необходимой величины.

Во время отключения тока основной дуговой разряд возникает на контактах ВВ, при этом время горения дуги ограничено временем от момента размыкания контактов ВВ до момента открытия ТК, что составляет доли миллисекунды, а коммутация тока осуществляется ТК при первом переходе тока через ноль (естественная коммутация), после полного ГК и ВВ. Также надо отметить, что современные силовые тиристоры способны совершать огромное количество циклов коммутации токов КЗ, при соблюдении определенных условий их работы, а именно, обеспечение охлаждения и ограничение скорости нарастания напряжения dU/t и нарастания тока dt/t . Все это обеспечивает высокий ресурс ГГВ.

Для ограничения скорости нарастания напряжения dU/t на ТК предусмотрены конденсатор (C_1) и резистор (R_1). Для ограничения возможных перенапряжений предусмотрен ограничитель перенапряжений (U), который подключен параллельно ТК.

Работа схемы при включении выполняется в обратном порядке: контакты ГК и ВВ разомкнуты, ТК отключен; от СУ на ТК дистанционно или от ручного управления поступает сигнал включения и после набора тока включается ВВ и с определенной задержкой, определяемой собственным временем включения ГК. В случае включения на ТК блокируется релейной защитой РЗА, не допуская полного набора тока КЗ. В результате ЭГ и ГГВ в отличие от традиционных ГВ не испытывают таких включений в виде сотен килоампер, что обеспечивает их повышенную надежность.

Преимущества рассматриваемого ГГВ: в мире не применяются подобные гибридные выключатели, а только традиционные конструкции с большими воздействиями на выключатель и остальное оборудование, что сни-

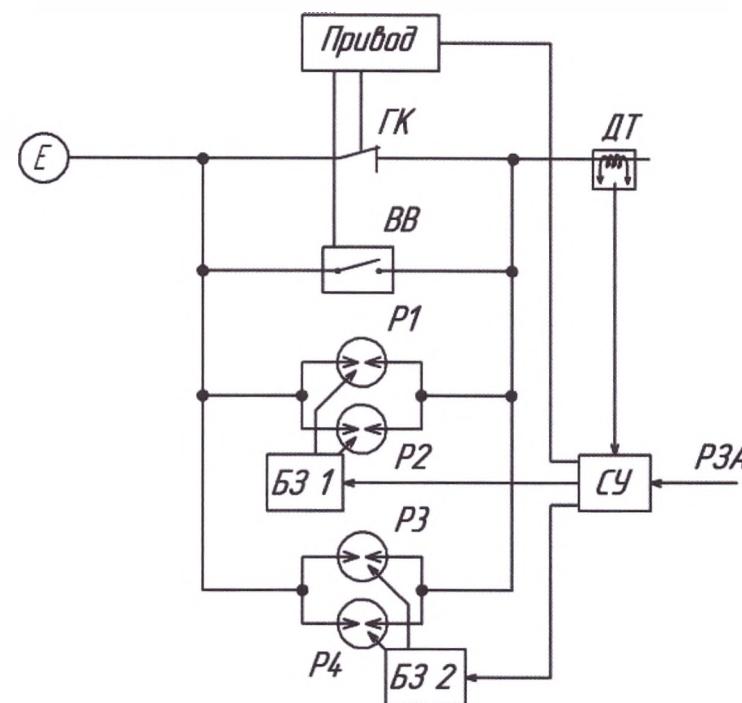


Рис. 6. Однолинейная схема ГГВ с вакуумным коммутатором Р, где Е – генератор электрической энергии; ГК – главные контакты; ВВ – вакуумный выключатель; Р – вакуумный управляемый разрядник; БЗ – блок запуска; ДТ – датчик тока; СУ – система управления ГГВ, РЗА – релейная защита и автоматика

жает их ресурс, в то время как предлагаемая конструкция ограничивает воздействия, например, исключением режима включения на близкое КЗ; ■ высокая пропускная способность определяется ресурсом ТК, который сопоставим миллионом коммутаций номинального тока благодаря бездуговой коммутации ТК в нуле тока; ■ модульная структура ГГВ позволяет реализовать модульную структуру ГРУ.

Недостатки применения ТК в составе ГГВ: высокая стоимость тиристоров, сложности деления тока по параллельным ветвям тиристоров, необходимость применения делительных цепочек при последовательном соединении тиристоров, разнотипность используемых компонент в составе ГГВ.

В результате для второго этапа разработки было предусмотрена замена ТК на вакуумные коммутаторы Р в виде РВУ, которые гораздо дешевле ТК, имеют более высокую пропускную способность и проверены на функционирование в составе быстродействующих токоограничителей 35 и 110 кВ.

В соответствии с ТЗ предполагается реализовать макет ГГВ на номинальное напряжение 24 кВ (наибольшее рабочее напряжение 30 кВ), номи-

нальный ток 37 500 А, номинальный ток отключения 350 кА и ток термической стойкости, 3 с – 180 кА, ток электродинамической стойкости до 480 кА. Собственное время отключения – 40 мс, полное время отключения – 60 мс.

Разработка предполагает использование воздушных или элегазовых ГК, способных перевести номинальный ток отключения на ВВ. ВВ с большим допустимым током отключения и последовательно включенной индуктивностью в виде нескольких витков токовой шины должна обеспечить перевод тока КЗ в РВУ.

ГИБРИДНЫЙ ГЕНЕРАТОРНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ ГГВ С ВАКУУМНЫМ КОММУТАТОРОМ

На втором этапе реализуется макет ГГВ с вакуумным коммутатором Р на основе РВУ-57. Однолинейная схема ГГВ приведена на рис. 6 и отличается от схемы рис. 5 наличием сдвоенного комплекта разрядников РВУ [6]. Прототипом ВВ попрежнему является ВДК, отраженная в [5]. Ожидается, что меньшая стоимость и большая пропускная способность Р нежели ТК обеспечат преимущества применения схемы рис. 6, тем более снимая про-

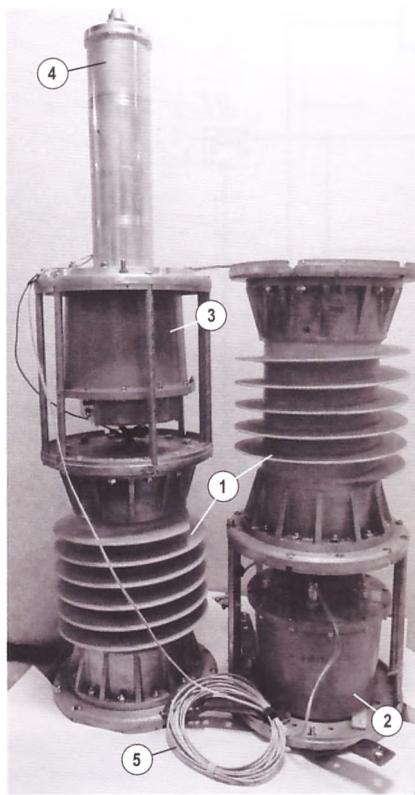


Рис. 7. Макет на основе вакуумных управляемых разрядников Р и блоков запуска БЗ:
1 – изоляционная оболочка, в которой расположены вакуумные управляемые разрядники, 2, 3 – блоки запуска БЗ, 4 – цилиндр, в котором расположен коаксиальный измерительный шунт, 5 – оптоволоконный кабель

блему деления токов между ветвями тиристоров.

На рис. 7 приведен макет на основе вакуумных управляемых разрядников Р и блоков запуска (БЗ), указанных на рис. 6, который прошел апробацию в составе высоковольтного быстродействующего коммутатора 35 и 110 кВ.

На математической модели модели синхронного турбогенератора ТВВ-1200 4У3 напряжением 24 кВ с блочным трансформатором ОДЦ-533000/750 (330)-У1 были выполнены исследования отключения трехфазного КЗ за схемой ГГВ, приведенные на рис. 8 [16]. Амплитуда ударного тока достигает 370 кА, при аналитическом расчете без затухания периодической составляющей – 390 кА, а с учетом затухания – 330 кА. Спустя 6 периодов частоты сети РЗА дает сигнал на отключение красной фазы, в которой отсутствует апериодическая составляющая тока КЗ, а спустя примерно один период отключаются в

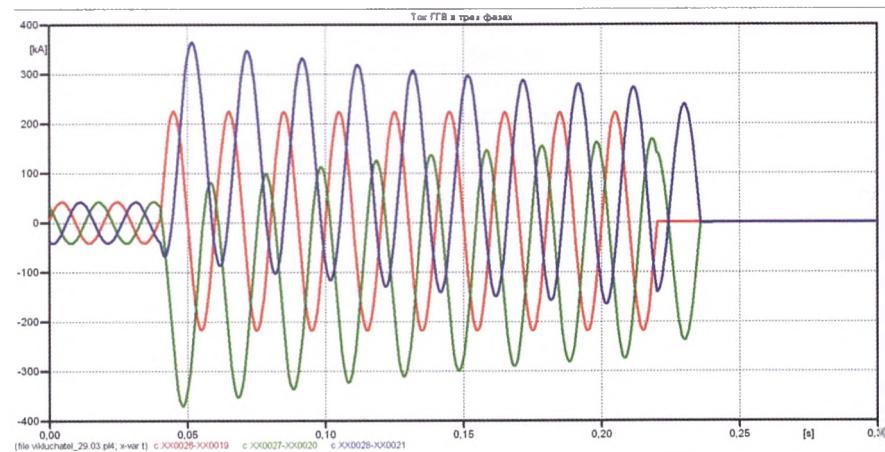


Рис. 8. Отключение ГГВ в трех фазах

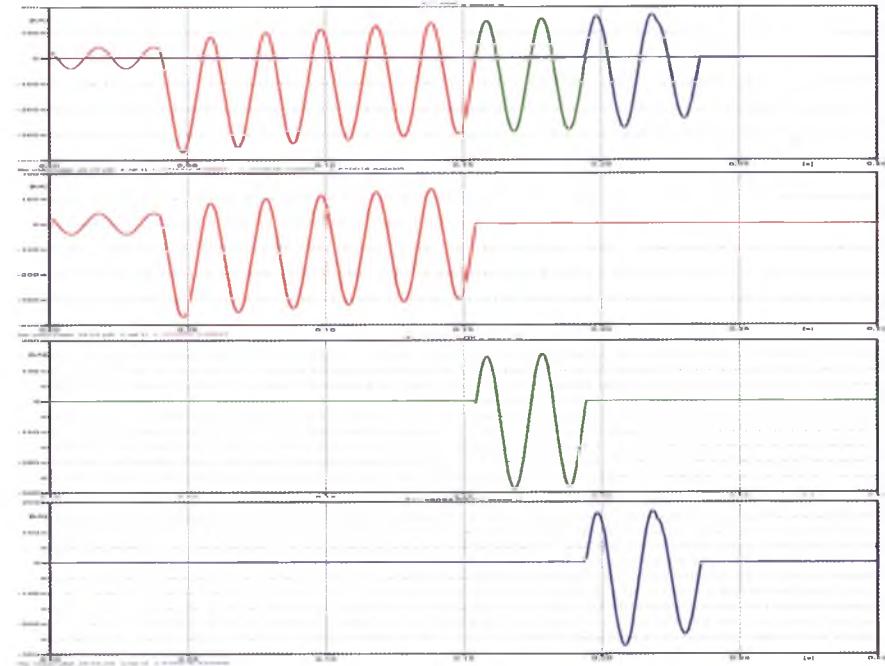


Рис. 9. Отключение ГГВ в фазе В

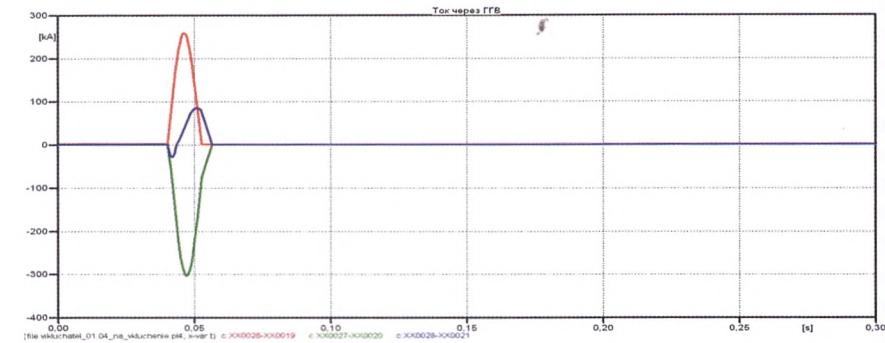


Рис. 10. Включение ГГВ

момент перехода тока через нуль обе оставшиеся фазы (рис. 8).

Более наглядно процесс отключения тока КЗ показан на рис. 9 для фазы В с наибольшей апериодиче-

ской составляющей. В исходном состоянии номинальный ток амплитудой 47 кА протекает через ГК (показаны красным цветом). Спустя 6 периодов включается вакуумный

выключатель ВВ непосредственно перед отключением ГК и ток переходит на холодные контакты ВВ (показаны зеленым цветом). Спустя 2 периода подается сигнал на включение разрядников Р и ток амплитудой до 300 кА переходит в цепь указанных разрядников благодаря падению напряжения на дуге ВВ примерно 200 В (показано синего цвета). После снятия напряжения с блока запуска БЗ происходит запирание Р и отключение ГВ.

На рис. 10 показана попытка включения ГВ на трехфазное КЗ. При этомзначает включается разрядники Р трех фаз и после достижения максимального тока 300 кА запираются они первым переходе тока через нуль, блокируя срабатывание ВВ и ГК. В результате снимается из числа расчетных режимов включения на ток амплитудой до 800 кА.

ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ СТЕНД

Основу большинства лабораторий коммутационных испытаний высоковольтной аппаратуры составляют генераторы, которые позволяют наряду с понижающими сопротивлениями трансформаторами осуществлять прямые методы испытаний выключателей на коммутационную способность, которые описаны в [13, 14]. В отличие от прямых методов синтетические методы испытаний более экономичны и основаны на применении двух контуров – генератора больших импульсных токов ГИТ с пониженным напряжением и генератора импульсного напряжения ГИН с повышенным напряжением и малым током.

Цели синтетических испытаний состоят в том, чтобы нагрузить испытуемый генераторный выключатель ГВ большим током от ГИТ, а после перехода тока через ноль отключить ГИТ и приложить между его контактами напряжение от ГИН, одновременно защищив ГИТ от повышенного напряжения ГИН.

На рис. 11 приведена схема испытательного стенда для испытаний генераторного выключателя ГВ на коммутационную способность с использованием ГИТ и ГИН, а также быстродействующих выключателей: S1 ГИТ, S2 ГИТ и S1 ГИН в качестве которых могут быть использованы

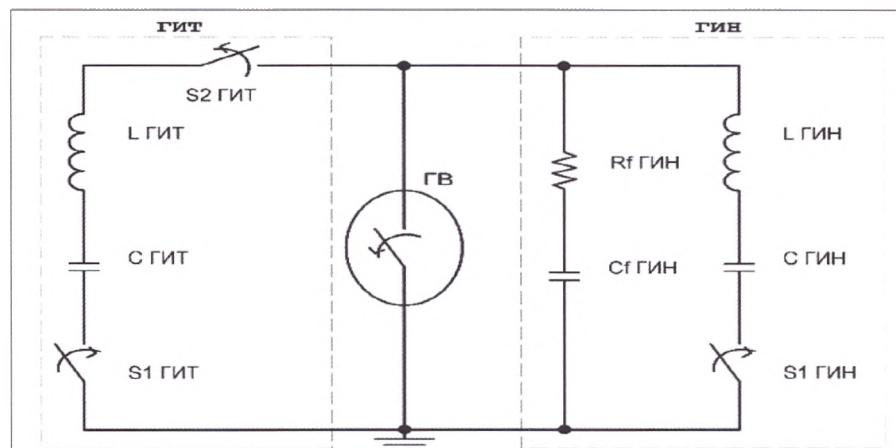


Рис. 11. Схема испытательного стенда для испытаний на коммутационную способность генераторного выключателя ГВ

РВУ. Системы зарядки и управления стенда не показаны. Реализация контура ГИН также не вызывает особых проблем, а вот реализация контура ГИТ достаточно проблематична из-за огромной емкости С ГИТ при минимальной индуктивности L ГИТ. Для разработки стенда на импульсный ток 800 кА частотой 50 Гц с восстанавливающимся напряжением 50 кВ частотой 500 Гц необходимо обеспечить для ГИТ:

- период колебаний $T = 2\pi\sqrt{LC}$,
- волновое сопротивление $\rho = \sqrt{L/C} = U_{\text{зар}}/I_{\text{ампл.}}$.

Задаваясь напряжением заряда $U_{\text{зар.}} = 1,6$ кВ, амплитудой тока $I_{\text{ампл.}} = 800$ кА, по вышеприведенным формулам получим:

$$\rho = 0,002 \text{ Ом}, C = 1,6 \text{ Ф}, L = 6,4 \text{ мГн.}$$

Для импульсных конденсаторов ИЭП-5-200 производства КВАР (Серпухов) получаем

$$C = 0,5 \text{ Ф с числом банок } N = 2500, L = 18 \text{ мГн.}$$

Для металлопленочных конденсаторов производства ЭЛКОД (С.-Петербург) К75-88 напряжением 4 кВ, емкостью 5,6 мФ, либо К75-100 напряжением 5 кВ, емкостью 1,8 мФ получаем число банок N от 300 до 900, индуктивность L от 6,4 до 20 мГн. Полученные значения индуктивностей позволяют отказаться от применения реакторов, которые ограничивают амплитуду колебаний тока, ухудшают работу системы управления и требуют дополнительных помещений. Металлопленочные конденсаторы критичны к реверсу тока при колебательном

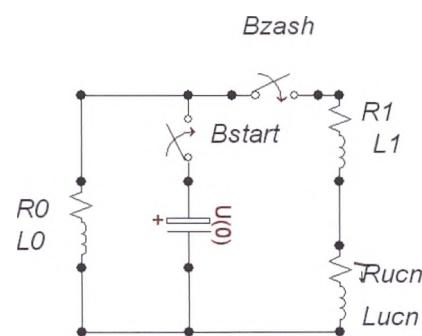


Рис. 12. Схема двухконтурного ГИТ для испытательного стенда с параметрами: $R_0 = 0,0004$ Ом, $L_0 = 0,06$ мГн, $R_1 = 0,00006$ Ом, $L_1 = 0,005$ мГн, $R_{\text{изн}} = 0,00002$ Ом, $L_{\text{изн}} = 0,01$ мГн, $U(0) = 5000$ В, $C = 633$ мФ, $B_{\text{старт}} = B_{\text{зашит}}$, $B_{\text{зашит}} = B_{\text{защит}}$ – соответственно разрядный и защитный быстродействующие выключатели

режиме, в связи с чем их зарядное напряжение необходимо понизить примерно в 3 раза сравнительно с номинальным напряжением конденсаторов, соединенным параллельно в одну батарею, разделенную примерно на 10 секций.

Для учета апериодической и периодической составляющих тока КЗ контур ГИТ из схемы рис. 11 преобразуется в двухконтурный, как показано на рис. 12.

Переходные процессы в двухконтурном ГИТ при учете апериодической и периодической составляющих тока КЗ приведены на рис. 13, причем верхний график соответствует напряжению на конденсаторной батарее C , а нижний – току в испытуемом ГВ. Глубина и длительность апериодической составляющей тока варьируется изменением

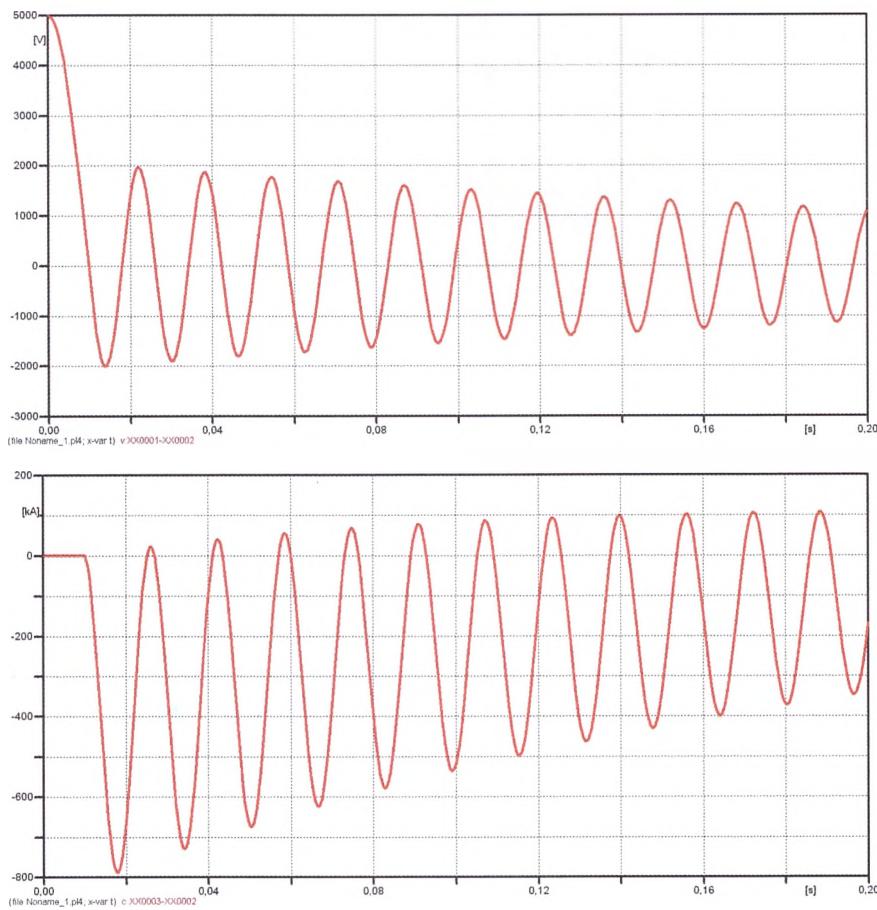


Рис. 13. Переходные процессы в двухконтурном ГИТ (схема рис. 12) при имитации тока отключения трехфазного КЗ

параметров левой ветви R_0 , L_0 в схеме рис. 13. Характер разрядного тока достаточно хорошо приближается к действующим на испытуемый выключатель токам отключения трехфазного КЗ, приведенным на рис. 8, 9.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполнен анализ существующих зарубежных и отечественных генераторных выключателей ГВ и показано отсутствие существующих разработок на заданные параметры по номинальному току 37,5 кА и току отключения 350 кА для электро- генераторов ЭГ для АЭС мощностью свыше 1000 МВт. Решение проблемы сводится либо к запараллеливанию выключателей и их удорожанию, либо к разработке гибридных конструкций, что представляется более перспективным для ЭГ свыше 1200 МВт.

Проведен обзор ранее выполненных наработок по гибридизации пре-

имущественно линейных выключателей и показаны возможности выполнения гибридных ГВ (ГГВ) в виде трехступенчатых конструкций в виде параллельного соединения горячих главных контактов, холодных вакуумных выключателей или их сборок, а также тиристорных коммутаторов или более предпочтительно вакуумных управляемых разрядников. Приведены структурные схемы указанных ГГВ, описаны алгоритмы их работы и приведены результаты математического моделирования режимов отключения и включения трехфазного КЗ.

Показана реализация испытательного стенда для отработки конструкции разрабатываемого ГГВ. Выполненные исследования и разработки требуют дальнейшего макетирования и отладки с использованием вновь создаваемого испытательного стенда для проведения испытаний комплектующих и опытных образцов разрабатываемых ГГВ.

ЛИТЕРАТУРА

1. www.new.abb.com. Элегазовые генераторные распределительные устройства HECS, с. 6.
2. www.siemens.ru/lmv, Генераторные распределительные устройства НВ3-80 с автоматическими выключателями. Каталог НВ3-80, 2015, с. 28.
3. www.vsoyuz.com. Генераторные выключатели—Высоковольтный союз.
4. www.ea.spb.ru/catalog/4/14/, АО ВО Электроаппарат.
5. Белкин Г.С., Лукацкая И.А., Перцев А.А., Потокин В.С., Ромочкин Ю.Г., Шохин Е.А. Вакуумные дугогасительные камеры, разработанные Всесоюзным электротехническим институтом имени В.И. Ленина. Электротехника, № 12, 1991, с. 9–15.
6. Сидоров В.А., Домашенко Г.Д., Ахметгареев М.Р., Щербаков Ю.В. Высоковольтный быстродействующий коммутатор переменного тока на основе вакуумных управляемых разрядников. Электричество, № 4, 2018, с. 4–13.
7. Акинин А.А. и др. Ограничение токов короткого замыкания в электрических сетях 110–220 кВ. Энергоэксперт, 2013, т. 1 (36), с. 34–38.
8. Алферов Д.Ф., Евсин Д.В., Иванов В.П. Изучение перехода тока между диодным блоком и вакуумной дугогасительной камерой. Труды 9 Симпозиума «Электротехника 2030», 2001, 5, 16.
9. Алферов Д.Ф., Ермилов И.В., Иванов В.П. Высоковольтный силыноточный выключатель постоянного тока. Электричество, № 11, 2001, с. 14–19.
10. Выключатель постоянного тока вакуумный типа ВПТВ-15-5/400, ТУ 16-674.068-86.
11. Рубашев Г.Н., Аптекарь Д.И., Чиканков Д.В., Федосеев В.К., Гончаров И.К. Тиристорное токоограничивающее устройство для сетей 6, 10 кВ переменного напряжения. Электротехника № 1/02, с. 10–13.
12. ATP Rule Book – 1992. – С. 247.
13. www.niiva.org/data/article2.pdf, Схемы испытаний электрических аппаратов на коммутационную способность, НИИВА, Агафонов Г. Е.
14. Каплан В.В., Нашатырь В.М. Синтетические испытания высоковольтных выключателей. Л.: Энергия, 1980.



Российский Энергетический Форум

XXV юбилейная международная выставка
«Энергетика Урала»

22-24 октября
ВДНХ ЭКСПО УФА 2019



@energyexpo, ref_ufa

f energobvk

#рэф

#энергетикаурала

#бвк

25 лет
выставке

Официальная поддержка



МИНИСТЕРСТВО
ПРОМЫШЛЕННОСТИ
И ИННОВАЦИОННОЙ
ПОЛИТИКИ РБ



МИНПРОМТОРС
РОССИИ

Содействие



АО «БЭСК»

БАШКИРСКАЯ
ГЕНЕРИРУЮЩАЯ
КОМПАНИЯ

БАШЭЛЕКТРОСБЫТ

По вопросам выставки

Бронь стенда www.energobvk.ru

+7 (347) 246-41-93

energo@bvkexpo.ru

По вопросам форума

Регистрация на форум www.refbvk.ru

+7 (347) 246-42-81

kongress@bvkexpo.ru



МИНИСТЕРСТВО
ПРОМЫШЛЕННОСТИ
И ИННОВАЦИОННОЙ
ПОЛИТИКИ РБ

БВК
Башкирская
выставочная
компания

Основной спонсор:

АО «башкирская электросетевая компания»

УСТРОЙСТВА СИММЕТРИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ: ПРИНЦИП РАБОТЫ, ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ

АКСЕНОВ В.В., генеральный директор ТОО «УККЗ», Казахстан, к.т.н.

ЧУПРИКОВ В.С., заместитель генерального директора по развитию ООО «УКК», Россия, к.т.н.

В статье рассмотрены два типа быстродействующих пофазно-управляемых устройств компенсации реактивной мощности, которые могут обеспечить балансирование нагрузки и симметрирование напряжения: статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности (СТК) и статические компенсаторы на базе управляемых инверторов напряжения (СТАТКОМ). На примере применения показано, что для балансирования активной мощности несимметричной нагрузки предпочтительным является применение СТАТКОМов. Результаты внедрения СТК на НПС-21 Ско вородино доказали, что даже при существенных искажениях напряжения во внешней питающей сети можно обеспечить электроснабжение локальной чувствительной нагрузки электроэнергией с высокими показателями качества путем установки СТК непосредственно на шины нагрузки



Владимир Викторович
Аксенов



Виктор Сергеевич
Чуприков

Работа однофазных нагрузок на промышленных предприятиях и, особенно, на тяговых подстанциях (ПС) электрифицированных железных дорог приводит к появлению в электрической сети несимметрии напряжения, негативно влияющей на других электропотребителей, подключенных к тем же центрам питания. В результате:

- возникают дополнительные потери в линиях электропередачи и подстанционных трансформаторах;
- снижается пропускная способность питающих линий;
- показатели качества электроэнергии у потребителей не соответствуют требованиям ГОСТ 32144-2013 по целому ряду показателей, что приводит к увеличению электрических потерь в электродвигателях и их аварийным отключениям по защите от несимметрии напряжения;
- несимметрия напряжения оказывает негативное влияние на питающие генераторы, снижая их ресурс и вызывая аварийный выход из строя;
- снижается точность учета потребления электрической энергии.

Несимметрия напряжения отрицательно сказывается на рабочих и технико-экономических характеристиках вращающихся электрических машин, вызывая тормозной электромагнитный

момент и дополнительный нагрев, главным образом ротора, приводящие к снижению КПД и сокращению срока службы изоляции обмоток. В асинхронных двигателях возникнут дополнительные потери в статоре. Наличие напряжений обратной U_2 и нулевой U_0 послесловательностей может вызвать отключение чувствительной нагрузки типа частотно-регулируемого электропривода (ЧРП).

БЫСТРОДЕЙСТВУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА СИММЕТРИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ И ИХ ФУНКЦИИ

Быстродействующие пофазно-управляемые устройства компенсации реактивной мощности, такие как статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности (СТК) и статические компенсаторы на базе управляемых инверторов напряжения (СТАТКОМ), могут обеспечить балансирование нагрузки и симметрирование напряжения.

Следует отметить многофункциональность этих устройств – помимо симметризации напряжения в точке подключения одновременно выполняют и его стабилизацию, а при необходимости еще и фильтрацию токов высших гармоник. Применение данных компенсирующих устройств обеспечивает повышение эффективности работы электрооборудования и энергосбережение.

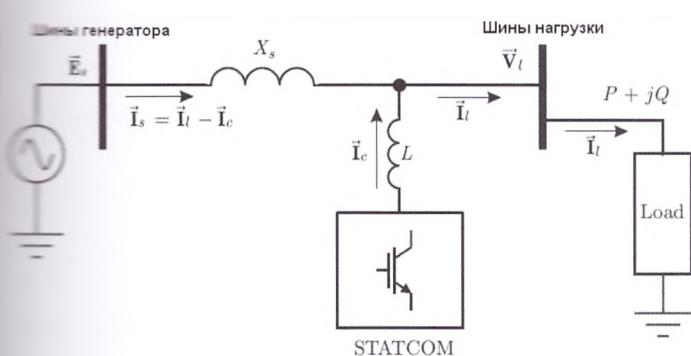
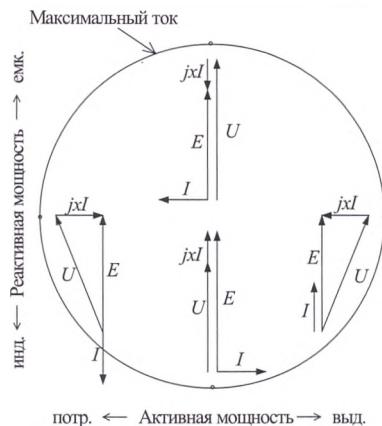


Рис. 1. Схема подключения СТАТКОМа и круговая диаграмма его работы



потр. ← Активная мощность → выд.

системах передачи, распределения и потребления энергии [1].

Установки СТК/СТАТКОМ, применяемые на предприятиях с резкопеременной нагрузкой типа дуговых печей или мощных ЧРП с целью обеспечения требований ГОСТ 32144-2013 по уровню колебаний напряжения и другим показателям качества электроэнергии (ПКЭ), фактически являются устройствами, осуществляющими электромагнитную совместимость нестационарной нагрузки с питающей сетью. Но если СТК — управляемый источник только реактивной мощности, то СТАТКОМ, за счет возможности формирования своего выходного тока во всех 4 квадрантах, может регулировать независимо как реактивную, так и активную мощность.

На практике встречаются два типа задач, связанных с симметрированием:

- балансирование несимметричной, в т.ч. однофазной нагрузки в точке ее подключения к питающей трехфазной сети;
- симметрирование питающего напряжения на шинах подстанции, несимметрия которого вызвана удаленной несимметричной нагрузкой.

БАЛАНСИРОВАНИЕ НАГРУЗКИ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

СТАТКОМ, установленный на шины подстанции параллельно несимметричной нагрузке (рис. 1), может обеспечить как пофазную компенсацию реактивной мощности нагрузки, так и балансирование активной мощности путем перекачки активной мощности между фазами сети. При этом каналы регулирования активной и реактивной мощности СТАТКОМа работают независимо друг от друга: канал по активной мощности обеспечивает равенство активных токов в каждой фазе питающей линии, а канал по реактивной мощности — компенсацию реактивной мощности нагрузки в каждой фазе. В результате, ток, потребляемый из питающей сети, становится активным и одинаковым по всем трем фазам. Сам СТАТКОМ при этом потребляет небольшую активную мощность, равную мощности потерь в инверторе.

Балансирование активной мощности, потребляемой несимметричной нагрузкой, можно обеспечить и с помощью подключенного к шинам нагрузки СТК путем пофазного регулирования его реактивной мощности. Согласно известным уравнениям Штейнметца любую несимметрич-

ную по фазам активную нагрузку можно сбалансировать путем выдачи/потребления соответствующей реактивной мощности в каждую фазу сети. Однако требуемая мощность СТК при этом в два-три раза превосходит мощность СТАТКОМа, выполняющего аналогичную функцию. Кроме того, при данном способе балансирования нагрузки возникает несимметрия напряжения, вызванная протеканием разной по величине и направлению реактивной мощности по фазам сетевого трансформатора.

При выборе оптимального симметрирующего устройства для конкретной нагрузки требуется провести математическое моделирование режимов работы, определить его структуру и мощность и провести технико-экономическое сравнение вариантов.

Данный подход был применен при выборе устройства компенсации реактивной мощности и балансирования активной мощности двух однофазных печей электрошлакового переплава типа ЭШП-15Л на ЗАО Энергомаш (Белгород), установленных на одной секции шин 6 кВ. Каждая печь потребляет в среднем 2,8 МВт активной и 2,5 Мвар реактивной мощности. Проведенные расчеты и моделирование показали, что оптимальное симметрирующее устройство должно включать в себя СТАТКОМ мощностью ±5 МВА и батарею конденсаторов мощностью 3 Мвар.

Установка конденсаторной батареи (КБ) позволила сместить регулировочную характеристику устройства в сторону генерации реактивной мощности, и за счет этого уменьшить требуемую мощность СТАТКОМА и снизить общую стоимость симметрирующего устройства. Расчетная мощность СТК, требуемая для решения этой задачи, составила: ТРГ 15,7 Мвар, ФКЦ — 10,9 Мвар. Цена такого СТК и занимаемая его оборудованием площадь намного превысили аналогичные показатели СТАТКОМА с КБ.

На рис. 2 приведены тренды фазных токов линии 6 кВ, питающей секцию шин электропечной нагрузки, при работе как одной, так и двух печей и отключенном и включенном СТАТКОМе, а также график работы одной смены плавильного цеха с четырьмя кратковременными отключениями СТАТКОМа.

Из графиков видно, что СТАТКОМ выполняет полное балансирование фазных токов как одной, так и двух печей, обеспечивая равномерную нагрузку сетевого трансформатора по фазам и стабилизацию напряжения. Рассмотренное применение СТАТКОМа позволило подключить данную специфическую нагрузку к существующей системе элек-

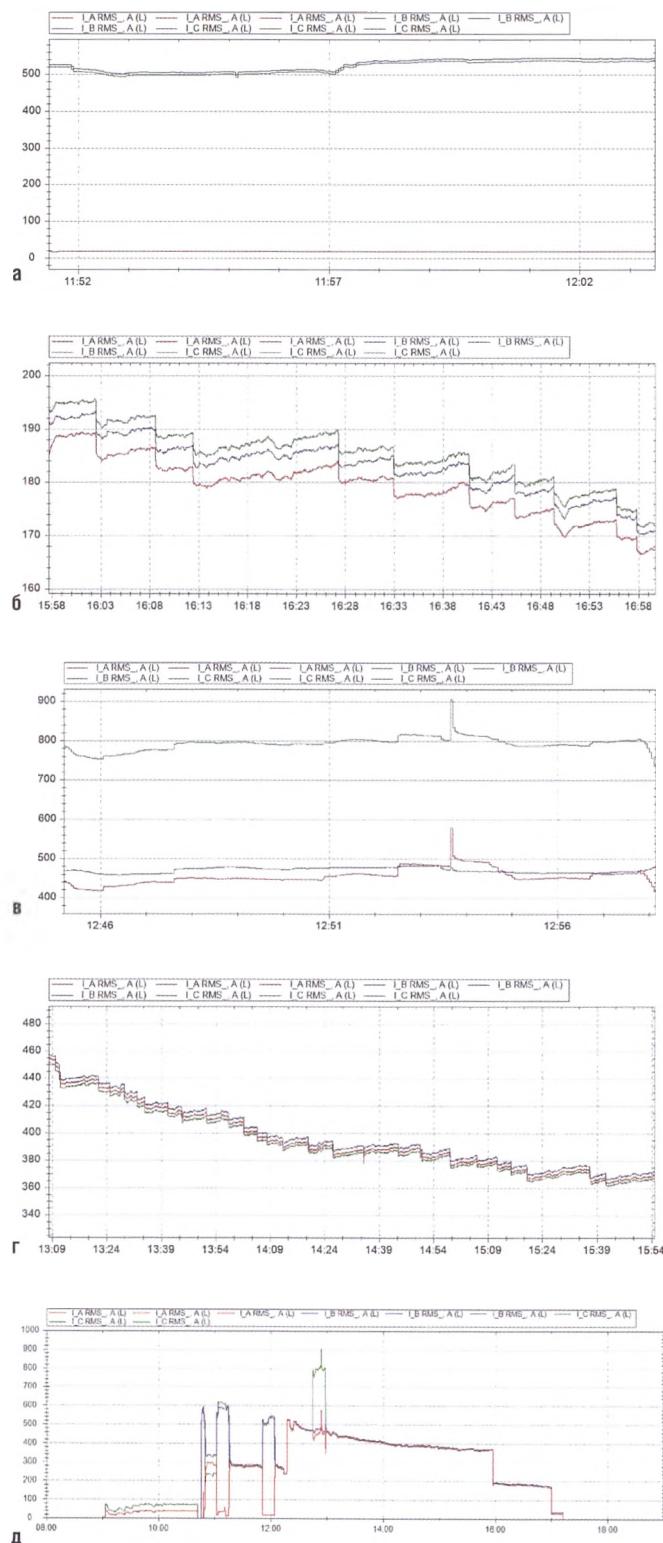


Рис. 2. Графики фазных токов питающей линии 6 кВ плавильного цеха при работе СТАТКОМа и без него.

- В работе одна печь, СТАТКОМ отключен
- В работе одна печь, СТАТКОМ включен
- В работе две печи, СТАТКОМ отключен
- В работе две печи, СТАТКОМ включен
- Сменный график работы цеха с четырьмя отключениями СТАТКОМА

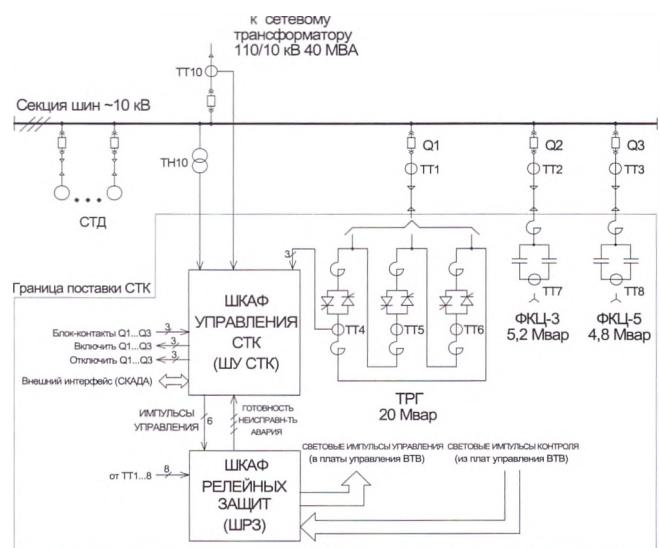


Рис. 3. Схема СТК-10/20-10 кВ

троснабжения с ограниченной мощностью сетевых трансформаторов и снизить процент технологического брака, имевшего место до установки симметрирующего устройства из-за нестабильности напряжения.

СИММЕТРИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ НА ЛОКАЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ

Известны проблемы, связанные с высоким уровнем несимметрии и несинусоидальности напряжения в магистральных сетях Сибири и Дальнего Востока, обеспечивающих питание тяговых подстанций Транссиба и БАМа. Доля суммарной установленной мощности трансформаторов 220/110 кВ тяговых ПС в Амурской энергосистеме составляет 38,2 % от суммарной мощности трансформаторов 220 кВ на всех ПС энергосистемы, что обуславливает существенное негативное влияние тяговой нагрузки на качество электроэнергии в примыкающей сети.

Характерный случай – ситуация на подстанции 220/110 кВ Сковородино МЭС Востока, от которой питается несколько тяговых подстанций. Несимметрия напряжения на шинах 110 кВ, обусловленная работой электрифицированной тяговой нагрузки, достигает 5 % при кратковременных повышениях до 10 %, а коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения превышает 5 %. Положение стало критическим, когда к тем же шинам 110 кВ через короткую воздушную линию была подключена подстанция 110/10 кВ, питающая электроприводы насосно-перекачивающей станции НПС-21 Сковородино магистрального нефтепровода ВСТО. Перечисленные выше отклонения ПКЭ от нормированных ГОСТ 32144-2013 значений приводили к отключению электроприводов насосов и повышенному износу оборудования НПС.

МЭС Востока в течение нескольких лет пыталось добиться улучшения ПКЭ на шинах 110 кВ ПС Сковородино, однако эта высоко затратная задача так и не была решена. Для устранения локальной проблемы руководством ПАО «Транснефть» было принято решение об установке двух



Рис. 4. Общий вид двух СТК на подстанции НПС-21 Сковородино

СТК мощностью 20 Мвар прямо на секции шин 10 кВ подстанции, питающей электроприводы насосов. К ноябрю 2017 г. СТК были смонтированы и введены в эксплуатацию [2]. На рис. 3 приведена схема СТК, на рис. 4 – общий вид установок СТК на подстанции.

Работа СТК обеспечила стабилизацию напряжения на линиях 10 кВ, снижение коэффициента несимметрии по обратной последовательности и коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения. На рис. 5 приведены суточные графики трех наиболее критичных показателей качества электроэнергии до и после установки СТК. Достигнутое повышение качества электроэнергии обусловило снижение числа отключений электродвигателей магистральных насосов и, потенциально, увеличило срок службы оборудования НПС.

Приведенный пример показывает, что даже при существенных искажениях напряжения во внешней питающей сети можно обеспечить электроснабжение локальной чувствительной нагрузки электроэнергией с высокими показателями качества путем установки СТК непосредственно на шины нагрузки.

СИММЕТРИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ НА ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЯХ РЖД

Наиболее логичным и правильным решением является устранение негативного влияния резко переменной несимметричной нагрузки в месте ее подключения, что предотвратит распространение искажений напряжения по питающей сети. Эта практика, широко используемая в промыш-

ленности, может быть применена и на тяговых подстанциях электрифицированных железных дорог.

В последние годы ПАО «РЖД» принимает активные меры по установке однофазных регулируемых устройств поперечной компенсации реактивной мощности, выполненных на базе СТАТКОМов, на посты секционирования контактной сети. Основное назначение данных устройств заключается в быстродействующей компенсации реактивного тока тяговой нагрузки, снижении колебаний напряжения в тяговой сети и фильтрации высших гармонических составляющих тягового тока [3]. Работа таких устройств обеспечивает стабилизацию напряжения в контактной сети, что позволяет при максимальных размерах движения на 20 % увеличить пропускную способность участков, но на качество электроэнергии в питающей сети влияет ограничено.

Наиболее рациональный способ поддержания качества электрической энергии в примыкающей сети – использование трехфазных СТК/СТАТКОМов, подключаемых непосредственно к шинам 27 кВ тяговых подстанций, которые могут обеспечить их электромагнитную совместимость с сетью [4], в первую очередь осуществляя симметрирование напряжения.

Оценим требуемую мощность устройства симметрирования напряжения для типовой тяговой подстанции. Питание тяговой нагрузки осуществляется от силового трансформатора ТДТНЖ-40000/110 с обмотками 115/27,5/10,5 кВ и номинальной мощностью 40 МВА. Напряжение 27,5 кВ используется для питания тяговой сети, причем фаза С со-

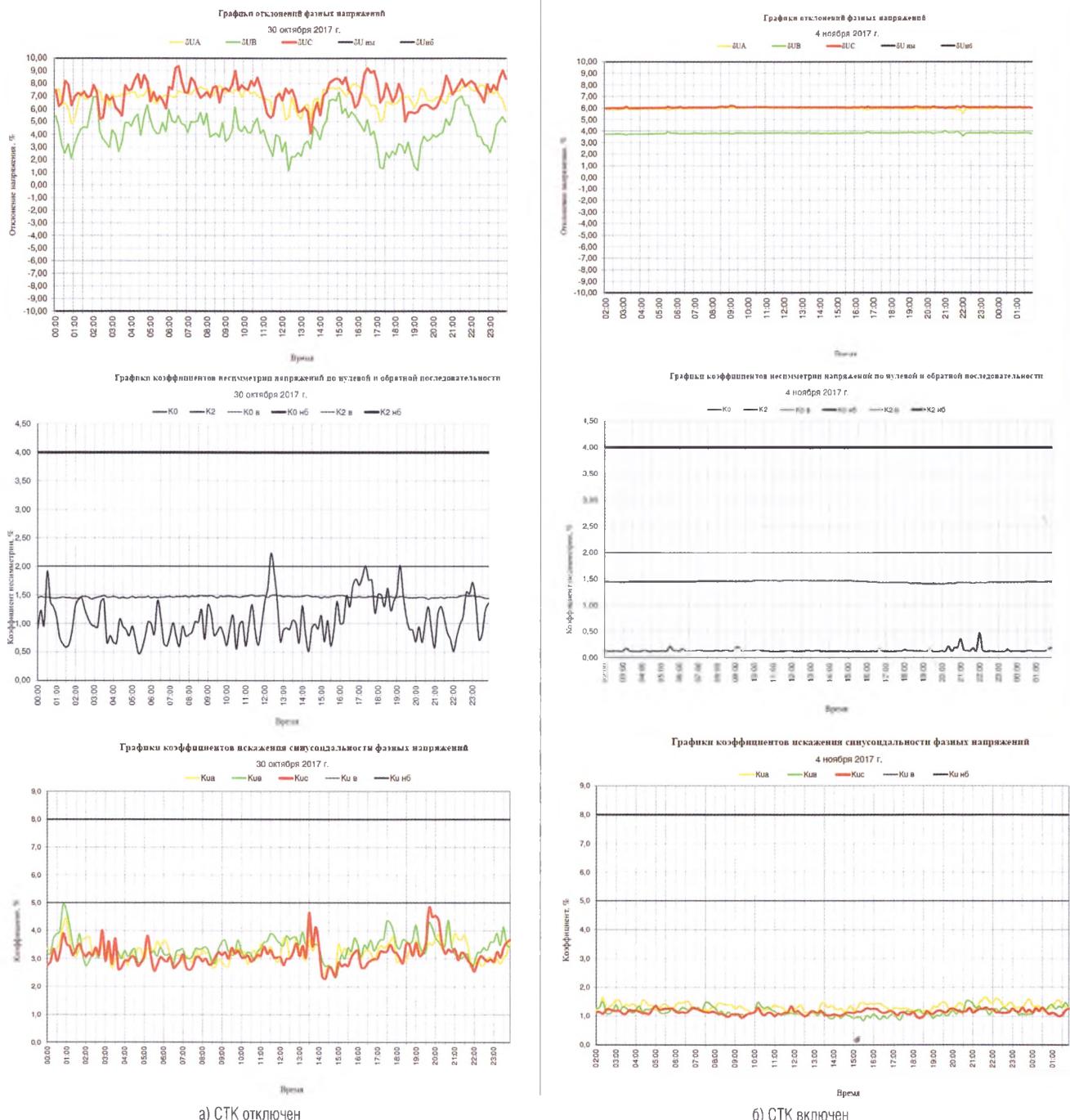


Рис. 5. Графики показателей качества электроэнергии на шинах 10 кВ при отключенном и включенном СТК

единяется с рельсом, а фазы А и В – с контактной сетью подходящего и отходящего участков.

Параметры нагрузки участка контактной сети: активная мощность $P_y=15$ МВт, реактивная мощность $Q_y=10$ Мвар. Устройство симметрирования должно иметь диапазон плавного регулирования трехфазной реактивной мощности не менее 0...3 Q_y . Таким образом, при использовании СТК мощности его силового оборудования (ТРГ и ФКЦ) должны быть не менее 30 Мвар. Фильтрокомпенсирующие цепи должны быть настроены на гармоники 3, 5 и 7, осуществляя фильтрацию как токов

гармоник нагрузки, так и токов гармоник, генерируемых ТРГ.

В случае использования СТАТКОМа его мощность можно снизить до ± 15 Мвар, если параллельно нагрузке включить нерегулируемую ФКЦ мощностью 15 Мвар, настроенную на третью гармонику. Эта ФКЦ-3, помимо сдвига регулировочного диапазона в сторону генерации реактивной мощности, осуществляет фильтрацию гармоник низкого порядка, а гармоники высшего порядка отфильтрует сам СТАТКОМ за счет наличия встроенной функции активной фильтрации.

Оптимальное значение мощности такого симметрирующего устройства выбирается на основе математического моделирования. Следует отметить, что СТАТКОМ в рассматриваемом применении не выполняет функции балансирования активной мощности нагрузки, так как ее реализация потребует значительного увеличения его минимальной мощности и является экономически нецелесообразной.

СИММЕТРИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ

на узловых подстанциях

напряжением 110–220 кВ

Задача повышения качества электроэнергии в магистральных сетях Сибири и Дальнего Востока может быть решена путем установки симметрирующих устройств на базе СТК на шины 110–220 кВ узловых подстанций ПАО «Россети». Требуемая мощность СТК зависит от существующей в сети несимметрии и отклонений напряжения мощности КЗ в точке подключения и может достигать 50...250 Мвар.

В первом приближении требуемую мощность СТК (диапазон непрерывного плавного регулирования) $\Delta Q_{\text{стк}}$ можно рассчитать по следующей формуле:

$$\Delta Q_{\text{стк}} = S_{\text{кз}} \cdot (\Delta K_{2U} / 0,62 + \Delta dU) / 100,$$

где $S_{\text{кз}}$ – мощность короткого замыкания в точке подключения СТК,

ΔK_{2U} – требуемый уровень снижения коэффициента несимметрии напряжения по обратной последовательности (в %),
 ΔdU – требуемый уровень снижения отклонений напряжения (в %).

Например, для ПС Сковородино с мощностью КЗ на шинах 110 кВ, равной 654 МВА, для обеспечения снижения коэффициента несимметрии напряжения по обратной последовательности на 6 % и снижения отклонений напряжения на ± 5 %, требуемая мощность СТК (ТРГ) составит:

$$\Delta Q_{\text{стк}} = 654 \cdot (6/0,62 + 10) / 100 = 128,7 \text{ МВА.}$$

Мощность ФКЦ обычно равна половине мощности ТРГ, но может быть изменена при регулярном отклонении среднего напряжения от заданного оператором значения.

Следует отметить, что алгоритм регулирования такого СТК должен быть построен по системе приоритетов: в первую очередь мощность СТК направляется на симметрирование напряжения, а оставшаяся часть – на его регулирование (стабилизацию). Таким образом, при снижении уровня исходной несимметрии напряжения вся освобождающаяся мощность СТК автоматически будет направляться на стабилизацию напряжения, расширяя возможности его регулирования.

Принцип работы такого СТК проиллюстрирован результатами математического моделирования, представленными на рис. 6. Справа показаны действующие значения трех фаз напряжения на шинах подстанции при подключении к ней ступенчато изменяющихся однофазных активно-реактивных нагрузок, сдвинутых по времени, а слева – те же напряжения, но при включенном СТК. СТК ликвидирует колебания, симметрирует и поднимает уровень фазных напряжений до заданной уставки.

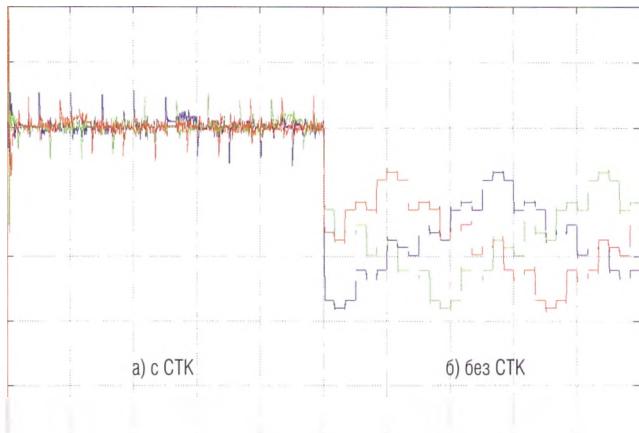


Рис. 6. Фазные напряжения на шинах 110 кВ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье рассмотрены два типа быстродействующих по-фазно-управляемых устройств компенсации реактивной мощности, которые могут обеспечить балансирование нагрузки и симметрирование напряжения: статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности (СТК) и статические компенсаторы на базе управляемых инверторов напряжения (СТАТКОМ).

На примере применения показано, что для балансирования активной мощности несимметричной нагрузки предпочтительным является применение СТАТКОМов.

Результаты внедрения СТК на НПС-21 Сковородино доказали, что даже при существенных искажениях напряжения во внешней питающей сети можно обеспечить электроснабжение локальной чувствительной нагрузки электроэнергией с высокими показателями качества путем установки СТК непосредственно на шины нагрузки.

Рассмотрены вопросы симметрирования напряжения в сетях питания тяговых подстанций электрифицированных железных дорог путем установки симметрирующих устройств в различных точках сети.

ЛИТЕРАТУРА

- Чуприков В.С. Компенсация реактивной мощности – ключ к повышению передаточной способности электрических сетей. // «Энергоэксперт», № 4, 2008 г.
- Аксенов В.В., Чуприков В.С. Об опыте снижения технических потерь и повышении качества электроэнергии в электрических сетях за счет внедрения устройств компенсации реактивной мощности // «Энергоэксперт», № 5, 2017 г.
- Кургозов К.А. Ресурсосберегающие технологии энергообеспечения на железнодорожном транспорте. // «Евразия Вести», XI 2017.
- Чуприков В.С., Демин А.И., Фомин А.В. Обеспечение электромагнитной совместимости тяговых подстанций и систем внешнего электроснабжения за счет применения статических тиристорных компенсаторов реактивной мощности. // Материалы XV Международной научно-технической конференции «Перспективы развития электроэнергетики и высоковольтного электротехнического оборудования. Энергоэффективность и энергосбережение», Москва, 19–20 марта 2013 г.

ПОСТРОЕНИЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ 20 кВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СЕТИ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ

НИКОЛЬСКИЙ Н.В., заместитель начальника Управления релейной защиты и автоматики АО «ОЭК»

ГОРЯЧИХ А.Д., инженер 1 категории Отдела противоаварийной, режимной автоматики и подготовки производства АО «ОЭК»

ЕВЛЕНТЬЕВ А.Ю., начальник Управления развития автоматизированных систем управления, телемеханики и связи АО «ОЭК»

ГРИГОРЬЕВ Д.А., начальник Управления релейной защиты и автоматики АО «ОЭК»

Электроснабжение потребителей города Москва производится от питающих центров (высоковольтных понизительных подстанций) посредством электрических сетей, являющихся важнейшим звеном электроэнергетической системы города. Сети подразделяются на питающие, обеспечивающие транспорт электрической энергии от питающих центров до распределительных пунктов, и распределительные, которые доставляют электрическую энергию непосредственно до конечных потребителей. Исторически для электроснабжения города использовались электрические сети классом напряжения 6–10 кВ, реализованные с изолированной нейтралью, и лишь с начала 2000-х годов на территории мегаполиса положено начало строительству новой сети классом напряжения 20 кВ с резистивным заземлением нейтрали. Обусловлено данное решение началом строительства крупных многофункциональных жилых и торгово-развлекательных комплексов, потребляющих мощность порядка 10–20 МВт с высокой плотностью застройки [1].

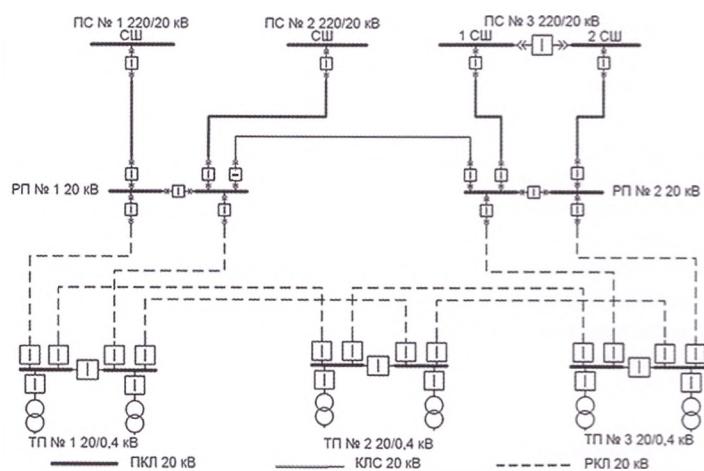


Рис. 1. Типовая структура электрической сети 20 кВ

Электроснабжение организовано при помощи двухлучевых схем, как это показано на рис. 1. Каждая секция распределительного пункта получает питание от независимых источников, при повреждении в питающей сети восстановления электроснабжения обеспечивается автоматикой ввода резерва (АВР) [2].

На сегодняшний день защита электрических сетей 6–20 кВ на территории РФ реализована посредством последовательно установленных на присоединениях максимальных токовых защит, селективность действия которых обеспечивается ступенчатым выбором параметров срабатывания по току и времени (рис. 2). Максимальная временная уставка защиты от междуфазных повреждений соответствует защите, установленной на отходящих от питающего центра фидерах и выбирается, исходя из допустимой продолжительности аварийных нагрузок на кабельную изоляцию. Обычно данный параметр составляет порядка 2,0 секунд, а параметр срабатывания защиты не более 1,7 секунд [3].

Для обеспечения селективности действия ступенчатых защит в них имеются выдержки на срабатывание. Разница по времени срабатывания между двумя соседними защитами называется ступенью селективности (Δt). На практике ступень селективности принимают не менее 0,25–0,3 секунды.

В соответствии с ПУЭ устройства защиты должны обеспечивать максимально возможную селективность, поэтому установка защит производится на все силовые выключатели электрического объекта (ВВ, СВ, ОЛ).

В последние годы в области телекоммуникаций активно внедряются решения на основе технологий пакетной передачи данных. Это связано с тем, что трафик Internet Protocol (IP) занимает значимую долю в общем трафике операторов связи, и эта доля постоянно растет. Поэтому при построении цифровых систем передачи информации (ЦСПИ) традиционные технологииступают место новым технологиям пакетной коммутации, которые позволяют более эффективно использовать доступные пропускные способности каналов при передачи больших объемов пакетного трафика.

Широкое распространение для создания промышленных сетей пакетной передачи получили технологии Ethernet.

Однако использование сетей на базе коммутаторов Ethernet и маршрутизаторов Ethernet/IP для построения каналов связи РЗА и ПА ограничено сложностью обеспечения надежности

каналов, заданных стабильных задержек и полос с возможностью резервирования каналов по статическим основному и резервному путям.

Сеть сбора и передачи технологической информации АО «ОЭК» обеспечивает возможность сбора и обмена данными существующих и перспективных технологических и вспомогательных систем с использованием протоколов пакетной передачи и технологии организации виртуальных закрытых сетей для формирования изолированных сегментов взаимодействия. Для построения технологической сети передачи данных (ТСПД) используется архитектура IP/MPLS, которая позволяет обеспечить экономическую эффективность, мультисервисность, масштабируемость, отказоустойчивость и безопасность [4]. Общая топология ТСПД представляет собой набор колец, в которых обеспечивается резервирование, распределенность архитектуры, масштабируемость и отказоустойчивость. Схема ТСПД приведена на рис. 3.

Кольцевая топология позволяет использовать для подключения узлов доступа меньшее количество оптических волокон, применять оптические передатчики меньшей мощности и стоимости, а также обеспечивать в целях резервирования каналы к узлам агрегации, проходящие по географически разнесенным трассам.

Общая архитектура сети передачи данных представляет собой трехуров-

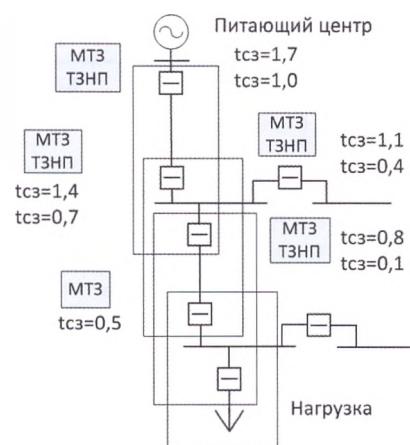


Рис. 2. Существующая ступенчатая архитектура защит электрической сети 20 кВ

невую иерархическую модель, в которой присутствуют четко выделенные уровни ядра, агрегации и доступа.

Уровень ядра представляет собой два опорных узла. Организация узлов уровня ядра осуществляется в географически分散енных точках. На каждом узле обеспечивается дублирование аппаратных и программных компонентов.

Уровень агрегации представляет собой группу узлов связи, территориально размещаемых на высоковольтных подстанциях и выполняющих терминацию логических подключений на базе мультисервисных устройств, а также физическое подключение колец доступа.

Уровень доступа имеет кольцевую структуру, объединяющую по ВОЛС энергообъекты РП/РТП 6–20 кВ

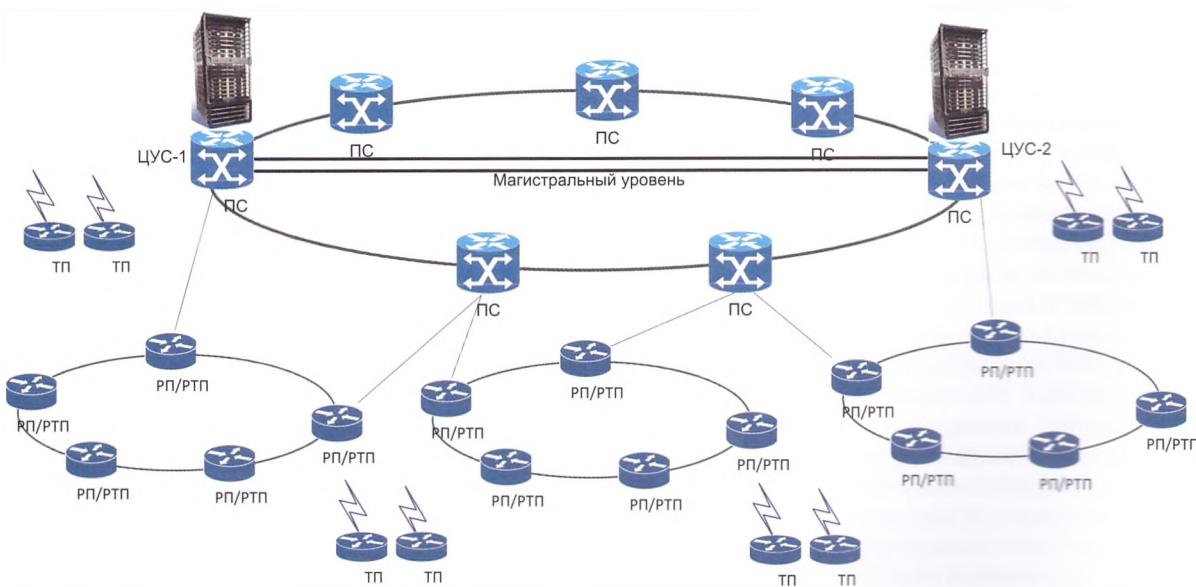


Рис. 3. Структура ТСПД

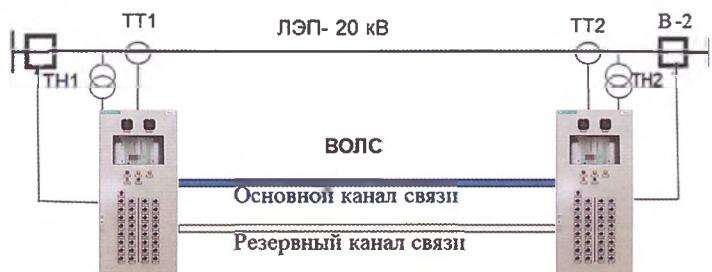


Рис. 4. Принципиальная схема ДЗЛ

Подключение внутри полукольца агрегации выполняется на базе интерфейсов с поддержкой технологии 10 Gigabit Ethernet. Подключение колец доступа, а также оконечного оборудования осуществляется на базе интерфейсов с поддержкой технологии Gigabit Ethernet.

ПРИМЕНЕНИЕ ДЗЛ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 20 кВ

Один из способов повышения быстродействия и надежности системы защиты элементов распределительной сети мегаполиса – дополнение существующей архитектуры системы защиты и автоматики защитами с абсолютной селективностью (дифференциальными). При этом на электрических присоединениях будут организованы дополнительные защиты, играющие роль основных, а функции резервных перейдут к ступенчатым по аналогии с высоковольтными сетями. При использовании микропроцессорной техники данные защиты могут быть реализованы на программном уровне в единичных устройствах, что практически не изменит капитальные затраты сетевой организации. В случае применения отдельных микропроцессорных устройств на присоединение повышается надежность системы защиты за счет полноценного – программного и аппаратного резервирования.

Для защиты линий в данном случае используется дифференциальная защита (ДЗЛ), принцип действия которой основан на определении дифференциального тока защиты, равного геометрической разности токов в плечах защиты [5]. В нагруженном режиме дифференциальный ток приблизительно равен нулю. При наличии внутреннего повреждения для сети с односторонним питанием ток короткого замыкания будет протекать только по одному плечу защиты и дифференциальный ток будет иметь максимальное значение, защита запустится и отключит поврежденную линию. При внешнем ко-

ротком замыкании дифференциальный ток в защите будет отличен от нуля. Вызвано данное обстоятельство наличием тока небаланса, на этот случай в большинстве современных защит используется эффект торможения – искусственного загружения защиты при больших значениях токов плеч дифференциальной защиты. Характеристика срабатывания ДЗЛ изображена на рис. 5.

Реализация функции дифференциальной защиты в микропроцессорных устройствах имеет ряд неоспоримых преимуществ: реализация тормозной характеристики, пофазное вычисление дифференциального тока, цифровое выравнивание вторичных значений в плечах защиты, блокировка от высших гармоник, контроль исправности токовых цепей.

Применение дифференциальных защит линии сопряжено со следующими конкурентными преимуществами для сетевой организации:

- сокращение времени нахождения повреждения в сети;
- создание возможности организации режима двухстороннего питания в сети 20 кВ;
- повышение разветвленности городской электрической сети.

Для организации дифференциальных защит линий электропередачи необходимо наличие специализированных каналов связи. Прокладка выделенных волоконно-оптических линий связи не всегда экономически оправданная задача при внедрении дифференциальных защит. Стоит только отметить появляющиеся в последнее время предложения со стороны производителей (Эстрайлин, ЗВК Москва, Таткабель) по применению силового кабеля 20 кВ со встроенным непосредственно в силовую часть волоконно-оптическими линиями связи. К минусам применения указанных кабелей можно отнести трудности, связанные с ремонтом оборудования.

Рис. 5. Характеристика срабатывания ДЗЛ
 I_d – дифференциальный ток; I_{tr} – тормозной ток

Альтернативный способ организации каналов связи – использование мультиплексоров и цифровых сетей передачи информации, большинство из которых в российской электроэнергетике построены с использованием технологий синхронной и плазиохронной цифровой иерархии (SDH и PDH), которые также являются не самым экономически целесообразным решением.

Оптимальное решение в условиях мегаполиса – использование для целей РЗА совместно с другими технологическими задачами единой сети пакетной передачи данных. При этом сетевая компания избегает необходимости дополнительных затрат на создание выделенных сетей передачи данных.

Следует отметить, что основными проблемами использования любой сети для целей РЗА являются надежность передачи данных, а также фиксированное и максимальное быстродействие. Пакетная передача информации не должна ухудшать данные показатели при ее использовании для целей РЗА.

ОПЫТНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ДЗЛ ПО ТСПД

В период с 17.09.2018 по 21.09.2018 были проведены комплексные испытания организации ДЗЛ с использованием ТСПД АО «ОЭК» и оборудования ООО «НПП ЭКРА». Разработанное решение позволяет организовать информационный обмен по протоколу МЭК 61850-9.2 (SV) в сети Ethernet, используемой в распределительных сетях АО «ОЭК», что значительно сокращает затраты на организацию защиты сети 20 кВ.

Испытания проводились в два этапа: предварительные стендовые испытания в офисе АО «ОЭК» и полевые испытания основного канала передачи данных по ТСПД между ПС 220 кВ Герцево и РП 70042. Для этого сотрудниками были проведены наладочные работы на телекоммуникационном

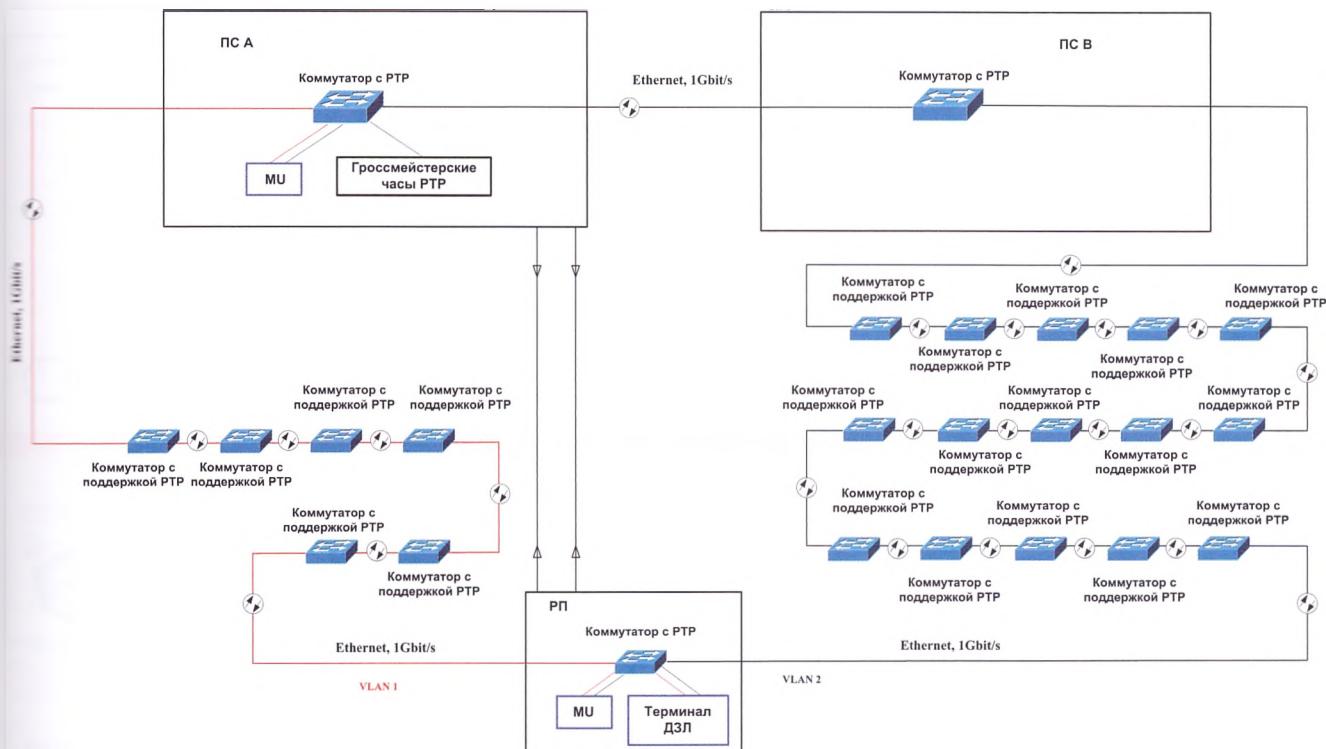


Рис. 6. Структурная схема ДЗЛ с использованием ТСПД

сборудовании ряда смежных распределительных пунктов (РП19168, РП 21114, РП19367, РП 21113, РП 20152, РП 20153, РП 20044).

На первом этапе был подготовлен лабораторный стенд, моделирующий технологическую сеть передачи данных ОО «ОЭК» между ПС ПС 220 Герцево и РП 70042. Количество промежуточных коммутаторов было выполнено минимальным. Основной целью являлось подтверждения технической возможности функционирования решения ДЗЛ, состоящего из двух устройств сопряжения с объектом (ПАДС БЭ 2704_602), терминала РЗА (БЭ2704_203) и локально-вычислительной сети.

Была произведена проверка прохождения пакетов PTP на модели существующей коммуникационной сети и определена пропускная способность. Далее была проверена работоспособность устройства защиты линии: срабатывание и отключение, осциллографирование, отсутствие ложных действий при снятии и подаче напряжения оперативного тока, а также взаимодействие устройств РЗА с испытательной установкой с использованием цифровых каналов связи путем приема и передачи GOOSE-сообщений. Проверено состояние и работоспособность терминала,

величины подаваемых токов и состояние защит.

Отдельно была произведена проверка формирования сообщений о нарушении обмена информацией по цифровым каналам связи и отсутствие срабатывания при обрыве канала связи. Контролировалось появление сигналов срабатывания измерительных органов и действия защиты на отключение. При обрыве канала связи одного из устройств преобразования аналоговых сигналов происходило срабатывание измерительно-го органа дифференциальной защиты (ввиду формирования тока небаланса), действие на отключение блокировалось согласно внутренней логике устройства.

На втором этапе были произведены полевые испытания согласно схеме, приведенной на рис. 7. Практические испытания, проведенные на втором этапе, показали результаты, идентичные результатам стеновых испытаний.

По итогам испытаний задержка передачи информации по каналу связи данной конфигурации составила не более 1 мс.

Предлагаемое техническое решение по организации дифференциальной защиты линии электропередачи 20 кВ вполне работоспособно и практически реализуемо на уже имеющемся на рынке оборудовании. Ключевой фактор,

обеспечивающий работоспособность технического решения – наличие в сети временной синхронизации PTPv2.

В дальнейшем планируется провести дополнительные испытания для проверки организации резервного канала связи ДЗЛ с установкой и конфигурированием коммутаторов Cisco IE 4000u, поддерживающих временную синхронизацию PTPv2, на питающих центрах ПС 220 кВ Герцево и ПС 220 кВ Щедрино. С целью наработки практического опыта эксплуатации технического решения рассматривается вопрос передачи в опытную эксплуатацию оборудования ООО НПП ЭКРА (БЭ 2704_203 и БЭ 2704_602) для установки на ПС 220 кВ Герцево, РП 70042.

В настоящее время уже были проведены аналогичные испытания с оборудованием ООО «Релематика» и планируются с другими производителями.

ДАЛЬНЕЙШЕЕ РАЗВИТИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО РЕШЕНИЯ

На основании полученных данных в качестве дальнейших шагов развития технологии были выбраны:

- разработка и испытание микропроцессорных устройств, объединяющих в себе функции защиты и устройства со-пряжения. Данное решение позволит

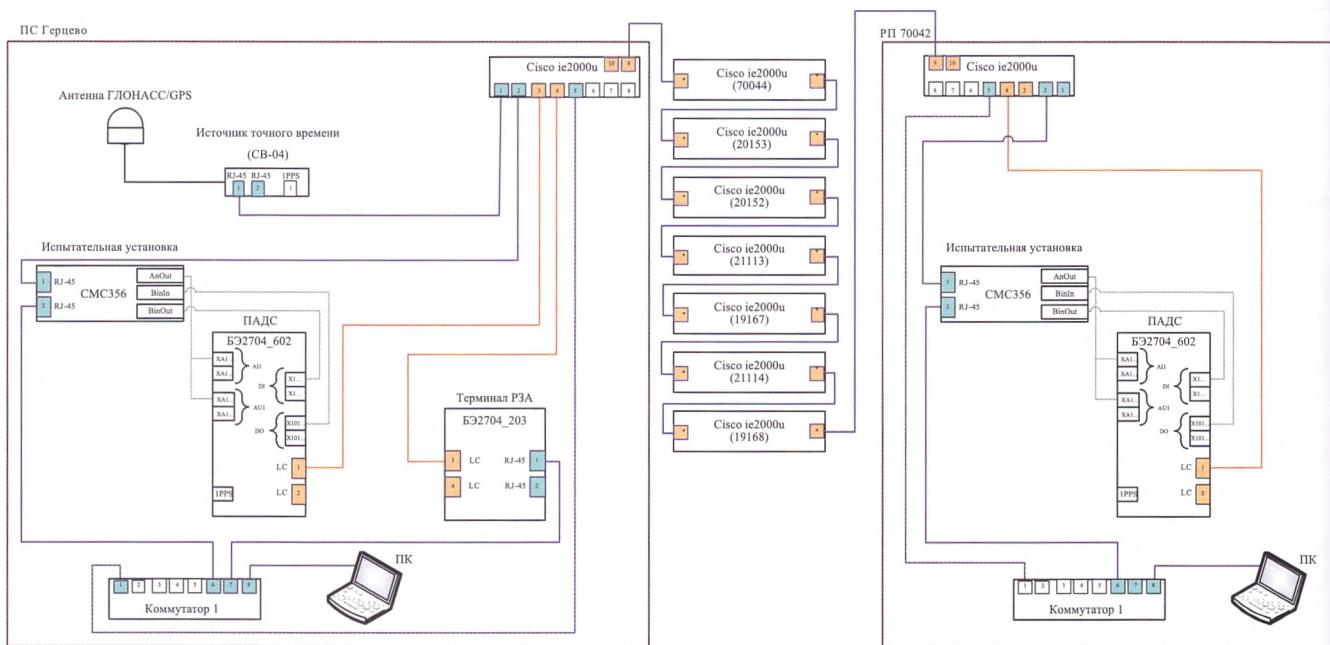


Рис. 7. Структурная схема проведения испытаний

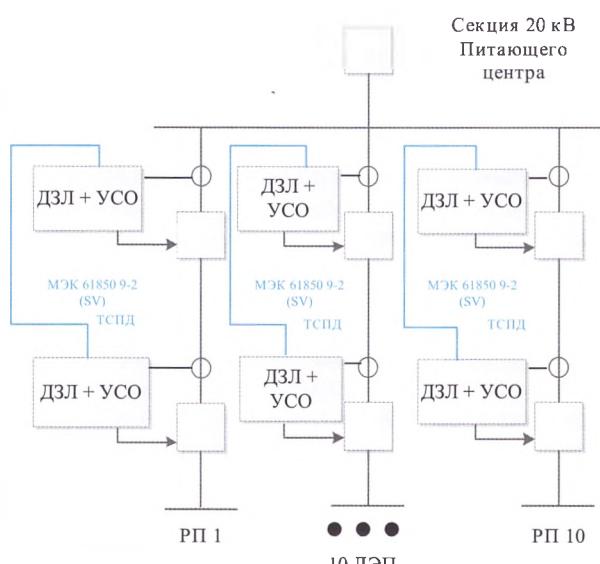


Рис. 8. Принципиальная схема объединения ДЗЛ с УСО

сократить затраты сетевой организации на дополнительные аппаратные средства позволяющие реализовать решение и оптимизировать пространство при монтаже оборудования в ячейках распределительных устройств; разработка централизованного устройства, обеспечивающего одновременную реализацию дифференциальных защит для группы линий электропередачи, отходящих от одной секции шин высоковольтной подстанции. Данное решение является принципиально новым, и позволяет повысить надежность существующих решений в части защите распределительной сети, поскольку дифференциальные защиты будут выполнены в автономном аппаратном устройстве, а также сократить количество устройств по сравнению с решением, при котором на каждую линию устанавливается по отдельной защите.

ЛИТЕРАТУРА

1. Майоров А.В. Разработка научно-технических решений по формированию электрической сети 20 кВ мегаполиса, Москва, 2016 – 137 с.

ствующих решений в части защите распределительной сети, поскольку дифференциальные защиты будут выполнены в автономной аппаратной устройстве, а также сократить количество устройств по сравнению с решением, при котором на каждую линию устанавливается по отдельной защите.

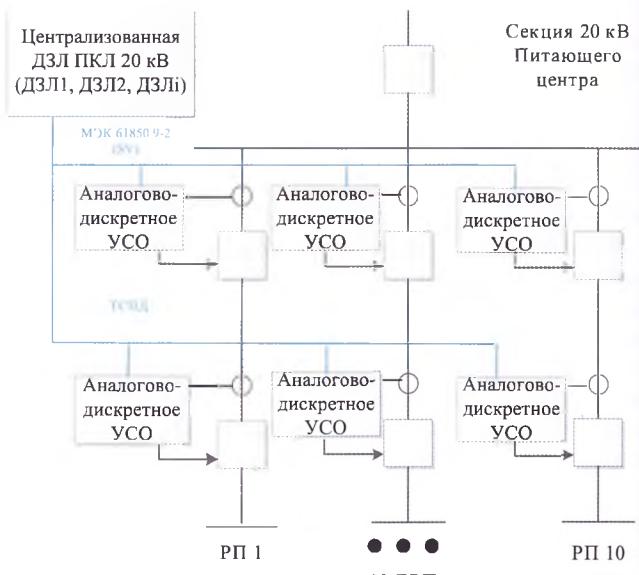


Рис. 9. Принципиальная схема централизованного устройства ДЗЛ группы ПКЛ

2. Козлов В.А., Билик Н.И., Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электроснабжения городов. – Л.: Энергоатомиздат, 1986 – 256 с.

3. Майоров А.В. Применение защит с абсолютной селективностью и развитие автоматики в электрических сетях напряжением 20 кВ мегаполиса. «Электроэнергия. Передача и распределение», декабрь 2018, 20–25 с.

4. Техническая политика ОАО «ОЭК» Москва, 2016 – 285 с.

5. Чернобровов Н.В. Релейная защита. Издательство. Энергия, 4-е изд., 1971.

ЭКРА

СОХРАНЯЯ ЭНЕРГИЮ

ООО НПП «ЭКРА». 428020, г. Чебоксары, пр. И.Я. Яковлева, 3.
Тел./факс: (8352) 22-01-10, 22-01-30. www.ekra.ru, e-mail: ekra@ekra.ru



ЦИФРОВАЯ ОПЕРАТИВНАЯ БЛОКИРОВКА БЕЗОПАСНОСТИ

БАЛАШОВ В.В., директор по развитию ОАО «ВНИИР»

БОРИСОВ Р.К., генеральный директор ООО «НПФ ЭЛНАП»

ГРИБКОВ М.А., директор департамента релейной защиты и режимной автоматики сетей ПАО «МОЭСК»

ПАВЕЛЬЕВ А.А., ведущий эксперт управления эксплуатации подстанций ПАО «МОЭСК»

Блокировку или разрешение команд включения/отключения выключателей и разъединителей будем называть оперативной блокировкой безопасности (ОББ). ОББ – важнейшее техническое средство, обеспечивающее безопасность оперативного персонала при оперативных переключениях. Технические решения, заложенные в реализацию ОББ при ее создании, не позволяют обеспечить высокую надежность работы ОББ. В настоящей статье рассмотрен опыт эксплуатации как существующих ОББ, так и ОББ, выполненной на цифровом принципе.

Все времена в электроэнергетике вопросам безопасности персонала и сохранности первичного оборудования уделялось пристальное внимание. Свидетельство тому – перечисление типов ОББ, применяемых в электроэнергетике в разное время:

- механическая блокировка непосредственного действия;
- механическая замковая блокировка;

- электромагнитная блокировка (блокировка Гинодмана);
- электромагнитная блокировка (ЭМБ);
- электрическая блокировка.

Каждый тип ОББ соответствовал своему времени и своему уровню развития технологий. Большое количество ОББ указывает на то, что идеальная ОББ, соответствующая всем предъявляемым к ОББ требованиям, еще не создана.

Для экономии места в журнале не будем рассматривать принцип действия каждого типа ОББ. Электрическая блокировка является разновидностью ЭМБ применяемой для первичного оборудования с двигательным приводом. Остановимся на рассмотрении недостатков ЭМБ, как самой распространенной в настоящее время. Считаем, что принцип работы ЭМБ широко известен.

Внешний вид панели ЭМБ приведен на рис. 1.

Рассмотрим недостатки отдельных узлов ЭМБ, влияющие на надежность ее работы:

- один из принципиальных элементов ненадежности – это блок питания ЭМБ. При схеме питания ОББ от сети собственных нужд существуют риски отказа в работе ЭМБ при потере питания собственных нужд энергообъекта. Если в это время необходимо проводить переключения, то оперативному персоналу приходится их выполнять без ЭМБ деблокируя блок-замки ЭМБ первичного оборудования;
- следующим существенным недостатком ЭМБ является отсутствие контроля состояния кабелей вторичной коммутации ЭМБ. Это связано с тем, что вся схема ЭМБ нахо-



Рис. 1. Внешний вид панели ЭМБ

ются постоянно под напряжением от блока питания и, соответственно, на всей схеме вторичной коммутации ЭМБ контролируется наличие «земли» или КЗ к кабелям вторичной коммутации.. Часть кабелей вторичной коммутации ЭМБ при любом положении коммутационных аппаратов находится без напряжения. Это связано с тем, что в зависимости от положения коммутационных аппаратов часть схемы ЭМБ будет выведена из работы разомкнутыми блок-контактами первичного оборудования. Такое построение схемы ЭМБ приводит к тому, что значительные участки схемы ЭМБ, например, в нормальном режиме работы энергобъекта, который существует в течение 90 % и более времени в году, будут длительное время находиться без напряжения, и их состояние не будет известно вплоть до момента подключения к схеме. За время нахождения без напряжения участки схемы ЭМБ могут быть украдены, демонтированы, повреждены с КЗ или с замыканием на «землю» и т.п. Дефект бесконтрольности отключенных участков схемы ЭМБ приводит к неработоспособности ЭМБ в целом. Вышеуказанный дефект может бытьстранен, если принудительно подавать напряжение на участки ЭМБ, normally по схеме находящиеся без напряжения, для контроля за ними, но это организационно сложная задача, реализацией которой никто не занимается;

- электромагнитная блокировка в полном объеме не может быть вы-

полнена в схемах, где трансформаторы на стороне ВН подключены к сети через отделители. Это связано с тем, что отделители на включение и отключение имеют разные приводы, логические цепочки на включение и отключение также различны;

- на сегодняшний день отсутствует единая форма построения блоков логики ЭМБ. Существует большое количество схем включения первичного оборудования, как типовых, так и нетиповых. А типовые схемы ЭМБ для всех имеющегося разнообразия первичных схем отсутствуют. В каждом конкретном проекте человеком разрабатывается схема ЭМБ, что влечет за собой влияние человеческого фактора и значительную вероятность ошибок в проектных схемах ЭМБ;
- фактическое состояние блок-контактов КСА (контакты сигнальные аппаратные) зачастую является неудовлетворительным как по конструктивному исполнению, так и по уровню эксплуатации. КСА, используемые на открытых распределительных устройствах и размещенны в шкафах приводов разъединителей, не имеют соответствующей степени защиты от внешних климатических воздействий, насекомых и т.п. Этот недостаток приводит ко всевозможным видам повреждений КСА (КЗ, «земля», обрыв и т.п.);
- состояние блокировочных замков порой также является неудовлетворительным как по конструктивному исполнению, так и по уровню эксплуатации при использовании блок-

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Ведущий рубрики



Балашов Виталий Васильевич

Директор по развитию ОАО «ВНИИР»

замков на открытых распределительных устройствах и размещенных в шкафах приводов разъединителей, не имеющих соответствующей степени защиты от внешних климатических воздействий, насекомых и т.п. В настоящее время вместо блок-замка ЗБ-1 выпускается блок-замок ЗБ-1м, что несколько улучшило ситуацию, но не изменило ее кардинально. Внешний вид блок-замков приведены на рис. 2;



Рис. 2. Блок-замки ЭМБ
а) блок-замок ЗБ-1; б) блок-замок ЗБ-1М

Таблица 1. Результаты обследования

Элемент	Общее число (шт.)/ из них неисправно	Причина неисправности	Количество неисправных
Блок-замки	2886/1714	Механические повреждения	310
		Погодно-климатическое влияние	1380
		Производственный брак	24
Блок-контакты	2976/2395	Механические повреждения	120
		Погодно-климатическое влияние /окисление контактов	2255
		Производственный брак	20
Блок питания	33/2	Производственный брак	2
Блок логики (клеммники)	12640/9020	Механические повреждения	1390
		Погодно-климатическое влияние /Окисление контактов	7560
		Производственный брак	70
Блок логики	44/2	Нарушения при монтаже	2
Кабельные линии	10735/4800	Механические повреждения	295
		Пониженное сопротивление изоляции	4505

Таблица 2. Расчет вероятности безотказной работы существующей ОББ

Элемент	Причины неисправности	Вероятность отказа	Вероятность безотказности
Блок-замки	Механические повреждения/ погодно-климатическое влияние/ производственный брак	0,6	0,4
Блок-контакты	Механические повреждения/ погодно-климатическое влияние /окисление контактов/ производственный брак	0,8	0,2
Блок питания	Производственный брак	0,06	0,94
Блок логики (клеммники)	Механические повреждения/ погодно-климатическое влияние /окисление контактов/ производственный брак	0,7	0,3
Блок логики	Нарушения при монтаже	0,05	0,95
Кабельные линии	Механические повреждения/ снижение сопротивления изоляции	0,4	0,6

■ ввод в работу ЭМБ очень сложен. Чтобы качественно ввести в работу ЭМБ нужно проверить все многочисленные цепочки, входящие в ее состав. Для этого необходимо, чтобы все предусмотренное проектом оборудование было готово к вводу в работу. После этого необходимо поставить коммутационные аппараты, входящие в каждую цепочку ЭМБ, в положение для разрешения операции разъединителем. Также необ-

ходимо проверить отсутствие ошибок в схеме ЭМБ. И так по каждому разъединителю. Зачастую энергообъекты вводятся в работу не по полной проектной схеме, а по пусковой схеме, пусковым комплексам, которые являются только частью полной схемы энергообъекта. Разница во времени между включением энергообъекта по первоначальной пусковой схеме и по полной проектной схеме может составлять от нескольки-

х дней до нескольких лет. После первоначального включения энергообъекта в работу больше, как правило, никто не пытается обеспечить соответствие схемы ЭМБ текущему состоянию энергообъекта. Т.е. ЭМБ не может выполнять свои функции и она остается отключенной, иногда, навсегда;

■ в целом, по результатам экспресс-обследования ОББ на 100 электрических подстанциях, можно сделать вывод о том, что системы блокировки на большинстве подстанций находятся в неудовлетворительном или в не рабочем состоянии, т. е. не соответствуют требованию надежности при эксплуатации [4].

Отсутствуют нормы и правила технического обслуживания ОББ. Это приводит к тому, что после наладки ОББ ею никто не занимается и никто не восстанавливает ее работоспособность. При таком подходе ОББ длительно остается в неисправном состоянии.

В эксплуатации ОББ практически постоянно находится со снятым оперативным током. Эта ситуация объясняется следующими факторами. Непрерывная и постоянная потребность в ОББ отсутствует. ОББ необходима только на время проведения переключений. Если держать ОББ постоянно включенной с поданным оперативным током, то ОББ будет сигнализировать о возникновении неисправностей на кабелях вторичной коммутации. Эти неисправности надо будет устранять. И это устранение дефектов кабелей вторичной коммутации ОББ будет продолжаться непрерывно и постоянно. Но сама ОББ непрерывно и постоянно не нужна. Поэтому с устранением неисправностей можно повременить и заняться этим тогда, когда до этого дойдут руки. Иными словами – никогда. Дефекты ОББ в журнал дефектов не пишутся. Получается, что ОББ не эксплуатируется и стоит постоянно отключенной. Такое состояние ОББ приводит оперативный персонал к привыканию постоянной неисправности ОББ и к тому, что при производстве переключений блок-замок надо деблокировать и продолжать проводить переключения. Это при-

следует к появление «человеческого фактора» при переключениях. Где есть человек – там есть и «человеческий фактор».

Для полноты картины состояния ОББ на ПС к качественным характеристикам ОББ следует добавить количественные характеристики. Было проведено обследование состояния ОББ на 100 энергообъектах. В таблице 1 приведены результаты обследования.

На надежность работы системы ОББ оказывает влияние «человеческий фактор». «Человеческий фактор» проявляет себя в том, что оперативный персонал при выполнении переключений не использует ОББ вообще. Оперативный персонал считает, что ОББ неисправна и плохо работает и просто мешает ему при переключениях. Для облегчения себе жизни оперативный персонал выполняет оперативные переключения без помощи ОББ просто деблокируя блок-замки и, естественно, при этом ошибается. Особенно это относится к тем разъединителям, где ОББ упрощается из-за сложности исполнения (например, блокировка линейного разъединителя и его заземляющих ножей в сторону линии). Роль «человеческого фактора» в снижении надежности ОББ, т.е. в росте числа ошибочных операций с первичным оборудованием, очень высока. Частота отказов по вине человека колеблется от 20 % до 80 %. Таким образом, если учесть влияние «человеческого фактора» на надежность системы ОББ, то получим, что вероятность безотказной работы системы ОББ составляет от 0,002 до 0,008.

Рассмотрев вышеизложенные врожденные пороки ЭМБ, приходим к выводу о необходимости создания ЭМБ. У новой блокировки сохраняется блок-замок, поэтому присвоим новой ЭМБ название ЭМБНовая, или ЭМБН.

ЭМБН должна быть лишена следующих недостатков ЭМБ:

- в ЭМБН не должны использоваться блок-контакты разъединителей. Их не должно быть в принципе. Как следует из таблицы 2 блок-контакты разъединителей имеют коэффициент ненадежности 0,8. Это наивыс-

ший показатель из всех составляющих ЭМБ. Положение разъединителей должно отслеживаться, но бесконтактным способом. Использование механических контактов независимо от их конструкции все равно будет наименее надежным элементом ОББ. Поэтому необходимо переходить на бесконтактные блок-контакты. И новые технологии это позволяют;

- следующим по надежности являются клеммники, которые имеют вероятность отказов 0,7. Избавиться от клеммников невозможно, но в ЭМБН следует сократить их количество до минимума;
- следующие по ненадежности – блок-замки ЭМБ. Отказаться от их применения невозможно. Блок-замки выпускает завод-изготовитель разъединителей. Выпущенные им ЗБ-1м кажется более надежным. Поэтому в новой блокировке будем пользоваться ЗБ-1м;
- кабельные линии имеют коэффициент ненадежности 0,4. В ЭМБН следует отказаться от применения кабелей вторичной коммутации. И этого можно достичь. Кабели вторичной коммутации должны сохраняться только для подачи оперативного тока на блок питания ЭМБН и отдельных элементов ЭМБН. А во всех остальных случаях кабели вторичной коммутации использовать не должны. Это пожелание звучит фантастически, но на самом деле его можно выполнить.

Следует также модернизировать блок питания ЭМБ. Прежде всего блок питания следует выполнить с питанием от собственных нужд и сети оперативного постоянного тока энергообъекта. Для наиболее ответственных энергообъектов в состав блока питания следует включать аккумуляторную батарею небольшой мощности.

Следует автоматизировать создание блока логики ЭМБН. Существующее в ЭМБ «рукопашное» создание блока логики ЭМБ приводит к значительным рискам из-за влияния «человеческого фактора» на блок логики ЭМБ. ЭМБН должна быть выполнена с использованием микропроцессорной техники, для которой следует разработать про-

граммное обеспечение, создающее блок логики ЭМБН при вводе в программу схемы распределительного устройства с указанием расположения его отдельных элементов. Разработанное программное обеспечение следует тщательно проверить, после чего уже можно не сомневаться в правильности создания блока логики ЭМБН.

В следующей статье поговорим о новой ЭМБ и опыте ее эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Уситвина А.А. Автореферат диссертации на соискание ученым степени кандидата технических наук «Исследование систем оперативных блокировок безопасности на энергообъектах напряжением выше 1 кВ с целью повышения энергобезопасности и энергоэффективности». Специальность 05.09.03 – Электротехнические комплексы и системы. Москва – 2014.

2. Борисов Р.К., Жуликов С.С., Уситвина А.А. Анализ состояния систем оперативных блокировок безопасности на энергообъектах. Энергобезопасность и энергосбережение. – 2014. – № 1. – С. 5–9.

3. Крашенинников В.А. Анализ эффективности блокировок, применяемых в распределительных устройствах электростанций и подстанций / Электрические станции: ежемесячный производственно-технический журнал. – 2008. – № 7. – С. 65–68.

4. Уситвина А.А. Надежность систем оперативной блокировки безопасности, применяемых на действующих объектах энергоснабжения. Сборник статей по материалам Международной научно-практической конференции «Технические науки: теоретические и прикладные аспекты» – Уфа, 2014.

5. РД 34.35.512 «Инструкция по эксплуатации оперативных блокировок безопасности в распределительных устройствах высокого напряжения». Москва, Союзтехэнерго, 1979.

6. СО 153-34.20.501-2003 «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации». Москва, Энергосервис, 2003.

ПРОБЛЕМЫ РЕАЛИЗАЦИИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ В СЕТЯХ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ НА ОСНОВЕ ВИЭ, ПОДКЛЮЧАЕМОЙ ЧЕРЕЗ УСТРОЙСТВА С ЭЛЕМЕНТАМИ СИЛОВОЙ ЭЛЕКТРОНИКИ

ВОЛЬНЫЙ В.С., ВАСИЛЬЕВ С.П., НИУ «МЭИ»

Отечественная энергосистема включает в себя как объекты централизованной генерации, так и распределенной, функционирующей в большинстве случаев на основе традиционных технологий, обеспечивающих стационарность выработки электроэнергии. Вместе с тем все более широкое применение в России находят объекты распределенной генерации и микрогенерации на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), подключаемые через устройства с элементами силовой электроники, что требует учета их особенностей при реализации релейной защиты в прилегающих сетях.

Ко всем объектам распределенной генерации (РГ) на основе ВИЭ в первую очередь относятся:

- микро и мини гидроэлектростанции (далее – ГЭС);
- ветроэнергетические установки (далее – ВЭУ);
- фотоэлектрические установки (далее – ФЭУ);
- топливные элементы (далее – ТЭ).

В настоящее время объекты ВИЭ имеют низкую инвестиционную привлекательность в синхронной зоне, однако в изолированных и удаленных энергорайонах Крайнего Севера и Дальнего Востока их эффективность существенно выше, учитывая необходимость обеспечения электроснабжения потребителей в необходимых объемах с надлежащим качеством [1].

Как правило объекты РГ на основе ВИЭ интегрируются в распредели-

тельные сети напряжением 6–220 кВ посредством подключения к шинам подстанций, находящихся в непосредственной близости к потребителям электрической энергии [2]. Влияние различных объектов РГ на электрическую сеть представлено в таблице 1.

Распределительные сети с объектами РГ условно можно разделить по назначению, классам напряжения, особенностям конфигурации, режимам работы линий и типам применяемых устройств релейной защиты (РЗ). Целесообразно выделить следующие группы:

- распределительные сети генераторного напряжения 6–20 кВ;
- распределительные сети напряжением 35 кВ;
- межрегиональные распределительные сети напряжением 110–220 кВ.

Межрегиональные распределительные сети выполняют функции

передачи электроэнергии к центрам питания (ЦП), имеют сложную замкнутую конфигурацию («кольцо» с многосторонним питанием). Распределительные сети напряжением 35 кВ имеют радиальную с односторонним питанием или замкнутую кольцевую конфигурацию с одним источником. Электрические сети напряжением 6–20 кВ обычно имеет радиальную структуру или разомкнутую кольцевую.

На линиях электропередачи (ЛЭП) напряжением 6–20 кВ для ликвидации междуфазных замыканий применяется РЗ на основе максимальной токовой защиты (МТЗ), при этом дополнительной защитой может выступать токовая отсечка (ТО) для обеспечения термической стойкости.

Распределительные сети 6–10 кВ в большинстве случаев работают с

изолированной или компенсированной (в разветвленных кабельных сетях) нейтралью. Защиту от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ), реагирующую на симметричную составляющую тока нулевой последовательности (НП), выполняют с действием «на сигнал».

Сеть напряжением 20 кВ выполняется с резистивно-заземленной нейтралью (низкоомное заземление), в связи с чем токи однофазного замыкания на землю соизмеримы с уровнем токов короткого замыкания (КЗ), поэтому защиту от ОЗЗ выполняется в виде МТЗ от однофазных КЗ с действием на отключение присоединений. Также устанавливается защита от несимметричных режимов, возникающих при обрыве одного из проводов воздушной линии, и реагирующая на ток обратной последовательности или ток несимметрии.

В качестве защиты от междуфазных КЗ на ЛЭП в сетях напряжением 35 кВ предусматриваются токовые ступенчатые защиты (ТСЗ), в некоторых случаях – дистанционные защиты (ДЗ). Вследствие наличия нескольких источников питания защиты необходимо выполнять направленными. Защита от ОЗЗ выполняется аналогично сетям напряжением 6–10 кВ [3].

При технологическом присоединении объектов ВИЭ необходимо изменять подходы к реализации РЗ в прилегающей электрической сети, вследствие особенностей возникающих электрических режимов. При интеграции объекта ВИЭ в распределительной сети появляется второй источник питания, который может привести к необходимости изменения параметров срабатывания ТО. Вследствие увеличения токов КЗ может появиться необходимость в установке ТО непосредственно на кабельной линии (КЛ), в случае, если до интеграции объекта ВИЭ ТО не обладала защитоспособностью [4].

Уменьшение уровня тока КЗ со стороны эквивалентного источника внешней сети влечет снижения коэффициента надежности срабатывания и, как следствие, необеспечение дальнего резервирования со

стороны ЦП. Кроме того, в связи с появлением двустороннего питания к РЗ предъявляются дополнительное требование – учет направления мощности короткого замыкания. Увеличение емкостных токов при интеграции объектов ВИЭ в распределительные сети незначительно и не приводит к изменению режимов работы нейтрали и типов применяемой РЗ от ОЗЗ. Однако возникает необходимость учета времени срабатывания устройств РЗ для обеспечения динамической устойчивости генерирующих установок объектов РГ.

При интеграции объектов ВИЭ в распределительную сеть могут возникать схемно-режимные ситуации, в которых возможны отказы функционирования устройств РЗ [5]. С целью определения влияния объектов РГ на работу РЗ в прилегающей распределительной сети (РЗ линии Л1) при КЗ в точке К1, выполнено моделирование режимов при которых возможен отказ функционирования РЗ. Приняты следующие начальные условия:

- интеграция объектов ВИЭ в распределительную сеть происходит посредством устройств с элементами силовой электроники (ВЭУ на основе асинхронного генератора типа

РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Ведущий рубрики



Илюшин Павел Владимирович

Проректор по научной работе ФГАОУ ДПО «Петербургский энергетический институт повышения квалификации» Минэнерго России, к.т.н., руководитель подкомитета С6 «Системы распределения электроэнергии и распределенная генерация» РНК СИГРЭ, председатель секции «Распределенные источники энергии» НП «НТС ЕЭС»

Таблица 1. Влияние объектов РГ на электрическую сеть

Тип объекта РГ	Влияние объекта РГ	
	Значение выдаваемой мощности	Способ присоединения к сети
Микротурбины	Фиксированное	Напрямую
Газопоршневые электростанции	Фиксированное	Напрямую
Газотурбинные электростанции	Фиксированное	Напрямую
Тепловые насосы	Фиксированное	Напрямую
Паровые котлы	Фиксированное	Напрямую
Когенерационные установки	Фиксированное	Напрямую
Асинхронный генератор типа «беличья клетка»*	Варьируемое	Напрямую
Асинхронный генератор двойного питания	Варьируемое	Через два последовательно соединенных конвертора и инвертор
Асинхронный генератор с фазным ротором	Варьируемое	Через инвертор
Генератор переменного тока на постоянных магнитах	Варьируемое	Через инвертор
Синхронный генератор	Варьируемое	Через инвертор
Фотоэлектрическая установка	Варьируемое	Через инвертор
Микро (мини) ГЭС	Фиксированное	Напрямую
Топливные элементы (на основе биомассы)	Фиксированное	Через инвертор

*применяются в мощных ВЭУ в составе ветропарков (интеграция в сеть 110–220 кВ).

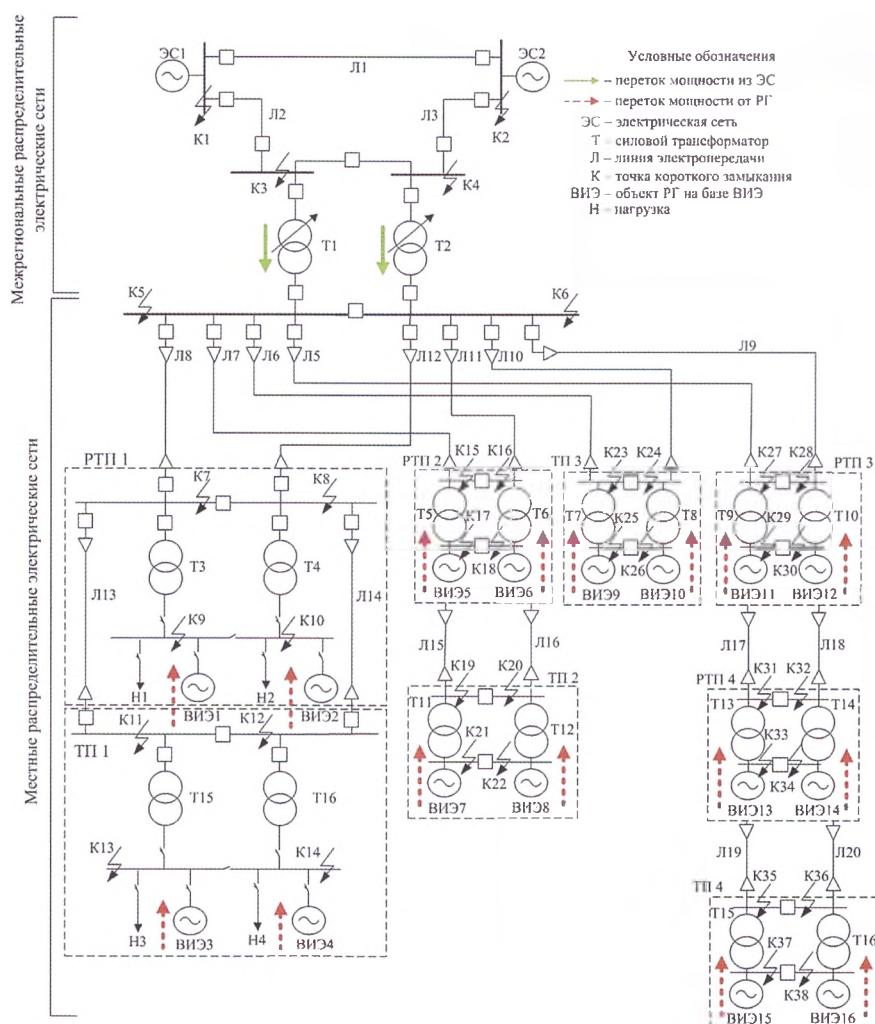


Рис. 1. Фрагмент исследуемой распределительной сети

Таблица 2. Параметры силовых трансформаторов

№ Т-ра	Тип трансформатора	$S_{ном}$, кВА	$U_{ном}$, кВ	$U_{норм}$, кВ	$P_{н1}$, кВт	$P_{к3}$, кВт	$U_{нр}$, %	$I_{н1}$, %	$RPN_{бр}$, %
13, 14	TC3-250/10	250	10	0,4	1,0	3,8	5,5	3,5	-
17, 18	TC3-400/10	400	10	0,4	1,3	5,4	5,5	3,0	-
9–12, 15, 16	TC3-630/10	630	10	0,4	2,0	7,3	5,5	1,5	-
3, 4	TC3-1000/10	1000	10	0,4	3,0	12,0	8,0	2,0	-
5, 6	TM-1600/10	1000	10	0,4	3,3	16,5	5,5	1,3	-
7, 8	TM-2500/10	2500	10	0,4	3,85	23,5	6,5	1,0	-
1, 2	TДН-63000/220	63000	242	10,5	45	265	11,0	0,5	±12+1

Таблица 3. Параметры линий электропередачи

№ Линии	Тип провода	$X_{н1}$, Ом/км	$R_{н1}$, Ом/км	$b_{н1}$, МОм·км	L , км
1-3	AC 240/32	0,435	0,180	2,604	50
5-12	АСБ 3х120	0,083	0,27	0,289	10
13-20	АСБ 3х50	0,091	0,64	0,743	10

«белочья клетка» в распределительных сетях не применяются);

■ вид КЗ – трехфазное симметричное (другие виды повреждений – ОЗЗ, двойные замыкания на землю и двухфазные КЗ в меньшей степени влияют на работу ЭЭС, чем трехфазное КЗ);

■ мощность объекта РГ не более 5 МВт.

Фрагмент рассматриваемой распределительной сети, содержащей крупные централизованные электрические станции, эквивалентированные в Систему 1 и Систему 2, и объекты РГ, представлен на рис. 1.

В таблицах 2 и 3 представлены параметры трансформаторного оборудования и линий электропередачи.

Все параметры нагрузок взяты в соответствии с мощностью силовых трансформаторов:

- «сухие» – 55 % от номинальной мощности трансформатора;
- «масляные» – 70 % от номинальной мощности трансформатора.

В таблице 4 приведены мощности нагрузок, соответствующие им токи, параметры срабатывания силовых автоматических выключателей и устройств РЗ, приведенные к стороне высокого напряжения (броски намагничивающих токов трансформаторов не учитывается, так как в данном случае рассматриваются МТЗ, на основе которых построена РЗ отечественных распределительных сетей).

ОТКАЗ СРАБАТЫВАНИЯ РЗ

При КЗ в точке К1 место К3 подпитывается не одним источником, как в случае централизованного питания, а двумя (рис. 2). При этом ток КЗ, наблюдаемый в защите В2, будет увеличиваться, а в защите В1 уменьшаться в зависимости от номинальной мощности и полного сопротивления объекта ВИЭ. В связи с тем, что мощность сети в предельном случае во много раз больше, чем мощность объекта ВИЭ, внутреннее сопротивление системы будет несопоставимо меньше внутреннего сопротивления объекта ВИЭ.

Изменение (снижение) уровня тока КЗ, протекающего через защиту В1, приведет к отказу срабатывания данной защиты [5]. Подпитка то-

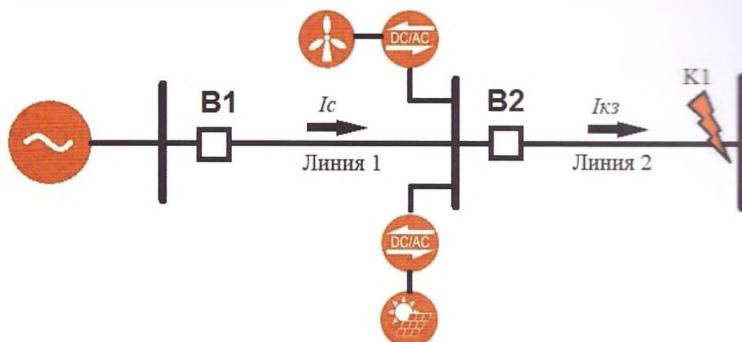


Рис. 2. Топология сети с отказом срабатывания РЗ

ком КЗ от синхронных ВИЭ (малые ГЭС) находится в диапазоне от 5 до 6 раз больше номинального тока, при этом инвертор ФЭУ имеет низкий вклад в ток КЗ (в диапазоне от 1,1 до 2 раз от номинального тока).

ПРОБЛЕМЫ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ В «ОСТРОВНОМ» РЕЖИМЕ

В настоящее время правительством Российской Федерации одобрен ряд мер, направленных на стимулирование развития микрогенерации, к которой, в том числе, относятся объекты ВИЭ установленной мощностью до 15 кВт, используемые потребителем для собственного энергоснабжения.

Следует отметить, что, если уровень тока КЗ, измеренный защищкой В2 (рис. 2), достаточен для ее срабатывания, то это приведет к островной работе объекта ВИЭ с локальной нагрузкой (рис. 3). Дефицит мощности в островном режиме может привести к нестабильной работе объектов ВИЭ и нагрузки.

При отключении присоединений Л8 и Л12 (рис. 1) в «островной» режим переходят распределительная трансформаторная подстанция (РТП 1) и ТП 1 с подключенными к ним нагрузками. Для проверки корректности функционирования устройств РЗ используется цифровой моделирующий комплекс реального времени RTDS (RTDS Technologies Inc., Канада), который позволяет создать цифровую модель сети, представленную на рис. 1, и выполнить вычисления переходных процессов, возникающих при КЗ. В рамках исследования

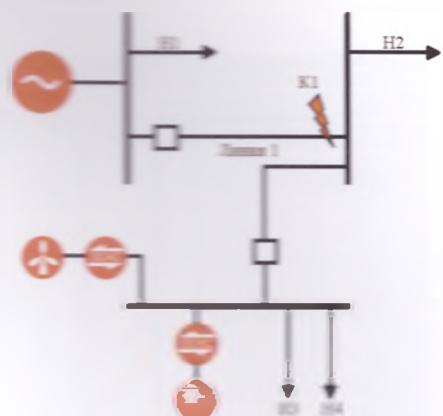


Рис. 3. Топология сети для анализа «островного» режима

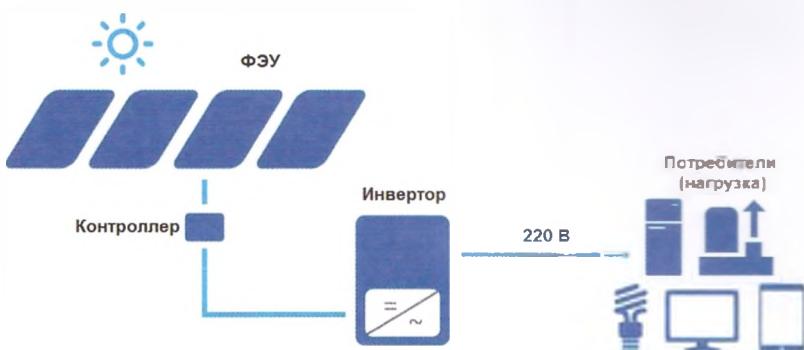


Рис. 4. Упрощенная схема подключение ФЭУ

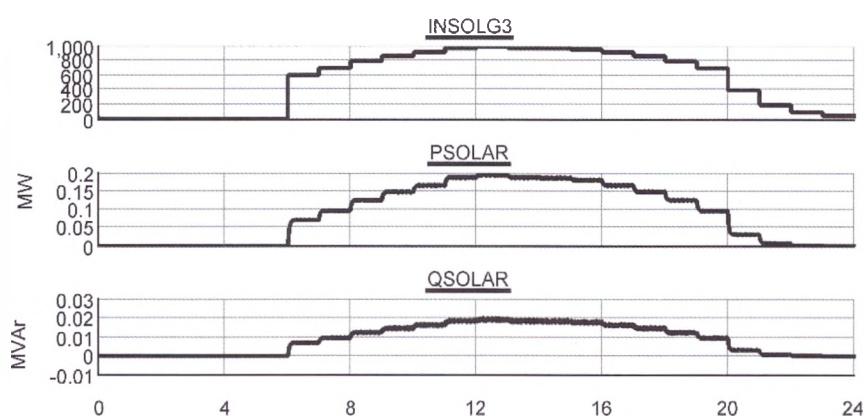


Рис. 5. Графики выработки мощности ФЭУ

Таблица 4. Параметры нагрузки

№ нагрузки	S _{ном} , кВА	P, кВт	Q, кВар	I _{раб макс} , А	I _{раб сред} , А	I _{раб макс} , А
13, 14	137,5	110	82,5	7,9	16,3	33
17, 18	220	176	132	12,7	26,0	52
9–12, 15, 16	346,5	277,2	207,9	20,0	41,0	82
3, 4	700	560	420	40,4	82,8	165
5, 6	1120	896	672	64,7	132,6	264
7, 8	1750	1400	1050	101,0	207,1	412

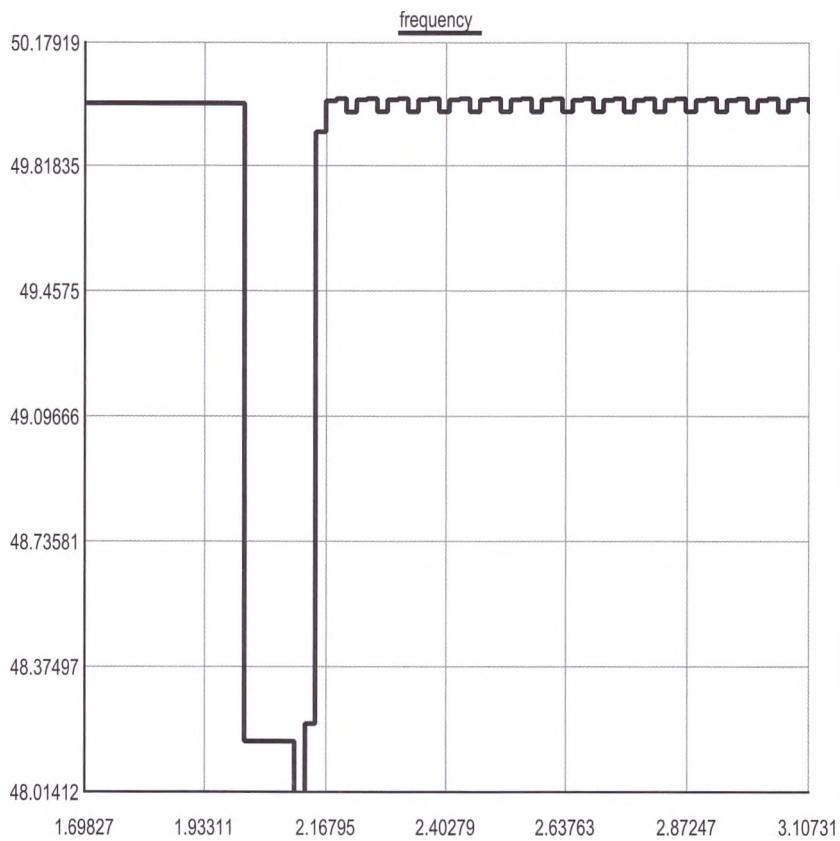


Рис. 6. Осциллографмма частоты в островном режиме РТП 1 и ТП 1

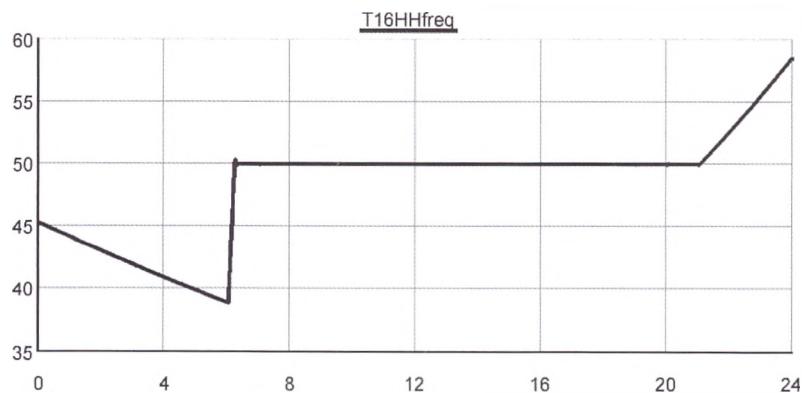


Рис. 7. Частота в моделируемой сети (островной режим).

выполнено моделирование подключения ФЭУ (рис. 4).

Для покрытия нагрузки требуемым уровнем и качеством напряжения в островном режиме работы на выходе ФЭУ устанавливается устройство динамической компенсации реактивной мощности – статический компенсатор. Основной элемент СТАТКОМА – инвертор, который позволяет помимо активной осуществлять выработку и реактивной мощности

в индуктивно-емкостном диапазоне. ФЭУ с такими инверторами могут быть подключены к удаленным РП с пониженными уровнями напряжения.

Величина максимальной суммарной мощности объектов ВИЭ, которые могут быть подключены, зависит от номинальной мощности трансформаторов на ТП. При моделировании принято, что мощность ФЭУ, подключенных к одному СТАТКОМ, равна 200 кВт. На рис. 5 представлены

суточные графики выработки мощности ФЭУ в почасовом режиме.

На рис. 5 использованы следующие обозначения: INSOLG3 – график инсоляции, кВт*ч/м², PSOLAR – вырабатываемая активная мощность, МВт, QSOLAR – вырабатываемая реактивная мощность, Мвар. Следует отметить, что пасмурная погода с регулярно проходящими облаками и тучами, влияет на режим выработки электроэнергии ФЭУ, что приводит к колебаниям частоты, в некоторых случаях существенным, в островном режиме работы РТП 1 и ТП 1, как показано на рис. 6.

На рис. 7 представлен суточный график частоты в сети при работе в островном режиме. В промежуток времени с 06:00 по 21:00 частота равна 50 Гц. В остальное время при отсутствии солнечного света генерация мощности ФЭУ невозможна.

При выходе значений частоты за допустимый диапазон собственная защита инвертора отключает ФЭУ от шин РТП 1 и ТП 1 и энергоснабжение потребителей нарушается. Для исключения таких случаев должны применяться накопители электроэнергии (НЭЭ), а также другие источники электроснабжения – ВЭУ и дизель-генераторные установки (ДГУ). Накопители электроэнергии могут обеспечивать длительное аккумулирование энергии, с возможностью ее выдачи в течение необходимого времени (десятки минут – часы), поэтому их эффективно применять совместно с объектами ВИЭ.

В рамках исследования были проведены расчеты токов КЗ и коэффициентов чувствительности устройств РЗ, результаты которых сведены в таблице 5. Расчеты выполнены для защит распределительных сетей (согласование чувствительности защит $\geq 1,1$), с учетом самозапуска электродвигателей, в режимах, когда выдача мощности объектами ВИЭ максимальна и равна 0.

Анализ полученных результатов из таблицы 5 позволяет сделать вывод, что интеграция объектов ВИЭ изменяет соотношение рабочих токов и тока КЗ, что приводит к снижению коэффициента чувствительности РЗ и возможности отказа ее функционирования.

Таблица 5. Параметры срабатывания РЗ без и с ВИЭ

Ю- ИК Ы- ГЬ, ая у- с- и- и- т- х- и- к- 1- з- 1- 1-	Объект	№ РЗ	$I_{c.t.}$, А	Номер расчётной точки КЗ	Минимальные токи КЗ, А				Кч			
					Без ВИЭ		С ВИЭ		Без ВИЭ		С ВИЭ	
					осн.	рез.	осн.	рез.	осн.	рез.	осн. > 1,5	рез. > 1,2
ТП1	30,31	90,2	13,14	-	325	0	108	-	3,60	0,00	2,99	0,00
	29	100	11,12	13,14	397,5	429	132	106	3,98	4,29	3,30	3,48
	27,28	110	11,12	13,14	517,5	429	172	106	4,70	3,90	3,90	3,17
РТП1	23,26	165	11,12	13,14	517,5	429	172	106	3,14	2,60	2,60	2,11
	24,25	182	9,10	-	782,5	-	257	-	4,30	-	3,53	0,00
	22	201	7,8	9,10	1027,5	976,8	293	233	5,11	4,86	4,19	3,83
п/с А	13,17	247	7,8	9,10, 11,12	1027,5	976,8	293	233	4,16	3,95	3,41	3,12
ТП2	41,42	58	21,22	-	162,5	-	53	-	2,80	-	2,30	-
	39	64	19,20	21,22	322,5	214,5	106	52	5,04	3,35	4,13	2,70
	38,40	71	19,20	21,22	322,5	214,5	107	52	4,54	3,02	3,77	2,44
РТП2	34,37	79	19,20	21,22	322,5	214,5	107	52	4,08	2,72	3,39	2,19
	32	184	15,16	19,20	1027,5	425,7	341	99	5,58	2,31	4,63	1,78
	31,32	316	15,16	17,19 16,18	1027,5	425,7	321	99	3,25	1,35	2,54	1,03
п/с А	14,18	348	15,16	17,18 19,20	1027,5	425,7	321	99	2,95	1,22	2,30	0,94
ТП3	46,47	454	25,26	-	1432,5	0	447	-	3,16	0,00	2,46	-
	44	500	23,24	25,26	1915	1890	597	466	3,83	3,78	2,99	3,07
	43,45	550	23,24	25,26	1915	1890	597	466	3,48	3,44	2,72	2,79
п/с А	15,19	605	23,24	25,26	1915	1890	597	466	3,17	3,13	2,47	2,54
ТП4	65,66	20	37,38	-	120	0	40	-	6,00	0,00	4,98	-
	63	22	35,36	37,38	145	158,4	48	40	6,59	7,20	5,47	6,01
ТП4	62,64	33	35,36	37,38	190	158,4	63	40	5,76	4,80	4,78	4,00
РТП4	58,61	37	35,36	37,38	190	158,4	63	40	5,14	4,28	4,26	3,57
	59,60	49	33,34	-	357,5	-	119	-	7,30	-	6,06	-
	56	74	31,32	-	520	-	173	-	7,03	-	5,83	-
	55,57	114	31,32	33,34 35,36	520	471,9	162	118	4,56	4,14	3,56	3,42
РТП3	51,54	126	31,32	-	777,5	-	243	-	6,17	-	4,81	-
	52,53	49	29,30	-	520	-	162	-	10,6	-	8,28	-
	49	155	27,28	31,32	1067,5	1026	354	247	6,89	6,62	5,72	5,26
	48,50	196	27,28	29,30, 31,32	1067,5	686	354	172	5,45	3,50	4,52	2,90
п/с А	16,20	216	27,28	29,30, 31,32	1067,5	686	354	172	4,94	3,18	4,10	2,63
п/с А	12	666	5,6	7,8,15,16,23, 24,27, 28	3352,5	1356	1113	290	5,03	2,04	4,18	1,66
	9,11	1008	5,6	7,8,15,16,23, 24,27, 28	3352,5	1356	1113	290	3,33	1,35	2,76	1,09
	8,10	1110	5,6	7,8,15,16,23, 24,27, 28	3352,5	1356	1113	290	3,02	1,22	2,51	0,99

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время объекты РГ на основе ВИЭ имеют низкую инвестиционную привлекательность, особенно в синхронной зоне. Однако в изолированных и удаленных энергорайонах их применение целесообразно для обеспечения электроснабжения потребителей в необходимом объеме и надлежащего качества.

На основании результатов расчетов режимов при интеграции объектов ВИЭ в энергосистему можно сделать вывод, что отказы срабатывания устройств РЗ могут иметь место при значительной удаленности места КЗ от энергосистемы и бли-

зости к объектам ВИЭ, а также при более сложных (нестандартных) конфигурациях сети, что требует пересмотра принципов организации РЗ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Конференция Russia Power 2014 «Интеграция в электроэнергетическую систему объектов малой генерации», 5 марта 2014 г. / редкол.: ОАО «СО ЕЭС». – М.: ОАО «СО ЕЭС», 2001. – 1 с.
2. Распределенная энергетика в России. Потенциал развития / Энергетический центр Московской школы управления. СКОЛКОВО, 2018 г.
3. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
4. Методические указания по применению в ОАО «Московская объединенная электросетевая компания» основных технических решений по эксплуатации, реконструкции и новому строительству электросетевых объектов. Дата введения 04.07.2014. – М.: ОАО «МОЭСК».
5. V. Telukunta, J. Pradhan, A. Agrawal, M. Singh, S.G. Srivani. Protection Challenges Under Bulk Penetration of Renewable Energy Resources in Power Systems: A Review. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2017, pp. 365–379.

О НОВЫХ ГАЗОВЫХ ТУРБИНАХ ДЛЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

КАРАЧЕВ А.И., АО «Техническая инспекция ЕЭС»

Рост внутренних производственных возможностей, в том числе и за счет повышения локализации – одна из приоритетных целей, определенных в проекте Энергетической стратегии России на период до 2035 года. К 2025 году в России должна быть обеспечена 100 % локализация газовых турбин с изготовлением или использованием комплектующих изделий (поковок роторов, всех корпусных деталей, лопаточных аппаратов компрессоров, охлаждаемых и неохлаждаемых лопаток турбины, камер сгорания, нанесением защитных покрытий на лопатки газовых турбин и компрессоров). В статье рассматриваются вопросы необходимости вывода из эксплуатации экономически неэффективного, физически и морально устаревшего энергетического оборудования с введением замещающего объема новых мощностей преимущественно на базе использования передовых энергосберегающих технологий и оборудования.

Основу отечественной электроэнергетики составляют тепловые электрические станции, преобладающий вид топлива для которых – природный газ. Большинство ТЭС было создано в 50–80-е гг. минувшего столетия. Текущее состояние электроэнергетики характеризуется высокой степенью износа основного генерирующего оборудования и неэффективным использованием топлива. Это приводит к снижению надежности работы системы электроснабжения, ухудшению технико-экономических и экологических показателей работы электростанций, росту аварийности. Около 51 % установленной мощности конденсационных ТЭС, работающих на природном газе, выработало свой ресурс и требует незамедлительной замены. Согласно большинству прогнозов, на отопительных ТЭЦ полностью выработало свой ресурс 36 % установленной мощности паротурбинных установок и еще около 38 % близко к этому. В перспективе до 2035 года, ожидаемый возраст оборудования ТЭС, работающих на газовом топливе, превысит 55 лет, что значительно преувеличивает парковый ресурс, и составит для энергоблоков сверхкритического давления (СКД) с турбинами К-300 – 94 %, теплофикационных энергоблоков СКД с турбинами Т-250/240 – 37 %, конденсационных и теплофикационных

энергоблоков 145-215 МВт – 47 %, ТЭЦ с поперечными связями на давление 9 МПа – 100 %, ТЭЦ с поперечными связями на давление 13 МПа – около 60 %. В этих условиях одна из главных стратегических задач, стоящая перед электроэнергетикой страны – инновационное обновление отрасли с использованием передовых энергосберегающих технологий, направленное на обеспечение высокой эффективности энергопроизводства.

Для повышения экономичности и экологичности производства электро- и теплоэнергии доминирующее направление технического прогресса теплоэнергетических установок на сегодняшний день, использующих в качестве основного топлива природный газ – применение парогазового цикла с одновременным выводом из эксплуатации устаревшего паросилового оборудования. Технической основой, определяющей широкомасштабное применение парогазовых установок, является возможность создания мощных высокотемпературных газовых турбин, рассчитанных на длительную надежную работу. Проектом Энергетической стратегии России на период до 2035 года определен прирост новых мощностей за счет комбинированной электрической и тепловой энергии. Суммарные потребности электро-

энергетики в ГТУ средней и большой мощности для обеспечения прироста мощностей на ТЭЦ к 2035 г. составят 12,4 ГВт. По прогнозным оценкам к 2035 году более 63 % мощностей ГТУ потребуется для замещения выработавших свой ресурс паротурбинных установок на ТЭС, работающих на газовом топливе [1].

К числу преимуществ применения парогазовых технологий следует отнести высокие экологические характеристики, маневренность, существенно меньшее потребление охлаждающей воды по сравнению с традиционными паросиловыми установками, относительно низкие удельные капиталовложения и себестоимость производства электроэнергии, короткие сроки строительства. Парогазовые установки, создаваемые на основе современных газотурбинных и паротурбинных установок – единственные энергетические установки, которые в конденсационном режиме работы вырабатывают электроэнергию с КПД, превышающим 62 % [2].

Высокий КПД ПГУ обеспечивается за счет комбинированного применения в рамках единой тепловой схемы газотурбинных и паротурбинных установок. Особенно важное значение для экономичности ПГУ имеет эффективность работы газовых турбин. В со-

временной мировой практике для этого применяются газотурбинные установки с КПД не ниже 36,5 % и температурой газов на выходе 560–610 °C. Положительными особенностями ГТУ являются компактность и малый удельный вес при сравнительно больших агрегатных мощностях, быстрый запуск и изменение режима работы, возможность автономной работы, высокий уровень автоматизации. КПД лучших газовых турбин, созданных на основе авиационных технологий, составляет 43,4 % [3]. Резервы дальнейшего совершенствования газотурбинных установок (в отличие от многих тепловых двигателей) далеко не исчерпаны. Основная тенденция развития газотурбинных технологий – это повышение температуры газов перед турбиной, увеличение степени сжатия воздуха в компрессоре, применение новых конструктивных материалов, аэродинамическое совершенствование воздухозаборного тракта и пропочной части двигателя, улучшение системы охлаждения элементов газовых турбин, глубокая утилизация теплоты уходящих газов.

В электроэнергетике России находятся в эксплуатации современные парогазовые энергоблоки, как полностью состоящие из комплектующих иностранного производства, так и смешанного типа с использованием оборудования отечественных и зарубежных производителей. Особенность отечественных парогазовых ТЭС состоит в наличии в парковом составе основного оборудования газотурбинных установок, в основном, зарубежных компаний и совместных российско-иностранных предприятий по производству газовых турбин. Около 12 % энергетики России построено на базе импортных газовых турбин большой мощности, общая установленная мощность которых составляет около 14,3 ГВт [4]. К настоящему времени накоплен достаточно большой опыт внедрения и эксплуатации таких ГТУ.

К сожалению, темп внедрения газотурбинных установок отечественного производства средней и большой мощности в российской электроэнергетике недостаточен. Количество предприятий, производящих газовые турбины, в нашей стране весьма ограниченно. Среди них Пермское

АО «ОДК-Авиадвигатель», ПАО «ОДК-Сатурн», АО «ОДК-Газовые турбины» и др. При этом, в основном, усредненная номинальная вырабатываемая мощность серийной продукции этих предприятий не превышает 25 МВт. Произведенное в России оборудование по своим техническим и эксплуатационным показателям отстает от иностранных аналогов [5].

Практически все вводы в эксплуатацию парогазовых и газотурбинных установок – результат реализации Программы договоров о присоединении мощности (ДПМ) и оснащены в большинстве случаев современными импортными газовыми турбинами средней и большой мощности (Siemens, General Electric и др.). Несмотря на наличие совместных предприятий в России не локализовано изготовление наиболее значимых элементов газовых турбин – компонентов горячего тракта (камеры сгорания топлива, лопаток турбин), являющихся самой высокотехнологичной составляющей турбин. Производство ограничивается лишь сборкой и изготовлением отдельных узлов, не критичных для работоспособности ГТУ. Локализация не охватывает вспомогательное оборудование ГТУ (топливная система, маслосистема, КИПиА). Отсутствие локализации ключевых газотурбинных технологий горячего тракта создает риски энергобезопасности. Зарубежные фирмы-производители газовых турбин контролируют сервис ГТУ и ПГУ. Основную долю стоимости сервиса газовых турбин в России составляет замена рабочих и направляющих лопаток турбины первых ступеней. Развитие эффективного производства запасных частей и компонентов горячей части газовых турбин (детальная локализация) и газотурбинных установок большой мощности в России сдерживается отсутствием развитой технологической инфраструктуры.

В целях обеспечения конкурентоспособности российских газотурбинных установок на внутреннем и мировом рынках, технологического суверитета страны в области газотурбинных установок Правительством РФ принято решение о создании в стране производства газовых турбин средней и большой мощности с коэффициентом полезного действия не менее 35 % в

ТЕХНИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ

Ведущий рубрики



Турапин Евгений Вячеславович

Директор по техническому контролю и аудиту
АО «Техническая инспекция ЕЭС»

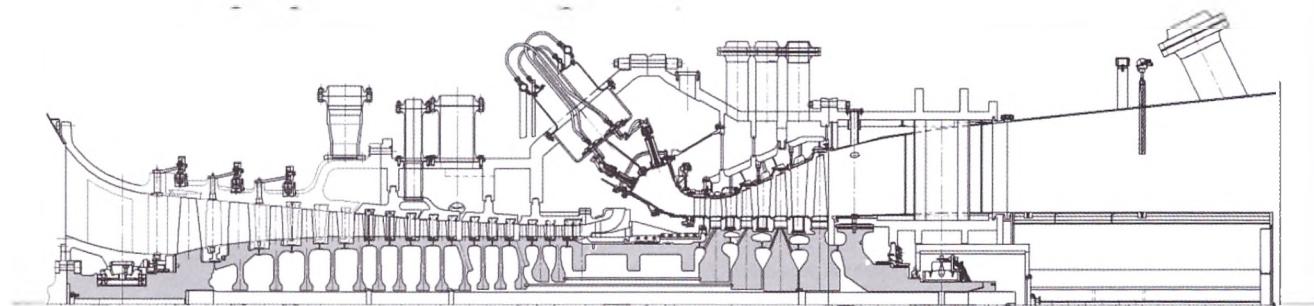


Рис. 1. Газотурбинная установка ГТЭ-65

простом цикле, а также разработке технологий сервиса компонентов горячего тракта газовых турбин большой мощности иностранного производства, эксплуатируемых в России. Предполагаемый минимальный выпуск газовых турбин средней и большой мощности до конца 2032 года должен составить не менее 22 штук [6].

Головной образец перспективного оборудования – газовая турбина ГТЭ-65, создаваемая при поддержке государства машиностроительным холдингом «Силовые машины» в кооперации с производственными компаниями, отраслевыми институтами и научными организациями РАН. Энергетическая газотурбинная установка среднего класса мощности ГТЭ-65 предназначена для привода через редуктор электрического генератора с частотой вращения 3000 об/мин при эксплуатации как в составе парогазовой установки, так и автономно. Установка выполнена по простой тепловой схеме. Конструкция ГТЭ-65 включает 16-ступенчатый компрессор стационарного типа. Компрессор оснащается тремя поворотными направляющими аппаратами, включая ВНА, обеспечивающими регулирова-

ние расхода воздуха через компрессор. Камера сгорания агрегата кольцевая низкоэмиссионная с горелками предварительного смешения. Элементы камеры сгорания защищены термобарьерным покрытием. Турбина 4-ступенчатая с охлаждением первых трех ступеней. Ротор установки сборный, дискового типа, с передней и задней концевыми частями и общей центральной стяжкой, опирается на два баббитовых подшипника скольжения. Упорный подшипник совмещен с опорным подшипником компрессора. Газовая турбина предназначена для работы в составе парогазовых блоков, ГТУ-ТЭЦ и в схемах надстройки паросиловых установок. Применение этой турбины приведет к значительной среднегодовой эксплуатационной экономии топлива, величина которой будет зависеть от тепловой схемы использования.

Основные параметры ГТЭ-65 приведены в таблице 1 [7].

Продольный разрез ГТУ типа ГТЭ-65 представлен на рис. 1.

В рамках 3-летнего планирования предполагается перейти к серийному производству газовой турбины. ГТЭ-65 может использоваться для строи-

тельства новых высокоэкономичных парогазовых установок на базе перспективных технологий и в действующих ТЭС с энергоблоками, имеющими значительный остаточный ресурс. Потребность российского энергетического рынка составляет 140 установок ГТЭ-65 [8].

В рамках реализации программы создания ГТУ большой мощности предприятиями АО «ОДК» (входит в Госкорпорацию «Ростех») создан опытно-промышленный образец российской газовой турбины по проекту ГТД-110М. Процесс испытаний газотурбинного двигателя ГТД-110М находится в завершающей стадии с параллельной подготовкой к серийному производству для широкого применения в отечественной энергетике. Планируемое использование ГТД-110М на различных российских теплоэлектростанциях составляет порядка 100 установок.

Газотурбинный двигатель ГТД-110М однокаскадный с двухпорным ротором, простого термодинамического цикла, с отбором мощности со стороны компрессора, состоит из 15-ступенчатого осевого компрессора с регулируемым входным направляющим аппаратом, трубчато-кольцевой камеры сгорания с двадцатью жаровыми трубами и четырехступенчатой турбины с охлаждаемыми сопловыми и рабочими лопатками первой и второй ступеней. В качестве основного топлива используется природный газ, в качестве аварийного – дизельное топливо.

Основные технические показатели ГТД-110М с учетом модернизации приведены в таблице 2.

Внешний вид модернизированного газотурбинного двигателя ГТД-110М в ячейке испытательного стенда представлен на рис. 2.

Таблица 1. Основные параметры ГТЭ-65

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Численное значение
1	Мощность ГТУ (базовая/пиковая)	МВт	61,5/65
2	КПД ГТУ	%	35,2
3	Расход газов	кг/с	184,4
4	Степень сжатия в компрессоре	-	15,61
5	Температура газов на выходе из ГТУ	°C	555

Таблица 2. Технические показатели ГТД-110М

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Численное значение
1	Мощность ГТД номинальная (пиковая)	МВт	118,6 (125)
2	КПД номинальный (пиковый) в условиях ISO 2314	%	36,0 (36,5)
3	Ресурс до капитального ремонта	-	25000
4	Назначенный ресурс (с продлением по состоянию)	-	100 000

В ходе реализации проекта по модернизации ГТД-110М выполнены работы [9, 10]:

- устранены дефекты рабочей лопатки ступени № 1 турбины и камеры сгорания с внедрением конструктивных и технологических мероприятий, направленных на обеспечение ресурса рабочих лопаток и жаровых труб камеры сгорания с оптимизацией неравномерности поля температур на входе в турбину;
- проведена оптимизация конструкции трубопроводов внешней обвязки двигателя;
- внедрены мероприятия по воздуховадам и входной улитке для снижения потерь давления на входе в компрессор;
- оптимизирована система охлаждения статорных и роторных деталей турбины.

В рамках проведения длительных испытаний и испытаний по определению теплотехнических характеристик получен КПД газотурбинного двигателя 37,1 %, подтверждено соответствие основных характеристик техническому заданию и техническим условиям на ГТД-110М.

Создание и организация серийного производства современных отечественных ГТУ большой и средней мощности – главная задача отечественного машиностроительного производства. Для отработки высокотехнологичного оборудования – головных образцов газовых турбин необходимо создание специальных испытательных полигонов и строительство экспериментальных ТЭС с предоставлением льготных условий функционирования энергообъектов, эксплуатирующих экспериментальные образцы газотурбинных установок на рынке электроэнергии и мощности. В качестве реализации приоритетного проекта с использованием пилотных образцов российских газовых турбин планируется строительство экспериментальной теплоэлектростанции в Каширском районе Московской области.

Модернизация российских тепловых электростанций с использованием отечественных газовых турбин средней и большой мощности при прогнозируемом росте электропотребления будет наиболее востребована в регионах, где планируются к выводу из эксплуатации электростанции, выработавшие ресурс.

ВЫВОДЫ

Основная часть генерирующих объектов страны характеризуется высокой степенью износа, устарела и нуждается в модернизации. Высокая степень износа оборудования электростанций приводит к снижению надежности и эффективности его работы. Для повышения КПД производства электроэнергии, сокращения потребления природного газа, улучшения экологических показателей выбирающих энергомощностей замену (реконструкцию) выводимых из эксплуатации энергоблоков с отработавшим ресурсом предпочтительно осуществлять с применением высокоэффективных парогазовых установок, создаваемых на основе мощных высокотемпературных газовых турбин.

В России создан сектор парогазовых технологий на современном газотурбинном оборудовании, в основном, иностранного производства. Необходимо констатировать технологическое отставание отечественного газотурбинного оборудования от зарубежных аналогов. При этом в стране имеются все необходимые условия для развития газотурбинной энергетики. Необходимо ускорить разработку конкурентоспособных отечественных энергетических ГТУ большой и средней мощности, соответствующих мировому уровню, и освоение их серийного производства с полной локализацией изготовления критических элементов на территории России, обеспечивающей технологический суверенитет отрасли.

ЛИТЕРАТУРА

1. Проект Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 г. (редакция от 01.02.2017 г.) [Электронный ресурс] <http://minenergo.gov.ru/node/1920>.
2. Передовые проекты. На Казанской ТЭЦ-3 запустили самую мощную в России газовую турбину // Газотурбинные технологии. Июнь № 4/2017. С. 2–5.
3. Филипов С.П., Дильман М.Д., Ионов М.С. Потребности электроэнергетики России в газовых турбинах: текущее состояние и перспективы // Теплоэнергетика, 2017, № 11 С. 53–65.
4. Карабеев А.И. Газовые турбины и ПГУ: Мероприятия для повышения надежности // Энергоэксперт, № 3 (67) 2018, С. 70–73.
5. Черезов А.В., Грабчак Е.П. Проблемы и перспективы производства
- газотурбинных установок высокой мощности в Российской Федерации // Надежность и безопасность энергетики. 2017. Т.10 № 2. С. 92–97.
6. Постановление Правительства Российской Федерации от 21.03.2019 № 301 «Об утверждении Правил предоставления из федерального бюджета субсидий российским организациям на финансовое обеспечение части затрат на проведение научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ в рамках создания производства газовых турбин большой мощности».
7. Лунин А.П., Карабеев А.И., Сладков Н.Е. Парогазовые и газотурбинные установки в центральном регионе России // Новое в российской энергетике, № 5, 2007, С. 20–31.
8. Цанев С.В., Буров В.Д., Земцов А.С., Оська А.С. Газотурбинные энергетические установки// Учебное пособие для вузов. Москва, Издательский дом МЭИ, 2011.
9. Скирта С.М., Пиотух С.М., Пиралишвили Ш.А. Анализ возникновения дефектов при эксплуатации ГТД-110 // Вестник Рыбинской государственной технологической академии им. П.А. Соловьева, №1 (32), 2015, С. 72–78.
10. Климов А.Н., Скирта С.М. Обеспечение работоспособности ГТЭ-110 // Электрические станции, № 6, 2018. С. 2–9.

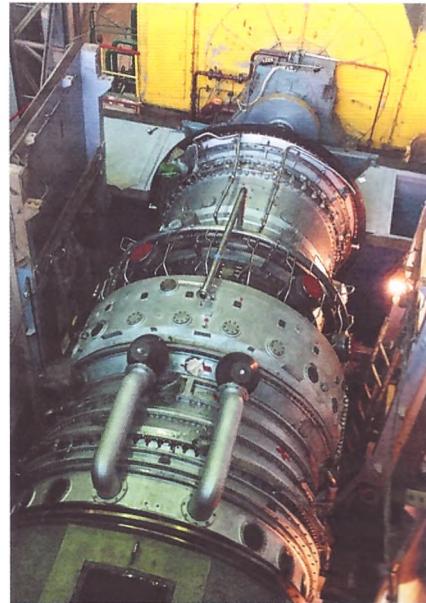


Рис. 2. Газотурбинный двигатель ГТД-110М в ячейке испытательного стенда

КОРРЕЛЯЦИЯ МЕЖДУ МАРКЕРАМИ ДЕГРАДАЦИИ ЦЕЛЛЮЛОЗЫ И РЕЗУЛЬТАТАМИ «ПОСМЕРТНОГО» ИССЛЕДОВАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

ДЖОСЕЛИН ЖАЛЬБЕР, МАРИ-КЛОД ЛЕССАР, Исследовательский институт ГидроКвебек (IREQ), Канада

Растворенные в масле химические маркеры для оценки состояния бумажной изоляции трансформаторов, такие как метанол, этанол и фурфурол, по-прежнему являются сложными для интерпретации показателями. Для повышения точности при интерпретации данных необходимо знание конструкции и системы охлаждения трансформаторов. Кроме того, концентрации маркеров в трансформаторном масле зависят от температуры. Иными словами, перераспределение маркеров между маслом и твердой изоляцией меняет их концентрации в масле. Чтобы отслеживать изменения этих параметров в процессе эксплуатации трансформатора, крайне важно измерять их концентрации при определенной температуре также, как для влагосодержания. Принимая во внимание вышесказанное, с целью разработки прогностической модели, специалисты компании Hydro-Quebec получили доступ к демонтированному оборудованию для отбора большого количества образцов бумаги из разных участков обмоток. Это позволило более точно интерпретировать состояние бумажной изоляции в трансформаторе с учетом его конструкции. Данные по состоянию изоляционной бумаги были получены путем определения степени полимеризации с помощью химических маркеров. Авторы полагают, что для повышения достоверности анализа бумажной изоляции и оценки граничных значений концентраций маркеров необходим анализ трансформаторного масла. В статье описан полученный опыт с приведением конкретных примеров.

Интерпретация результатов анализа химических маркеров для определения состояния бумажной изоляции в силовых трансформаторах относится к области исследования, в которой все еще имеется ряд неразрешенных вопросов. Анализ трансформаторного масла позволяет измерять содержание спиртов и фурановых производных, а также оценивать состояние изоляционной бумаги без непосредственного вмешательства. На сегодняшний день было проведено несколько лабораторных исследований ускоренного процесса старения и определения химических маркеров и степени полимеризации (СП), тем не менее использование предложенных методик на эксплуатируемом оборудовании все еще находится на стадии изучения.

По факту большинство моделей определения СП построены на основе лабораторных испытаний по старению изоляции и основаны только на анализе 2-FAL (фурфурола). На практике не было предпринято попыток скорректировать измеряемую концентрацию для учета конструкции

трансформаторов, температуры масла или влияния физико-химических параметров. В последнее время консенсус, достигнутый в отношении интерпретации результатов измерения маркеров, указывает на необходимость сравнения трансформаторов одинаковой конструкции с одним и тем же типом системы охлаждения.

Фактически количество исследуемых материалов (масла и бумаги) значительно отличается в разных типах трансформаторов, что не позволяет сравнивать их по результатам одного исследования. Система охлаждения также влияет на распределение температуры в обмотках, что в свою очередь влияет на распределение значений СП бумажной изоляции трансформатора. Кроме того, аналогично влагосодержанию, измеряемые концентрации растворенных в масле маркеров зависят от температуры, то есть существующее явление распределения между маслом и твердой изоляцией приводит к изменению значений их концентрации в масле. Поэтому для того, чтобы отслеживать изменения этих параметров

в течение срока службы трансформатора, очень важно корректно оценить измеренные концентрации токоведа к определенной температуре.

Специалистам Hydro-Quebec была представлена возможность получения доступа к демонтированным трансформаторам для выполнения «посмертного» их анализа с целью проверки взаимосвязи между СП бумагой изоляции и наличием химических маркеров, растворенных в масле. С целью оптимизации расходов по данному проекту исследование было проведено совместно с РЕС и компаниями, занимающимися утилизацией оборудования. Предложенный авторами подход состоял в отборе большого количества проб бумаги из каждой секции обмоток в разных частях (верхней, средней и нижней) для наиболее точной интерпретации распределения значений СП бумагой изоляции в трансформаторе. После выполнением данного анализа необходимо было отобрать представительные пробы масла, содержащие химические маркеры. Полученные данные позволяют оценить состояние трансформатора. В данной статье приведены результаты исследования шести трансформаторов, из которых осталась бумажная изоляция и выполнено химический анализ масла после окончания их срока эксплуатации.

ПРОТОКОЛ НЕИСПРАВНОСТЕЙ ТРАНСФОРМАТОРА

Характеристика масла

Были проведены исследования шести силовых стержневых трансформаторов, изготовленных в 1980-х гг.

Одним из них не производителем и доставленным на одной электростанции (рис. 1). Первоначально эти трансформаторы имели систему охлаждения с принудительной циркуляцией масла и воды (OPWF), затем в 1988 году систему охлаждения заменили на систему с принудительной циркуляцией масла и дутьем ДЦ (DCB). Использование трансформаторов состояло из стандартной крафт-бумаги и интегрированного нафтенового масла. Масло было проанализировано во всех шести трансформаторах перед их утилизацией.

Результаты анализа показали, что концентрация масла находилась в диапазоне от 0,016 до 0,017 мг ЮОН/г. За исключением высоких значений CO₂, результаты БАРТ в Таблице 1 показывают, что у трансформаторов сразу не было никаких признаков ускоренного старения масла. Масло также обнаружено в масле. Тем не менее общие концентрации CO и CO₂ имели одинаковые значения для трансформаторов № 1-6 и № 2-6. На рис. 2 показаны изменения значений оксидов

ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ

Ведущий рубрики



Дарьян Леонид Альбертович

Д.т.н., профессор НИУ МЭИ, директор по научно-техническому сопровождению АО «Техническая инспекция ЕЭС», заслуженный член СИГРЭ

Таблица 1. Установленные CO₂ перед выводом 6 трансформаторов из эксплуатации

№	Срок службы	CO ppm	CO ₂ ppm	C ₂ H ₂ ppm	C ₂ H ₄ ppm	C ₂ H ₆ ppm	Посмертный анализ
1	8	507	0,0176	<LD	54	3	2013
2	9	505	0,0175	<LD	45	3	2014
3	8	505	0,000	<LD	21	1	2013
4	8	504	0,026	<LD	33	3	2014
5	8	504	0,020	<LD	28	4	2012
6	7	504	0,021	<LD	55	4	NA

CO – концентрация CO, ppm
CO₂ – концентрация CO₂, ppm
C₂H₂ – концентрация C₂H₂, ppm
C₂H₄ – концентрация C₂H₄, ppm
C₂H₆ – концентрация C₂H₆, ppm

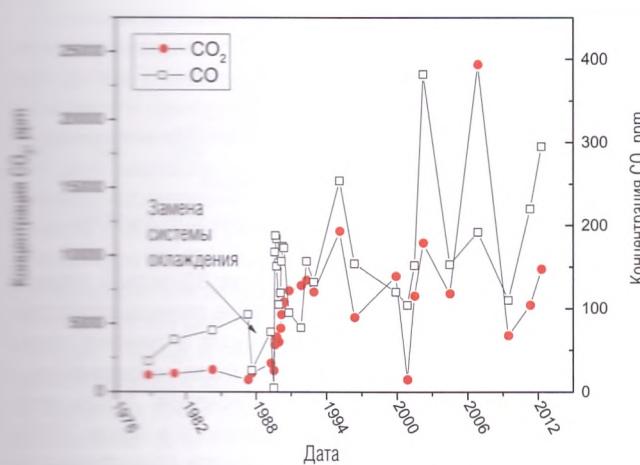


Рис. 2. Изменение оксида углерода в течение 30 лет для ТР №3

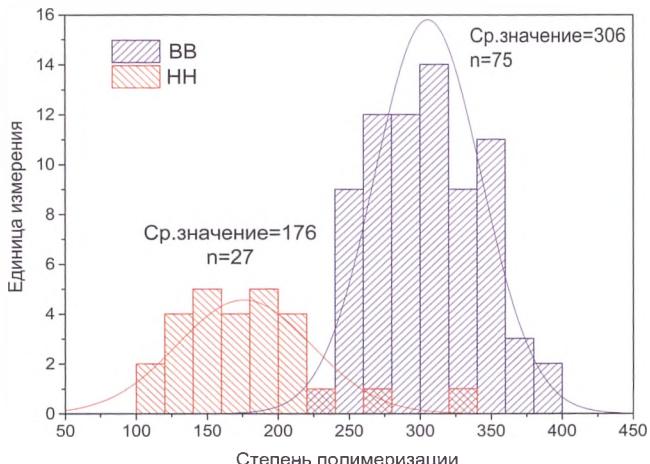


Рис. 3. Распределение СП для ТР № 3

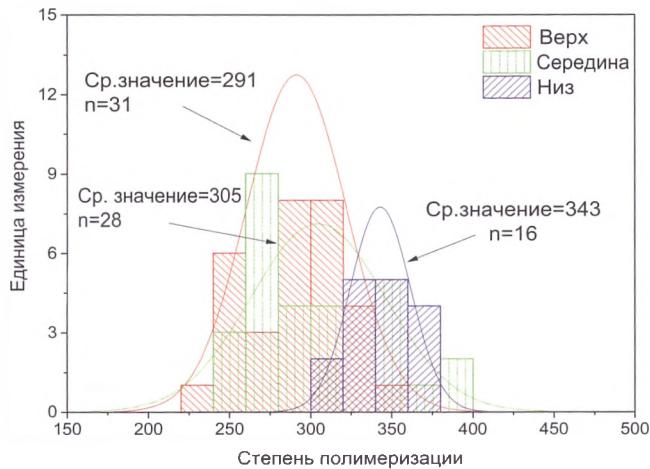


Рис. 4. Распределение СП для ТР №3 в различных частях обмотки ВН

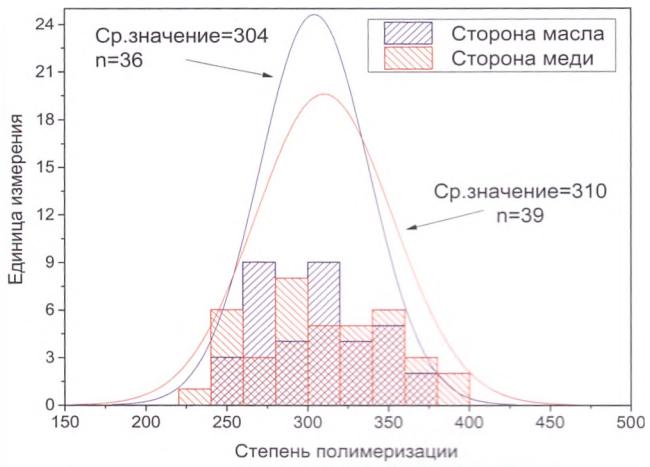


Рис. 5. Распределение СП различных слоев бумаги в обмотке ВН для ТР №3

углерода для трансформатора № 3 за 33-летний период. Следует обратить внимание, что в базе данных отсутствовала информация о регенерации масла в течение срока службы этих трансформаторов, но была информация о присутствии около 3000 ppm ингибитора 2,6-ди-трет-бутил-пара-крезола (DPBC), добавленного в конце 1990-х годов. Из-за отсутствия образцов бумаги трансформатор № 6 не был включен в данное исследование.

Отбор проб бумаги

В рамках исследования были отобраны образцы масла из шести демонтированных трансформаторов. Образцы бумаги были отобраны из первых пяти трансформаторов (№№ 1–5) как из обмоток высокого напряжения (ВН), так и из обмоток низкого напряжения (НН) всех трех фаз (A, B, C). Профиль распределения СП бумажной изоляции по возможности измерялся по всей обмотке (рис. 1b). Кроме того, измерение СП проводилось на образцах бумаги из внешних и внутренних слоев. Отбирали образцы из верхней, средней и нижней частей обмоток. Для каждого трансформатора было проведено более 100 измерений СП.

ИЗМЕРЕНИЯ СП

В этом разделе представлены данные по всем статистическим распределениям СП в трансформаторе № 3 с соответствующим количеством выборок (n). Полученные данные очень похожи на результаты измерений оставшихся четырех трансформаторов. Следует отметить, что общее количество образцов бумаги могло отличаться в зависимости от условий отбора проб.

На рис. 3 показано типичное распределение СП бумажной изоляции обмоток по трем фазам на стороне низкого и высокого напряжения. На этом рисунке распределение СП было проанализировано для всех образцов бумаги, собранных в обмотках НН и ВН без каких-либо различий по фазе (A, B или C), местоположению (верх, середина или низ) или слою бумаги (сторона, контактирующая с маслом или с медным проводником). Как отмечалось в других исследованиях, значение СП бумажной изоляции трансформатора с подходящим к концу сроком службы в обмотке НН было ниже, чем СП в обмотке ВН. Однако в этом случае средние значения СП составляли 176 и 306 для обмоток НН и ВН, соответственно. Зная, что трансформатор работает с системой принудительного масляного охлаждения, которая обеспечивает более однородное распределение температуры по высоте обмоток, можно предположить, что распределение СП между верхней и нижней частями обмотки будет аналогичным по порядку величины. Действительно, на рис. 4 представлено распределение СП в трех местах на обмотке ВН, где наблюдается небольшая разница. Показаны средние значения в верхней части – 291, в средней части – 305 и в нижней части – 343.

Наконец, на рис. 5 представлено распределение СП образцов бумаги, непосредственно контактирующих с маслом и с медным проводником в обмотках ВН. В исследовании было использовано около 14 слоев бумаги. Данные по значениям распределений совпали с эквивалентными средними значениями (304 против 310). Это может быть связано с высоким качеством масла (кислотность 0,012 mg KOH/g), которое не оказало негативного воздействия на бумагу, непосредственно контактирующую с маслом. Что касается измерений на стороне НН, возникли некоторые проблемы при подсчете количества слоев, так как бумага прилипла к медным проводникам и была очень хрупкой. Несмотря на то, что срок службы бумаги этих трансформаторов был близок к концу, в исследовании использовался статистический подход для определения

ния разницы между трансформаторами № 1 и № 2 и № 3 и № 4. В таблице 2 и 3 представлены обобщенные статистические данные по пяти трансформаторам. Таблица не занимает, что количество обмоток ВН варьируется, чем из обмоток НН, средние значения СП были рассчитаны с помощью уравнения (7). Этот метод позволяет получить различное количество обмоток.

Weighted average

Где n_1 и n_2 количество изолированных обмоток с одинаковыми средними значениями СП.

Несмотря на небольшие различия в концентрациях, в рамках исследований (тестирования Стюдента) с доверительным интервалом 95% (рис. 6) показывают, что трансформаторы № 3–5 и № 4–5 не обнаружены различий. Однако ТР № 1 отличается от ТР № 2 и № 3 по значению СП.

В таблице 3 показано, что в обмотке ВН всегда выше по содержанию метанола, чем в нижней и верхней частях обмотки. Таблица 4 показывает, что в обмотке НН были получены различные концентрации СП по результатам измерений.

Таблица 2. Средние значения СП с оценками отклонениями

№	ВН		НН		Среднее значение	
	Верх	Середина	Ниж	Ниж	Средний	Ниж
1	269 ± 20	272 ± 37	301 ± 35	340 ± 33	301 ± 35	340 ± 33
2	350 ± 43	369 ± 20	420 ± 35	380 ± 35	380 ± 35	380 ± 35
3	291 ± 31	305 ± 42	340 ± 15	380 ± 15	320 ± 40	380 ± 15
4	369 ± 34	352 ± 30	425 ± 35	380 ± 35	380 ± 35	380 ± 35
5	297 ± 20	329 ± 31	380 ± 15	420 ± 35	380 ± 35	380 ± 35

Таблица 3. Результаты статистической обработки данных

№	Среднее значение	Стандартные отклонения		Максимальные отклонения	
		ниж	верх	ниж	верх
1	236	72	116	100	100
2	328	58	134	100	100
3	272	78	102	100	100
4	310	88	122	100	100
5	293	69	103	100	100

Таблица 4. Концентрации химических маркеров

№	Темп. масла, °C	K2O, ppm			
		метанол	этанол	метанол	этанол
1	40	18	3785	3200	3200
	20*	8	1500	300	300
2	37	30	1365	300	300
	20*	7	480	300	300
3	40	16	2557	300	300
	20*	7	107	300	300
4	43	21	1260	300	300
	20*	5	940	300	300
5	60	39	5200	300	300
	20*	8	577	300	300

* Скорректированные значения

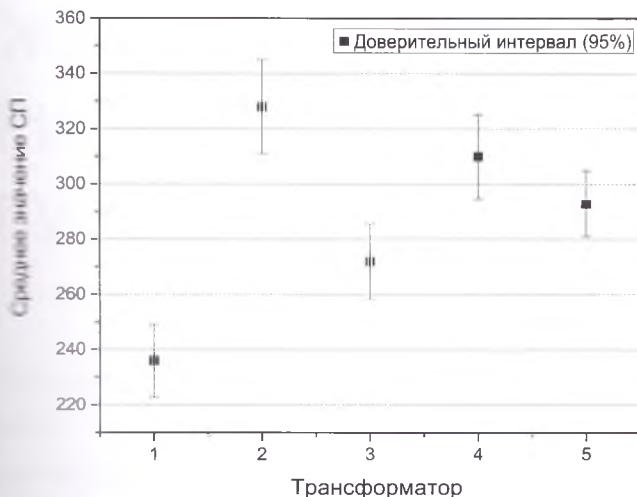


Рис. 2. Средние значения СП бумажной изоляции обследованных трансформаторов с доверительным интервалом 95 %

Измерения химических маркеров

В таблице 4 приведены концентрации химических маркеров целлюлозы и воды, а также их скорректированные значения, приведенные к 20 °C. На основе необработанных данных по концентрациям, предполагая, что все химические вещества находятся в равновесии между маслом и бумажной изоляцией во время отбора проб, отмечается довольно большое расхождение значений. Например, среди всех маркеров для ТР № 5 были получены наихудшие результаты со значениями концентраций 5203, 1034 и 1185 ppb для метанола, этанола и фурфурола, соответственно.

Тем не менее, после приведения значений концентраций к 20 °C, расхождения между значениями концентраций маркеров уменьшились. Интересно отметить, что, несмотря на эксплуатацию трансформаторов в одинаковых условиях при равной нагрузке, ТР № 2 и № 4 продемонстрировали наименьшее старение состояния бумаги. Что касается этанола, результаты лабораторных экспериментов по старению бумажной изоляции показали соотношение метанол/этанол выше единицы, означающее отсутствие горячих точек в этих трансформаторах.

КОМПЕРНЕИ СП С ПОМОЩЬЮ ХИМИЧЕСКИХ МАРКЕРОВ

Следует вспомнить возможность оценки состояния бумажной изоляции с помощью химических маркеров, полученных в частности, можно использовать для построения зависимости между концентрациями химических маркеров и значениями СП. На рис. 7 показаны зависимости для трех маркеров. На первом графике представлены результаты исследования метанола. На графике показана зависимость с большим разбросом значений до их приведения к 20 °C и линейная зависимость после коррекции с коэффициентом детерминации $R^2=0,98357$. Эта линейность подтверждается тем фактом, что срок службы бумажной изоляции подходит к концу, и зависимость СП от времени эксплуатации трансформаторов асимптотически приближалась к предельному значению СП. В случае фурфурола получена аналогичная зависимость до и после температурной коррекции. Следует отметить, что полученные данные соответствуют маслу высокой кислотности (кислотность <0,017 мг КОН/г). Однако для

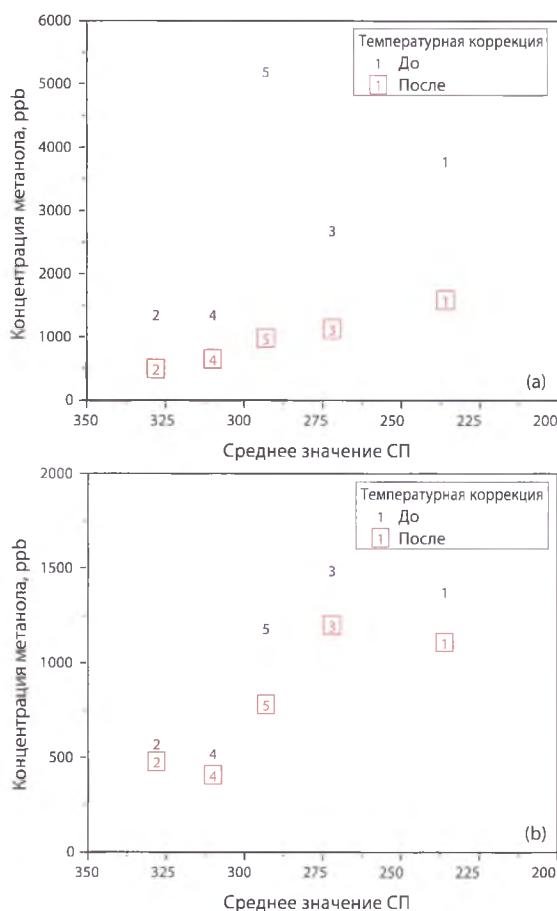


Рис. 7. Зависимость концентрации а) метанола и б) фурфурова от среднего значения СП

КОММЕНТАРИЙ ВЕДУЩЕГО РУБРИКИ

В статье, сокращенный перевод которой приведен выше, описаны результаты исследований маркеров старения бумажной изоляции силовых трансформаторов, проведенных специалистами канадского института IREQ. При этом использовался подход, известный среди специалистов как «посмертный» анализ трансформаторов, позволяющий получать результаты исследований с возможностью учета не только ретроспективных данных, но и результатов измерений на оборудовании, дальнейшая эксплуатация которого невозможна. Таким образом, «посмертный» анализ позволяет получить крайнюю точку любых возможных измерений, соответствующую окончанию срока службы оборудования. Такая информация представляет собой большую научную ценность, однако количество таких экспериментальных данных, как правило, ограничено по понятным причинам.

Следует отметить, что независимо от химической структуры маркера состо-

яния бумажной изоляции (газы, вода, фурановые производные или спирты) важнейшее условие объективной оценки состояния бумажной изоляции – учет распределения маркеров внутри обследуемого оборудования, так как в масле в растворенном состоянии содержится только некоторая часть маркера. При этом остаются не до конца решенными вопросы, связанные с распределением маркеров внутри трансформатора с учетом особенностей конструкции и режимов эксплуатации трансформаторов. Расчеты, приведенные в различных публикациях, основаны на предположении о том, что внутри силового трансформатора установилось равновесное распределение маркеров, а это во многих случаях не соответствует действительности.

В связи с изложенным, по аналогии с терминологией, принятой при измерении частичных разрядов в изоляции, представляют интерес рассмотреть возможность применения аналогичного термина для обозначения содержания любого

компонентов в изоляционной жидкости, способного перераспределяться по элементам внутренней конструкции оборудования в зависимости от воздействующих факторов (температура, давление и т.д.) – кажущаяся (измеренная) концентрация маркера в масле.

В завершение отметим, что, как и во всем мире, в нашей стране проводятся исследования новых маркеров старения бумажной изоляции силовых трансформаторов. В частности, в АО «Техническая инспекция ЕЭС» разработана и аттестована методика измерения метанола в трансформаторном масле. Кроме того, специалистами компании обследовано несколько сотен силовых трансформаторов и выполнено их экспертное ранжирование по состоянию бумажной изоляции. Определены направления дальнейших исследований, цель которых – расширение перечня диагностических параметров, позволяющих повысить достоверность диагностического заключения о состоянии оборудования.

Таблица 5. Среднее значение СП, полученное с помощью применения различных моделей

TP	Chendong ¹	De Pablo ²	De Pablo ³	Измеренное
1	392	698	637	236
2	500	757	723	328
3	382	690	626	272
4	512	762	729	310
5	410	711	656	293
6	262	558	462	NA

¹ $\log(2\text{-FAL})=1.51-0.0035DP$

² $DP=7100/(8.88+2\text{-FAL})$

³ $DP_{min}=800/(0.186\cdot 2\text{-FAL}+1)$

подтверждения этой взаимосвязи требуется продолжение исследований с большим объемом данных для большего диапазона СП. Сравнение данных с уже опубликованными моделями для фурфурола представлено в таблице 5, где показана оценка средних значений СП бумажной изоляции. Уравнения, использованные при расчете значений, указаны в нижней части таблицы 5. Эта тенденция демонстрирует важность влияния распределения на измеряемые концентрации химических маркеров, растворенных в масле.

ВЫВОДЫ

Проведенные исследования подчеркивают важность коррекции значений концентраций химических маркеров по температуре. Авторы подчеркивают, что посмертный анализ при построении профиля СП имеет решающее значение для проверки достоверности любой модели. В статье также предложен способ установления граничных значений концентрации для ранжирования бумажной изоляции трансформаторов по состоянию с целью более эффективного управления активами.

НЕКОТОРЫЕ ЗАБЛУЖДЕНИЯ И МИФЫ О НАДЕЖНОСТНО-ОРИЕНТИРОВАННОМ ТЕХНИЧЕСКОМ ОБСЛУЖИВАНИИ (RCM)

АНТОНЕНКО И.Н., ООО «НПП «СпецТек», к.т.н.

До недавнего времени в электроэнергетике России для обеспечения безотказности оборудования почти безальтернативно применялась система планово-предупредительного ремонта (ППР) или регламентированное техническое обслуживание и ремонт по ГОСТ 18322-2016. Однако тариф на электрическую энергию в России практически исчерпал потенциал роста и не позволяет финансировать ППР в полном объеме. В этой связи Стратегией развития электросетевого комплекса Российской Федерации намечен переход к риск-ориентированному подходу к управлению производственными активами. Он состоит в выборе целевого воздействия на активы на основе оценки риска их отказа с учетом прогнозируемых последствий отказа и их значимости для достижения установленных показателей эффективности. Таким образом, вместо жестко регламентированного ППР перед энергокомпанией стоит задача рационального выбора. Примером методологии выбора целевого воздействия на производственные активы, проверенной на практике сотнями организаций по всему миру, является RCM (Reliability-Centered Maintenance).

В 2018 году исполнилось 40 лет с тех пор, как Стэнли Ноулан и Говард Хил в своем основополагающем исследовании [1] представили методологию RCM (Reliability Centered Maintenance). Их основная идея состояла в том, что правила обслуживания оборудования должны определяться последствиями отказа, а не только природой и параметрами самого отказа. Аналогичную идею мы находим у отечественных специалистов по надежности, в публикациях того времени [2].

Затем существенный вклад в развитие и популяризацию RCM внес Джон Маубрей [3]. К настоящему времени накопился значительный массив публикаций, посвященных RCM, включая книги [4–6]. Разработаны соответствующие международные и национальные стандарты, как за рубежом [7–9], так и в России [10, 11]. В России развивается практика успешного применения RCM в энергетике, нефтепереработке и нефтехимии, в металлургии и других отраслях [12–16]. В работе [17] подробно описаны этапы становления и развития RCM.

Из русскоязычной нормативно-технической документации известно несколько определений RCM, которые помогают понять ее суть. Так, согласно ГОСТ 18322-2016,



Игорь Николаевич Антоненко

это техническое обслуживание, основанное на методологии определения оптимального набора операций ТО и частоты их применения, с учетом вероятностей и последствий отказов на любом уровне разукрупнения.

Согласно ГОСТ Р 27.002-2009 (в настоящее время не действует), это систематизированный метод, определяющий соответствующие задачи и частоту повторения операций технического обслуживания, в основу которого положены вероятности и последствия отказов.

Более удачным представляется определение в стандарте [10], где определено, что надежностно-ориентированное техническое обслуживание (RCM) представляет собой методологию выявления и выбора политик управления отказами (рис. 1). Политика управления отказами, в свою очередь, может включать в себя как действия по техническому обслуживанию, так и изменения правил эксплуатации, конструктивные доработки и другие действия, которые в стандарте [11] названы разовыми преобразованиями, и нацелены на ослабление риска отказов. К ним также относятся изменение методов технического обслуживания и ремонта (ТОиР) и обучение персонала.



Рис. 1. Комплексное применение политик управления отказами при RCM

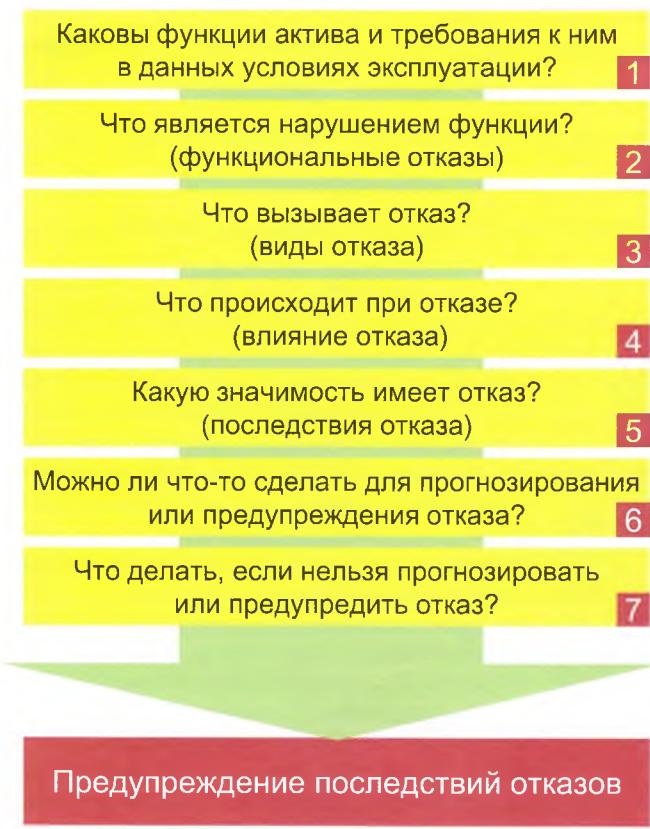


Рис. 2. Семь шагов RCM2

Основные принципы RCM:

- внимание должно быть сфокусировано на вопросе «как избежать последствий отказов?», а не на вопросе «как избежать отказов?»;
- отказы имеют разную значимость, которая определяется их последствиями. Отказы, не влекущие значимых

последствий, не требуют мер по их предупреждению. Целесообразно позволить этим отказам произойти. Такую политику управления отказом называют «корректирующим обслуживанием»;

- для каждого отказа со значимыми последствиями необходимо выбрать применимую и эффективную политику предупреждения отказа. Применимость определяется характеристиками самого отказа и оборудования. Например, если отказ не имеет устойчивого и достаточно длительного Р-Ф-интервала, обслуживание по состоянию не будет применимой политикой. Эффективность определяется способностью предупредить отказ и соотношением затрат на предупреждение отказа и цены предупреждаемых последствий: затраты на предупреждение должны быть меньше. Последний критерий применяется только если отказ не влияет на экологию и безопасность, имеет чисто экономические последствия (недовыпуск продукции + снижение качества + затраты на ремонт после отказа);

- главное – работоспособность системы в целом, а не каждой единицы оборудования в отдельности. Необходимо определить оптимальный набор и частоту действий, которые должны быть выполнены для того, чтобы система продолжала делать то, что от нее требуется в заданных условиях;
- одинаковое оборудование не означает одинаковое обслуживание. Например, два одинаковых насоса могут иметь совершенно разную значимость для производства: один работает в системе охлаждения оборудования, а другой в системе водоотведения. Кроме того, два одинаковых насоса могут иметь различную интенсивность эксплуатации. Это должно учитываться при определении состава и частоты повторения операций по их обслуживанию.

Процесс RCM, описанный в стандарте [7], включает в себя семь этапов, или семь шагов (рис. 2).

МИФЫ И ЗАБЛУЖДЕНИЯ

Несмотря на весьма зрелый возраст, методология RCM остается покрытой завесой сложности. Важные некоторые заблуждения и мифы. Рассмотрим наиболее распространенные из них.

RCM – это стратегия ТОиР

Стратегия ТОиР – это система планирования, организации и проведения технического обслуживания и ремонта (МЭК 60050 (191):1999-02, пункт 1.1.1-1.1.2). Некоторые авторы считают, что существует всего одна стратегия ТОиР: регламентированное техническое обслуживание и ремонт (ППР), ремонт и обслуживание по техническому состоянию, корректирующее обслуживание (ремонт после отказа). Другие добавляют к ним работы по ликвидации отказов и проверки резервных обесточенных функциональные отказы.

В любом случае, RCM не является стратегии ТОиР. Из определения стандарта [1] следует, что RCM – это методология выявления и выделения групп отказов с отказами и формирования из них программы работ, сочетающей различные стратегии ТОиР и ремонтного планирования, и отвечающей присущим рискам отказов с отказами (рис. 1).

RCM – это неподъемный трущ

Конечно, полный RCM-анализ – это очень сложный процесс. Он откладывает выполнение отдельных программ работ и получение заработка. Задачи менеджера руководитель готов к длительной работе, связанной с большой загрузкой персонала и тратами на обучение.

Однако, совсем не требуется много времени. Аналитики RCM говорят [1], что необходимость обучения и внедрения по категориям для каждого вида активов до разумных и управляемых результатов. Помимо внедрению RCM должна предполагать централизованное управление. Она позволяет использовать различные виды активы, сосредоточить на них имеющиеся производственные ресурсы, и быстрее достичь желаемых результатов.

Чтобы приоритизировать активы, необходимо ранжировать его в порядке уменьшения риска, а потом идентифицировать общую часть списка. Для этих целей можно выбрать соответствующие критерии, например, с учетом риска отказами, нацеленные на снижение риска отказов. RCM-анализ выполняется в течение 1–2 недель для 4 или 5 человек.

Затем, когда риск отказов установлен, необходимо провести повторный RCM-анализ на более высоком уровне. Не существует принципиальных отличий между первых двух циклов.

RCM приводит к росту трудоемкости обслуживания

Это не так. Результаты RCM-анализа показывают, что снижение занятости персонала до 10–15 %, сокращение затрат на ТОиР от 10 до 30 %.

устранения избыточного обслуживания, а также работ, выполнение которых не влияет на предупреждение каких-либо отказов. Также из программы работ удаляется предупредительное обслуживание некритичного оборудования, в отношении которого выбрана политика управления отказами «корректирующее обслуживание».

Классики [1] приводят в качестве примера программу обслуживания Boeing-747. В этой программе предусмотрено 66 000 человеко-часов на инструмент конструкций самолета, позволяющие обеспечить интервал между проверками в 20 000 часов. До анализа на избыточность программа предполагала более 4 миллионов человеко-часов для достижения того же интервала между инспекциями на меньшем и менее сложном Douglas DC-8.

Необходимо проводить RCM на всем оборудовании

Неверно. Как уже было сказано, проведению RCM должна предшествовать приоритизация. И если верхняя часть ранжированного списка активов потребует RCM-анализа, то самая нижняя часть, то есть некритичные активы, должна быть выведена за пределы RCM.

Джон Маубрей приводит статистику из своего опыта [3], согласно которой около 65 % его клиентов проанализировали часть своего оборудования по RCM и в большинстве своем планировали дальнейший анализ если не всех своих активов, то основной их части, и около 10 % организаций применяли RCM ко всему оборудованию.

Обучение RCM является излишним

Специфичность RCM состоит в том, что эта задача предусматривает реорганизацию технических служб, трансформацию культуры ТОиР на предпринятии, глубокий инженеринг и стандартизацию процессов управления активами, разработку нормативно-методических документов, создание центров компетенций по видам оборудования, введение новых профессий, таких как инженер-менеджер. Весьма важным является организационное обеспечение взаимодействия и координации различных структур, занятых в процессах ТОиР, поскольку это взаимодействие значительно усложняется.

Поэтому вам потребуются знания и соответствующее обучение. Начинать надо с анализа «пробелов» знаний в области управления активами. В качестве критериев мы используем требования к компетенции, разработанные СЕММА [18]. Такой подход позволяет гарантировать систематический охват требуемых ролей и соответствующих элементов компетенций.

Невозможно одновременно решить все проблемы по формированию системных знаний и компенсировать все потребности в квалификации. Поэтому важно сформировать комплексную карту обучения с ранжированием рассматриваемых тем по их ценности для данного предприятия. Можно включать в нее требования к компетенции применительно к конкретным ролям и бизнес процессам. Развития компетенций должен учитывать ценность, которую несут физические активы, операционный контекст и реальные ограничения функционирования организации. Это гарантирует концентрацию усилий на

наиболее проблемных местах, проведение осознанного найма персонала и целенаправленного обучения.

Оптимизация программы

предупредительного обслуживания – это RCM

Нет, но это может быть частью RCM, и может принести большую пользу. Оптимизация программы предупредительного обслуживания (ОППО) проводится на основе принципов RCM, представленных выше. Как правило, при ОППО решаются следующие задачи:

- выявление и удаление из программы дублирующих работ, направленных на предупреждение одного и того же отказа;
- выявление и удаление работ, которые не могут влиять на риск какого-либо отказа, даже если эти работы рекомендует поставщик оборудования;
- дополнение программы работами, направленными на предупреждение отказов, пропущенных в действующей программе работ;
- выявление неэффективных работ, которые не приводят к снижению риска отказов, изменение дизайна этих работ (например, периодичности) или замена их эффективными работами;
- выявление отказов, для которых не найдено эффективных предупредительных работ, анализ корневых причин этих отказов, и разработка разовых изменений, направленных на устранение этих причин (например, реконструкция или модернизация оборудования, замена поставщика запчастей).

RCFA так же хорош, как RCM

Нет. Анализ корневых причин отказов (Root Cause Failure Analysis – RCFA) может быть самостоятельным бизнес-процессом, который выполняется по факту произошедшего отказа и наступления значимых последствий. В этом случае проводится расследование, выявляются причины отказа, и разрабатываются корректирующие мероприятия, направленные на предупреждение этого отказа в будущем. Например, в программу обслуживания вносится новая предупредительная работа, выполняется реконструкция оборудования, проводится обучение персонала, низкая компетентность которого стала причиной отказа.

Таким образом, RCFA – это в принципе реактивная деятельность, которая начинается, когда нежелательные последствия отказа уже наступили, в то время как RCM-процесс изначально направлен на предупреждение. В то же время, RCFA может быть частью RCM. В этом случае RCFA выполняется, когда не удалось найти применимую и эффективную предупредительную политику управления отказом.

Я могу выполнить RCM самостоятельно

Нет. Выполнение RCM – это командная работа. Очевидно, что в ней должны участвовать эксперты по видам оборудования (опытные механики и энергетики). Менее очевидно, но не менее необходимо, чтобы в ней участвовал производственный персонал, который со своей стороны может выдвинуть идеи о причинах тех или



Предупреждение рисков,
связанных с отказами

Рис. 3. Девять шагов RCM

иных отказов, а также знает их последствия для производства. Так же необходимо, чтобы в ней участвовали специалисты финансовой и экологической службы предприятия, а также службы безопасности труда, которые компетентны в оценке последствий отказов, включая штрафы и иную ответственность.

Таким образом, RCM-процесс – это горизонтальный бизнес-процесс, который должен объединять различные службы предприятия.

Мы пригласим консультантов, и они проведут нам RCM

Ни один консультант, даже самый опытный, не знает контекста, в котором эксплуатируется то или иное оборудование, выпускается та или иная продукция на конкретном предприятии.

Ни один консультант, сколь талантлив бы он ни был, не может обладать всеми специальными знаниями, которыми обладают десятки или сотни инженеров различных специальностей на предприятии.

Консультант окажет методическую помощь, но он не сможет заменить всех участников RCM-процесса, о которых сказано выше.

RCM это проект в области технического обслуживания

Изначально методология RCM была разработана для потребностей авиации [1], и тогда в ее название вошло слово «maintenance», т.е. техническое обслуживание. Однако уже тогда многих интересовало применение RCM в других отраслях. В версии RCM2 (рис. 2), адаптированной для применения в промышленности, введены в рассмотрение экологические последствия отказов и более строго рассматриваются производственные последствия [3]. Следующая версия, RCM3 (рис. 3), перешла к логике принятия решений, основанной на оценке рисков [19].

Сегодня RCM это процесс, результаты которого могут привести к изменениям не только в техническом обслуживании, но также и в эксплуатации, производственном планировании, материально-техническом снабжении, экологическом менеджменте, риск-менеджменте и других сферах деятельности организации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Согласно результатам исследования Aberdeen Group [20] по выборке из 173 компаний, 60 % из них разработали документированные процедуры обслуживания каждого актива, основанные на RCM и критичности оборудования. При этом 50 % предприятий создали команды непрерывного улучшения в рамках реализации RCM. Лучшие в своем классе компании на 85 % чаще используют RCM в своей программе ТОиР.

Успех RCM проекта во многом зависит от роли руководства предприятия и руководителя этого проекта. Практика показывает, что существует разница между количеством разработанных программ обслуживания по результатам RCM, количеством утвержденных программ и количеством реализованных. Так, где процесс не имеет должного руководства, до внедрения дело не доходит.

После внедрения необходимо начать результативности принятых решений (внедренные программы) и непрерывное циклическое улучшение. Если этого нет, то первоначально достигнутый эффект быстро исчезнет, так как однажды разработанная программа может не может оставаться оптимальной неограниченно долго.

Для успеха не обойтись и без информационной поддержки, т.е. внедрения информационной системы управления производственными активами. Принятие решений при RCM предполагает наличие информации об активах или накопление этой информации в процессе эксплуатации. Создание такой системы – это заслуга задачи [21], требующая комплексной компетенции в области управления активами, разработки и внедрения программного обеспечения класса EAM (Enterprise Asset Management).

ЛИТЕРАТУРА

1. Nowlan F.S. Neap H.F. Reliability-centered Maintenance. San Francisco: Dolby Access Press, 1978. – 400 p.
2. Нейман В.Г., Шапиро Б.В. Оценка критичности отказов технических устройств. Надежность и контроль качества. – 1975. – №10. – С. 45–61.
3. Moubray J. Reliability-centered Maintenance. Second Edition. NY: Industrial Press Inc, 1997. – 426 p.
4. Neil B. Bloom. Reliability Centered Maintenance: Implementation Made Simple. NY: McGraw-Hill, 2005. – 291 p.
5. Ефремов Л.В. Проблемы управления надежностно-ориентированной технической эксплуатацией машин. – СПб: Art-Xpress, 2015. – 206 с.
6. Jesus R. Sifonte, James V. Reyes-Picknell. Reliability Centered Maintenance – Reengineered: Practical Optimization of the RCM Process with RCM-R. CRC Press, 2017. – 349 p.
7. SAE JA 1011:2009. Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes.
8. SAE JA 1012:2011. A Guide to the Reliability-Centered Maintenance (RCM) Standard.
9. IEC 60300-3-11:2009. Dependability Management – Part 3–11: Application guide – Reliability centered maintenance.
10. ГОСТ Р 27.606-2013. Надежность в технике. Управление надежностью. Техническое обслуживание, ориентированное на безотказность. М.: Стандартинформ, 2014. – 34 с.
11. ГОСТР 55.0.05-2016. Управление активами. Повышение безопасности и надежности активов. Требования. М.: Стандартинформ, 2016. – 10 с.
12. Диагностика на страже безопасности// Энергетика и промышленность России. – 2017. – № 15–16 (323–324). – С. 12.
13. Америк А., Микерин О. Безнадежность результатов без надежности // ITime. – 2007. – № 4. – С. 21–25.
14. Амиров В.Р. Управление надежностью и целостностью оборудования – важный инструмент повышения эффективности бизнеса // PROнефть. – 2018. – № 1(7). – С. 77–80.
15. От ППР к АВС и RCM// Новатор. – 2019. – №11(5368). – С. 3.
16. Антоненко И.Н., Беляков М.И. Об одной надежностной задаче и ее решении в информационной системе// Автоматизация в промышленности. – 2015. – № 8. – С.18–21.
17. Антоненко И.Н. Методология RCM: ретроспектива и перспектива надежностно-ориентированного технического обслуживания // Энергия единой сети. – 2019. – № 1 (43). – С. 34–46.
18. The Asset Management Landscape. Second Edition// Gfmm.org: Сайт глобального форума по техническому обслуживанию и управлению активами. URL: http://www.gfmm.org/files/ISBN978_0_9871799_2_0_GFMLandscape_SecondEdition_English.pdf (дата обращения: 30.07.2019).
19. Marius Basson, Aladon. RCM3: Risk-Based Reliability Centered Maintenance. Third Edition. NY: Industrial Press, Inc., 2018. – 500 p.
20. Cline G. Asset performance Management: blazing a better path to operational excellence// Aberdeen Group Rep. – November 2017. – 11 p.
21. Кац Б.А., Молчанов А.Ю. Управление производственными активами с помощью современных информационных технологий// Автоматизация в промышленности. – 2014. – № 8. – С. 39–45.

подключении к электрическим и тепловым сетям (за исключением самовольного подключения к нефтепроводам, нефтепродуктопроводам и газопроводам), самовольном (безучетном) использовании электрической, тепловой энергии, нефти, газа или нефтепродуктов, если эти действия не содержат уголовно наказуемого деяния, повлечет наложение административного штрафа: на граждан – в размере от пятнадцати тысяч до тридцати тысяч рублей; на должностных лиц – от восьмидесяти тысяч до двухсот тысяч рублей или дисквалификацию на срок от двух лет до трех лет; на юридических лиц – от двухсот тысяч до трехсот тысяч рублей.

Усовершенствованы требования к потребителям с управляемой нагрузкой

Федеральный закон от 02.08.2019 № 262-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» исключает из законодательства нормы, регламентирующие особенности работы в единой энергетической системе России потребителей с управляемой нагрузкой. Из базового закона «Об электроэнергетике» исключаются положения в части посредничества услуг по обеспечению вывода единой энергетической системы России из аварийных ситуаций.

Закон устанавливает возможность снижения стоимости мощности для покупателей, принявших на себя обязательства по изменению режима потребления электрической энергии (потребители с ценозависимым потреблением), а также покупателей, участвующих в торговле электрической энергией и мощностью с использованием энергопринимающих устройств, влияющих на режим работы электроэнергетической системы, на которые воздействуют отдельные виды противоаварийной автоматики. Кроме того, уточняется редакция положений, устанавливающих полномочия субъекта оперативно-диспетчерского управления по выдаче диспетчерских коменд и распоряжений, связанных с выполнением функций системного оператора.

Документ также уточняет понятие энергосбытовой деятельности: согласно закону, деятельность по зарядке электрической энергии

муляторных батарей, в том числе у транспортных средств с электродвигателями, не является энергосбытовой деятельностью.

АКТЫ ПРЕЗИДЕНТА РОССИИ

Определены цели и задачи стратегического планирования в сфере обеспечения энергетической безопасности страны

Указом Президента РФ от 13.05.2019 № 216 «Об утверждении Доктрины энергетической безопасности Российской Федерации» принята Доктрина энергетической безопасности, которая направлена на поддержание защищенности экономики и населения страны от угроз энергетической безопасности на уровне, соответствующем требованиям законодательства РФ.

В Доктрине приводятся внутренние и внешние угрозы энергетической безопасности, определены основные направления деятельности по обеспечению энергетической безопасности.

Предусмотрен порядок обеспечения энергетической безопасности в мирное время, в условиях чрезвычайных ситуаций, в период мобилизации и в военное время.

АКТЫ ПРАВИТЕЛЬСТВА РОССИИ

Усовершенствованы правила взаимодействия сетевых организаций со смежными сетевыми организациями при осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям

Постановлением Правительства РФ от 29.05.2019 № 682 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации в целях совершенствования взаимодействия сетевых организаций со смежными сетевыми организациями при осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям» внесены изменения, в том числе в Правила технологического присоединения № 861. Так, действие Правил технологического присоединения № 861 распространено еще на один случай – случай технологического присоединения сетевой организации к сетям смежной сетевой организации.

Рассматриваемым постановлением Правительства РФ изменения также

внесены в Основы ценообразования № 1178. В частности, установлено, что к планируемым значениям параметров расчета тарифа, которые определяются перед началом каждого года долгосрочного периода регулирования, относится также величина неподконтрольных расходов, рассчитанная в соответствии с перечнем расходов, утвержденным в методических указаниях по расчету тарифов на услуги по передаче электроэнергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации НВВ, и содержащем в том числе расходы, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемые в соответствии с п. 87 Основ ценообразования № 1178 в плату за технологическое присоединение, а также величина расходов на оплату технологического присоединения объектов электросетевого хозяйства к сетям смежной сетевой организации (за исключением расходов, включаемых в соответствии с п. 87 Основ ценообразования № 1178 в состав платы за технологическое присоединение, рассчитанной для лица, технологическое присоединение энергопринимающих устройств которого требует проведения мероприятий на объектах электросетевого хозяйства смежной сетевой организации) в размере, определенном исходя из утвержденной (расчетной) для такой смежной сетевой организации платы за технологическое присоединение.

Установлен порядок заключения с коммерческой организацией соглашений о передаче функций гаран器ующего поставщика

Постановлением Правительства РФ от 22.06.2019 № 800 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» определена возможность заключения соглашения о передаче функций гарантерующего поставщика коммерческой организации. Постановлением регулируются требования к такой коммерческой организации, порядок уведомления о передаче функций гарантерующего поставщика уполномоченных федеральных органов, уполномоченных органов исполнительной власти субъекта РФ, совета рынка, иных заинтересованных органов, порядок и сроки принятия уполномоченным федеральным органом власти решения

о присвоении организации статуса гарантировщего поставщика и требования к такому решению.

Указанное решение о присвоении организации статуса гарантировщего поставщика может быть принято не позднее 31 декабря 2020 года.

Определены особенности расчета регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки

Постановлением Правительства РФ от 29.06.2019 № 837 «О внесении изменений в Основы ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» устанавливается, что цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность) для поставщиков – субъектов оптового рынка, владеющих на праве собственности или ином законном основании тепловыми электростанциями, функционирующими на территории неценовых зон оптового рынка электрической энергии и мощности, могут устанавливаться с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки.

Устанавливается, что регулируемые цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность) для поставщиков – субъектов оптового рынка, владеющих на праве собственности или ином законном основании тепловыми электростанциями, функционирующими на территории неценовой зоны оптового рынка электрической энергии и мощности Дальнего Востока (Южно-Якутский, Западный и Центральный районы Республики Саха (Якутия), Приморский край, Хабаровский край, Амурская область, Еврейская автономная область), устанавливаются с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки с 1 июля 2020 г.

Определен порядок отключения сносимого объекта капитального строительства от сетей инженерно-технического обеспечения

Постановлением Правительства РФ от 03.07.2019 № 850 «Об утверждении Правил отключения объекта капитального строительства от сетей инженерно-технического обеспече-

ния» определен порядок отключения объекта капитального строительства, в том числе от электрических сетей в случае сноса объекта капитального строительства.

Отключение осуществляется на основании решения собственника объекта или застройщика либо в случаях, предусмотренных Градостроительным кодексом РФ, другими федеральными законами, на основании решения суда или органа местного самоуправления.

В целях отключения объекта инициатор отключения отправляет в эксплуатационную организацию заявление о выдаче условий отключения объекта. При отсутствии сведений об эксплуатационной организации инициатор получает информацию о ней в органе местного самоуправления. Условия отключения выдаются эксплуатирующей организацией не позднее чем через 10 дней со дня поступления заявления.

Отключение объекта осуществляется эксплуатационной организацией в срок, не превышающий 30 рабочих дней со дня выдачи такой организацией условий отключения, но не ранее даты, указанной инициатором отключения в заявлении. Инициатор отключения обязан обеспечить доступ представителей эксплуатационной организации к месту выполнения работ по отключению объекта капитального строительства. Отключение завершается составлением и подписанием эксплуатационной организацией акта.

Утверждена форма типового договора на предоставление ресурсоснабжающей организацией коммунальных услуг собственникам жилых помещений

Постановлением Правительства РФ от 13.07.2019 № 897 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу договорных отношений между собственниками помещений в многоквартирных домах и ресурсоснабжающими организациями» утверждена форма типового договора на предоставление ресурсоснабжающей организацией собственникам жилых помещений коммунальных услуг, в том числе по электроснабжению помещений.

Предусмотрены права и обязанности сторон договора, порядок учета объема (количества) коммунальной услуги, а также положения, касающиеся размера платы за коммунальную услугу и порядка расчетов, ограничения, приостановления, возобновления предоставления коммунальной услуги и др. Договоры с ресурсоснабжающей организацией, содержащие положения о предоставлении коммунальных услуг, заключаются на неопределенный срок.

Управляющая организация будет предоставлять ресурсоснабжающим организациям, приступающим к предоставлению коммунальной услуги соответствующего вида собственникам и пользователям помещений в многоквартирном доме, сведения, необходимые для начисления платы за коммунальные услуги, по установленному перечню.

Предусмотрены, в том числе условия для начала предоставления ресурсоснабжающей организацией коммунальной услуги, перечень информации, которую ресурсоснабжающая организация доводит до сведения собственников и пользователей жилых помещений в многоквартирном доме до даты начала предоставления коммунальной услуги.

АКТЫ МИНИСТЕРСТВ И ВЕДОМСТВ

Утверждены Правила предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике

Приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 102 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» утверждены настоящие Правила, которые определяют порядок предоставления субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии в диспетчерские центры системного оператора и субъектов оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах информации, необходимой субъектам оператив-

но-диспетчерского управления для осуществления деятельности по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и выполнения функций, возложенных на субъектов оперативно-диспетчерского управления нормативными правовыми актами Российской Федерации, формы и сроки предоставления такой информации.

Установлено, что информация предоставляется субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии субъекту оперативно-диспетчерского управления на русском языке в письменном виде в бумажной или электронной форме с использованием факсимильной, электронной или иных средств связи, позволяющих установить, что информация (носитель такой информации) направлена уполномоченным лицом.

Приказ зарегистрирован в Министерстве России 03.06.2019 за № 54824.

Утвержден порядок проведения технического освидетельствования оборудования, зданий и сооружений электроэнергетики

Приказом Минэнерго России от 14.05.2019 № 465 «Об утверждении Правил проведения технического освидетельствования оборудования, зданий и сооружений объектов электроэнергетики» утверждены называемые Правила, которыми устанавливаются требования к организации, содержанию, объему работ при техническом освидетельствовании и порядок его проведения для оборудования, зданий и сооружений в части линий электропередачи объектов электроэнергетики (за исключением атомных электростанций) по истечении установленного нормативного срока службы (срока эксплуатации для зданий и сооружений) сверх определенного документацией организаций – изготовителей оборудования либо проектной

документацией (для зданий и сооружений).

Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании входящими в состав энергосистем объектами электроэнергетики, обязаны обеспечить проведение технического освидетельствования объектов технического освидетельствования в соответствии с утвержденными Правилами, если иное не предусмотрено требованиями документации организации – изготовителя оборудования либо проектной документации.

В случае утраты документации организации – изготовителя оборудования либо проектной документации владелец объекта электроэнергетики при проведении технического освидетельствования должен руководствоваться указанными Правилами.

Подготовлено юридической компанией Lex Consilium и информационно-консалтинговой группой Electricalnet.Ru

4-й ежегодный международный конгресс и выставка

ГИДРОЭНЕРГЕТИКА ЦЕНТРАЛЬНАЯ АЗИЯ И КАСПИЙ

Организатор: VOSTOCK CAPITAL

19–20 февраля 2020, Бишкек, Кыргызстан

БРОНЗОВЫЕ СПОНСОРЫ 2019:

VOITH
WkV
Wasserkraft Volk AG

ЛОКАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР
В ИРАНЕ 2019:

OPEN IRAN

СРЕДИ СРЕДИ ПОСТОЯННЫХ УЧАСТИКОВ:

ХУСЕЙН СЕМИЗ
Генеральный директор.
Global Hydro Energy

ФАЙЗУЛЛО АВАЗОВ
Директор.
Кайрамусская ГЭС

ЛЕВАН МЕБОНИЯ
Председатель совета
директоров,
Ингур ГЭС

www.hydropowercongress.com
events@vostockcapital.com
+44 207 394 30 90
+7 495 109 9 509

Следите за новостями:

МИЛНА СТАВНАЯ
Директор проекта
MStavnaya@vostockcapital.com
+7 (495) 109 9 509 (Москва)
+44 207 394 30 90 (Лондон)

Обучающий курс

ЛОКАЛЬНЫЕ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЕ СЕТИ НА ЭНЕРГООБЪЕКТАХ

Вы узнаете про:

30 сентября –

Основы ЛВС

3 октября 2019

ПРОТОКОЛЫ РЕЗЕРВИРОВАНИЯ И СИНХРОНИЗАЦИИ ВРЕМЕНИ

25–28 ноября 2019

Основы ПОСТРОЕНИЯ НАДЕЖНЫХ ЛВС

ОНЛАЙН МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ЛВС В SCADA-СИСТЕМЕ

Основы ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЛВС

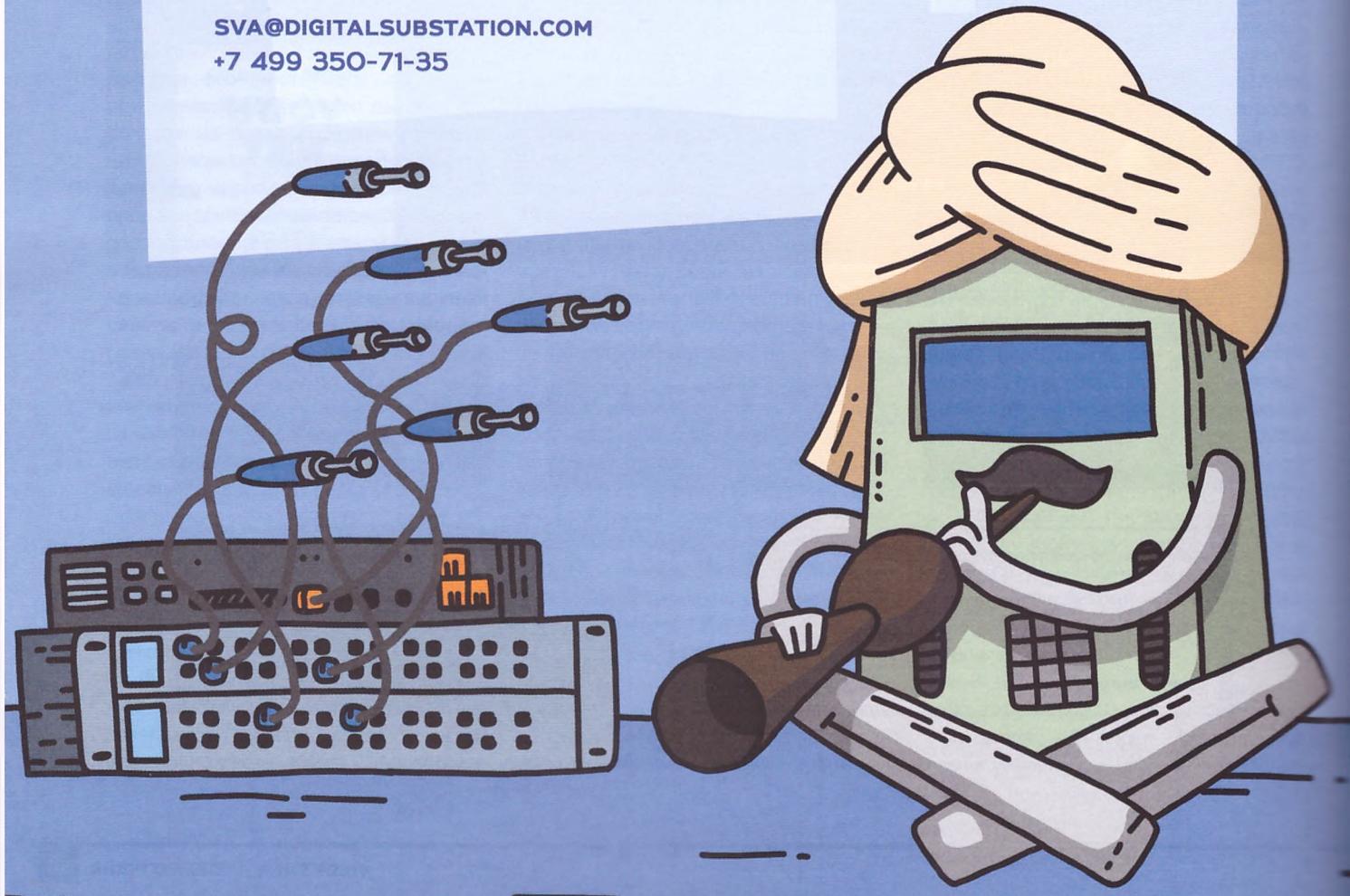
ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ НА ОБОРУДОВАНИИ ВЕДУЩИХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ (SIEMENS, RUGGEDCOM, MOXA, ABB, PHOENIX CONTACT)

ПОМОГУТ ВАМ ЗАКРЕПИТЬ ПОЛУЧЕННЫЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ЗНАНИЯ.

digitalsubstationuniversity.tilda.ws

SVA@DIGITALSUBSTATION.COM

+7 499 350-71-35





PC830-ДЗ –
универсальное МП
устройство РЗА
для организации
комплексной защиты
присоединений
110-220 кВ в составе
шкафов серии ШЗА.



PC830-В2 –
универсальное
МПустройство
для обеспечения
функций РЗА и П.А.



Шкаф защиты
ВЛ-110-220 кВ
типа ШЗА-УЛ
на базе PC830-ДЗ
(с двумя
устройствами
рабочим
и дублирующим)



КАЧЕСТВО ПРОВЕРЕНО СПЕЦИАЛИСТАМИ,
ПОДТВЕРЖДЕНО ВРЕМЕНЕМ



ЕДИНСТВЕННЫЙ в России и СНГ

производитель вводов в диапазоне

12-1200 кВ кВ

SOLE bushings manufacturer
in range in Russia and CIS



120 лет



изолятор

ВЕКОВЫЕ ТРАДИЦИИ - СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Centuries-old traditions - state-of-the-art technologies

