



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПОДГОТОВКА, ПРОХОЖДЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ ИТОГИ осенне-зимнего периода **2015–2016**



2016–2017
ПОДГОТОВКА К ОЗП

**ПОДГОТОВКА, ПРОХОЖДЕНИЕ
И ОСНОВНЫЕ ИТОГИ
ОСЕННЕ-ЗИМНЕГО ПЕРИОДА
2015–2016**

ПОДГОТОВКА К ОЗП
2016–2017

УДК 620.9(470)<313>
ББК 31.1
075

Под редакцией
заместителя Министра энергетики
Российской Федерации
А.В. Черезова

Авторский коллектив:
Грабчак Е.П., Байков И.А., Медведева Е.А., Дунаев П.А., Алексеев П.А. (АО «СО ЕЭС»),
Голубев П.В. (АО «Техническая инспекция ЕЭС»)

075 Подготовка, прохождение и основные итоги ОЗП 2015–2016. Подготовка к ОЗП 2016–2017/Под ред. заместителя
Министра энергетики Российской Федерации А.В. Черезова. 2016. — 100 с.
ISBN 978-5-990-75498-0

УДК 620.9(470)<313>
ББК 31.1

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....4

01
Основные вызовы, особенности и проблематика функционирования объектов
электроэнергетики по итогам 2014 года и ОЗП 2014–2015 годов..... 10

02
Ключевые мероприятия Минэнерго России при подготовке к ОЗП..... 16

03
Интеграция энергосистемы Крыма в российскую энергетику 24

04
Проведение проверок готовности 34

05
Регионы с высокими рисками нарушения электроснабжения 36

06
Основные показатели ОЗП 2015–2016, режимно-балансовая ситуация 40

07
Анализ показателей балансов электрической энергии и электрической мощности ЕЭС России..... 44

08
Аварийность 50

09
Топливообеспечение 80

10
Производственный травматизм в ОЗП 2015–2016 92

11
Совершенствование требований к обеспечению надежности и безопасности
электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики..... 94

12
Основные задачи при подготовке к ОЗП 2016–2017 годов..... 100

ВВЕДЕНИЕ

НАДЕЖНОЕ ПРОХОЖДЕНИЕ ОСЕННЕ-ЗИМНЕГО ПЕРИОДА ЯВЛЯЕТСЯ ОДНИМ ИЗ ГЛАВНЫХ ПРИОРИТЕТОВ МИНЭНЕРГО РОССИИ.

**ПОДГОТОВКА ОБЪЕКТОВ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ
К ОСЕННЕ-ЗИМНЕМУ ПЕРИОДУ
(ОЗП) — ВАЖНЕЙШИЙ КОМПЛЕКС
МЕРОПРИЯТИЙ В ГОДОВОМ ЦИКЛЕ
РАБОТ.**

ЭТО СВЯЗАНО С НЕОБХОДИМОСТЬЮ РАБОТЫ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В РЕЖИМЕ ПОВЫШЕННЫХ НАГРУЗОК, В СЛОЖНЫХ ПОГОДНЫХ УСЛОВИЯХ — ПРИ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУРАХ, ПРИ ПОВЫШЕННОМ УРОВНЕ ОСАДКОВ, ОБРАЗОВАНИИ ЛЬДА И Т. П. ПРИ ЭТОМ ОСОБЕННО КРИТИЧНЫМИ СТАНОВЯТСЯ ТРЕБОВАНИЯ К БЕСПЕРЕБОЙНОСТИ ТЕПЛО- И ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.



ВСЕРОССИЙСКОЕ СОВЕЩАНИЕ ОБ ИТОГАХ ПРОХОЖДЕНИЯ СУБЪЕКТАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ОСЕННЕ-ЗИМНЕГО ПЕРИОДА 2015-2016 ГОДОВ

26 АПРЕЛЯ 2016 г.



ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО ЗАМЕСТИТЕЛЯ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ ПРАВИТЕЛЬСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ А. В. ДВОРКОВИЧА



УВАЖАЕМЫЕ КОЛЛЕГИ!

ПРОХОЖДЕНИЕ ОСЕННЕ-ЗИМНЕГО ПЕРИОДА НАХОДИТСЯ ПОД ПОСТОЯННЫМ КОНТРОЛЕМ ПРАВИТЕЛЬСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ, ПОСКОЛЬКУ РЕЧЬ ИДЕТ О НАДЕЖНОСТИ И БЕСПЕРЕБОЙНОМ СНАБЖЕНИИ НАСЕЛЕНИЯ И ПРОМЫШЛЕННОСТИ ЭНЕРГОРЕСУРСАМИ.

По сути, это основа нашей жизнедеятельности. Ежегодно вопрос подготовки и прохождения компаниями осенне-зимнего периода рассматривается на заседании Правительства Российской Федерации.

В целом можно отметить, что наша энергосистема прошла максимум зимних нагрузок достаточно спокойно, в штатном режиме. Была обеспечена в целом надежная работа электростанций, сохранился необходимый резерв генерирующих мощностей, а также пропускной способности основных линий электропередач. А в случае возникновения технологических нарушений энергоснабжение восстанавливалось в возможно короткие сроки.

Прошедшая зима была более мягкой, и сочетание принятых мер по обеспечению надежности и мягкой зимы привело к сокращению показателей аварийности.

При этом мы не смогли избежать массовых нарушений энергоснабжения. Нельзя сказать, что это характеристика только нашей страны, нашей энергосистемы. Такие массовые нарушения энергоснабжения присущи и другим крупным энергосистемам в мире. Произошло несколько серьезных аварий и на тепловых электростанциях. Но могу констатировать, что последствия аварий были ликвидированы в кратчайшие сроки. Спасибо всем, кто принимал участие в этой работе.

Стоит отдельно отметить работу по обеспечению энергонезависимости Крыма. Были перебазированы значительные резервы мощности, и это позволило нам в ноябре, когда по причине подрыва линий электропередач был введен режим ЧС, в достаточно короткие сроки стабилизировать ситуацию.

В летний период на территории Крыма будет обеспечена необходимая мощность порядка 1100 МВт. Это снимет в целом проблему энергодефицита данной российской территории. На полуострове будет создан профицит мощности порядка 200 МВт, что позволит провести курортный сезон без введения ограничений. В дальнейшем необходимо строительство генерирующих мощностей, что позволит уменьшить перетоки из Кубани и использовать кубанские мощности для развития экономики этой части страны.

В 2015 году были введены в эксплуатацию 4,7 ГВт новых генерирующих мощностей, более 10 тысяч МВА трансформаторной мощности, и около 27 тысяч километров линий электропередач. В целом все это позволило повысить надежность энергоснабжения потребителей. Но, конечно, еще многое предстоит сделать для подготовки к следующему осенне-зимнему периоду. Необходимо актуализировать планы ремонтов, провести диагностику оборудования, завершить ввод объектов, направленных на увеличение надежности работы энергосистемы.

Конечно, эта работа, ее успех во многом зависят от финансового состояния отрасли. Оно не блестящее, но, тем не менее, достаточно стабильное для выполнения минимально необходимого объема работ. Своевременные расчеты за поставку энергоресурсов, необходимое

финансирование являются критически важными факторами. Принятые в последнее время нормативно-правовые акты, в том числе федеральный закон о платежной дисциплине уже позволили улучшить платежную дисциплину в некоторых регионах страны.

Но, тем не менее, ситуация меняется, уже потребители, партнеры понимают, что не платить становится невыгодно при тех штрафных санкциях, которые были введены на основе соответствующего федерального закона. Председателем Правительства Российской Федерации на недавнем совещании правительственной комиссии по СКФО дано дополнительное поручение в этой части.

Также нам необходимо продолжить работу по оптимизации как текущих программ деятельности, так и инвестиционных программ. В этом году Минэнерго России и исполнительные органы власти субъектов должны утвердить инвестпрограммы в соответствии с новым порядком, и рассчитываю, что новые процедуры позволят повысить эффективность инвестиционного планирования.

Необходимо продолжить работу по сокращению количества территориальных сетевых организаций, по их укрупнению. Минэнерго России готовит соответствующий проект постановления, направленный на ужесточение критериев для ТСО.

ЗАВЕРЯЮ ВАС В ГОТОВНОСТИ ПРАВИТЕЛЬСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПОДДЕРЖИВАТЬ МИНЭНЕРГО РОССИИ И ЭНЕРГОКОМПАНИИ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЙ БАЗЫ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОГО, БЕЗОПАСНОГО СНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭНЕРГОРЕСУРСАМИ.

БЛАГОДАРЮ ВСЕХ СОТРУДНИКОВ МИНЭНЕРГО РОССИИ, ОРГАНИЗАЦИЙ, ГОСУДАРСТВЕННЫХ И ЧАСТНЫХ КОМПАНИЙ, УЧРЕЖДЕНИЙ, КОТОРЫЕ С ЧЕСТЬЮ ПРОШЛИ ОСЕННЕ-ЗИМНИЙ ПЕРИОД, ПОЗВОЛИЛИ НАМ СПОКОЙНО ЖИТЬ И РАБОТАТЬ В НЕПРОСТЫХ УСЛОВИЯХ.

ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО МИНИСТРА ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ А.В. НОВАКА

УВАЖАЕМЫЕ КОЛЛЕГИ!

НАВЕРНОЕ, НЕТ НЕОБХОДИМОСТИ
НАПОМИНАТЬ, ЧТО **НАДЕЖНОЕ
ПРОХОЖДЕНИЕ ОЗП** —
ЭТО СВОЕГО РОДА **ЭКЗАМЕН**
ДЛЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ,
СУБЪЕКТОВ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ, МУНИЦИПАЛЬНЫХ
ОБРАЗОВАНИЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ
И ДЛЯ СОТРУДНИКОВ МИНИСТЕРСТВА
ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ.

Показатели прохождения ОЗП являются индикаторами функционирования электроэнергетики, проверкой на то, как подготовились к зиме и провели ремонтные кампании, проверка на обеспеченность топливом для работы генерирующего оборудования, умения слаженно работать в чрезвычайных ситуациях и погодных условиях, в непредвиденных обстоятельствах. Это проверка и на профессионализм кадрового состава и на подготовку персонала.

А также это проверка на действенность нашей нормативно-правовой базы, которая регламентирует надеж-



ность деятельности электроэнергетических компаний. В этих целях министерством выпускается приказ по подготовке и контролю исполнения очередных мероприятий по подготовке субъектов электроэнергетики к работе в осенне-зимний период, проводятся заседания федерального штаба, проверки хода подготовки к ОЗП, а также круглосуточный ситуационный контроль массового нарушения энергоснабжения, мониторинг рисков нарушений энергоснабжения по причине пожаров, паводков и других ситуаций.

Хотел бы поблагодарить и субъекты Российской Федерации, и наши электроэнергетические компании за слаженную профессиональную работу и за то, что мы в основном по всем показателям улучшили ситуацию по прохождению ОЗП.

В электросетевых компаниях проводилась необходимая работа по подготовке персонала и техники, совместно с системным оператором и иными компаниями осущест-

влялись мероприятия по оснащению высоковольтных линий установками плавки гололеда и оптимизация схемы. Считаю, что данная работа является крайне важной. Она должна быть направлена на недопущение массовых и длительных нарушений электроснабжения потребителей, из-за высокой вероятности масштабных повреждений оборудования, в том числе в районах, ранее не подверженных образованию гололеда.

Что касается ремонтов и технического состояния оборудования, по генерирующему оборудованию был выполнен план на 88,5%, по ремонту линий электропередач — на 99,5%. По расчистке просек от древесной и кустарниковой растительности — на 97,2%, по высоковольтным трансформаторам — на 96%.

Фактически можно отметить, что по энергосистеме физические объемы ремонтных программ увеличиваются, несмотря на сложности с финансово-экономическим состоянием. На 2016 год объемы запланированных ремонтных работ по генерирующему оборудованию несколько выше в сравнении с 2015 годом.

Рассчитываю, что руководство энергетических компаний продолжит поддержание должного уровня технического состояния активов и квалификации ремонтного, эксплуатационного и оперативного персонала.

В части запасов топлива хотел бы отметить, что в целом мы отмечаем уже не первый год — запасы топлива поддерживаются энергетиками выше утвержденных нормативных значений. С одной стороны, это создает запас прочности для энергопредприятий и для регионов в целом, с другой стороны, поддержание такого запаса означает недостаточно эффективное использование финансовых средств или же утверждение заниженных нормативов запасов топлива. В этом году мы планируем большую работу по актуализации подходов к нормированию запасов топлива.

Положительную оценку также стоит дать слаженным действиям региональных штабов по обеспечению надежности энергоснабжения и ликвидации последствий аварий.

Также к особенностям ОЗП относится ситуация в Крымском федеральном округе. Напомню, что 20–22 ноября в результате подрыва опор на четырех межгосударственных линиях на территории Украины переток электроэнергии из объединенной энергетической системы Украины в Крым прекратился. И фактически, несмотря на почти 90% зависимость крымской энергосистемы от пере-

токов со стороны Украины, благодаря своевременно предпринятым энергетиками мерам удалось в кратчайшие сроки стабилизировать ситуацию. Окончательный ввод в эксплуатацию энергомоста позволил обеспечить перетоки необходимого объема мощности, фактически обеспечивая в курортный период не только объекты социального значения, но и потребителей всех остальных категорий.

Здесь я хотел бы еще раз акцентировать внимание на необходимости активизации работы по строительству генерирующих станций, теплоэлектростанций в Севастополе и Симферополе в те сроки, которые были обозначены изначально, а это конец 2017 года и начало 2018 года. Общая мощность — 940 мегаватт. Рассчитываю, что энергетики также справятся с этой задачей, как и со строительством энергомоста.

Отдельно стоит отметить ухудшение в этом году ситуации по платежам за поставленные энергоресурсы. Нарастает задолженность, но принятый закон должен существенно изменить ситуацию. Уже заработали штрафные санкции и пени. Ряд нормативно-правовых актов, которые в развитие закона должны быть приняты в этом году, уже Министерством энергетики разработаны и мы рассчитываем, что в ближайшее время они будут согласованы федеральными органами исполнительной власти, направлены в Правительство и приняты Правительством Российской Федерации.

И, наконец, о некоторых вопросах нормативного регулирования. Хотел бы сказать, что Министерство проводит работу по актуализации обязательных требований к надежности и безопасности в электроэнергетике.

В ЭТОМ ГОДУ НЕОБХОДИМО
ОБЕСПЕЧИТЬ ПРИНЯТИЕ
НОРМАТИВНО-ПРАВОВЫХ АКТОВ,
РЕГЛАМЕНТИРУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИЕ
И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ
ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОТРАСЛИ, КОТОРЫЕ
НЕ ПЕРЕСМАТРИВАЛИСЬ С 2003 ГОДА.

ОСНОВНЫЕ ВЫЗОВЫ, ОСОБЕННОСТИ И ПРОБЛЕМАТИКА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ПО ИТОГАМ 2014 ГОДА И ОЗП 2014–2015 ГОДОВ

АВАРИЙНОСТЬ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

По итогам функционирования объектов электроэнергетики в 2014 году количество аварий с системными последствиями значительно возросло по сравнению с периодом 2011–2013 гг. При этом, была отмечена тенденция снижения аварийности в электросетях 110 кВ и выше и рост аварийности на объектах генерации 25 МВт и выше.

Основные зоны риска по объектам генерации:

- котельное оборудование тепловых электростанций, основные причины аварий которого: неудовлетворительное состояние поверхностей нагрева и отказы вспомогательного тепломеханического оборудования;
- оборудование газотурбинных установок, основные причины аварий которого: недостатки проекта, дефекты монтажа или наладки, отказы программно-технического комплекса и низкое качество приемки в эксплуатацию.

Основные зоны риска по электросетевому комплексу:

- воздушные линии, основные причины аварийности которых: неудовлетворительное состояние просек и трасс, некачественное проведение работ по расчистке и расширению просек; неустранение дефектов, выявленных при плановых осмотрах; невыполнение необходимых объемов осмотров; отсутствие предусмотренного проектом грозозащитного троса;
- оборудование подстанций, риск повышения аварийности на которых обусловлен непроведением технического освидетельствования по истечении установленного нормативного срока службы оборудования.

По результатам расследования наиболее значимых системных аварий определены следующие причины, требующие проведения комплекса противоаварийных мероприятий на объектах электроэнергетики:

1. Не выполнены требования по реализации необходимых алгоритмов функционирования и уставок устройств режимной и технологической автоматики в части:

- технологических защит ГТУ;
- систем регулирования генерирующего оборудования;
- автоматики регулирования напряжения;
- параметров систем возбуждения и автоматических регуляторов возбуждения.

2. Не реализованы требования к релейной защите, сетевой и противоаварийной автоматике и принципам их выполнения, в части:

- установки защиты от неполнофазного режима на секционных выключателях;
- установки устройств АЛАР в шунтирующей сети 110 кВ;
- замены морально устаревших устройств РЗА;
- периодичности технического обслуживания устройств РЗА.

3. Не выполнены требования к каналам связи и обмену телеметрической информацией, в части:

- обеспечения наблюдаемости параметров электроэнергетического режима при авариях;
- наличия прямых голосовых каналов связи между диспетчерским центром и объектами электроэнергетики.



СЕЗОННЫЕ ФАКТОРЫ, СЛОЖНЫЕ ПОГОДНЫЕ ЯВЛЕНИЯ

Низкие запасы гидроресурсов в водохранилищах основных ГЭС ЕЭС России, приведшие к снижению выработки электрической энергии и мощности гидроэлектростанциями; последующий рост выработки на тепловых электрических станциях и увеличение количества аварий на ТЭС, в основном из-за повреждения поверхностей нагрева котлоагрегатов.

Колебание температур в районе нулевой отметки и соответствующее гололедообразование на ВЛ. В ОЗП 2014–2015 годов количество аварийных отключений из-за гололедообразования по сравнению с ОЗП 2013–2014 годов возросло на 14,5%, а количество проведенных плавков гололеда на 70,8%.

РЕГИОНЫ С ВЫСОКИМИ РИСКАМИ НАРУШЕНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

На основе анализа режимно-балансовой ситуации в энергосистеме и в соответствии с критериями отнесения энергосистем к регионам с высокими рисками (РВР) прохождения максимумов энергетических нагрузок ежегодно утверждается Министерством энергетики Российской Федерации перечень РВР. К РВР относятся энергосистемы, в которых при прохождении максимумов энергетических нагрузок риск введения ограничений на подачу электрической энергии потребителям наиболее высок в связи с существующими технологическими ограничениями.

В соответствии с приказами Минэнерго России от 13.08.2013 № 431 и от 31.07.2014 № 485 в перечень регионов РВР в ОЗП 2013–2014 и 2014–2015 годов входил Юго-Западный энергорайон Кубанской энергосистемы с выполнением ряда технических и организационных мероприятий.

Как показал анализ в период прохождения ОЗП 2014–2015 годов количество аварий в Краснодарском крае, приведших к прекращению электроснабжения потребителей в объеме 10 МВт и более, значительно

снизилось по сравнению с ОЗП 2013–2014 годов. Снижение обусловлено, в том числе, меньшим воздействием погодных явлений (порывистый ветер, гололед).

Значительный объем выполненных мероприятий, запланированных в соответствии с приказами, позволил снизить риски нарушений надежного энергоснабжения.

По результатам анализа, проведенного при подготовке приказа РВР на 2015–2018 годы, Юго-Западный энергорайон Кубанской энергосистемы из списка РВР впоследствии был исключен.

ИНТЕГРАЦИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ КРЫМА В РОССИЙСКУЮ ЭНЕРГЕТИКУ

11.08.2014 Постановлением Правительства Российской Федерации № 790 утверждена федеральная целевая программа «Социально-экономическое развитие Республики Крым и г. Севастополя до 2020 года», включающая перечень объектов и объемы финансирования, необходимые для строительства электросетевых объектов Энергомоста 220 кВ, строительство объектов генерации, а также объектов газотранспортной системы для обеспечения объектов генерации и развития ГТС Крымского федерального округа. На период начатого в 2014 году строительства указанных объектов требуется обеспечение энергобезопасности региона с максимально возможным надежным и бесперебойным энергообеспечением.

ТЕХНИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

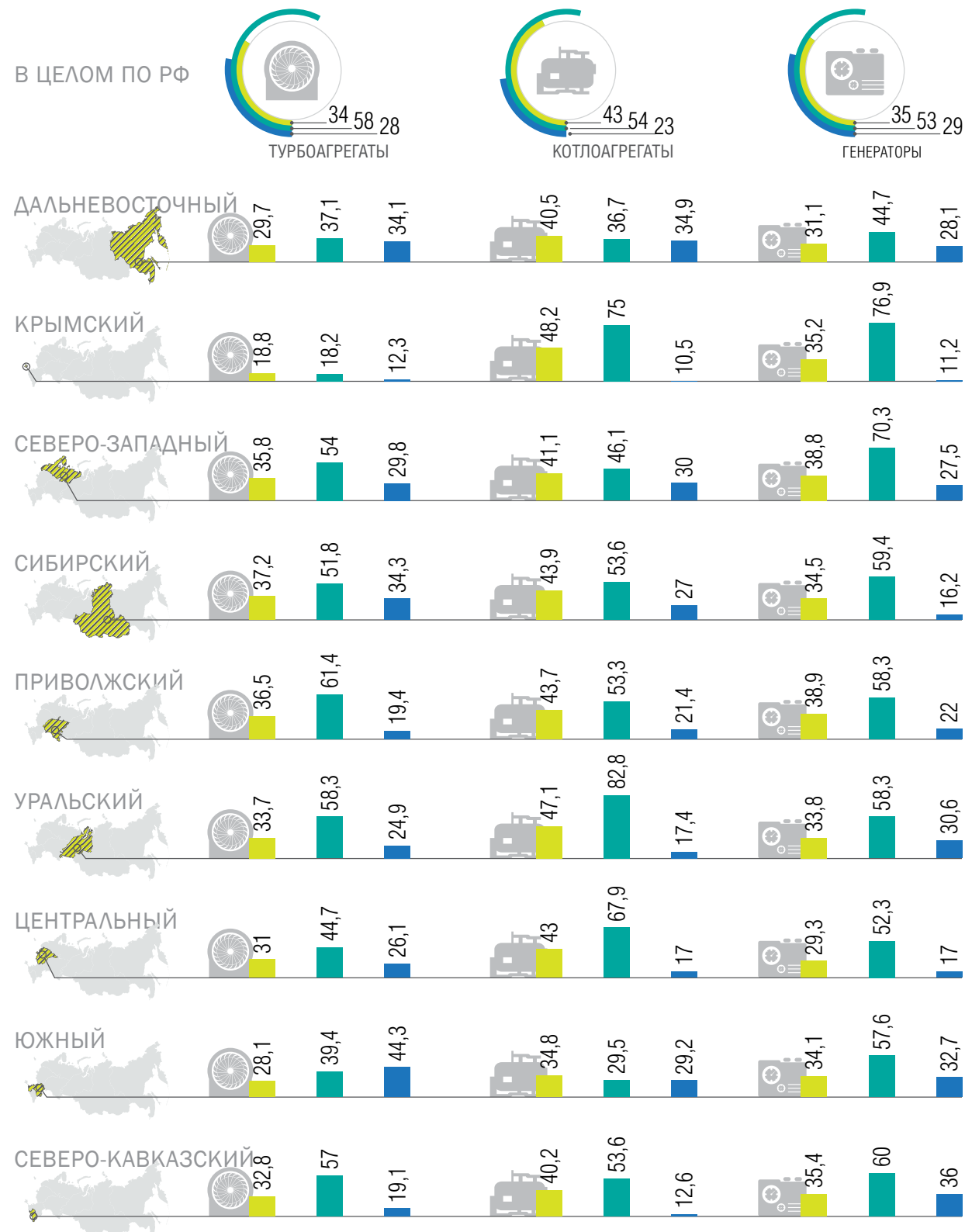
В осенне-зимний период 2015–2016 гг. объекты электроэнергетики Российской Федерации, информация по которым предоставляется согласно приказу Минэнерго России от 23.07.2012 № 340 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления», вошли со следующим распределением установленной мощности и основного оборудования и показателями его технического состояния.

ПОДГОТОВКА, ПРОХОЖДЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ ИТОГИ ОЗП 2015–2016

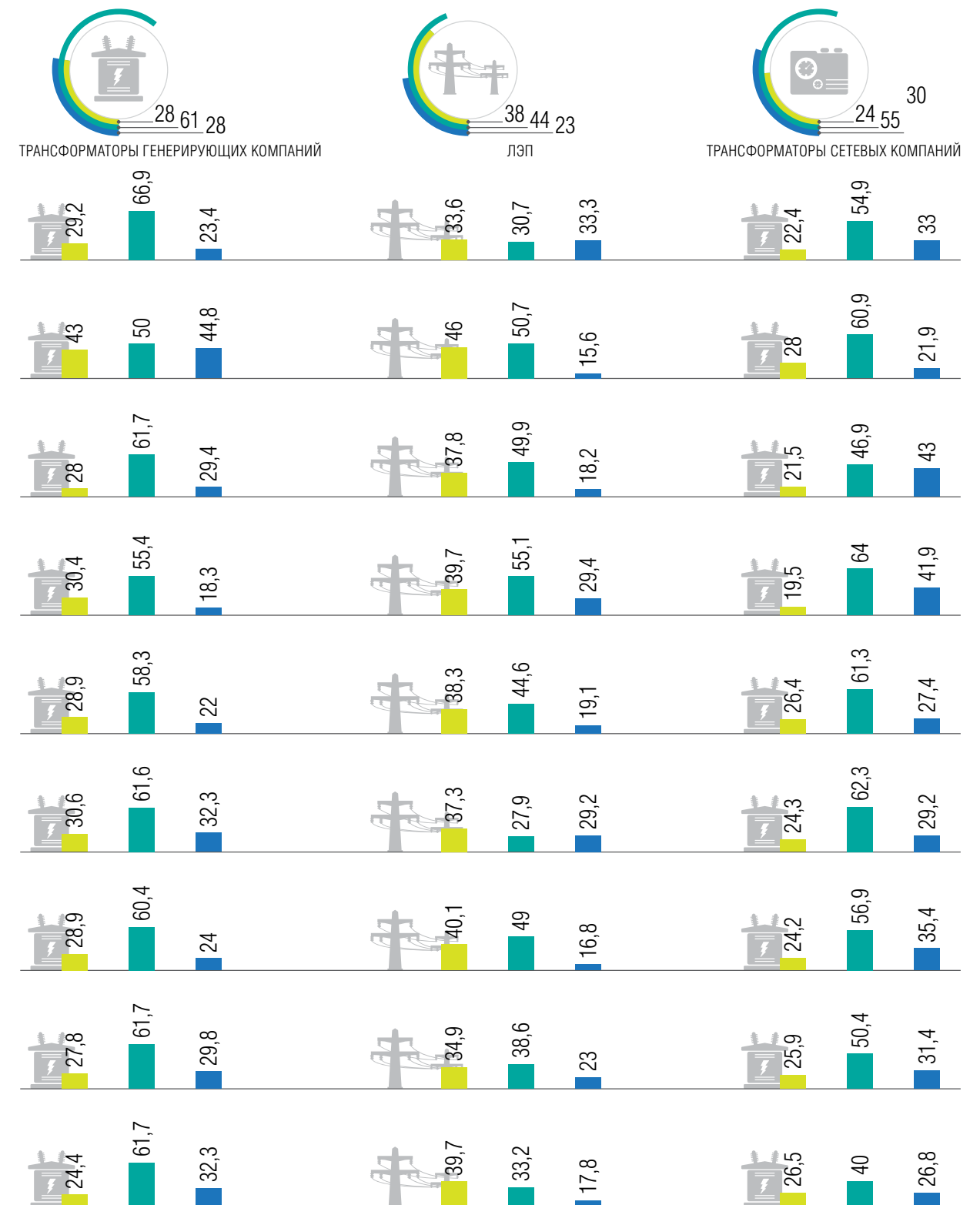
РАСПРЕДЕЛЕНИЕ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ПО ВИДАМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ГЕНЕРАЦИИ И ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ ПО ФЕДЕРАЛЬНЫМ ОКРУГАМ, %



■ Средний срок службы основного оборудования, лет



■ Доля оборудования за пределами нормативного срока службы/паркового ресурса от количества по ФО, % ■ Остаточный ресурс основного оборудования, %



КЛЮЧЕВЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ МИНЭНЕРГО РОССИИ ПРИ ПОДГОТОВКЕ К ОЗП

Минэнерго России в рамках подготовки к ОЗП реализован комплекс мероприятий по контролю за ходом подготовки и прохождения ОЗП.

Приказом Минэнерго России от 16.06.2015 № 369 «О первоочередных мероприятиях по подготовке субъектов электроэнергетики к прохождению отопительного сезона 2015–2016 годов» определен ряд организационных и технических мероприятий по обеспечению готовности регионов и субъектов электроэнергетики к прохождению отопительного сезона 2015–2016 годов.

При подготовке к ОЗП были проведены заседания Федерального штаба во всех федеральных округах. Данные совещания являются очень продуктивными и позволяют оценить готовность каждого субъекта Российской Федерации к работе в ОЗП и объем проведенной работы, а также встретиться и обсудить проблемные вопросы с исполнителями, непосредственно отвечающими за подготовку к прохождению ОЗП в регионах.

Были утверждены нормативы запасов топлива по 295 объектам электроэнергетики.

Проведены комиссионные проверки готовности субъектов электроэнергетики к работе в ОЗП 2015–2016 годов.

Предварительным итогом указанной работы было проведение Всероссийского совещания по подведению итогов подготовки субъектов электроэнергетики к работе в ОЗП 2015–2016 годов.

Однако подготовка к прохождению ОЗП — это лишь предварительная, подготовительная работа. В период прохождения ОЗП обеспечивается высокий уровень контроля и мониторинга надежного функционирования как отдельных объектов электроэнергетики так и энергосистемы в целом. Контроль и мониторинг включают такие мероприятия, как:

- проведение точечных совещаний по проблемным вопросам, находящимся на постоянном контроле Минэнерго России;

- осуществление постоянного мониторинга надежного функционирования субъектов электроэнергетики: мониторинг аварийности и технического состояния объектов электроэнергетики, анализ производственных программ;
- осуществление контроля наличия запасов топлива;
- организация и проведение регулярных выездных проверок технического состояния оборудования, организации технического обслуживания и ремонтов субъектов электроэнергетики в соответствии с типовой программой. На 2016 год в соответствии с утвержденным графиком запланировано проведение 81 проверки: 61 объект генерации и 20 предприятий электрических сетей.

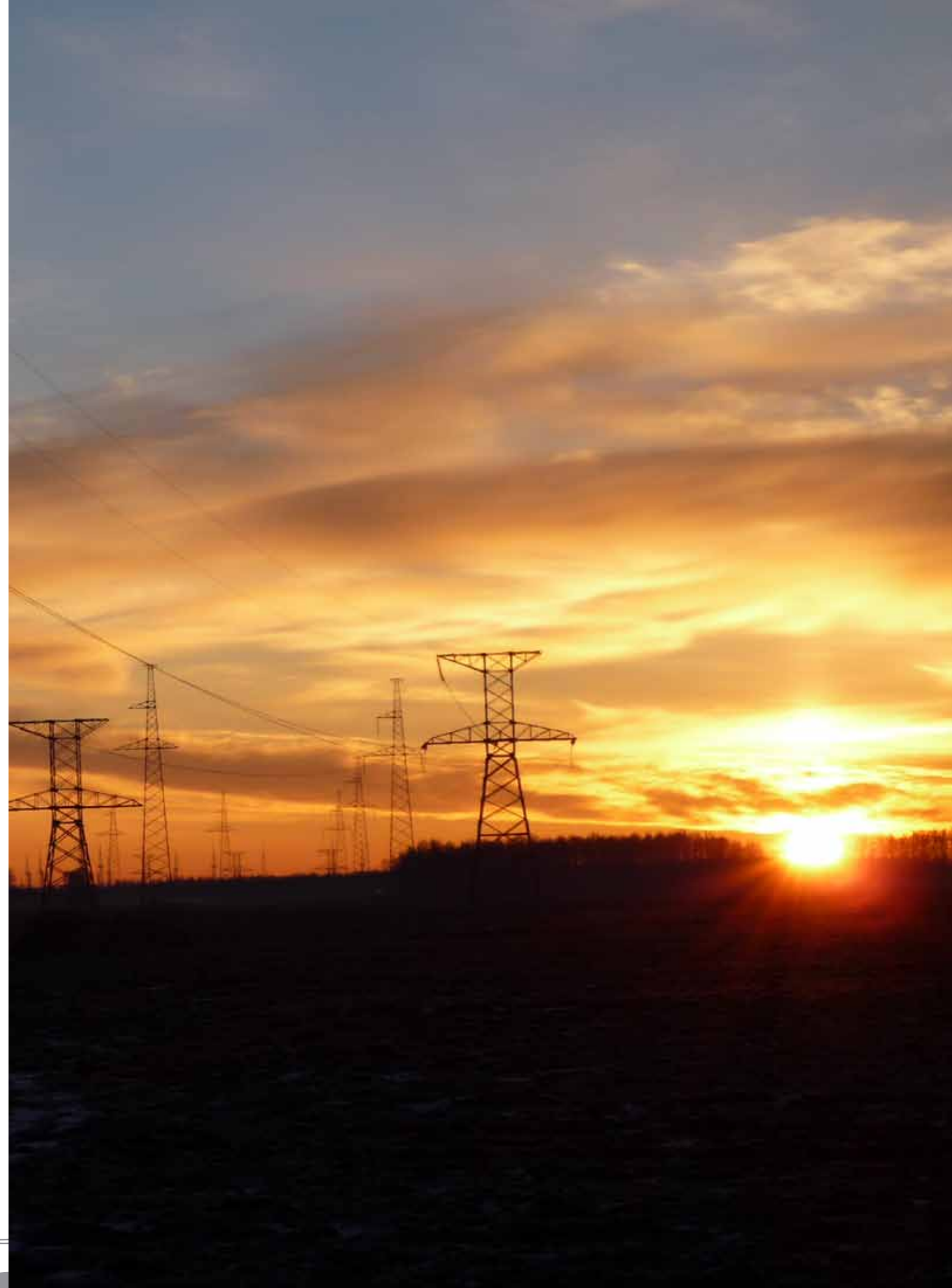
По завершении ОЗП Минэнерго России проводится Всероссийское совещание по подведению итогов прохождения субъектами электроэнергетики ОЗП.

Но прохождение ОЗП, его завершение и подведение итогов является начальным этапом для подготовки к последующему ОЗП.

Одним из основных вопросов при подготовке к ОЗП является выполнение в полном объеме ремонтной кампании.

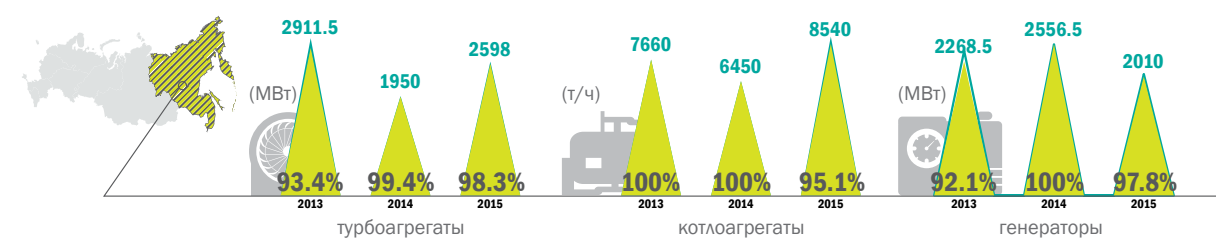
Наиболее полное выполнение годовых планов ремонтов отмечается по двум федеральным округам — Центральному и Дальневосточному. Наименьший объем выполнения годового плана ремонтов в 2015 году сложился по Уральскому ФО по группам оборудования «Турбоагрегаты», «Генераторы», по Приволжскому и Южному ФО — по группе оборудования «Котлоагрегаты» и по Крымскому ФО — по группе оборудования «Трансформаторы» и ЛЭП.

В связи с высокими показателями выполнения электросетевыми компаниями годового плана ремонтов основного оборудования и ЛЭП причины отклонений по ним не рассматриваются.

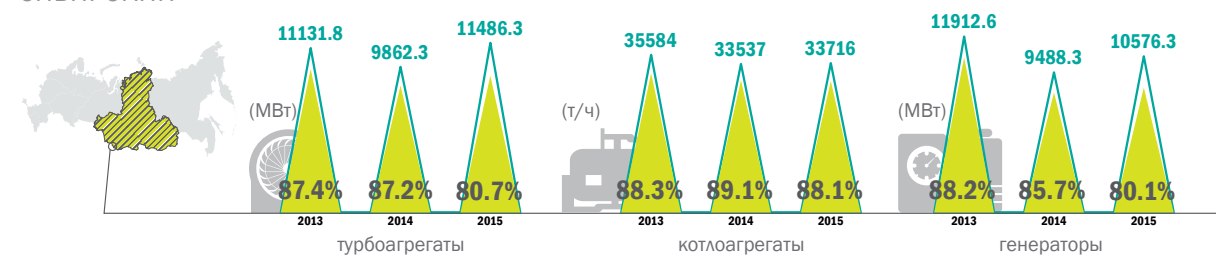


ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВЫПОЛНЕНИЯ ГОДОВЫХ ПЛАНОВ РЕМОНТОВ ОБОРУДОВАНИЯ И ЛЭП
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И СЕТЕЙ ЗА ПЕРИОД 2013–2015 гг.

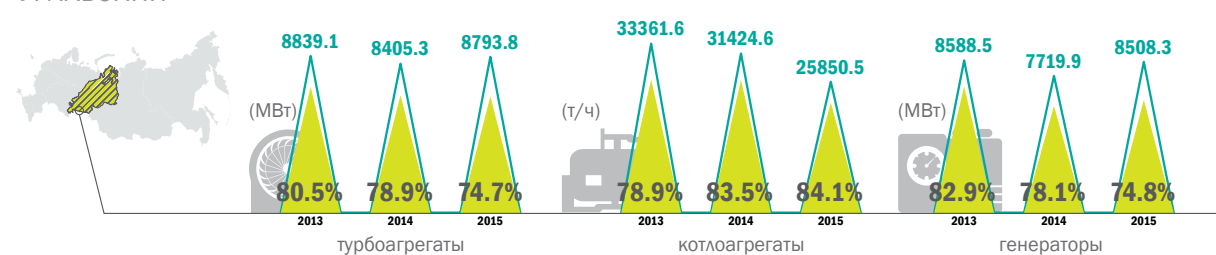
ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫЙ



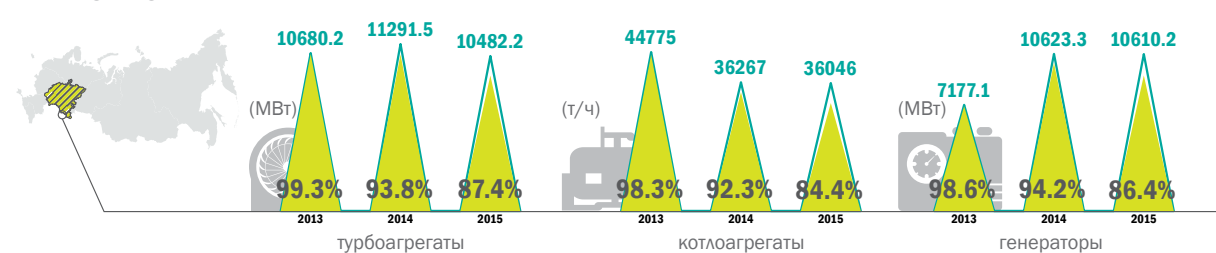
СИБИРСКИЙ



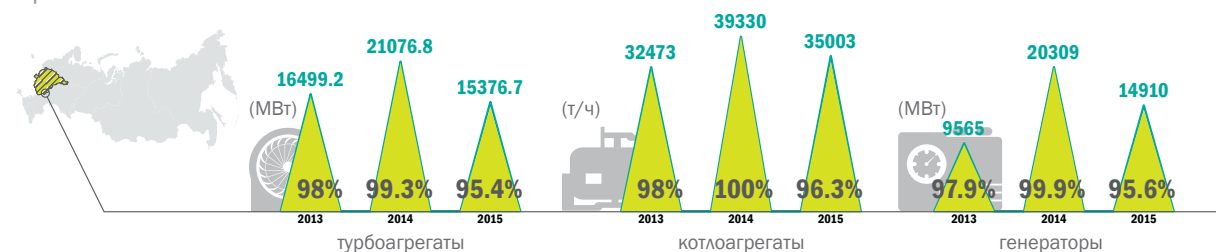
УРАЛЬСКИЙ



ПРИВОЛЖСКИЙ

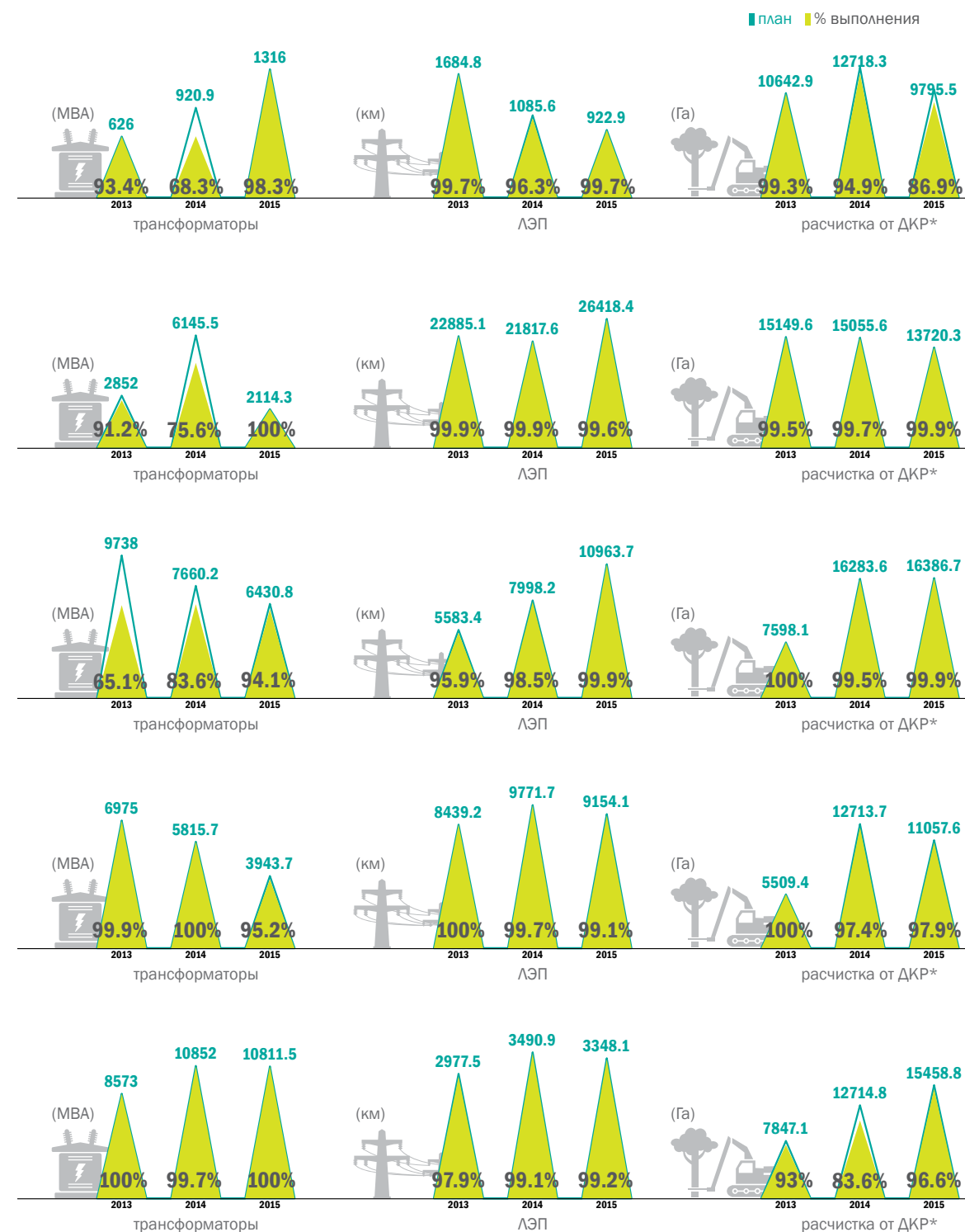


ЦЕНТРАЛЬНЫЙ



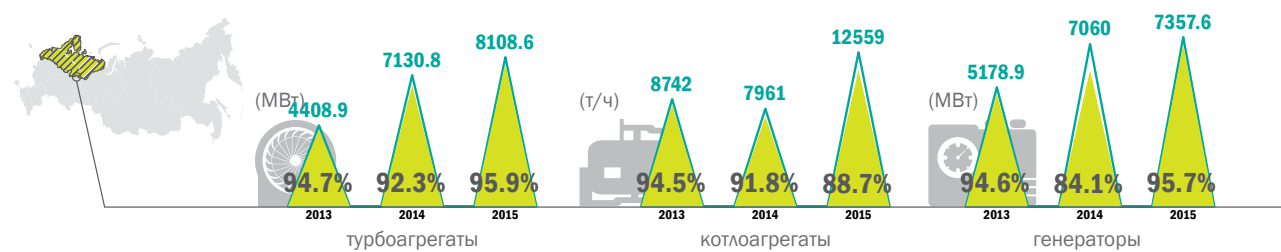
* здесь и далее «Расчистка от ДКР» — расчистка трасс ЛЭП от древесно-кустарниковой растительности.

ПОДГОТОВКА, ПРОХОЖДЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ ИТОГИ ОЗП 2015–2016

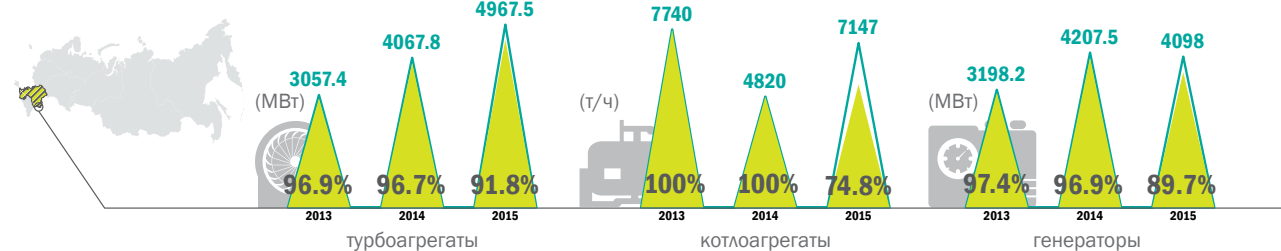


ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВЫПОЛНЕНИЯ ГОДОВЫХ ПЛАНОВ РЕМОНТОВ ОБОРУДОВАНИЯ И ЛЭП
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И СЕТЕЙ ЗА ПЕРИОД 2013–2015 гг.

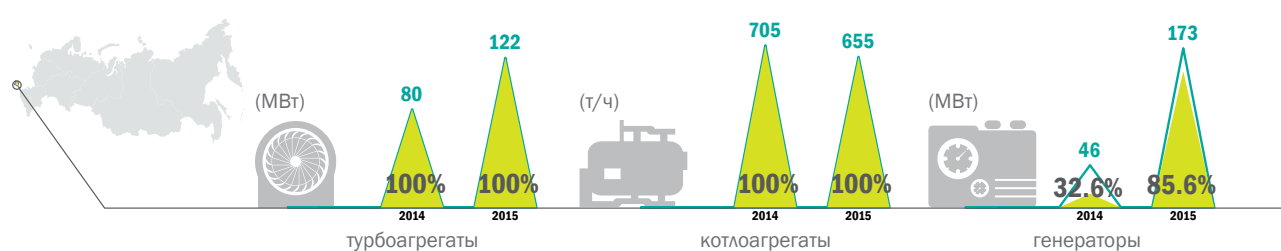
СЕВЕРО-ЗАПАДНЫЙ



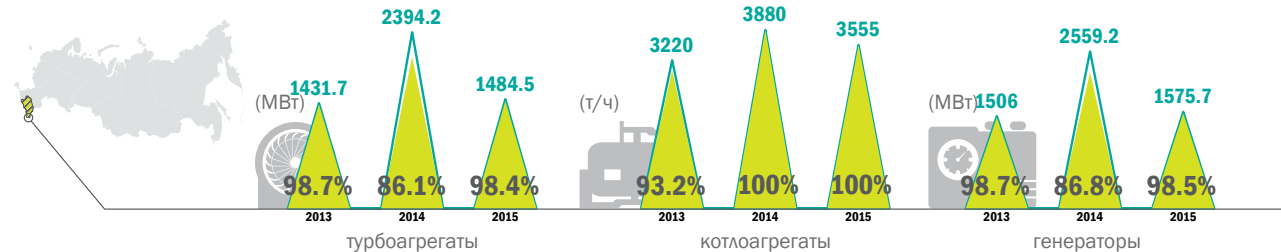
ЮЖНЫЙ



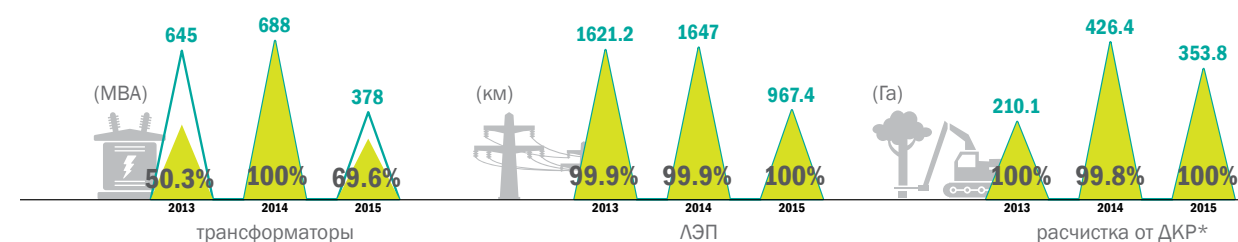
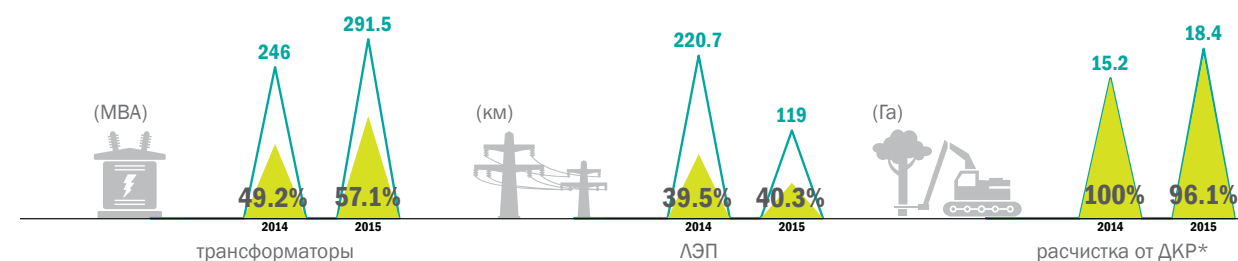
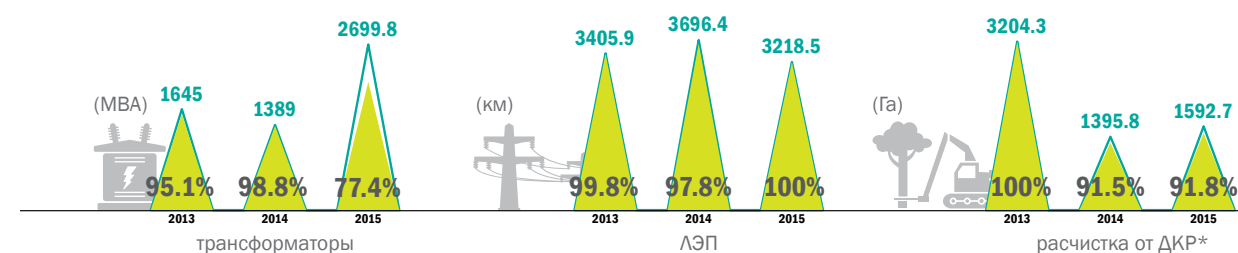
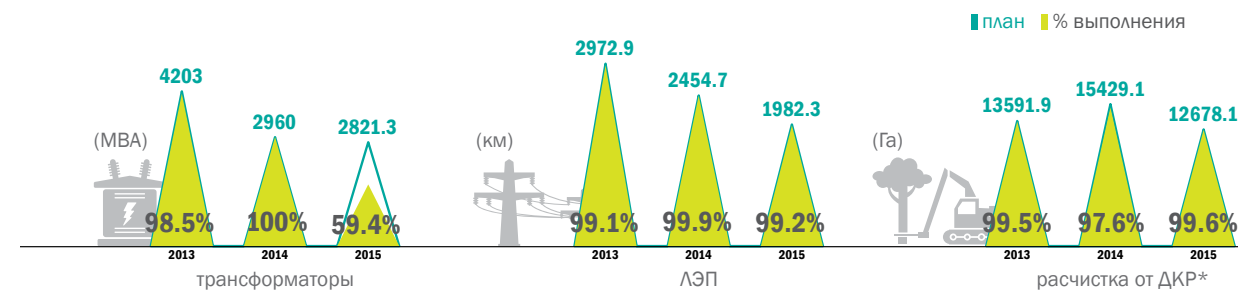
КРЫМСКИЙ



СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ



* здесь и далее «Расчистка от ДКР» — расчистка трасс ЛЭП от древесно-кустарниковой растительности.



Наиболее существенным фактором, влияющим на показатели выполнения ремонтов, является исключение плановых капитальных или средних ремонтов из годовой программы, в первую очередь по причине перераспределения финансовых затрат на проведение неплановых (аварийных) ремонтов на другом оборудовании и выполнение дополнительных ремонтных работ, выявленных по результатам дефектации в период планового ремонта.

Непосредственное влияние на выполнение ремонтной программы оказывают паводковый период и пожароопасный сезон.

В целях обеспечения безаварийного прохождения паводкового и пожароопасного периодов, безопасной эксплуатации, надежного функционирования оборудования и выполнения производственных программ организаций ТЭК в эти периоды Минэнерго России подготовлены и выпущены приказы от 01.02.2016 № 51 «О подготовке к прохождению весенних паводков в 2016–2020 годах» и от 23.03.2016 № 203 «О подготовке к прохождению пожароопасных сезонов в 2016–2020 годах», которыми предусмотрено выполнение организациями ТЭК ряда мероприятий.

В рамках участия Минэнерго России в заседаниях Единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (РСЧС) и на заседаниях комиссий по организации подготовки к прохождению весеннего паводка и пожароопасного сезона рассматривается исполнение мероприятий, предусмотренных приказами, и осуществляется мониторинг их прохождения субъектами электроэнергетики.

Дополнительно осуществляется круглосуточный ситуационный контроль массовых нарушений энергоснабжения, мониторинг рисков нарушения энергоснабжения по причине пожаров и паводков с проведением оперативных совещаний и заседаний штабов.

Кроме паводкового периода и пожароопасного сезона свои особенности на подходы при формировании производственных программ в ряде регионов России, таких как Республика Крым и Краснодарский край, где летний максимум нагрузок превышает зимний, накладывает курортный сезон.

В таких регионах выполнение основного объема ремонтной кампании в целях бесперебойного и надежного

энергоснабжения потребителей осуществляется, преимущественно, в период межсезонья, когда нет массового наплыва туристов.

Также проводится работа по повышению системной надежности и снижению аварийности на объектах электроэнергетического комплекса.

Минэнерго России подготовлен приказ от 03.04.2015 № 215 «Об утверждении перечня регионов с высокими нарушениями электроснабжения и перечня мероприятий по снижению рисков нарушения электроснабжения в таких регионах на период 2015–2018 годы» в который включен перечень мероприятий по повышению надежности энергоснабжения потребителей.

Кроме этого, Минэнерго России проводится точечная работа с компаниями, допустившими ухудшение комплекса показателей надежности функционирования. Для стабилизации ситуации с ростом аварийности в генерирующих компаниях и в целях ее снижения был проведен в 2015 году ряд точечных совещаний с компаниями, на объектах которых наблюдался резкий рост аварийности.

На указанных совещаниях были рассмотрены вопросы технического состояния оборудования и основные технологические параметры работы оборудования, объемы выполненных и запланированных ремонтов, замечания, выявленные в ходе выездных проверок организации ремонтной деятельности и технического состояния оборудования и другие сопутствующие вопросы.

По итогам проведенных совещаний компаниям было поручено разработать и утвердить программы мероприятий, направленные на снижение аварийности и повышение надежности работы оборудования, повышение уровня эксплуатации устройств релейной защиты и технологической автоматики и другие.

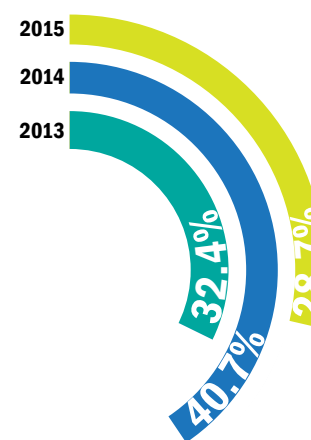
По результатам работы за 2015 год, в том числе за счет реализации указанных мероприятий, такими компаниями достигнуто значительное снижение аварийности (от 30% до 15%), либо замедление роста аварийности до уровня 1–4%. В 2016 году уже проведен ряд аналогичных совещаний.

Ведется работа и по актуализации нормативной базы, регулирующей вопросы надежной эксплуатации оборудования.

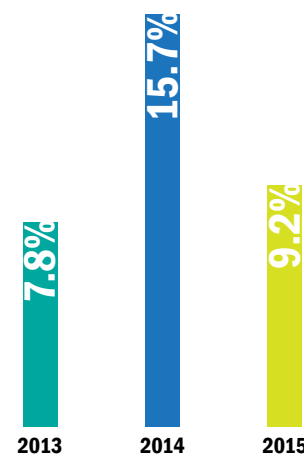
ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ НЕВЫПОЛНЕНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИМИ КОМПАНИЯМИ ПЛАНА КАПИТАЛЬНЫХ И СРЕДНИХ РЕМОНТОВ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Причины

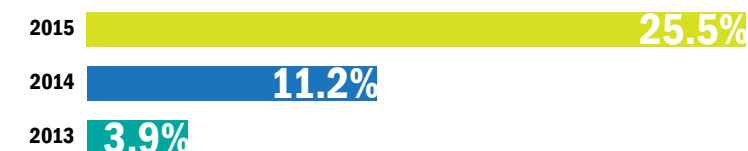
Исключение ремонта в связи с невыработкой нормативного межремонтного ресурса



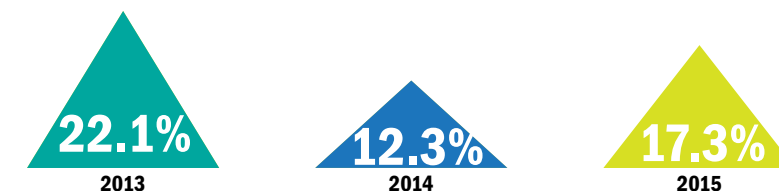
Изменение сроков ремонтов из-за увеличения объемов работ по результатам дефектации



Перенос/исключение ремонта в связи с недостаточным финансированием ремонтных программ



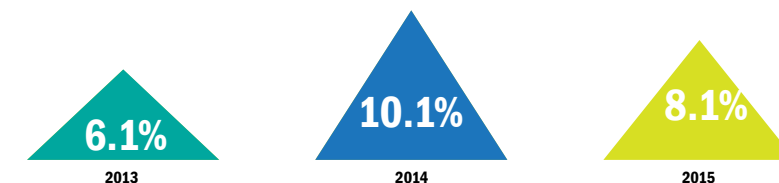
Перенос/исключение ремонта в связи с ремонтами другого оборудования объекта



Невыполнение договорных условий подрядной организацией



Перенос сроков/исключение ремонта в связи с отсутствием запчастей



ИНТЕГРАЦИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ КРЫМА В РОССИЙСКУЮ ЭНЕРГЕТИКУ

Обеспечение надежного электроснабжения потребителей с учётом корреляции экономических реалий, международных политических деклараций, текущего состояния энергетики имеет для Крымского федерального округа важнейшее социально-экономическое значение.

Современная энергосистема Крыма в том виде, в котором мы её знаем, стала образовываться в 30-е годы XX века для удовлетворения нужд промышленности, создаваемой в рамках индустриализации.

В тот период были построены Севастопольская ТЭЦ (1936), Камыш-Бурунская ТЭЦ (1937), а позднее — Сакская ТЭЦ (1955) и Симферопольская ТЭЦ (1961), которые эксплуатируются и до сих пор. После передачи Крыма в состав СССР (1954) новая концепция предполагала сетевой сценарий развития энергетики полуострова, поэтому в период с 1962–1965 годы было реализовано строительство двух ЛЭП: «Каховка — Джанкой — ОРУ Симферопольской ГРЭС», «Джанкой — Феодосия» и ПС «Джанкойская».

Принимая во внимание риски энергозависимости полуострова, планы развития энергетики предусматривали энергообеспечение Крыма за счёт строительства собственной АЭС. Так, в 1975 году было начато возведение Крымской АЭС, от которой в 1986 году отказались.

Следующим этапом в развитии энергетики Крыма стало активное использование альтернативных источников энергии.

В период нахождения Крыма в составе Украины были построены ветровые (ВЭС) и солнечные (СЭС) электростанции, установленной мощностью 86,56 МВт и 299,61 МВт.

В связи с вхождением Крыма в состав России произошли ограничения поставок электроэнергии с территории Украины и возник дефицит электрической энергии в технологически изолированной территориальной энергосистеме, поэтому ситуация в Крымском федеральном округе была поставлена на особый государственный контроль.

С марта 2014 года в Минэнерго России организована работа по анализу ситуации в топливно-энергетическом комплексе Крымского федерального округа. Особое внимание уделено бесперебойному энергоснабжению социально-значимых объектов и населения.

Для восполнения дефицита электроэнергии, а также в целях обеспечения бесперебойного энергоснабжения объектов военной инфраструктуры Черноморского флота РФ и структур жизнеобеспечения населения Крыма на полуостров оперативно передислоцированы 15 мобильных газотурбинных станций (МГТЭС) общей мощностью 337,5 МВт:

- МГТЭС «Севастопольская» — вблизи ПС 330 кВ «Севастополь», г. Севастополь, Балаклавский район, с. Штурмовое (4 МГТЭС — 90 МВт);
- МГТЭС «Симферопольская» — вблизи ПС 330 кВ «Симферопольская», Симферопольский район, с. Денисовка (6 МГТЭС — 135 МВт);
- МГТЭС «Западно-Крымская» — вблизи ПС 330 кВ «Западно-Крымская», Сакский район, с. Сизовка (5 МГТЭС — 112,5 МВт).

Все мобильные газотурбинные электрические станции на территории Крыма работают на дизельном топливе. В связи с экономической блокадой Крыма со стороны Украины на объектах МГТЭС создан и поддерживается запас топлива, исходя из работы оборудования на номинальной нагрузке в течение 30 дней.

Логистический цикл топливообеспечения МГТЭС включает в себя комбинированную транспортировку топлива железнодорожным, автомобильным, морским транспортом и составляет ≈ 22 дня.

За 2015 год МГТЭС на территории Крымского федерального округа произведено 601 включение с общей выработкой 221,6 млн кВт·ч.

Сегодня МГТЭС обеспечивают не менее 30% потребностей полуострова в электроэнергии.

В Крым также были направлены резервные источники энергии (РИСЭ) в количестве более 2300 единиц суммарной мощностью более 300 МВт. Утверждены графики подачи напряжения, позволяющие в случае чрезвычайных ситуаций обеспечить бесперебойное электроснабжение всех учреждений здравоохранения с постоянным пребыванием пациентов (84 объекта), объектов водоснабжения и водоотведения и электроснабжение населения суммарно не менее 6–12 часов в сутки.

На полуострове в период чрезвычайной ситуации 2015–2016 работали более 100 оперативных бригад ПАО «Россети», а также специалисты Центра технического надзора, АО «СО ЕЭС».

Работа по подключению и наладке резервных источников электроснабжения, а также ремонт трансформаторных подстанций бригады энергетиков вели в круглосуточном режиме.

Основными проблемами при прохождении ОЗП 2015–2016 гг. являлись:

- Недостаток собственной генерации;
- Ненадежный поставщик электроэнергии;
- Незакольцованная системообразующая сеть 330 кВ (требуется строительство ВЛ 330 кВ «Западно-Крым-

ская — Севастополь» с образованием внутреннего кольца «Западно-Крымская — Севастополь — Симферополь»;

- Недостаток устройств регулирования уровней напряжения в электрической сети 110 кВ и выше.

В ОЗП 2015–2016 годов планировалось максимальное потребление электрической мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя на уровне 1320 МВт, что на 0,8% выше, чем факт ОЗП 2014–2015 годов — 1309 МВт.

Режимно-балансовая ситуация в энергосистеме КФО в ОЗП 2015–2016 гг. ожидалась следующая:

- Прогнозируемое максимальное потребления электрической мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя — на уровне 1320 МВт;
- Объем противоаварийных воздействий на ОН в энергосистеме Крыма — 521 МВт, что соответствовало 40% от прогнозируемого потребления;
- Объем АЧР — 910 МВт (70% от прогнозируемого потребления);
- Объем графиков ограничения режима потребления электрической энергии — 7,237 млн кВт·ч или 25% прогнозируемого суточного объема потребления электроэнергии;



ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ РЕСПУБЛИКИ КРЫМ
В УСЛОВИЯХ ДЕФИЦИТА ПОСТАВОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ИЗ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ
ИНОСТРАННОГО ГОСУДАРСТВА И В РЕЖИМЕ ЧРЕЗВЫЧАЙНОЙ СИТУАЦИИ



МИНЭНЕРГО
РОССИИ



ПРАВИТЕЛЬСТВО КРЫМА
И АДМИНИСТРАЦИЯ
СЕВАСТОПОЛЯ

СОВМЕСТНО

Проведена работа по контролю ситуации
в топливно-энергетическом комплексе Крымского федерального
округа, при этом особое внимание уделялось безопасности
электроснабжения инфраструктуры и социально значимых
объектов и бесперебойному энергоснабжению потребителей.

Разработан и реализуется переходный механизм
купи – продажи электроэнергии для обеспечения
необходимого перетока из энергосистемы Украины
(совместно с ПАО «Интер РАО» — основным оператором
по экспортно-импортным операциям
в сфере электроэнергетики).

Проводятся регулярные тренировки по отработке
механизмов взаимодействия субъектов,
задействованных в обеспечении функционирования
РИСЭ, в случае возникновения ЧС, связанных
с энергоснабжением, и в том числе по отработке
логистической составляющей топливообеспечения.

Разработаны графики подачи напряжения в случае
чрезвычайных ситуаций, позволяющие обеспечить
бесперебойным электроснабжением все учреждения
здравоохранения с постоянным пребыванием пациентов
(84 объекта), объекты водоснабжения и водоотведения
и подавать электроэнергию населению суммарно
не менее 6–12 часов в сутки.

Обеспечена бесперебойная поставка топлива
для поддержания 30-дневного запаса.

мобильные газотурбинные станции (МГТЭС)



15 шт.

общее количество



337,5 МВт

суммарная мощность



13 шт.

на I этапе



2 шт.

на II этапе

ПС СИМФЕРОПОЛЬСКАЯ



6 шт.



135 МВт

суммарная выработка МГТЭС
в августе 2014 года



241 ГВт/ч

ПС СЕВАСТОПОЛЬСКАЯ



4 шт.



67,5 МВт

суммарный запас топлива на 30 дней



45 тыс. т

задействовано



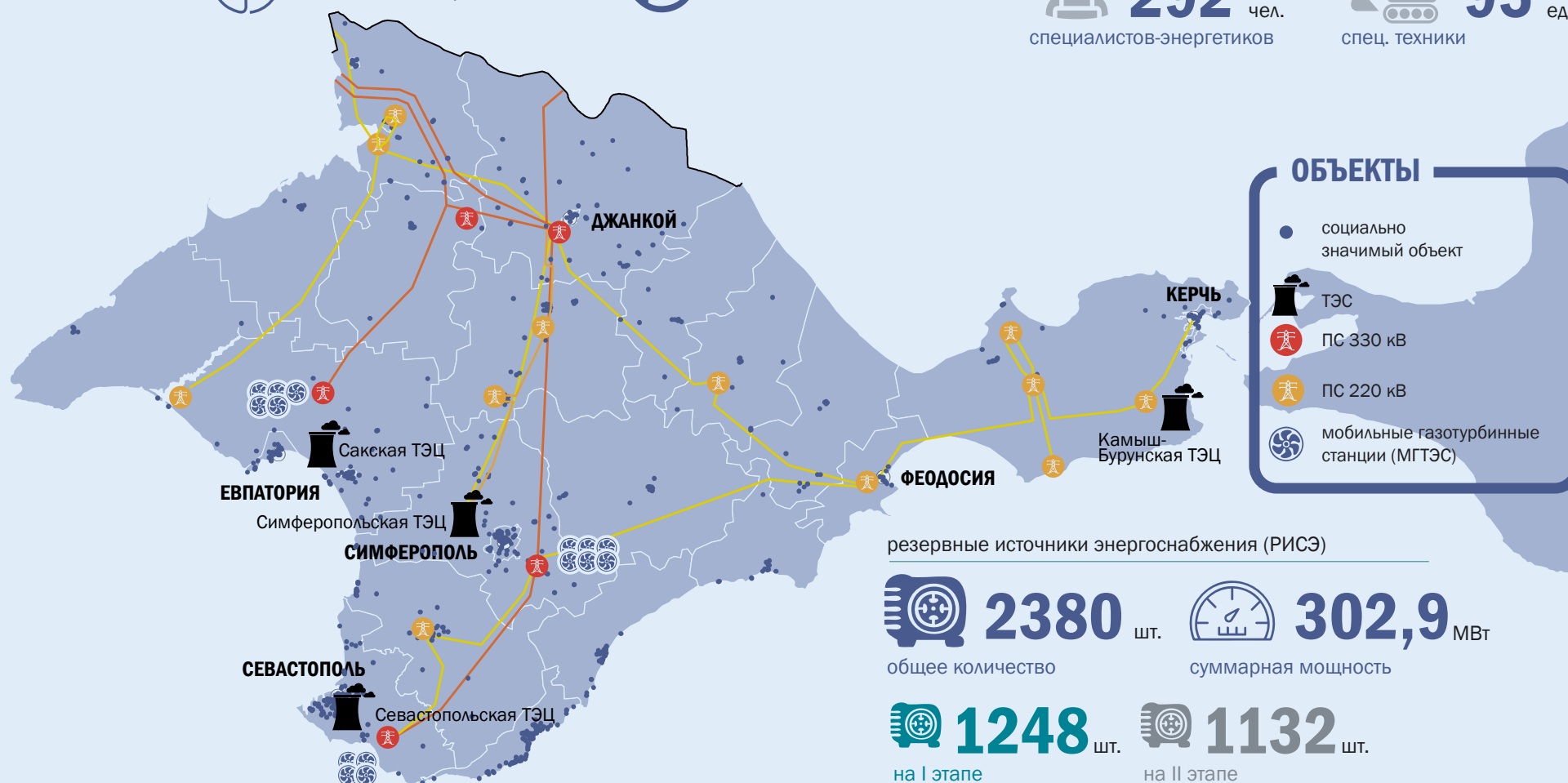
292 чел.

специалистов-энергетиков



95 ед.

спец. техники



ОБЪЕКТЫ

• социально
значимый объект

ТЭС

ПС 330 кВ

ПС 220 кВ

мобильные газотурбинные
станции (МГТЭС)

резервные источники энергоснабжения (РИСЭ)



2380 шт.

общее количество



302,9 МВт

суммарная мощность



1248 шт.

на I этапе



1132 шт.

на II этапе

распределение РИСЭ по объектам Республики Крым



14 %

здраво-
охранение



2 %

население

- Объем графиков ограничения режима потребления мощности — 260 МВт (20% прогнозируемого максимума потребления), графиков временного отключения потребления — 468 МВт (36% прогнозируемого максимума потребления мощности);
- В части генерации прогнозная выработка Крыма и Севастополя в ОЗП 2015–2016 гг. ожидалась на уровне 805,37 МВт·ч, что на 12% меньше, чем факт ОЗП 2014–2015 гг. (903 МВт·ч).

Установленная суммарная мощность электростанций в КФО и г. Севастополе по состоянию на 01.10.2015 была следующей:

- ТЭЦ — 144,5 МВт;
- МГТЭС — 292,5 МВт;
- ВЭС — 89 МВт;
- СЭС — 300,01 МВт.

Прогнозное потребление Крыма и Севастополя в ОЗП 2015–2016 гг. ожидалось на уровне 3689 МВт·ч, что на 2,67% выше, чем факт ОЗП 2014–2015 гг. (3593 МВт·ч).

Наиболее значимой аварией, которая привела к прекращению электроснабжения потребителей (51 183 человека, 11,5 МВт) и повреждению оборудования в 2015 г. стало повреждение ввода 220 кВ фаза «В» АТ-4 (220/110/35 кВ, 125 МВА) на ПС 220 кВ «Феодо-

сийская» в результате электрического пробоя изоляции. Причиной аварии стал заводской дефект ввода типа ГКПТ II-90–220/2000 01. Ввод был заменен на новый. Для недопущения подобных случаев были приняты соответствующие меры и организован учащенный контроль за состоянием изоляции вводов.

В рамках подготовки к прохождению ОЗП 2015–2016 годов Министерством топлива и энергетики Республики Крым совместно с субъектами электроэнергетики велась работа по выполнению запланированных объемов ремонтов основного оборудования.

На АО «КрымТЭЦ» проведены следующие работы:

- капитальный ремонт паровой турбины Симферопольской ТЭЦ и Камыш-Бурунской ТЭЦ;
- средний ремонт парового котла Симферопольской ТЭЦ;
- капитальный ремонт Сакских тепловых сетей в заводских условиях;
- подготовка мазутного хозяйства Камыш-Бурунской ТЭЦ;
- ремонт тепловых сетей;
- ремонт зданий и сооружений структурных подразделений АО «КрымТЭЦ»;
- капитальный ремонт градирни № 1 Симферопольской ТЭЦ.

МОБИЛЬНЫЕ ГТЭС

Подразделение «Мобильные ГТЭС Крым» укомплектовано квалифицированным персоналом, обеспечивающим надежную эксплуатацию объекта и ведение заданного режима работы генерирующего оборудования по командам диспетчера ГУП РК «Крымэнерго», а также необходимыми инструментами и материалами.

При подготовке к осенне-зимнему периоду 2014–2015 гг. своевременно была реализована ремонтная программа. Эксплуатация оборудования и весь объем работ выполнены персоналом ОАО «Мобильные ГТЭС» без привлечения сторонних организаций и компаний поставщиков оборудования.

В сентябре 2015 года проведена комиссия по проверке готовности объектов «Мобильные ГТЭС Крым» к работе в осенне-зимний период с участием представителей Межрегионального управления Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору по Республике Крым и г. Севастополю.

По результатам проверки был подписан Акт готовности. После устранения имеющихся замечаний ОАО «Мобильные ГТЭС» стало единственной компанией на территории Крымского федерального округа, получившей Паспорт готовности к работе в ОЗП.

В рамках подготовки к осенне-зимнему периоду 2015–2016 гг. в августе и сентябре 2015 года проведены совмещенные противопожарные и противопожарные тренировки оперативного персонала с подразделениями пожарно-спасательных частей МЧС России.

КРЫМЭНЕРГО

ГУП РК «Крымэнерго» произведены ремонтные работы по магистральным электрическим сетям, а также по высоковольтным и распределительным электрическим сетям.

К октябрю 2015–2016 гг. были утверждены мероприятия по прохождению ОЗП 2015–2016 гг.

Для выполнения аварийно-восстановительных работ в период ОЗП были подготовлены персонал и техника в необходимом количестве. В магистральных электрических сетях 220–330 кВ: 105 человек, 17 готовых

к формированию бригад для выполнения АВР, 45 единиц спецтехники и спецмеханизмов. В высоковольтных и распределительных электрических сетях 0,4–110 кВ: 42 ОВБ на постоянном дежурстве, 45 дополнительных бригад для формирования при необходимости, 138 единиц спецтехники и спецмеханизмов.

Совместно с МЧС России проводились районные и сетевые тренировки по ликвидации аварий на объектах электроэнергетики, были изданы приказы о взаимодействии с МЧС России.

Выполнены программы по расчистке трасс от древесно-кустарниковой растительности согласно разработанному плану-графику на 2015 год.

Выполнены в полном объеме первоочередные мероприятия по решению проблемных вопросов при прохождении ОЗП 2015–2016: замена масляных выключателей на элегазовые на ПС 220 кВ «Красноперекопск» и ПС 220 кВ «Бахчисарай», реконструкция ОРУ 220 кВ на ПС 220 кВ «Камыш-Бурун», замена изоляции (1507 шт.) и грозозащитного троса (3,7 т); приобретение компрессорного и трансформаторного масла, зимней спецодежды, ГСМ, шин, резины и т. д.

Выполнялись и выполняются работы по устранению замечаний по Предписанию Ростехнадзора.

При подготовке к прохождению ОЗП 2015–2016 годов ГУП РК «Крымэнерго» были выполнены не все основные и дополнительные условия готовности к работе в ОЗП в связи с объединением предприятия, необходимостью выполнения мероприятий, требующих больших материальных затрат и длительного времени выполнения. В результате ОЗП 2015–2016 годов ГУП РК «Крымэнерго» прошло без паспорта готовности.

ПРОХОЖДЕНИЕ ОЗП 2015–2016

Осуществлялось в режиме длительной чрезвычайной ситуации из-за особой системной аварии.

22 ноября 2015 года в 00:20 произошло отключение межгосударственных высоковольтных линий 330 кВ «Каховская — Островская» и «Каховская — Джанкой» при ранее (20 ноября) аварийно отключенных ВЛ 330 кВ «Мелитополь — Джанкой» и ВЛ 220 кВ «Каховская-Титан». В результате произошло полное погашение территории Республики Крым и города Севастополь.



ИНТЕГРАЦИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ КРЫМА В ЕЭС РОССИИ

**1 ЭТАП 400 МВт**

декабрь 2015 года

2 ЭТАП 850 МВт

май 2016 года

02.12.2015	переток	12.12.2015
200 МВт		400 МВт
320–420 МВт	дефицит мощности	150–250 МВт
90%	энергоснабжение населения	98%
12–15 ч	подача э/э из основной сети	18–20 ч

21 ноября 2015 г. диспетчером ГУП РК «Крымэнерго» были выданы следующие лимиты по потреблению: «Крымэнерго» — 220 МВт; «Севастопольэнерго» — 80 МВт.

Распоряжением Главы Республики Крым 22 ноября 2015 года № 454-рг был введен режим чрезвычайной ситуации техногенного характера. Оперативно развернута работа Межведомственного штаба по ликвидации чрезвычайной ситуации.

Длительная энергоблокада целого региона оказалась исключительным, беспрецедентным явлением в мировой практике энергетики. На всех уровнях управления проводился целый комплекс мероприятий по минимизации негативных последствий отключения Крыма от поставок электрической энергии. Все силы энергетиков были брошены на обеспечение электроэнергией объектов жизнеобеспечения и населения.

Первоочередными задачами энергетиков при прохождении ОЗП 2015–2016 гг. стали: подключение, заправка и обслуживание дизельных генераторных установок, разработка графиков подачи электроэнергии населению, объектам жизнеобеспечения, а позже — и предприятиям, выполнение переключений в ручном режиме в рамках графиков подачи напряжения для обеспечения социально справедливого распределения мощности, аварийно-восстановительные работы в сетях по устранению аварий, возникших вследствие ненормальных режимов работы оборудования.

Тем не менее, анализ аварийности в электрических сетях 6–330 кВ свидетельствует о тенденции к снижению количества аварий. Позитивные перемены отражены весьма значительными цифрами. Так, в целом количество аварий в 2015 году по сравнению с 2014-м уменьшилось на треть (33%): на 20% меньше стало количество аварий на ЛЭП 110 кВ и выше, а также на оборудовании подстанций и распределительных пунктов 6–35 кВ и более чем на 36% — на ЛЭП 6–35 кВ.

Стоит отметить, что в 2015 году увеличилось число аварийных отключений из-за неправильных действий устройств релейной защиты и автоматики: это связано с изменением режима электроснабжения (вводом в работу нового оборудования по энергомосту «Кубань — Крым») и многократным увеличением количества выполняемых работ в целях РЗА по сравнению с 2014 г.

В период ОЗП 2015–2016 годов, несмотря на сложнейшие условия чрезвычайной ситуации, тенденция

к улучшению ситуации также ярко проявилась. За период прохождения ОЗП 2015–2016 годов количество аварий в сравнении с ОЗП 2014–2015 годов снизилось на 38% (с 1664 до 1033 аварий). Свыше 96% отключений произошло на объектах классом напряжения 6–35 кВ, а точнее — ЛЭП 6–10 кВ, которые физически и морально устарели.

Уменьшение количества аварий связано с увеличением финансирования и улучшением качества выполнения ремонтов, а также с благоприятными погодными условиями (2014 год был сложен с точки зрения погоды: наблюдались частые грозы, сильные ветра свыше 25 м/с, нагрузки из-за которых превышали проектные значения для ЛЭП, строившихся в 50–70 годах).

Отметим, что в рамках подготовки к прохождению осенне-зимнего периода 2015–2016 гг. были выполнены необходимые мероприятия, в том числе составлены графики временных отключений. ГВО были согласованы с главами муниципальных образований и утверждены Главой Республики Крым в октябре 2015 года. Такие графики необходимы на случай возникновения нештатных ситуаций, аварий, вызванных природными катаклизмами: шквалистым ветром, ливнями, налипанием мокрого снега, обледенением и т. д., однако предусмотреть сложившуюся ситуацию было невозможно.

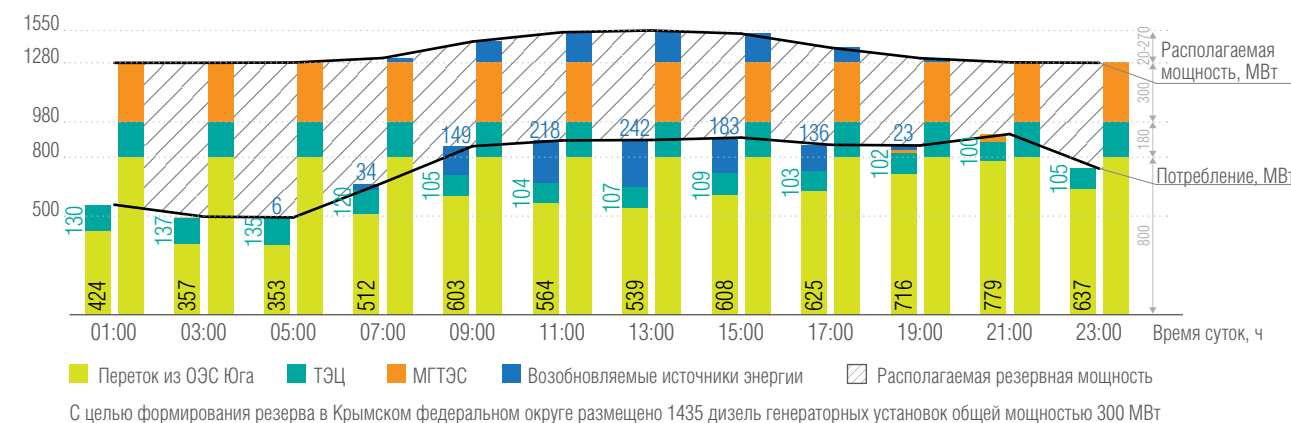
Разработка ГВО, соблюдение лимитов и графиков подачи напряжения стали важными задачами при прохождении ОЗП 2015–2016.

При разработке графиков подачи напряжения был выделен объем неотключаемой мощности для обеспечения потребителей, включенных на постоянной основе — 264,67 МВт. Это объекты здравоохранения (30 МВт), котельные (88,4 МВт), объекты водоснабжения и водоотведения (59,6 МВт), дома с лифтами (12,1 МВт), дома с электроплитами (40,8 МВт), дома с электрообогревом и дома с крышными котельными (11,5 МВт), промышленность (порядка 68 МВт днем и 90 МВт — ночью).

Наибольший объем неотключаемой мощности приходился на Симферопольский городской РЭС — 145,9 МВт, что связано с наибольшим количеством объектов стратегического и социального назначения в столице Крыма.

Для обеспечения работы промышленных предприятий в условиях энергодифицита были утверждены отдельные графики электропдачи. Работа предприятий нача-

СУТОЧНЫЙ ГРАФИК ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В САНАТОРНО-КУРОРТНЫЙ СЕЗОН



лась после рождественских праздников, с 11 января 2016 года, при этом в 6 РЭС работа была организована только в ночное время, а в остальных — как днем, так и ночью.

Было организовано электроснабжение негазифицированных многоквартирных домов. Из 703 домов, список которых был предоставлен Министерством ЖКХ Республики Крым, 197 были подключены к электроснабжению на постоянной основе, 74 на время ввода ГВО подключались от АРИП, а остальные попадали в ГВО.

На время ЧС одной из самых серьезных задач во время прохождения ОЗП 2015–2016 была работа по установке, запуску и обслуживанию автономных резервных источников питания (АРИП).

К моменту объявления ЧС на объектах, утвержденных решениями Межведомственной Комиссией, находился 601 АРИП, из них 556 были подключены по упрощенным схемам. Всего за период ЧС для обеспечения работы АРИП было использовано около миллиона литров дизельного топлива.

Заправка генераторов выполнялась как специалистами ГУП РК «Крымэнерго», так и силами МЧС.

Работы по перевозке, установке и подключению АРИП выполнялись круглосуточно, за сутки подключалось от 30 до 40 АРИП. В среднем постоянно работало 116 бригад, 119 единиц техники и 398 специалистов ГУП РК «Крымэнерго».

24.11.2015 г. в Крым прибыли 44 бригады ПАО «Россети» (169 человек с бригадными автомобилями, 7 авто-

мобилями КАМАЗ с кранами-манипуляторами). Бригады были распределены по РЭС ГУП РК «Крымэнерго».

До 04.12.2015 г. все дизельные установки, которые были на балансе ГУП РК «Крымэнерго», были подключены. К этому моменту уже поступали АРИП по линии Росрезерва, гуманитарной помощи, а также по программе «Школы» от ПАО «Россети».

Работа по подключению АРИП была завершена 18.12.2015 г. Всего было установлено и подключено 1589 АРИП с общей установленной мощностью 216,7 МВт.

Работа по техническому обслуживанию, устранению мелких дефектов и неисправностей АРИП, работавших с превышением допустимых параметров нагрузки, проводилась на протяжении всего периода ЧС как силами ГУП РК «Крымэнерго», так и силами подрядных организаций (9 шт.) и подразделений ПАО «Россети» (3 ремонтных бригады).

Для оперативной ликвидации аварийных ситуаций в ГУП РК «Крымэнерго» предусмотрен аварийный резерв материально-технических ресурсов и оборудования: 14 опор, 2 км провода, 2 трансформатора тока, 3 выключателя, 4 разъединителя.

Нормы аварийного резерва разработаны согласно порядку, установленному Министерством энергетики Российской Федерации. Кроме того, на предприятии действуют Порядок управления аварийным резервом и Порядок хранения аварийного резерва.

Актуализация норм аварийного резерва проводится ежегодно, а пополнение его — регулярно по мере необходимости.

ПРОВЕДЕНИЕ ПРОВЕРОК ГОТОВНОСТИ

В рамках подготовки к ОЗП Минэнерго России проведена работа по оценке готовности субъектов электроэнергетики к работе в этот период.

В соответствии с приказом Минэнерго России от 16.06.2015 № 369 «О первоочередных мероприятиях по подготовке субъектов электроэнергетики к прохождению отопительного сезона 2015–2016 годов» были образованы и утверждены составы комиссий по оценке их готовности к прохождению ОЗП.

В состав комиссий включены представители: Минэнерго России, Ростехнадзора, ОАО «СО ЕЭС», МЧС России, ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС», Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения, энергетических компаний.

В период с 1 октября по 15 ноября 2015 года были проведены проверки 78 субъектов электроэнергетики в соответствии с Положением о проверке готовности субъектов электроэнергетики к работе в осенне-зимний период.

По итогам проверок паспорта готовности выданы 76 компаниям.

2 компаниям: ОАО «ЕВРАЗ ЗСМК» (Западно-Сибирская ТЭЦ) и ГУП РК «Крымэнерго» в связи с неисполнением

основных и дополнительных условий готовности паспорта готовности не выданы.

В процессе работы комиссий по ряду крупных компаний были приняты решения о проведении повторных заседаний на площадке Минэнерго России, на которых рассматривались итоги устранения замечаний, выявленных комиссиями.

К этим компаниям относятся: ПАО «Т Плюс», ПАО «ОГК-2», ООО «Лукойл-Астраханьэнерго», ООО «Лукойл-Волгоградэнерго», ООО «Лукойл-Кубаньэнерго», ПАО «Энел Россия», ОАО «ТГК-2», ГУП РК «Крымэнерго».

В целом компаниям предписано выполнить 229 мероприятий, контроль за исполнением которых осуществляет Минэнерго России.

На 1 июня 2016 года из указанного количества мероприятий **выполнено** в срок **199 мероприятий, не подошел срок** исполнения по **22 мероприятиям, не выполнено 8** (ОАО «ТГК-1» (2), ПАО «РусГидро» (1), ПАО «МРСК Северного Кавказа» (5)).

Итоги устранения недостатков будут учитываться при оценке субъектов электроэнергетики к ОЗП 2016–2017 годов.



РЕГИОНЫ С ВЫСОКИМИ РИСКАМИ НАРУШЕНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В соответствии с Планом первоочередных мероприятий по подготовке к осенне-зимнему периоду 2015–2016 годов (приказ Минэнерго России от 16.06.2015 № 369) для снижения последствий аварийных ситуаций, связанных с прохождением ОЗП, и в целях обеспечения надежного электроснабжения регионов с высокими рисками нарушения электроснабжения был подготовлен и издан приказ Минэнерго России от 03.04.2015 № 215 «Об утверждении перечня регионов с высокими рисками нарушения электроснабжения и перечня мероприятий по снижению рисков в таких регионах на 2015–2018 годы».

Основным критерием отнесения к региону РВР является существующая в предстоящий период максимумов энергетических нагрузок необходимость ввода ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) при единичном отключении линии или генерирующего оборудования.

В целом же критериями отнесения к региону с высокими рисками нарушения электроснабжения являются следующие критерии, утвержденные протоколом заседания Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (федерального штаба) от 27.12.2008 № 4:

- Существующая в предстоящий период максимумов энергетических нагрузок необходимость ввода ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) при единичном отключении линии электропередачи или электросетевого оборудования в условиях нормальной схемы электрических соединений объектов электроэнергетики с целью недопущения технологических режимов работы объектов электросетевого хозяйства или контролируемых сечений с нагрузками, превышающими максимально допустимые значения;
- Существующая в предстоящий период максимумов энергетических нагрузок необходимость ввода ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) при единичном отключении генерирующего оборудования в условиях нормальной схемы электрических соединений объектов электроэнергетики с целью недопущения технологических режимов работы объектов электросетевого хозяйства или контролируемых сечений с нагрузками, превышающими максимально допустимые значения;

щего оборудования в условиях нормальной схемы электрических соединений объектов электроэнергетики с целью недопущения технологических режимов работы объектов электросетевого хозяйства или контролируемых сечений с нагрузками, превышающими максимально допустимые значения;

- Существующая в предстоящий период максимумов энергетических нагрузок необходимость ввода ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) при недостаточном объеме управляющих воздействий противоаварийной автоматики на отключение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и изменение мощности электростанции, с целью обеспечения допустимых технологических режимов работы энергосистемы (энергорайона, энергоузла);
- Существующая либо ожидаемая в предстоящий период максимумов энергетических нагрузок необходимость ввода ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) при снижении запасов гидроресурсов в водохранилищах многолетнего и сезонного регулирования ниже среднесезонных значений;
- Существующая либо ожидаемая в предстоящий период максимумов энергетических нагрузок необходимость ввода ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в энергосистеме (энергорайоне, энергоузле), характеризующаяся преимущественно монотопливным характером генерации, при ограничениях по первой очереди поставок газа на электростанции;
- Невыполнение заданий системного оператора по объемам графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).

На основании анализа ожидаемых режимов работы энергосистем в ОЗП 2015–2018 годов и в соответствии с критериями, утвержденными Правительственной комиссией по обеспечению безопасности электроснаб-

жения, включены в перечень регионов, относящихся к территориям с высокими рисками прохождения максимумов нагрузок в ОЗП 2015–2016 годов, следующие энергосистемы (энергорайоны):

- Дагестанская энергосистема;
- Электроэнергетическая система Крымского федерального округа;
- Центральный энергорайон Якутской энергосистемы;
- Бодайбинский и Мамско-Чуйский энергорайоны Иркутской энергосистемы.

В соответствии с приказом Минэнерго России от 03.04.2015 № 215 предусмотрено выполнение 41 мероприятия в указанных энергосистемах по снижению рисков нарушения электроснабжения со сроком выполнения 2015–2018 годы.

По состоянию на 1 июня 2016 года **не выполнено в срок 4 мероприятия**.

3 по Иркутской энергосистеме (Бодайбинский и Мамско-Чуйский энергорайоны):

Не введены в работу ИРМ (СТК, БСК) суммарной номинальной мощностью 30 Мвар и устройства автоматики ограничения снижения напряжения (АОСН) в Бодайбинском энергорайоне. Срок — 30.09.2015 (пункт 4.1 Перечня).

Причина невыполнения в 2015 году — отсутствие финансирования. В 2016 году затраты на выполнение данного мероприятия включены Службой по тарифам Иркутской области в тариф АО «Витимэнерго» на услуги по передаче электроэнергии.

По информации АО «Витимэнерго» проводится работа по корректировке инвестиционной программы на 2016 год с включением в нее мероприятия по установке ИРМ мощностью 30 Мвар в Бодайбинском районе со сроком реализации до конца 2016 года.

Первоначально мероприятие предусмотрено приказом Минэнерго России от 12.10.2011 № 462 (срок — 31.12.2011, исполнитель — ЗАО «Витимэнерго»).

Приказом Минэнерго России от 03.09.2012 № 415 установлен новый срок выполнения — 3 квартал 2013 года.

Приказом Минэнерго России от 13.08.2013 № 431 установлен новый срок выполнения — 31.10.2014.

Не введены в работу основные быстродействующие защиты ВЛ транзита 220 кВ Усть-Илимская ГЭС — Таксимо. Срок — 30.09.2015. Исполнители — ОАО «ИЭСК», ОАО «Иркутскэнерго», ОАО «РЖД» (пункт 4.2 Перечня).

Со стороны объектов ПАО «Иркутскэнерго» (Усть-Илимская ГЭС) и ОАО «ИЭСК» работы выполнены.

Причина невыполнения мероприятия в части объектов ОАО «РЖД» в 2015 г. — недостаточное финансирование и связанная с этим длительная разработка проектной и рабочей документации.

По информации ОАО «РЖД»:

- на ПС 220 кВ Кичера, ПС 220 кВ Ангоя, ПС 220 кВ Перевал защиты будут смонтированы в 2016 году;
- по ПС 220 кВ Окусикан, ПС 220 кВ Ангаракан, ПС 220 кВ Янчукан, ПС 220 кВ Новый Уоян — проектная и рабочая документация в процессе согласования, конкурсные процедуры и закупка оборудования не производилась, основными техническими решениями замена защит 220 кВ предусмотрена;
- по ПС 220 кВ Дабан и ПС 220 кВ Северобайкальск — замена защит ВЛ 220 кВ предусмотрена на 2-м этапе развития Восточного полигона (2017 г. — разработка проектной документации, 2018–2019 гг. — реализация).

Первоначально мероприятие предусмотрено приказом Минэнерго России от 12.10.2011 № 462 (срок — 4 квартал 2013 года, исполнители — ОАО «ИЭСК», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Иркутскэнерго», ОАО «РЖД»). Мероприятие без изменения перенесено в перечень мероприятий, утвержденный приказом Минэнерго России от 03.09.2012 № 415.

Приказом Минэнерго России от 13.08.2013 № 431 установлен новый срок выполнения — 31.10.2014.

Не введены в работу ИРМ (СТК, БСК) номинальной мощностью 40 Мвар и устройства автоматики ограничения снижения напряжения (АОСН) на ПС 220 кВ Северобайкальск. Срок — 31.10.2015. Исполнители — ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС», ОАО «РЖД» (пункт 4.3 Перечня).

Причина невыполнения мероприятия в 2015 году — неисполнение обязательств по договору подрядной организацией.

Первоначально мероприятие предусмотрено приказом Минэнерго России от 03.09.2012 № 415 (срок — апрель 2013 года, исполнитель — ОАО «РЖД»).

Мероприятие включено в инвестиционную программу ОАО «РЖД» на 2013–2015 годы со сроком исполнения — 2015 год. В 2013 году принято решение об установке БСК на ПС 220 кВ Северобайкальская за счет средств ОАО «ФСК ЕЭС» в рамках выполнения мероприятий по технологическому присоединению объектов электросетевого хозяйства ЗАО «Витимэнерго» к электрическим сетям ОАО «ФСК ЕЭС» (ТУ на увеличение максимальной мощности на 12 МВт).

Приказом Минэнерго России от 13.08.2013 № 431 установлен новый срок выполнения — 30.11.2014, исполнители — ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «РЖД».

1 по Якутской энергосистеме (Центральный энергорайон):

Не построены и не введены в работу объектов схемы выдачи мощности Якутской ГРЭС-2 (пункт 3.1 Перечня).

Не построены и не введены в работу объекты схемы выдачи мощности Якутской ГРЭС-2. Срок — 30.04.2016. Исполнитель — ОАО «РАО ЭС Востока» (пункт 3.1 Перечня).

В настоящее время выполняются работы на ВЛ 110 кВ.

По информации ПАО «Якутскэнерго» по состоянию на 01.06.2016 выполнены работы:

- буровые, работы по установке свай — 80%;
- монтаж ростверков — 70%;
- сборка опор на линиях — 90%;
- установлено опор — более 60%;
- заземление опор — 50%;
- подвеска провода — более 50%.

Согласно разработанному ПАО «РАО ЭС Востока» внутреннему Укрупнённому сетевому графику срок ввода объектов схемы выдачи мощности — 30.12.2016.

Первоначально мероприятие предусмотрено приказом Минэнерго России от 13.08.2013 № 431 (срок — 31.10.2016, исполнитель — ОАО «РусГидро»).



ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОЗП 2015–2016, РЕЖИМНО-БАЛАНСОВАЯ СИТУАЦИЯ

Потребление электроэнергии в ЕЭС России в ОЗП 2015–2016 **снизилось на 0,1%** к ОЗП 2014–2015 и составило **555,1 млрд кВт·ч**.

Среди основных факторов, оказавших влияние на уровень потребления можно выделить следующие:

- температурный фактор — обусловило снижение потребления на 2,1 млрд кВт·ч. Значительно более теплые октябрь, декабрь и февраль (превышение температуры над показателями прошлого ОЗП составило +1,3°C, +2,8°C и +2,4°C соответственно) привели к значительному спаду потребления электроэнергии социально-бытовым сектором. Холодный январь (снижение температуры составило –4,6°C) ввиду малого количества рабочих дней лишь отчасти компенсировал этот спад;
- снижение электропотребления ряда крупных предприятий повлекло снижение потребления на 2,9 млрд кВт·ч. Среди указанных предприятий можно выделить ОАО «ЕВРАЗ Нижнетагильский металлургический комбинат», ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат», ОАО «Кузнецкие ферросплавы», ОАО «АвтоВАЗ», ОАО «Волга», ОАО «Северсталь» (Вологда) ОАО «Мордовцемент». Кроме того, по итогам ОЗП отмечено снижение потребления нефте- и газоперекачивающих станций;
- снижение потребления на СН ТЭС и АЭС ЕЭС России на 0,4 млрд кВт·ч на фоне снижения выработки на ТЭС и АЭС относительно показателей предыдущего ОЗП;
- влияние дополнительного дня високосного года — обусловил прирост на 3,0 млрд кВт·ч;
- присоединение к ЕЭС России ЗАО «Ванкорнефть» и ввод в работу ОАО «РУСАЛ БоАЗ» в Красноярском крае способствовал росту потребления в объеме 1,8 млрд кВт·ч.

Без учета указанных факторов потребление в прошедший ОЗП оценивается на уровне ОЗП 2014–2015.

Потребление электроэнергии в изолированных энергосистемах (далее — ИЭС) России в ОЗП 2015–2016 **снизилось на 3,7%** к ОЗП 2014–2015 и составило **16,51 млрд кВт·ч**.

Среди основных факторов, оказавших влияние на уровень потребления можно выделить следующие:

- снижение объема потребления электрической энергии вызвано, в первую очередь, ограничением/прекращением поставок из Украины и введением режима чрезвычайной ситуации на территории Крымского федерального округа и периодическим введением графиков ограничения потребления;
- изменение режима потребления электрической энергии Группой компаний ПАО «ГМК «Норильский никель», являющегося основным потребителем электроэнергии на территории Норильского промышленного района.

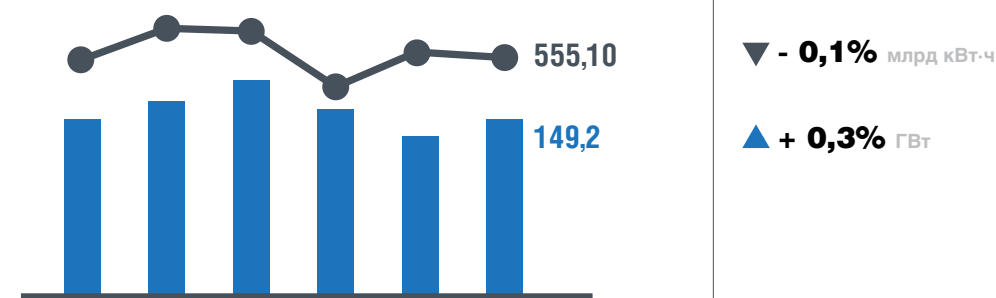
Потребление электрической мощности в ЕЭС России в ОЗП 2015–2016 **выросло на 0,3%** к ОЗП 2014–2015 и составило **149,2 ГВт** (148,8).

Осенне-зимний период 2015–2016, как и ОЗП 2014–2015, проходил в условиях повышенных относительно среднесезонных значений температур наружного воздуха (средняя температура по ЕЭС России в ОЗП 2015–2016 на 1,7 °C превысила климатическую норму).

Выработка электроэнергии на электростанциях ЕЭС России в ОЗП 2015–2016 осталась на прежнем уровне и составила **564,9 млрд кВт·ч**.

В этот осенне-зимний период выработка ГЭС в ОЗП повысилась на 10,3 млрд кВт·ч или 15,1% (с 67,5 млрд кВт·ч до 77,8 млрд кВт·ч), тогда как снижение выработки по ТЭС составило 9,6 млрд кВт·ч или 2,4%, по АЭС — 1,1%.

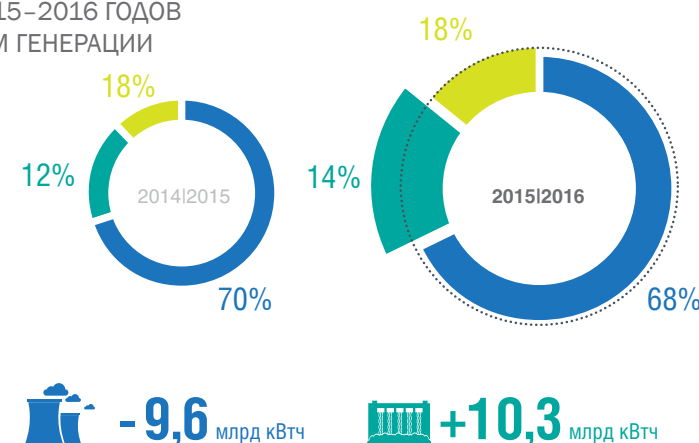
ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЕЭС В ОСЕННЕ-ЗИМНИЕ ПЕРИОДЫ (ОЗП)



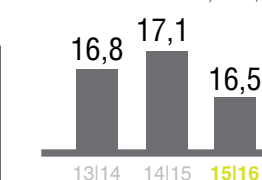
ВЫРАБОТКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ ЕЭС РОССИИ В ОЗП 2015–2016 ГОДОВ, млрд кВт·ч



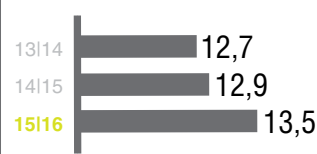
РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ ЕЭС РОССИИ В ОЗП 2015–2016 ГОДОВ ПО ВИДАМ ГЕНЕРАЦИИ



ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ИЭС РОССИИ, млрд кВт·ч



ВЫРАБОТКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ ИЭС РОССИИ, млрд кВт·ч



Увеличение выработки на ГЭС связано с увеличением к началу ОЗП запасов гидроресурсов и улучшением гидрологической обстановки.

Выработка электроэнергии на электростанциях ИЭС России в ОЗП 2015–2016 увеличилась на 4,5% и составила **13,46 млрд кВт·ч** (12,88 млрд кВт·ч — 14/15).

Существенной особенностью прошедшего ОЗП является значительное снижение КИУМ ТЭС ОЭС Юга.

Оно обусловлено увеличением выработки АЭС (на 34,1%) в связи с вводом в работу третьего энергоблока на Ростовской АЭС. Кроме того, причиной снижения КИУМ ТЭС ОЭС Юга обусловлено увеличением периода простоя в плановых и аварийных ремонтах на Ставропольской, Невинномысской и Новочеркасской ГРЭС.

При этом, основной причиной снижения КИУМ ТЭС ЕЭС России является рост относительно предыдущего ОЗП производства электроэнергии на ГЭС и снижением электропотребления.

Дополнительные особенности режимно-балансовой ситуации в ОЭС Юга в ОЗП 2015–2016:

Фактические перетоки активной мощности в контролируемых сечениях на связях ОЭС Юга с ОЭС Центра и ОЭС Средней Волги **достигали значений максимально допустимых. Объемы** резервов **в ОЭС Юга было недостаточно для компенсации только единичного**

отключения энергоблока наибольшей мощности на **Ростовской АЭС.**

Прогнозируемое увеличение перетока активной мощности **в Крымскую ЭС** в связи с реализацией второго этапа энергомоста Кубань — Крым дополнительно **осложнит условия прохождения ОЗП 2016–2017 годов. Генерирующим компаниям необходимо** в полном объеме **выполнить ремонтную кампанию** генерирующего оборудования для обеспечения надежной работы в ОЗП 2016–2017 годов.

В бассейнах Ангарского каскада ГЭС и Цимлянского водохранилища продолжала складываться аномально маловодная гидрологическая обстановка (устойчивый маловодный цикл).

По данным Гидрометцентра России полезный приток в оз. Байкал в IV квартале 2015 г. был значительно ниже среднееголетнего значения (в октябре на 60% ниже среднееголетнего значения, в ноябре — на 70%, в декабре — на 20%), а в I квартале 2016 г. был на 25% ниже среднееголетнего значения.

Запасы гидроресурсов в водохранилищах Ангарского каскада на 18.04.2016 на 16,0 км³ ниже среднееголетнего значения (за счет сниженных запасов гидроресурсов в оз. Байкал и Братском водохранилище).

Запасы гидроресурсов в Цимлянском водохранилище на 17.04.2016 на 2,6 км³ или на 37,5% ниже среднееголетнего значения.

ОЭС	КИУМ ТЭС, %		
	ОЗП 2014–2015	ОЗП 2015–2016	Δ
Северо-Запад	46,9	46,1	-0,8
Юг	63,6	56,2	-7,4
Сибирь	63,4	62,3	-1,1
Центр	46,5	43,8	-2,7
Средняя Волга	46,1	44,7	-1,4
Урал	64,4	61,6	-2,8
Восток	62,1	59,2	-2,9
ЕЭС России	56,3	53,8	-2,5



АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БАЛАНСОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ ЕЭС РОССИИ

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 01.04.2016 составила 235 312,08 МВт.

В ОЗП 2015–2016 изменение установленной мощности электростанций ЕЭС России произошло за счет:

- ввода нового генерирующего оборудования — 2 993,90 МВт;
- увеличения установленной мощности после реконструкции и модернизации — 308,50 МВт;
- демонтажа — 2 027,22 МВт.

Число часов использования установленной мощности электростанций ЕЭС России (ТЭС, ГЭС, АЭС) в ОЗП 2015–2016 составило 2378 часов или 54,1% календарного времени (коэффициент использования установленной мощности).

При этом число часов использования установленной мощности составляет:

- тепловых электростанций ЕЭС России 2361 часов или 53,8% календарного времени;
- атомных электростанций ЕЭС России — 3826 часов (87,1% календарного времени);
- гидроэлектростанций ЕЭС России — 1625 часов (37,0% календарного времени).

КОЭФФИЦИЕНТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ЕЭС РОССИИ
В ОЗП 2014–2015 И 2015–2016 гг., %

ПЕРИОД	ТЭС	ГЭС	ВЭС	СЭС	АЭС
ОЗП 2014–2015	56,30	32,42	-	-	91,91
ОЗП 2015–2016	53,76	37,00	8,36	6,58	87,10

Коэффициент использования установленной мощности в ОЗП 2014–2015 и 2015–2016 годах представлен в таблице.

В ОЗП 2015–2016 коэффициент использования установленной мощности тепловых и атомных электростанций ЕЭС России по сравнению с прошлым периодом уменьшился на 2,54 и 4,81 процентных пункта соответственно.

Коэффициент использования установленной мощности гидроэлектростанций ЕЭС России в отчетном периоде увеличился на 4,58 процентных пункта.

Основной причиной снижения КИУМ ТЭС ЕЭС России является перераспределение выработки электроэнергии между ТЭС и ГЭС в связи с ростом относительно предыдущего ОЗП производства электроэнергии ГЭС на 15,1% в условиях увеличения запасов гидроресурсов. Вместе с тем, существенное снижение КИУМ ТЭС ОЭС Юга по сравнению с прошлым ОЗП на 7,3% обусловлено увеличением выработки АЭС в связи с вводом в работу третьего энергоблока на Ростовской АЭС. Кроме того, снижение КИУМ ТЭС ОЭС Юга связано и с увеличением относительно предыдущего ОЗП периода простоя в плановых и аварийных ремонтах энергоблоков Ставропольской, Невинномысской и Новочеркасской ГРЭС.

Снижение коэффициента использования установленной мощности АЭС ЕЭС России обусловлено увеличением ремонтной площадки на Курской, Ленинградской и Смоленской АЭС по сравнению с прошлым ОЗП.

Среднее значение суммарной ремонтной мощности за осенне-зимний период 2015–2016 составило 10,7% от установленной мощности, что выше уровня прошлого аналогичного периода на 1,2 процентных пункта. Данное увеличение произошло за счет роста объемов капитальных ремонтов с 2,3% до 2,6%, средних ремонтов с 0,9% до 1,7% и текущих ремонтов с 4,6% до 4,8%. При этом объем аварийных ремонтов уменьшился с 1,7% до 1,6%.

В ОЗП 2015–2016 максимум потребления мощности ЕЭС России зафиксирован 25.01.2016 в 18:00 (UTC+3) при среднесуточной температуре наружного воздуха –16,6 °С (на 4,2 °С ниже климатической нормы и на 2,2 °С ниже среднесуточной температуры в день прохождения максимума ОЗП 2014–2015) и составил 149,2 ГВт, что на 0,4 ГВт выше максимума прошлого ОЗП (148,8 ГВт), отмеченного 03.12.2014. Отклонение от прогнозного максимума составило –5,3 ГВт.

Нагрузка электростанций ЕЭС России на час прохождения максимума потребления мощности в ОЗП 2015–2016 составила 151,7 ГВт. В суммарной величине нагрузки электростанций ЕЭС России нагрузка:

- ТЭС составила 99,7 ГВт (66% от нагрузки ЕЭС России), в том числе 65,4 ГВт — на энергоблочном оборудовании;

- ГЭС — 22,0 ГВт (14%);
- АЭС — 22,6 ГВт (15%);
- электростанций промышленных предприятий — 7,4 ГВт (5%).

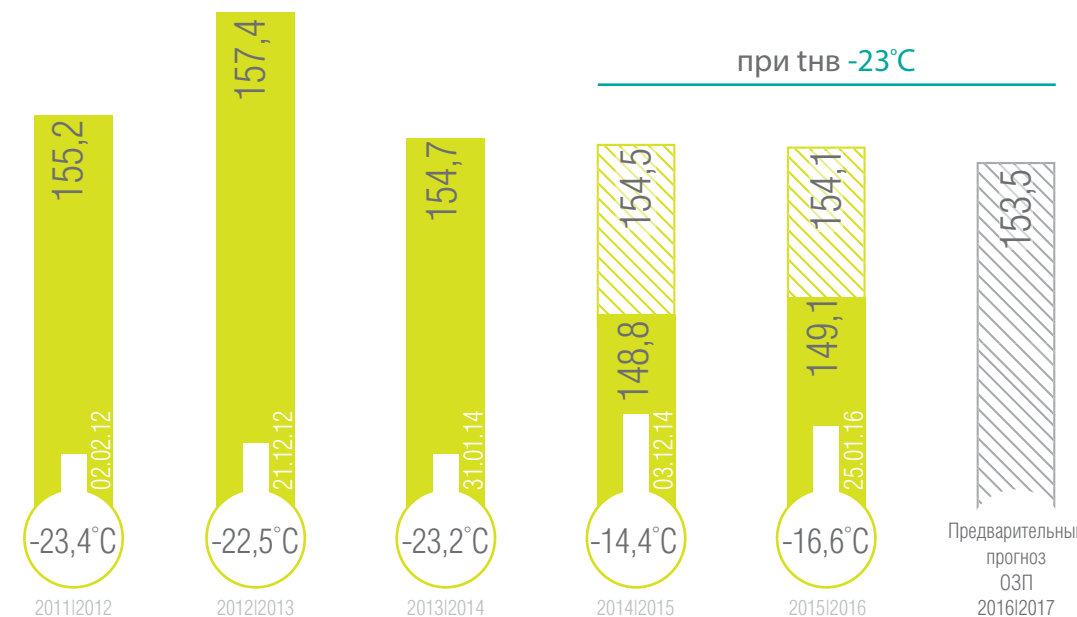
Резервы мощности на 18:00 (UTC+3) 25.01.2016 на электростанциях ЕЭС России составили 45,3 ГВт, в том числе холодный резерв — 28,3 ГВт, вращающийся резерв — 17,0 ГВт. Основные объемы были сосредоточены на ТЭС — 35,1 ГВт (77% от суммарных объемов резервов).

В суммарных объемах резервов мощности ЕЭС России невыпускаемый резерв, обусловленный ограничениями пропускной способности электрической сети, обеспечивающей выдачу мощности электростанций (групп электростанций), по состоянию на 25.01.2016 оценивался на уровне 13,4 ГВт.

На рисунке представлена динамика изменения максимума потребления мощности ЕЭС России в ОЗП за период с 2011 по 2016 годы.

В сравнении с показателями прохождения максимума ОЗП 2014–2015 установленная мощность электростанций ЕЭС России в день прохождения максимума

ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ МАКСИМУМА ПОТРЕБЛЕНИЯ МОЩНОСТИ ЕЭС РОССИИ В ОЗП ЗА ПЕРИОД С 2011 ПО 2016 ГОДЫ, тыс. МВт



ОЗП 2015–2016 увеличилась на 3,6 ГВт. Основные объемы вводов нового генерирующего оборудования отмечены в ОЭС Урала (2,3 ГВт), ОЭС Центра (0,9 ГВт) и ОЭС Сибири (0,8 ГВт).

Ограничения снизились на 5,8 ГВт, главным образом за счет снижения ограничений ГЭС ОЭС Сибири (снижение относительно прошлого ОЗП составило 4,3 ГВт). Такое существенное снижение объемов обусловлено более благоприятной гидрологической обстановкой, сложившейся в бассейнах ГЭС Ангаро-Енисейского каскада.

Объемы ремонтной мощности электростанций ЕЭС России снизились на 2,0 ГВт в основном за счет:

- снижения объемов текущего ремонта по ОЭС Урала на 2,2 ГВт;
- снижения объемов капитального ремонта ОЭС Центра и ОЭС Средней Волги по 0,5 ГВт, а также ОЭС Урала на 0,4 ГВт.

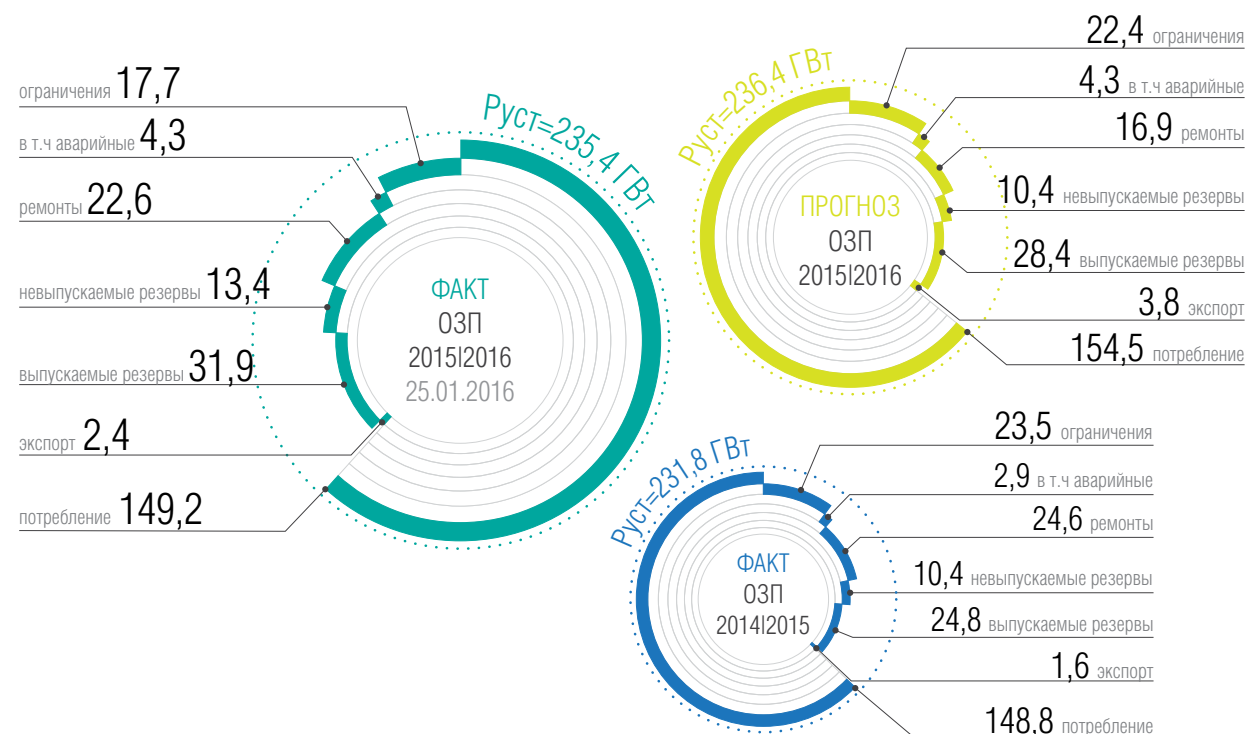
При этом отмечен рост аварийных ремонтов на 1,4 ГВт.

Невыпускаемые резервы мощности выросли на 3,0 ГВт. Основной рост объемов отмечен в ОЭС Сибири и составил 4,0 ГВт, чему послужило существенное увеличение (порядка 5 ГВт) располагаемой мощности электростанций при относительно неизменном максимуме потребления. При этом, следует отметить снижение объемов невыпускаемых резервов Центральной части ОЭС Северо-Запада на 1,5 ГВт.

Рост резервов мощности ЕЭС России составил 7,1 ГВт, главным образом за счет увеличения резервов ТЭС ОЭС Урала и ОЭС Центра на 4,0 ГВт и на 3,2 ГВт соответственно.

На рисунке представлена структура баланса мощности ЕЭС России в день прохождения максимума ОЗП 2015–2016 в сравнении с показателями прохождения максимума ОЗП 2014–2015 и с прогнозными показателями.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ СТРУКТУРА БАЛАНСОВ МОЩНОСТИ ЕЭС РОССИИ В ОЗП 2014–2015 И 2015–2016



ПОДГОТОВКА, ПРОХОЖДЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ ИТОГИ ОЗП 2015–2016

Как видно из рисунка, прогнозировавшийся в ОЗП 2015–2016 максимум потребления мощности выше фактического на 5,3 ГВт, что обусловлено высокой среднесуточной температурой наружного воздуха в день прохождения максимума потребления мощности в ОЗП. Прогнозная величина максимума ЕЭС России определялась исходя из условия наличия в ОЗП периода, характеризующегося сохранением на протяжении 5 (пяти) и более дней подряд низких температурных условий (на среднесуточную температуру наружного воздуха -23°C). Подобного периода в ОЗП 2015–2016 на территории ЕЭС России не зафиксировано.

Второй год подряд зимы на территории Российской Федерации рекордно теплые. Предыдущая зима (2014–2015) установила множество экстремальных рекордов. Нынешняя превысила их.

По данным оперативного мониторинга климата аномалии средней температуры воздуха за зиму 2015–2016 во многих районах страны превысили нормы на $4-5^{\circ}\text{C}$ и более. В Сибири, на Таймыре и Ямале они достигли $+7...8^{\circ}\text{C}$. Никогда ранее аномалии среднесезонных температур воздуха не были столь значительными. Статистические данные показывают, что прошедшая зима стала самой теплой в Центральном и Сибирском федеральных округах, второй самой теплой в Уральском федеральном округе и третьей — в Северо-Западном и Приволжском федеральных округах. Почти на всей территории России средние температуры зимы превысили климатические нормы.

За ОЗП 2015–2016 отклонение среднесуточной температуры наружного воздуха на территории ЕЭС России от среднесезонных значений составило в среднем $+2,7^{\circ}\text{C}$.

В декабре, в период с 01.12.2015 по 29.12.2015 отклонение среднесуточной температуры от нормы в среднем составило $+5,5^{\circ}\text{C}$, максимальное отклонение в этот период зафиксировано 24.12.2015 — $+8,6^{\circ}\text{C}$. Подобные температурные аномалии отмечены и в феврале 2016 года, когда максимальное отклонение среднесуточной температуры от нормы достигало до $+9,1^{\circ}\text{C}$ (03.02.2016), а среднее за месяц отклонение составило $+6,3^{\circ}\text{C}$.

Январь 2016 характеризовался пониженным относительно нормы и показателей января 2015 темпе-

ратурным фоном. Так, среднее за месяц отклонение среднесуточной температуры наружного воздуха от климатической нормы составило $-3,3^{\circ}\text{C}$, а от показателей января 2015 — $-4,6^{\circ}\text{C}$. При этом в ЕЭС России большая доля отрицательных температурных аномалий января пришлась на выходные дни и не оказала существенного влияния на величину максимума потребления мощности в месяце.

В прошедшем ОЗП, как и в ОЗП 2014–2015, длительного периода, характеризующегося пониженным относительно среднесезонных значений температурным фоном, при котором наблюдается рост максимума потребления мощности ЕЭС России, не зафиксировано. Максимум ОЗП 2015–2016 отмечен в конце января 2016, когда отклонение среднесуточной температуры наружного воздуха от среднесезонных значений составило $-4,2^{\circ}\text{C}$.

Влияние температурного фактора является основной причиной изменения величины максимума потребления мощности на территории ЕЭС России в ОЗП. Существенный прирост максимума потребления мощности наблюдается при длительном сохранении пониженных температур наружного воздуха относительно среднесезонных значений. В ОЗП 2015–2016 такой период не отмечен и, как следствие, характерной динамики роста максимума не зафиксировано.

В ОЗП 2015–2016 в Красноярской, Дагестанской, Кубанской и Тывинской энергосистемах установлены новые значения исторического максимума потребления мощности. Превышение максимума потребления мощности над ОЗП 2014–2015 зафиксировано в 5-ти ОЭС и 37-ми территориальных энергосистемах.

По ОЭС Центра, ОЭС Урала, ОЭС Юга и ОЭС Средней Волги, а также по ряду региональных энергосистем максимум потребления мощности в ОЗП 2015–2016 отмечен в тот же период, что и максимум ЕЭС России (в 3-й декаде января 2016).

По территориям всех ОЭС, кроме ОЭС Востока, в 1-ой декаде января 2016 зафиксированы периоды с пониженным относительно среднесезонных значений температурным фоном. Однако, учитывая выходные и праздничные дни, приходящиеся на этот период, роста максимума потребления мощности на фоне низких температур не отмечено.

На протяжении января 2016 среднесуточная температура в ОЭС Сибири не поднималась выше нормы. Среднее за месяц отклонение составило $-4,9^{\circ}\text{C}$, а максимальное — $-10,4^{\circ}\text{C}$. В период с 15.01.2016 по 22.01.2016 температура по ОЭС опускалась ниже нормы в среднем на $-8,3^{\circ}\text{C}$. В этот период в ОЭС Сибири отмечено увеличение потребления мощности, и максимум зафиксирован 18.01.2016 в объеме 30,7 ГВт, превысив прошлогодний на 1,0 ГВт.

С 01.01.2016 по 25.01.2016 в ОЭС Северо-Запада отклонение температуры наружного воздуха от средне-многолетних значений составило $-7,8^{\circ}\text{C}$. Максимум потребления мощности ОЭС отмечен 11.01.2016 при $-18,7^{\circ}\text{C}$ (на $9,8^{\circ}\text{C}$ ниже нормы) и составил 15,0 ГВт (на 0,8 ГВт выше максимума ОЗП 2014–2015). Следует отметить, что в период с 07.01.2016 по 11.01.2016 рост максимума потребления мощности составил порядка 1,4 ГВт, несмотря на выходные и праздничные дни.

ПРЕВЫШЕНИЕ ИСТОРИЧЕСКИХ МАКСИМУМОВ ПОТРЕБЛЕНИЯ МОЩНОСТИ В ОЗП 2015–2016, МВт

НАИМЕНОВАНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ	ИСТОРИЧЕСКИЙ МАКСИМУМ	МАКСИМУМ ОЗП 2014–2015	МАКСИМУМ ОЗП 2015–2016
Красноярская энергосистема	6 577	6 002	6 800
Кубанская энергосистема	4 348	4 164	4 438
в т.ч. Сочинский энергорайон	684	659	689
Дагестанская энергосистема	1 204	1 153	1 230
Тывинская энергосистема	155	154	160



АВАРИЙНОСТЬ

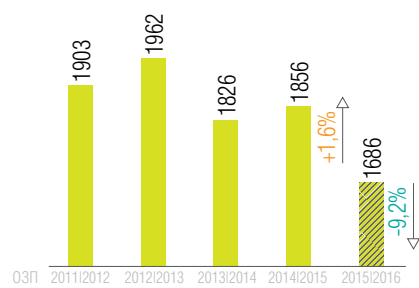
АВАРИЙНОСТЬ ГЕНЕРАЦИИ И ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА ПО ИТОГАМ ОСЕННЕ-ЗИМНЕГО ПЕРИОДА 2015–2016 ГОДОВ

В ОЗП 2015–2016 годов на электрических станциях установленной мощностью 25 МВт и более (далее — электростанции) и на объектах электросетевого хозяйства сетевых компаний и крупных потребителей электроэнергии номинальным классом напряжения 110 кВ и выше (далее — электрические сети) ЕЭС России произошла

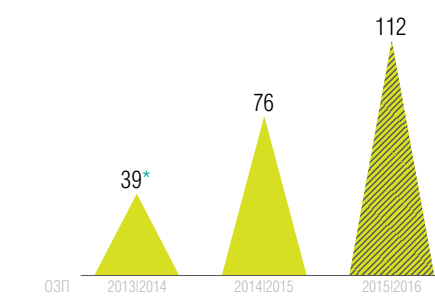
5441 авария, подлежащая расследованию и учету в соответствии с Правилами расследования причин аварий в электроэнергетике.

Снижение аварийности по сравнению с ОЗП 2014–2015 годов составило 6,8%.

АВАРИИ В ГЕНЕРАЦИИ 25 МВТ И ВЫШЕ В ЕЭС РОССИИ, шт.



АВАРИИ В ГЕНЕРАЦИИ В ИЭС РОССИИ, шт.



* без учета количества аварий в генерации Крымского федерального округа

АВАРИИ ПО ВИДАМ ПОВРЕЖДЕННОГО (ОТКАЗАВШЕГО) ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ И ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

ВИДЫ ПОВРЕЖДЕННОГО (ОТКАЗАВШЕГО) ОБОРУДОВАНИЯ И УСТРОЙСТВ	% ОТ ОБЩЕГО КОЛИЧЕСТВА АВАРИЙ		
	ОЗП 2013–2014	ОЗП 2014–2015	ОЗП 2015–2016
котельное оборудование	37,9	38,4	29
турбинное оборудование	19,8	20,3	20,7
вспомогательное тепломеханическое оборудование	8,8	8,4	13,1
оборудование распределительных устройств 110 кВ и выше и трансформаторы	7,1	6,4	6,8
неправильные действия технологических защит и тепловой автоматики	6,1	8,2	8,1
генераторы и синхронные компенсаторы	5,8	5,5	7,5
неправильные действия устройств РЗА	4,6	4,5	3,6
нарушения в работе СДТУ и систем управления энергетическим оборудованием	3	2,5	4,1
аварии в результате ошибочных или неправильных действий оперативного персонала электростанций	3,7	3,7	5



АВАРИИ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ В ОЗП 2015–2016 ГОДОВ

КОМПАНИЯ	КОЛИЧЕСТВО АВАРИЙ, шт.		РОСТ/ СНИЖЕНИЕ
	ОЗП 2014–2015	ОЗП 2015–2016	+/- %
АО «ИНТЕР РАО-Электрогенерация»	130	121	-7
ПАО «ОГК-2»	239	188	-21
ОАО «Э.ОН Россия»	51	54	+6
ПАО «Энел Россия»	97	95	-2
ПАО «РусГидро»	35	40	+14
ОАО «ТГК-1»	49	67	+37
ОАО «ТГК-2»	29	20	-31
ПАО «Мосэнерго»	52	55	+6
ОАО «Квадра»	71	68	-4
ПАО «Т Плюс» (Волжская ТГК)	204	240	+18
ГУ энергетики ООО «ЛУКОЙЛ»	73	79	+8
ОАО «Фортум»	34	31	-8
ОАО «ТГК-11»	59	50	-15
ООО «Сибирская генерирующая компания»	123	84	-32
ПАО «ТГК-14»	15	4	-73
ОАО «ТГК-16»	16	11	-31
ОАО «Иркутскэнерго»	63	51	-19
ПАО «СИБЭКО» (Новосибирск)	15	22	+47
ОАО «Генерирующая компания» (Татарстан)	25	36	+44
ООО «Башкирская ГК»	39	23	-41
ОАО «Курганская ГК»	12	4	-67
ОАО «ДГК»	105	63	-40
ОАО «Концерн Росэнергоатом»	39	30	-23
Иные собственники ТЭС	281	250	-10
Всего на электростанциях ЕЭС России	1 856	1 686	-9,2

ПОДГОТОВКА, ПРОХОЖДЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ ИТОГИ ОЗП 2015–2016



Генерирующие компании, на объектах которых произо-
шел наибольший рост аварийности:

- **ОАО «СИБЭКО»** на 47%, в том числе:
 - Новосибирская ТЭЦ-3 в 2 раза (с 3 до 6 аварий);
 - Новосибирская ТЭЦ-4 на 40% (с 5 до 7 аварий).
- **ОАО «Генерирующая компания»** (Республика Татар-
стан) на 44%, в том числе:
 - Казанская ТЭЦ-2 на 83% (с 8 до 11 аварий). Не-
правильные действия технологических защит — 45%
всех аварий;
 - Набережночелнинская ТЭЦ в 3,3 раза (с 3 до 13 ава-
рий). Повреждение котельного оборудования
составило — 31% аварий, неправильные действия
технологических защит — 31% аварий.
- **ОАО «ТГК-1»** на 37%, в том числе:
 - Автовская ТЭЦ-15 — 6 аварий (в ОЗП 2014–2015 года
аварий не было). Ошибочные или неправильные
действия персонала — 83% от всех аварий;
 - Первомайская ТЭЦ-14 на 50%. Повреждение
электротехнического оборудования — 33% аварии,
ошибочные действия оперативного персонала —
22% аварий;
 - Василеостровская ТЭЦ-7 с 1 до 5 аварий. Непра-
вильные действия технологических защит — 40%
аварий.
- **ПАО «Т Плюс»** на 37%, в том числе:
 - Воркутинская ТЭЦ-2 в 2,3 раза. (повреждение ко-
тельного оборудования — 80% аварий, в том числе
повреждение поверхностей нагрева котлов — 37%
аварий);
 - Нижнетуринская ГРЭС в 4,7 раза (высокая аварий-
ность новых ПГУ-230: ПГУ-1 и ПГУ-2, введенных
в 2015 году). **Основные причины:** неправильные
действия защитных устройств и автоматики из-за не-
достатков монтажа и наладки;
 - Кировская ТЭЦ-5 в 3,5 раза (повреждение вспомо-
гательного тепломеханического оборудования);
 - Новочебоксарская ТЭЦ-3 — 14 аварий
(в ОЗП 2014–2015 года аварий не было), рост

обусловлен высокой аварийностью на новом ТА
ст. № 7 (введен 23.02.2014) — 8 аварий. **Основные
причины:** неисправности турбинного оборудования
из-за дефектов монтажа, неправильные действия
защитных устройств и автоматики из-за дефектов
изготовления и недостатков монтажа.

Как видно из сравнительной статистики итогов работы
в последних двух ОЗП, приведенной выше, наибольший
рост аварийности отмечен в компаниях
АО «СИБЭКО» (+47%), ОАО «Генерирующая компания»
(Республика Татарстан) (+44%), ОАО «ТГК-1» (+37%),
ПАО «Т Плюс» (+37%).

Тенденция роста аварийности из перечисленных
компаний по итогам работы за 2015 год (в сравнении
с 2014 годом) наблюдается по АО «СИБЭКО» (+88%),
ОАО «Генерирующая компания» (Республика Татарстан)
(+33%) и ПАО «Т Плюс» (+4,5%).

В компании ОАО «ТГК-1» по итогам работы за 2015 год
отмечено снижение аварийности на 16%.

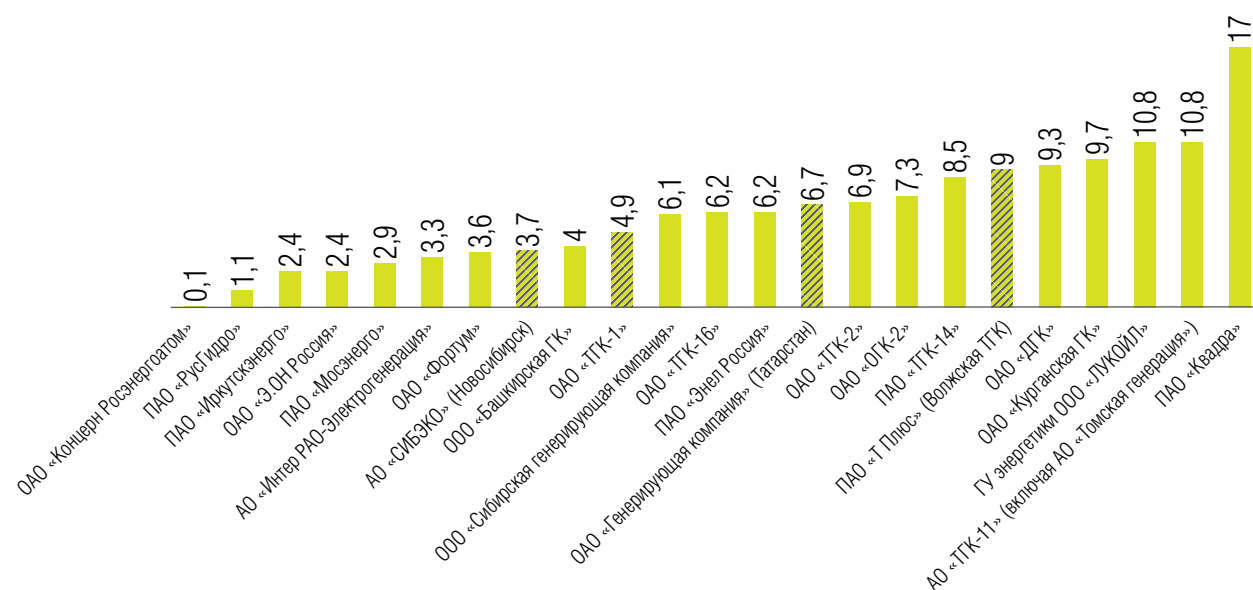
Вместе с тем, имеются компании, в которых отмечен
рост количества аварий и за период ОЗП, и за 2015 год:
ОАО «Э. ОН Россия» (+6% и +26%), ПАО «Мосэнерго»
(+6% и +7%).

Стоит отметить, что ряд компаний имеет устойчивую
тенденцию к снижению количества аварий за указан-
ные периоды: ОАО «ТГК-2» (–31% и –32%), ПАО «Квадра»
(–4% и –25%), ОАО «Фортум» (–8% и –15%), ОАО «ТГК-11»
(–15% и –29%), ОАО «Иркутскэнерго» (–19% и –13%),
ООО «Башкирская ГК» (–41% и –27%), ОАО «Курганская
ГК» (–67% и –42%), ОАО «Концерн Росэнергоатом»
(–23% и –20%).

Наряду с таким показателем как количество аварий, су-
ществует ряд других удельных показателей аварийности.

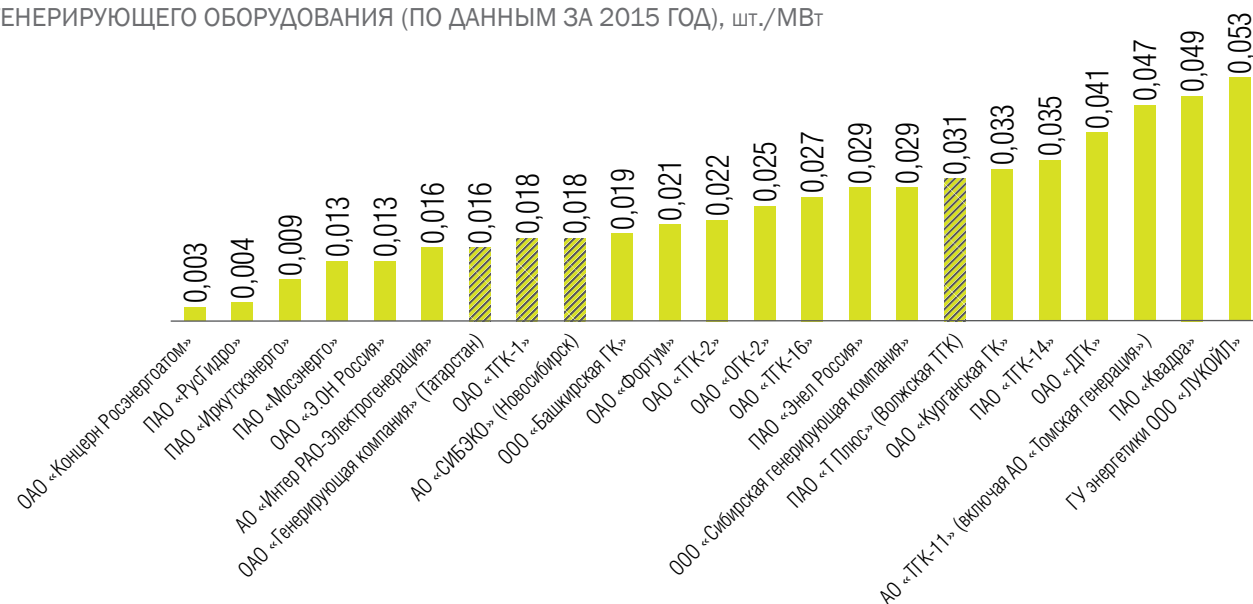
В целях оценки уровня удельной аварийности в субъек-
тах электроэнергетики проведен сравнительный анализ
по отдельным субъектам.

УДЕЛЬНАЯ АВАРИЙНОСТЬ ПО КОЛИЧЕСТВУ АВАРИЙ ОТНОСИТЕЛЬНО ОБЪЕМА ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (ПО ДАННЫМ ЗА 2015 ГОД), ШТ./МЛРД КВт·ч



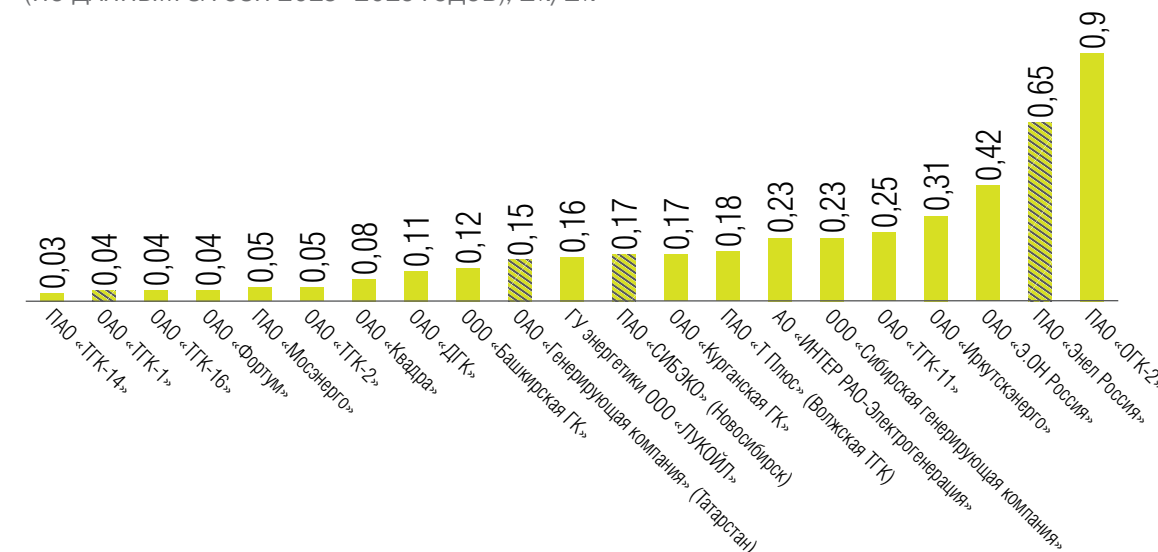
Удельная аварийность по количеству аварий на объем выработанной электрической энергии, приходящаяся на все компании — 2,05, ниже которой значение этого же показателя только у 2 компаний. При этом, максимальное значение удельной аварийности на объем выработанной электрической энергии среди всех генерирующих компаний приходится на ПАО «Квадра» — 17,0.

УДЕЛЬНАЯ АВАРИЙНОСТЬ ПО КОЛИЧЕСТВУ АВАРИЙ ОТНОСИТЕЛЬНО МОЩНОСТИ УСТАНОВЛЕННОГО ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ (ПО ДАННЫМ ЗА 2015 ГОД), ШТ./МВт



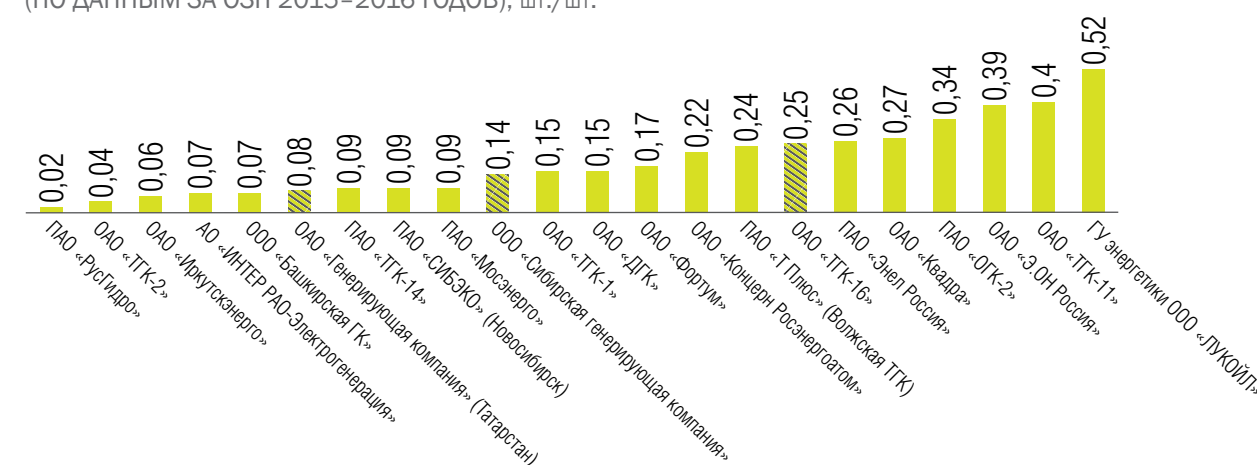
Удельная аварийность по количеству аварий на суммарную мощность установленного генерирующего оборудования, приходящаяся на все компании — 0,018, ниже которой значение этого же показателя у 9 компаний. Максимальное значение удельной аварийности на объем выработанной электрической энергии среди всех генерирующих компаний приходится на ООО «ЛУКОЙЛ» — 0,053.

УДЕЛЬНАЯ АВАРИЙНОСТЬ ПО КОЛИЧЕСТВУ АВАРИЙ НА КОТЕЛЬНОМ ОБОРУДОВАНИИ ОТНОСИТЕЛЬНО КОЛИЧЕСТВА ЕДИНИЦ УСТАНОВЛЕННОГО КОТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ (ПО ДАННЫМ ЗА ОЗП 2015–2016 ГОДОВ), ШТ./ШТ.



Удельная аварийность по количеству произошедших на котельном оборудовании аварий на количество единиц котельного оборудования, приходящаяся на все компании — 0,22, ниже которой значение этого же показателя у большинства компаний (14 из 21). Максимальное значение этого показателя среди всех генерирующих компаний приходится на ПАО «ОГК-2» — 0,9.

УДЕЛЬНАЯ АВАРИЙНОСТЬ ПО КОЛИЧЕСТВУ АВАРИЙ НА ТУРБИННОМ ОБОРУДОВАНИИ ОТНОСИТЕЛЬНО КОЛИЧЕСТВА ЕДИНИЦ УСТАНОВЛЕННОГО ТУРБИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ (ПО ДАННЫМ ЗА ОЗП 2015–2016 ГОДОВ), ШТ./ШТ.



Удельная аварийность по количеству произошедших на турбинном оборудовании аварий на количество единиц турбинного оборудования, приходящаяся на все компании — 0,15, ниже которой значение этого же показателя у половины компаний (12 из 21). Максимальное значение этого показателя среди всех генерирующих компаний приходится на ООО «ЛУКОЙЛ» — 0,52.

Как видно из представленных значений удельных показателей аварийности, компании, допустившие значительный рост количества аварий по итогам прошедшего ОЗП, имеют показатели удельной аварийности на уровне средних значений, за исключением аварийности на котельном оборудовании, где компания ПАО «Т Плюс» имеет одни из самых высоких показателей — 0,65.

Данный факт еще раз подтверждает необходимость разработки комплексных показателей оценки уровня аварийности генерирующих компаний.

Более объективным показателем аварийности, учитывающим время нахождения блочного генерирующего оборудования в аварийном ремонте, является коэффициент аварийности.

Коэффициент аварийности — один из показателей аварийности, характеризующий техническое состояние и работоспособность оборудования.

Коэффициент аварийности определяется как отношение длительности нахождения оборудования (энергоблока, энергообъекта) в аварийном ремонте к суммарному времени нахождения этого оборудования в работоспособном состоянии (в работе, резерве).

$$K_{\text{ав бл}} = \frac{\sum T_{\text{ав}}}{\sum T_{\text{раб}} + \sum T_{\text{рез}}}$$

 $\sum T_{\text{ав}}$

приведенная к установленной мощности суммарная продолжительность аварийных ремонтов энергоблока и иного оборудования электростанции, которые привели к аварийному снижению мощности энергоблока на величину 50 МВт и более, за расчетный период

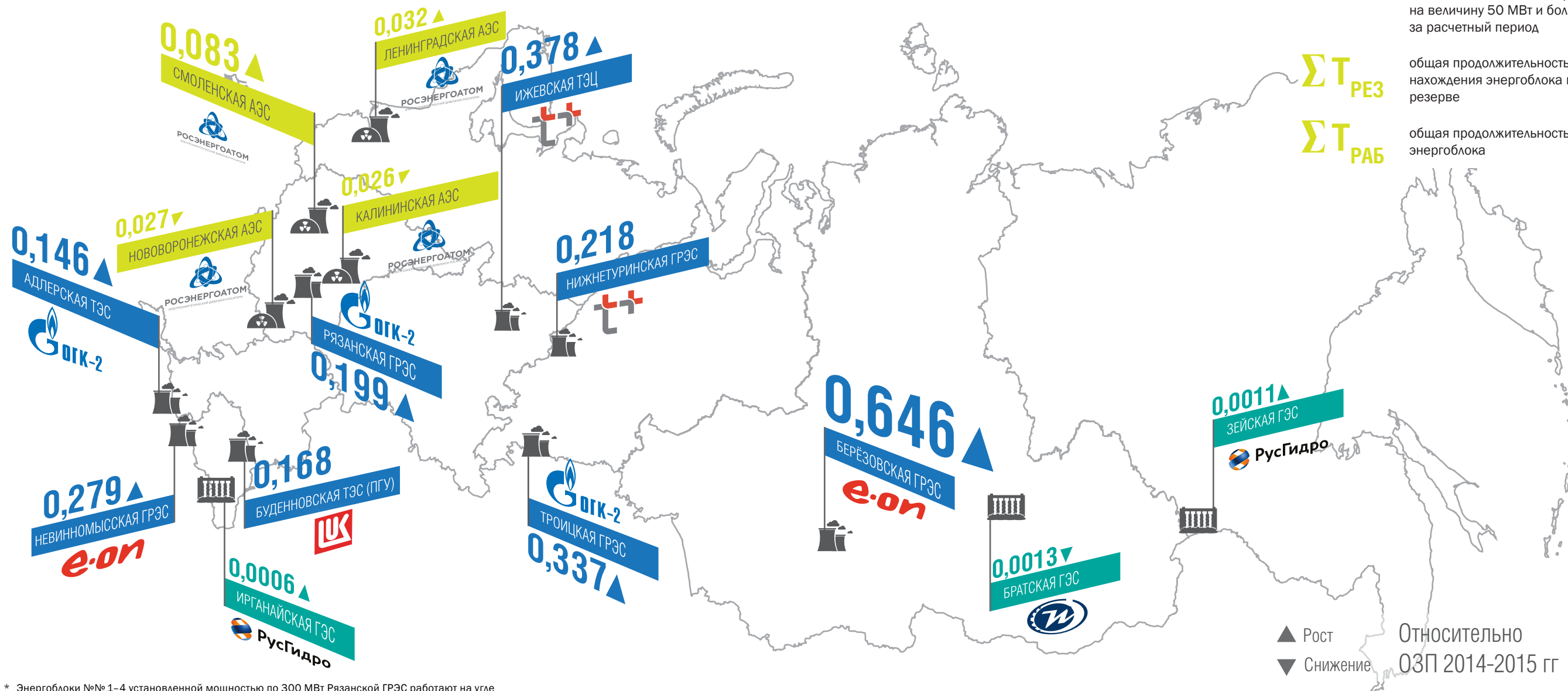
 $\sum T_{\text{рез}}$

общая продолжительность нахождения энергоблока в холодном резерве

 $\sum T_{\text{раб}}$

общая продолжительность работы энергоблока

ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ С КОЭФФИЦИЕНТОМ АВАРИЙНОСТИ ВЫШЕ СРЕДНЕГО ЗНАЧЕНИЯ



* Энергоблоки №№ 1–4 установленной мощностью по 300 МВт Рязанской ГРЭС работают на угле

КОЭФФИЦИЕНТ АВАРИЙНОСТИ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ С ЭНЕРГОБЛОКАМИ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТЬЮ 150 МВт И БОЛЕЕ В 2015 ГОДУ

ТИП СТАНЦИИ	СРЕДНЕЕ ЗНАЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА АВАРИЙНОСТИ		КОЛ-ВО АВАРИЙ, шт.	
	ОЗП 2014–2015	ОЗП 2015–2016	ОЗП 2014–2015	ОЗП 2015–2016
Электростанции с пылеугольными энергоблоками	0,202	0,118	366	334
Электростанции с газо-мазутными энергоблоками и ПГУ	0,029	0,021	342	366
Атомные электростанции	0,020	0,025	26	23
Гидроэлектростанции	0,007	0,0004	10	9

В ОЗП 2015–2016 коэффициент аварийности существенно выше среднего значения по аналогичным типам электростанций имеет генерирующее оборудование следующих электростанций:

- Березовская ГРЭС: выше среднего значения в 5,5 раза;
причина: длительные аварийные ремонты энергоблока № 3 из-за повреждения в декабре 2015 года ротора ЦВД турбины и пожара в феврале 2016 года вследствие разгерметизации мазутопровода с повреждением котлоагрегата;
- Троицкая ГРЭС: выше среднего значения в 2,9 раза;
причина: длительные аварийные ремонты энергоблока № 8 из-за дефектов в системе охлаждения ротора генератора и свищей на поверхностях нагрева;
- Рязанская ГРЭС (энергоблоки 300 МВт (№№ 1–4): выше среднего значения в 1,7 раза;
причина: многочисленные аварийные ремонты, связанные с устранением свищей на поверхностях нагрева;
- Ижевская ТЭЦ-1: выше среднего значения в 18 раз;
причина: длительный аварийный ремонт генератора паровой турбины ПГУ из-за повреждения обмоток статора вследствие замыкания при их увлажнении (повреждены трубки газоохладителей);
- Невинномысская ГРЭС: выше среднего значения в 13 раз;
причина: длительный аварийный ремонт ПГУ из-за по-

вреждения лопаточных аппаратов ступеней в проточной части компрессора газовой турбины;

- Нижнетуринская ГРЭС (ПГУ-1, 2 введены в эксплуатацию соответственно в сентябре и ноябре 2015 года): выше в 10 раз;
причина: продолжительные аварийные ремонты ПГУ-1 связанные с неисправностью ПЭН, с дефектами и ошибками в заложенных алгоритмах АСУ ТП; продолжительные аварийные ремонты ПГУ-2 из-за свища на ГПЗ, неисправности подшипника цирк.насоса, дефектов в системе подготовки газа ГТУ;
- Буденовская ТЭС: выше в 8 раз;
причина: многочисленные аварийные ремонты введенной в 2015 году ПГУ, вызванные дефектами и ошибками в алгоритмах АСУ ТП, допущенными при монтаже и наладке оборудования ПГУ;
- Адлерская ТЭС: выше в 7 раз;
причина: продолжительный аварийный ремонт генератора паровой турбины ПГУ-1 из-за повреждения ЩКА;
- Смоленская АЭС: выше среднего значения в 3,3 раза;
причина: аварийный ремонт энергоблока № 2 из-за течи в нижних водяных коммуникациях;
- Ленинградская АЭС: выше в 1,3 раза;
причина: аварийный ремонт энергоблока № 1 вследствие ложной работы технологической защиты из-за воздействия электромагнитной наводки на кабель датчиков, а также аварийный ремонт энергоблока № 2 из-за повреждения участка трубопровода редуцированного пара;

- Нововоронежская АЭС: выше в 1,1 раза;
причина: аварийные ремонты энергоблоков №№ 4 и 5 из-за неплотностей трубопроводов;
- Калининская АЭС: выше в 1,04 раза;
причина: аварийные ремонты из-за дефектов в цепях защит энергоблока № 1, запорной арматуры энергоблока № 2 и в системе регулирования энергоблока № 4;
- Братская ГЭС: выше среднего значения в 3,7 раза;
причина: аварийный ремонт гидрогенератора № 12 из-за прорыва пожарного трубопровода (сушка статора) и аварийный ремонт гидрогенератора № 15 из-за повреждения кабеля 220 кВ;
- Зейская ГЭС: выше среднего значения в 3,1 раза;
причина: аварийный ремонт гидрогенератора № 2

из-за снижения сопротивления изоляции вспомогательного генератора системы возбуждения вследствие загрязнения контактно-щеточного аппарата и контактных колец;

- Ирганайская ГЭС: выше среднего значения в 1,7 раза; **причина:** аварийный ремонт гидрогенераторов №№ 1 и 2 из-за ложной работы дистанционной защиты гидрогенератора № 2 вследствие самопроизвольного отключения автомата цепей напряжения.

По значениям коэффициентов аварийности ПАО «Т Плюс» также **имеет одни из самых высоких показателей в стране** и компании **требуется принять неотложные исчерпывающие меры по улучшению ситуации с аварийностью.**



ПРЕКРАЩЕНИЯ ПУСКОВЫХ ОПЕРАЦИЙ И НАРУШЕНИЯ НОРМАТИВА ПУСКА ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ В ОЗП 2015–2016 гг.

- В ОЗП 2015–2016 на генерирующем оборудовании установленной мощности 50 МВт и более электростанций ЕЭС России произошло:

 - 62 прекращения пусковых операций (на 38% меньше, чем в ОЗП 2014–2015);
 - 48 нарушений нормативного времени пуска на 1 час и более (на 32% меньше, чем в ОЗП 2014–2015).
- В ОЗП 2015–2016 наибольшее количество прекращения пусковых операций и нарушений нормативного времени включения допущено на электростанциях:

 - Красноярская ГРЭС-2 (ОГК-2): 6 прекращений пуска и 2 нарушения норматива времени пуска;
 - Рефтинская ГРЭС (Энел Россия): 2 прекращения пуска и 5 нарушений норматива времени пуска;
 - Верхнетагильская ГРЭС (ИНТЕР РАО — Электрогенерация): 3 прекращения пуска и 3 нарушения норматива времени пуска.

ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ ПРЕКРАЩЕНИЯ ПУСКОВЫХ ОПЕРАЦИЙ, %

	ОЗП 2014–2015	ОЗП 2015–2016
свищи на котельном и турбинном оборудовании,	27	24
в том числе свищи в топке котла	17	17
повреждение запорной и регулирующей арматуры котельного и турбинного оборудования	14	22
повреждение подшипников основного и вспомогательного оборудования	8	9
неисправности в системах регулирования или парораспределения турбин	9	6

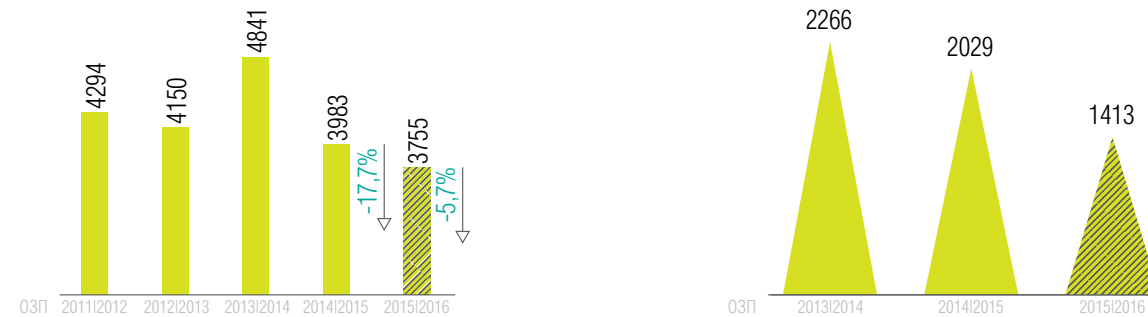
ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ НАРУШЕНИЙ НОРМАТИВА ПУСКА, %

	ОЗП 2014–2015	ОЗП 2015–2016
неисправность запорной и регулирующей арматуры котельного или турбинного оборудования	22	43
неисправности в системах регулирования или парораспределения турбин	5	8
неисправность электротехнического оборудования	8	8
сбой в программном обеспечении АСУ ТП и неисправность технологических защит и автоматики	5	6

ПОДГОТОВКА, ПРОХОЖДЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ ИТОГИ ОЗП 2015–2016



АВАРИИ В ЭЛЕКТРОСЕТЯХ 110 КВ И ВЫШЕ В ЕЭС, шт. АВАРИИ В ЭЛЕКТРОСЕТЯХ В ИЭС РОССИИ, шт.



АВАРИИ ПО ВИДАМ ПОВРЕЖДЕННОГО (ОТКАЗАВШЕГО) ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

ВИДЫ ОБОРУДОВАНИЯ И УСТРОЙСТВ	% ОТ ОБЩЕГО КОЛИЧЕСТВА АВАРИЙ		
	ОЗП 2013–2014	ОЗП 2014–2015	ОЗП 2015–2016
линии электропередачи 110 кВ и выше	75,9	70,5	63,7
подстанционное оборудование 110 кВ и выше	17,4	19,4	23,5
неправильные действия устройств релейной защиты и автоматики	4,3	5,5	6,1
нарушения в работе СДТУ	1,5	3,6	5,2
аварии в результате ошибочных или неправильных действий оперативного персонала	0,3	0,3	0,8

АВАРИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 110 КВ И ВЫШЕ

КОМПАНИЯ	КОЛИЧЕСТВО АВАРИЙ, шт.		РОСТ/ СНИЖЕНИЕ
	ОЗП 2014–2015	ОЗП 2015–2016	+/- %
ПАО «Россети», в том числе:	3 350	2 969	-11
ПАО «ФСК ЕЭС»	438	385	-12
МРСК и отдельные РСК в том числе:	2 912	2 584	-11
ПАО «МРСК Центра»	264	289	+9
ПАО «МРСК Северо-Запада»	255	192	-25
ОАО «МРСК Урала»	267	238	-11
ПАО «МРСК Сибири»	332	240	-28
ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	220	210	-5
ПАО «МРСК Волги»	337	294	-13
ПАО «МРСК Юга»	400	211	-47
ПАО «Кубаньэнерго»	126	157	+25
ПАО «МРСК Северного Кавказа»	289	302	+4
ПАО «Ленэнерго»	102	83	-19
АО «Тюменьэнерго»	88	128	+45
ПАО «МОЭСК»	191	187	-2
АО «Янтарьэнерго»	20	30	+50
ПАО «Томская РК»	21	23	+10

КОМПАНИЯ	КОЛИЧЕСТВО АВАРИЙ, шт.		РОСТ/ СНИЖЕНИЕ
	ОЗП 2014–2015	ОЗП 2015–2016	+/- %
Прочие электросетевые компании, в том числе:	391	362	-8
ОАО «Сетевая компания» (Татарстан)	54	55	+2
ОАО «БЭСК»	67	83	+24
ОАО «Иркутская ЭСК»	56	43	-23
АО «РЭС» (Новосибирск)	50	42	-16
АО «ДРСК»	131	107	-18
ОАО «Курганэнерго»	33	32	-3
ОАО «РЖД»	98	137	+40
Иные собственники электрических сетей	144	287	+99
Всего в электрических сетях ЕЭС России	3 983	3 755	-5,7

Общее снижение аварийности в электрических сетях ОЗП 2015–2016 годов связано со снижением природно-климатических воздействий на ЛЭП по сравнению с предыдущим ОЗП, количество аварийных отключений ЛЭП

вследствие образования гололедно-изморозевых отложений снизилось с 481 до 310 аварий (–35%), количество проведенных плавок гололеда с 919 до 398 шт. (–57%) из-за воздействия ветровых нагрузок с 752 до 635 аварий (–15%).

	ОЗП 2013–2014	ОЗП 2014–2015	ОЗП 2015–2016
Количество аварийных отключения из-за гололедообразования, шт.	420	481	310
Количество проведенных плавок гололеда, шт.	538	919	398
Количество аварийных отключения из-за воздействия ветровых нагрузок, шт.	915	752	635

Вместе с тем в период с 1 по 12 января 2016 года на территории Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов происходило нехарактерное для региона активное образование изморозевых отложений (куржака) на проводах и грозотросах ВЛ (размером от 70 до 150 мм). Воздействие таких сверхнормативных механических нагрузок на грозотросы и провода ВЛ приводило к многочисленным аварийным отключениям ВЛ 110–220 кВ вследствие уменьшения межизоляционных расстояний или обрыв и расплетений проводов (грозотросов) — 39 аварий в сетях АО «Тюменьэнерго» (31% аварий в компании за период ОЗП 2015–2016 годов).

Не смотря на снижение аварийности в электрических сетях, исходя из сравнительной аварийности по итогам работы в последних двух ОЗП, приведенной выше, имеются компании с ее ростом: АО «Тюменьэнерго»

(45%), АО «Янтарьэнерго» (50%), ПАО «Кубаньэнерго» (25%), ОАО «Башкирская электросетевая компания» (24%), ПАО «Томская РК» (10%), ПАО «МРСК Центра» (9%), ОАО «РЖД» (40%) и в сетях иных собственников (99%).

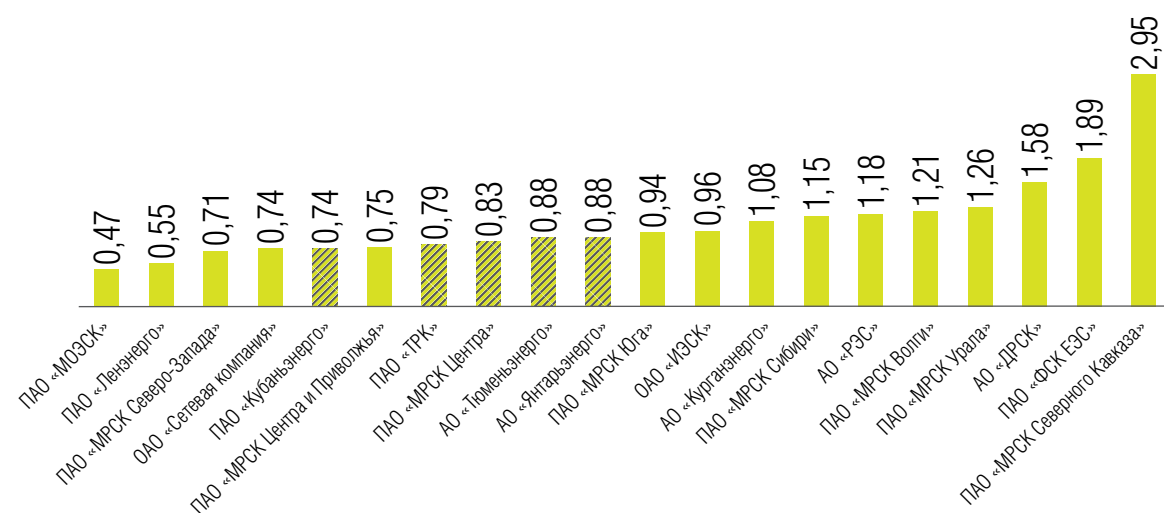
Тенденция роста аварийности по итогам работы за 2015 год из перечисленных выше компаний (в сравнении с 2014 годом) наблюдается по АО «Тюменьэнерго» (6%), ОАО «РЖД» (12%) и в сетях иных собственников (47%).

В остальных компаниях по итогам работы за 2015 год отмечено снижение аварийности.

В целях оценки уровня удельной аварийности в субъектах электроэнергетики проведен сравнительный анализ по отдельным субъектам.

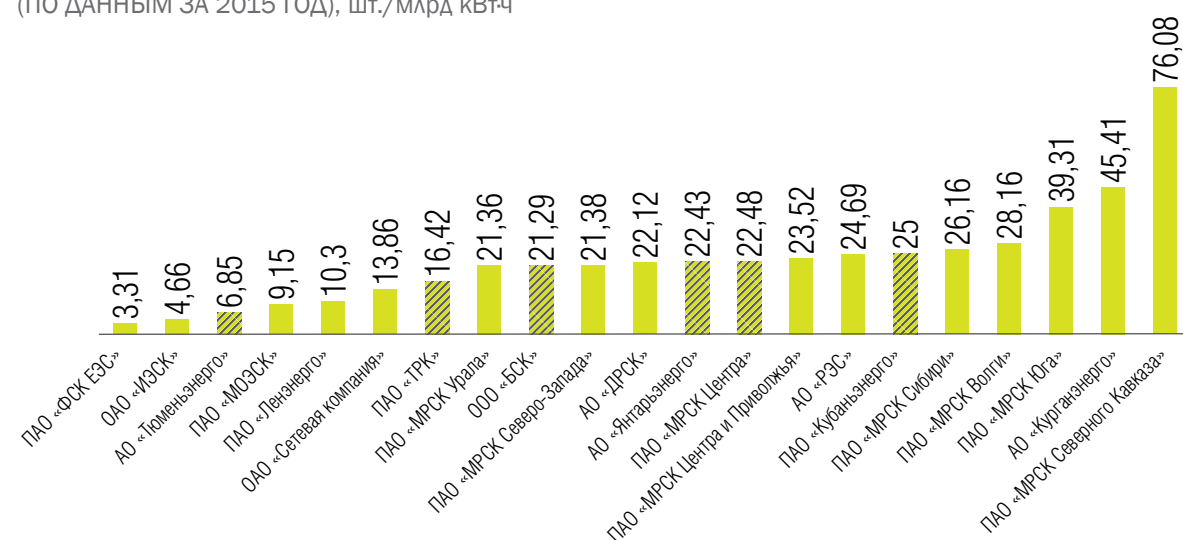


УДЕЛЬНАЯ АВАРИЙНОСТЬ ПО КОЛИЧЕСТВУ АВАРИЙ НА ТЫС. У.Е. (ПО ДАННЫМ ЗА 2015 ГОД), ШТ./ТЫС.У.Е.



Удельная аварийность по количеству аварий на тыс. у.е., приходящаяся на все компании — 1,03, ниже которой значение этого же показателя у большинства компаний (12 из 21). При этом, максимальное значение удельной аварийности на тыс. у.е. среди всех сетевых компаний приходится на **ОАО «Башкирская Сетевая Компания» — 20,85.**

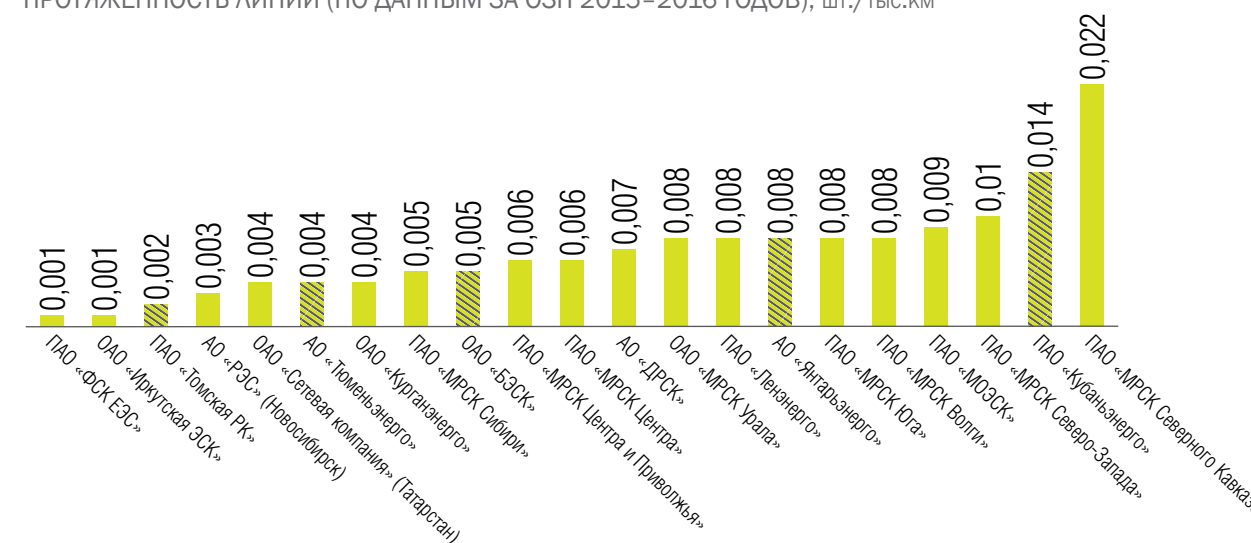
УДЕЛЬНАЯ АВАРИЙНОСТЬ ПО КОЛИЧЕСТВУ АВАРИЙ НА ОБЪЕМ ПЕРЕДАННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (ПО ДАННЫМ ЗА 2015 ГОД), ШТ./МЛРД КВТ·Ч



Удельная аварийность по количеству аварий на объем переданной э/э, приходящаяся на все компании — 12,56 шт./млрд кВт·ч, ниже которой значение этого же показателя только у 5 компаний из 21.

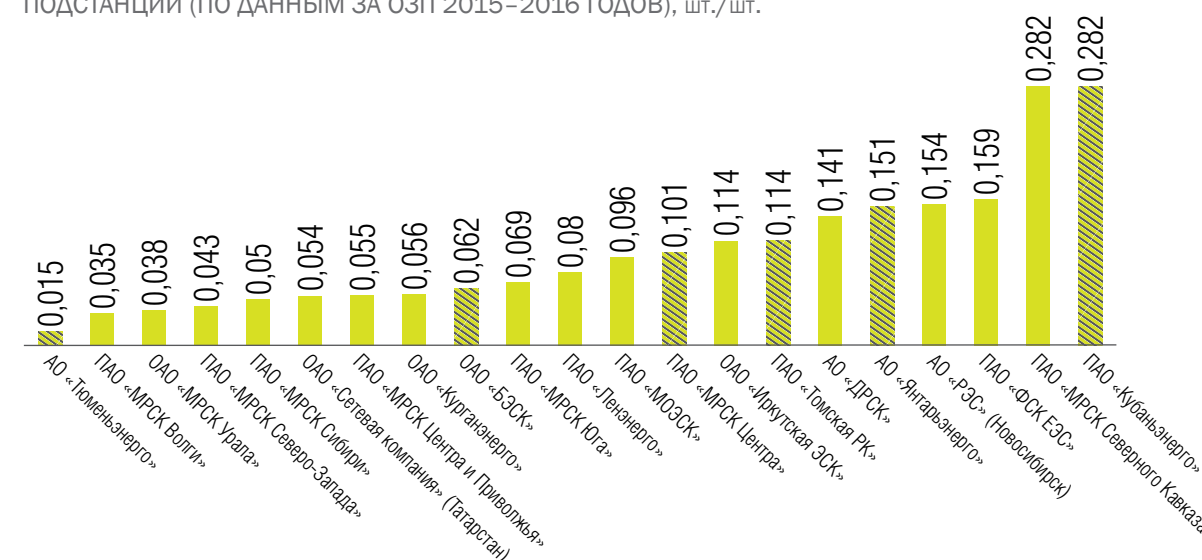
ПОДГОТОВКА, ПРОХОЖДЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ ИТОГИ ОЗП 2015–2016

УДЕЛЬНАЯ АВАРИЙНОСТЬ ПО КОЛИЧЕСТВУ АВАРИЙ НА ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ НА СУММАРНУЮ ПРОТЯЖЕННОСТЬ ЛИНИЙ (ПО ДАННЫМ ЗА ОЗП 2015–2016 ГОДОВ), ШТ./ТЫС.КМ



Удельная аварийность по количеству аварий на ЛЭП на протяженность линий электропередач, приходящаяся на все компании — 0,005 шт./тыс.км, ниже которой значение этого же показателя только у 9 компаний из 21.

УДЕЛЬНАЯ АВАРИЙНОСТЬ ПО КОЛИЧЕСТВУ АВАРИЙ НА ПОДСТАНЦИОННОМ ОБОРУДОВАНИИ НА КОЛИЧЕСТВО ПОДСТАНЦИЙ (ПО ДАННЫМ ЗА ОЗП 2015–2016 ГОДОВ), ШТ./ШТ.



Удельная аварийность по количеству аварий на подстанционном оборудовании на количество подстанций, приходящаяся на все компании — 0,084 шт./шт., ниже которой значение этого же показателя у половины компаний (11 из 21).

Проведенный анализ показателей удельной аварийности показал, что в **ПАО «МРСК Северного Кавказа»** и **ПАО «Кубаньэнерго»** одни из самых высоких в отрасли показатели удельной аварийности.

ности, что в совокупности с постоянным уровнем на протяжении последних 3-х лет количества аварий подтверждает складывающуюся критическую ситуацию.

АВАРИИ С СИСТЕМНЫМИ ПОСЛЕДСТВИЯМИ В ОЗП 2015–2016 ГОДОВ

В ОЗП 2015–2016 годов на объектах электроэнергетики ЕЭС России произошло 20 аварий с системными последствиями.

Из общего количества аварий с системными последствиями 7 аварий привели к прекращению электроснабжения потребителей электроэнергии в объеме более 100 МВт.

Максимальная мощность отключенных потребителей электроэнергии составила 250 МВт (авария на Автовской ТЭЦ с выделением Первомайской ТЭЦ, Василеостровской ТЭЦ и Автовской ТЭЦ с прилегающим энерго-районом на изолированную от ЕЭС России работу).

ПРИЧИНЫ АВАРИЙ	ОЗП 2013–2014	ОЗП 2014–2015	ОЗП 2015–2016
Неправильная работа устройств РЗА, в том числе:	32%	52%	41%
недостатки эксплуатации (неправильные действия собственного либо подрядного персонала РЗА, неправильная настройка параметров устройств)	20%	30%	25%
Повреждения на ВЛ	24%	18%	22%
Повреждение оборудования электростанций, ПС	32%	21%	22%
Неправильные действия оперативного персонала	12%	3%	9%
Прочие	-	6%	6%

Основной причиной системных аварий в ОЗП 2015–2016 годов являлась неправильная работа устройств РЗА (41%), в том числе из-за неправильных действий собственного либо подрядного персонала РЗА, включая неправильную настройку параметров устройств (25%). Также причинами неправильной работы устройств РЗА являлась неисправность устройств, реле или цепей РЗА (6%), дефекты проекта (6%), дефекты монтажа или наладки (3%).

Повреждения на ВЛ явились причинами возникновения 22% аварий. Основные причины:

- неудовлетворительное техническое состояние фундаментов или элементов опор, линейной арматуры, провода, грозозащитного троса — 13%,
- воздействие сверхрасчетных ветровых нагрузок, гололеда, грозовых перенапряжений — 9%.

Повреждение оборудования из-за неудовлетворительно-го технического состояния, некачественного выполнения ремонтных работ, неправильных действий собственного либо подрядного ремонтного персонала, дефектов монтажа или наладки явилось причинами 22% аварий с системными последствиями.

НАРУШЕНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ МОЩНОСТЬЮ 10 МВТ И БОЛЕЕ

КОЛИЧЕСТВО АВАРИЙ В ЕЭС РОССИИ, ПРИВЕДШИХ К ПРЕКРАЩЕНИЮ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ НА ВЕЛИЧИНУ 10 МВТ И БОЛЕЕ, шт.

ОЗП 2013–2014	ОЗП 2014–2015	ОЗП 2015–2016
273	146	145

59% (60% в ОЗП 2014–2015) **аварий**, в результате которых прекращалось электроснабжение потребителей мощностью 10 МВт и более, связаны с **повреждением ЛЭП** и происходили из-за:

- междуфазных перекрытий в результате схлеста проводов при порывах ветра, налипания ГИО, падений деревьев из лесного массива, приведших к обрыву или замыканию проводов ВЛ — 33%;
- повреждений изоляторов ВЛ из-за неудовлетворительного технического состояния — 7%;
- воздействий посторонних лиц, не участвующих в производственном процессе в том числе — 4%;
- механических повреждений грозотросов ВЛ (обрывы, расплетение отдельных жил) из-за неудовлетворительного технического состояния — 2%;
- механических повреждений опор, траверс ВЛ из-за неудовлетворительного технического состояния (излом в результате старения, загнивания) — 2%.

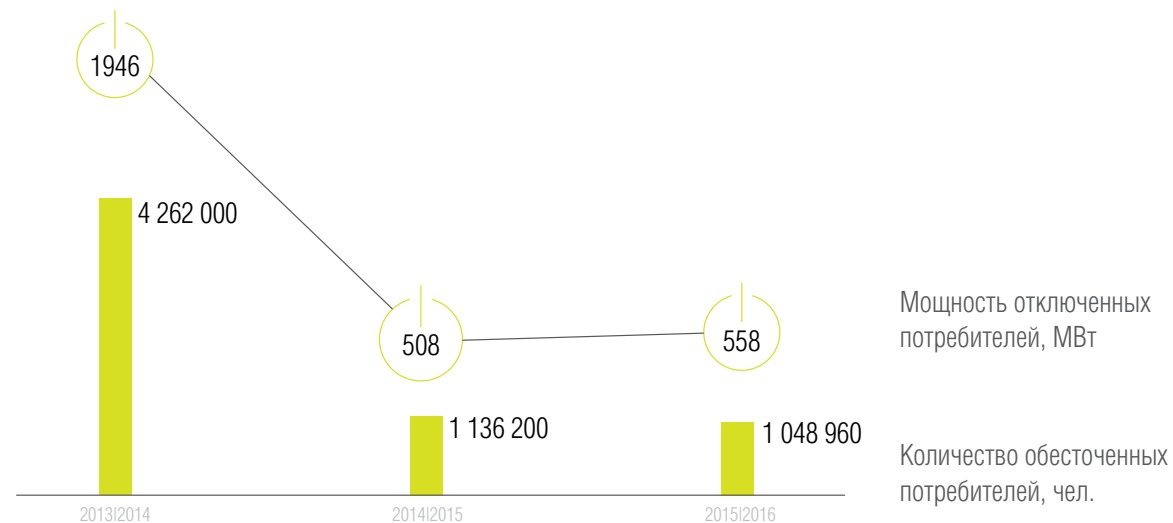
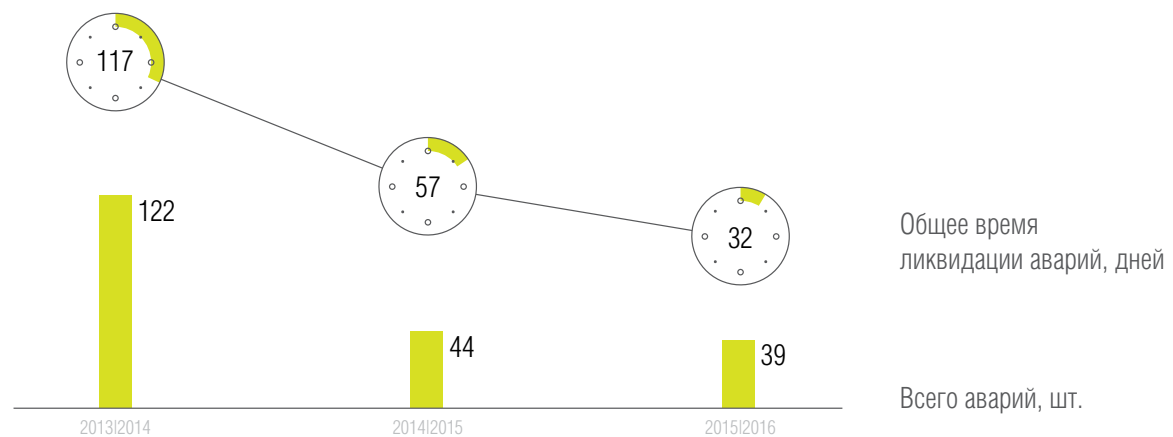
28% (27% в ОЗП 2014–2015) **аварий** произошло из-за **повреждения электротехнического оборудования ПС и ОРУ электростанций**, из них:

- выключателей — 7%;
- произошедших из-за ошибочных действий оперативно-го персонала — 6%;
- разъединителей — 4%;
- трансформаторов — 3%;
- кабельных линии, ошиновки — 2%.

12% (12% в ОЗП 2014–2015) **аварий** произошли из-за **неправильной работы РЗА**.

Основные причины: нарушение изоляции во вторичных цепях, нарушение контакта в соединениях; ошибочные действия персонала служб РЗА (при производстве работ в цепях РЗА, расчете или выставлении уставок).

МАССОВЫЕ НАРУШЕНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ БЫТОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ



«СРЕДНЯЯ АВАРИЯ»



ФЕДЕ- РАЛЬ- НЫЙ ОКРУГ	2013–2014			2014–2015			2015–2016		
	КОЛ-ВО АВАРИЙ, шт.	КОЛ-ВО ОТКЛ-Х БЫТОВЫХ ПОТРЕБИ- ТЕЛЕЙ, ЧЕЛ.	МОЩНОСТЬ ОТКЛ-Х ПОТРЕБИ- ТЕЛЕЙ, МВт	КОЛ-ВО АВАРИЙ, шт.	КОЛ-ВО ОТКЛ-Х БЫТОВЫХ ПОТРЕБИ- ТЕЛЕЙ, ЧЕЛ.	МОЩНОСТЬ ОТКЛ-Х ПОТРЕБИ- ТЕЛЕЙ, МВт	КОЛ-ВО АВАРИЙ, шт.	КОЛ-ВО ОТКЛ-Х БЫТОВЫХ ПОТРЕБИ- ТЕЛЕЙ, ЧЕЛ.	МОЩНОСТЬ ОТКЛ-Х ПОТРЕБИ- ТЕЛЕЙ, МВт
ДФО	7	443 500	107	6	116 350	93	3	499 100	285
СФО	9	94 200	122	7	102 150	46	3	92 300	24
УФО	0	0	0	1	115 900	60	2	54 260	41
ПФО	11	116 600	233	8	265 300	58	5	88 400	29
СЗФО	34	448 300	300	4	31 700	22	12	162 000	111
ЦФО	24	454 200	236	2	17 800	11	4	24 500	13
ЮФО	19	1 160 900	537	11	396 700	175	6	64 800	22
СКФО	18	1 544 300	411	1	15 300	10	2	26 700	19
КФО	0	0	0	4	75 000	33	2	36 900	14
ВСЕГО	122	4 262 000	1 946	44	1 136 200	508	39	1 048 960	558

Из общего количества отключенных бытовых потребителей наибольшее за ОЗП 2015–2016 годов наблюдалось:

СУБЪЕКТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ	КОЛИЧЕСТВО АВАРИЙ, шт.	КОЛИЧЕСТВО ОТКЛЮЧЕННЫХ БЫТОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, ЧЕЛ.	МОЩНОСТЬ ОТКЛЮЧЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, МВт
Ленинградская область	4	81 700	72
Волгоградская область	3	37 200	8
Новгородская область	3	14 700	6
Сахалинская область	3	499 100	285

Минэнерго России ведется постоянный мониторинг еще одного важного показателя — массовые нарушения электроснабжения потребителей.

Проведенный анализ показывает наметившуюся тенденцию к снижению общего количества таких аварий, общего времени ликвидации нарушений электроснабжения и общего количества ограниченных потребителей за период ОЗП 2013–2016 годов.

Вместе с тем, за указанный период мощность отключенных потребителей осталась на уровне ОЗП 2014–2015 годов.

Из данных, представленных в таблицах, видно, что наибольшее количество массовых нарушений электро-снабжения потребителей произошло в Южном (6) и Северо-Западном (12) федеральных округах. При этом, наибольшее количество отключенных потребителей отмечено в Дальневосточном (499 тыс. чел.) и Северо-Западном (162 тыс. чел.) федеральных округах.

Снизилось и среднее время устранения аварии: в ОЗП 2015–2016 годов оно составляет 19 часов 49 минут (в ОЗП 2014–2015 — 29 ч 20 м).

При этом, стоит отметить, что в течение ОЗП 2015–2016 интенсивность штормовых ветров и случаев гололедообразования на ВЛ была ниже по сравнению с предыдущим годом.

В целях недопущения роста количества ограниченных потребителей, а также их мощности, с целью профилактики массовых нарушений электроснабжения потребителей, повышения надежности работы оборудования электрических сетей, в первую очередь в сложных погодных условиях и для снижения негативных последствий воздействия опасных природных явлений на функционирование оборудования подстанций и линий электропере-

дачи в электросетевых компаниях проведены и проводятся следующие мероприятия:

- обеспечение готовности персонала и специальной техники, оснащенность бригад специальными средствами и приспособлениями для проведения аварийно-восстановительных работ;
- создание схем дополнительного резервирования потребителей в распределительных сетях 6–10 кВ;
- организация взаимодействия с подрядными организациями, органами местного самоуправления, МЧС, смежными сетевыми организациями и населением при проведении аварийно-спасательных и аварийно-восстановительных работ.

Ежегодно до начала весеннего паводка и пожароопасного периода на основании соответствующих приказов Минэнерго России издаются распорядительные документы, разрабатываются и проводятся организационно-технические мероприятия, направленные на обеспечение безопасной эксплуатации и надёжного функционирования оборудования электрических сетей. Для контроля и принятия оперативных решений организуется ежедневный мониторинг, передача и анализ оперативной информации.

В части снижения аварийности в результате действия экстремальных гололедных нагрузок при реконструкции применяются современные провода, не подверженные влиянию гололеда, и современная изоляция.

Для снижения аварийности в результате действия экстремальных ветровых нагрузок, обильных осадков осуществляется замена голых проводов ВЛ на СИП.

Одним из основных мероприятий по профилактике аварийных отключений является чистка и доведение до нормативных значений ширины и состояния просек.

НАИБОЛЕЕ КРУПНЫЕ АВАРИИ В ПЕРИОД ОЗП

05.11.2015 на Автовской ТЭЦ (ОАО «ТГК-1») при приближении работающего экскаватора на недопустимое расстояние к открытым токоведущим частям ОРУ 110 кВ и касании экскаватором шлейфа, проходящего от выключателя В-110 кВ Т-3 до шинной развилки 1 ШР 110 кВ и 2 ШР 110 кВ, на шинах 110 кВ Автовской ТЭЦ возникло короткое замыкание. Действием ДЗШ обесточены 1 и 2 секции 110 кВ. Из-за неотключения секционных выключателей 1 СВ 110 кВ и 2 СВ 110 кВ, действием резервных защит отходящих ВЛ 110 кВ с противоположных сторон обесточены 3 и 4 секции 110 кВ. В условиях ремонтной схемы это привело к обесточению потребителей г. Санкт-Петербурга суммарной мощностью 300 МВт численностью населения 24 тысяч человек, выделению на изолированную от ЕЭС России работу двух энергорайонов с дефицитом активной мощности (I район — Первомайская ТЭЦ, Василеостровская ТЭЦ с общей генерацией 124,3 МВт и II район — Автовская ТЭЦ с генерацией 40,2 МВт), снижению нагрузки Юго-Западной ТЭЦ на 180 МВт до 0 без потери собственных нужд, снижению нагрузки Первомайской ТЭЦ на 232 МВт, снижению нагрузки Автовской ТЭЦ на 125 МВт.

06.11.2015 на Автовской ТЭЦ во время производства переключений по выводу в ремонт поврежденной 1 секции 110 кВ защитой минимального напряжения отключился 2 СВ 110 кВ. В условиях ремонтной схемы это привело к выделению Первомайской ТЭЦ, Василеостровской ТЭЦ и Автовской ТЭЦ с прилегающим энергорайоном на изолированную от ЕЭС России работу, снижению нагрузки Автовской ТЭЦ на 22 МВт, снижению нагрузки Первомайской ТЭЦ на 165 МВт до 0 без потери собственных нужд.

Причины:

- Повреждение шинной развилки 110 кВ Т-3 и разрушение изоляторов 1 ШР-110 кВ Т-3 в сторону 1 секции I шин 110 кВ Автовской ТЭЦ при производстве земляных работ экскаватором подрядной организации вследствие отсутствия организации безопасного проведения строительных работ и работ с применением грузоподъемных машин в ОРУ 110 кВ Автовской ТЭЦ (05.11.2015).
- Не введенное персоналом Автовской ТЭЦ после проведенного технического обслуживания защит воз-

действие ДЗШ 110 кВ на отключение 1 СВ 110 кВ и 2 СВ 110 кВ (05.11.2015).

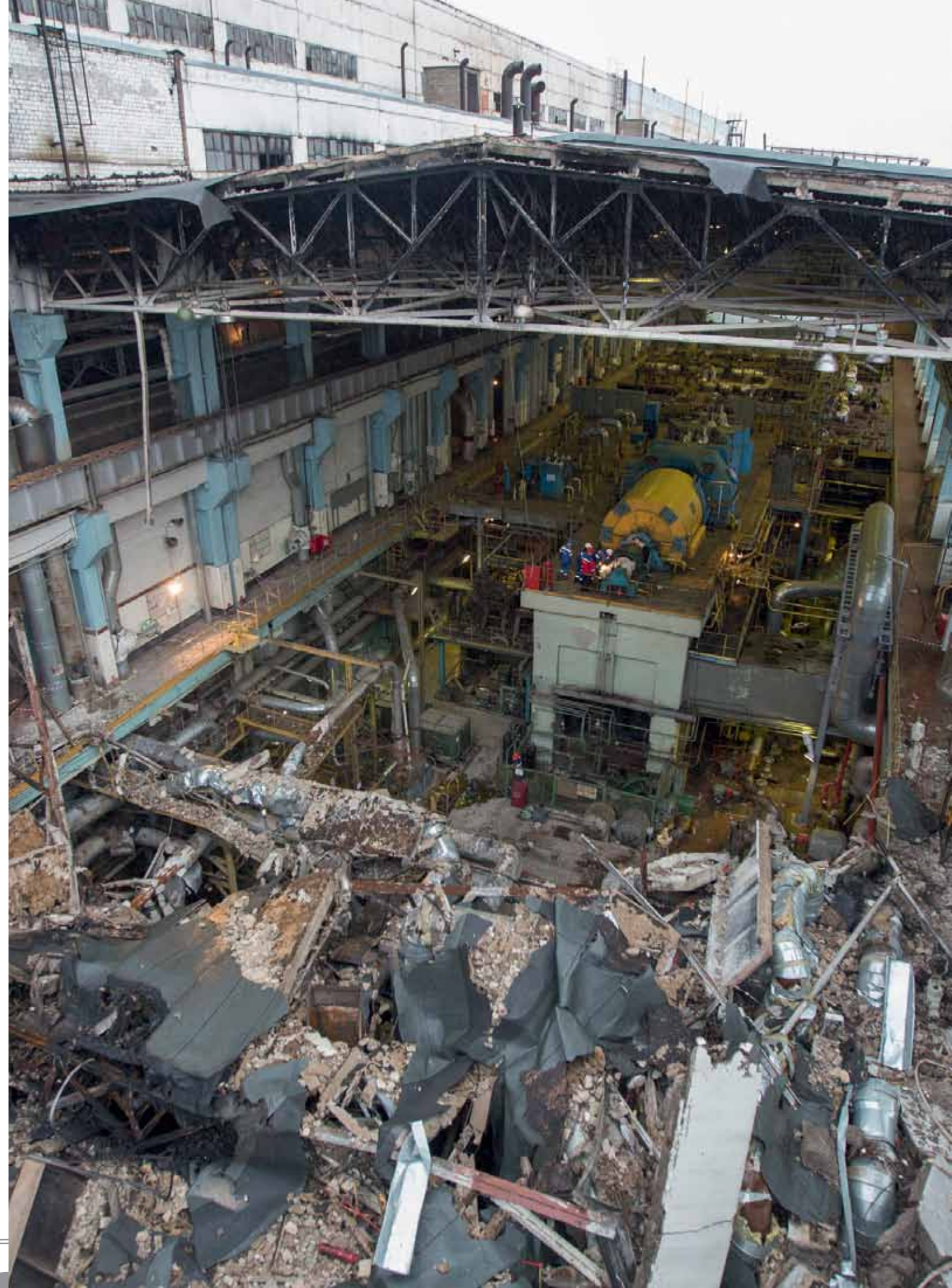
- Потеря цепей напряжения ТН 2 секции II шин 110 кВ Автовской ТЭЦ, вызвавшая ложное действие дистанционной защиты, приведшее к отключению 2 СВ 110 кВ, вследствие ошибочных действий оперативного персонала Автовской ТЭЦ при производстве переключений (06.11.2015).
- Несинхронное включение 2 СВ 110 кВ Автовской ТЭЦ вследствие ошибочных действий оперативного персонала Автовской ТЭЦ при производстве переключений (06.11.2015).

28.01.2016 на Воркутинской ТЭЦ-2 персоналом аварийно остановлен котел № 6 из-за повреждения обмуровки топки котла, прекращена растопка котла № 9 из-за обрушения шлака в топке котла с перекрытием холодной воронки, персоналом аварийно остановлен котел № 4 из-за сильного парения в верхней части топки котла вследствие повреждения воздушника. Произошла разгрузка станции со 130 МВт до 90 МВт. Прекращена растопка котла № 2 из-за неисправности дымососа ДС-2А, прекращена растопка котла № 8 из-за повреждения обмуровки топки.

В результате, на Воркутинской ТЭЦ-2 пять котлоагрегатов из девяти выведены в аварийный ремонт, что привело к превышению значения МДП и многократному (12 раз) переходу на работу в вынужденном режиме в контролируемом сечении «Печорская ГРЭС — Инта» в течение нескольких последующих суток.

Причина: несоблюдение сроков и объемов ремонта оборудования Воркутинской ТЭЦ-2, приведшее к неудовлетворительному техническому состоянию котлов и вспомогательного тепломеханического оборудования.

С 03.01.2016 по 10.01.2016 в Ямало-Ненецком энергорайоне Тюменской энергосистемы происходили неоднократные аварийные отключения ВЛ 110–220 кВ (порядка 104 отключений). При этом, в результате аварийных отключений ВЛ 110 кВ, происходило выделение на изолированную от ЕЭС России работу со сбалансированной нагрузкой прилегающего энергорайона Ямбургской ГТЭС (8 раз), ГТЭС Юрхаровского НГКМ, Харвутинской ГТЭС, Песцовой ГТЭС.



Причина: отключения ВЛ 110 кВ от воздействия сверхнормативных механических нагрузок на провода при образовании изморозевых отложений.

07.12.2015 на Василеостровской ТЭЦ в результате повреждения регулятора давления в системе регулирования ТГ-4 (25 МВт) произошел выброс масла на горячие поверхности турбины с его последующим возгоранием, что привело к обрушению кровли машинного зала площадью около 200 м² над ТГ-4, частичному повреждению турбины и вспомогательного оборудования ТГ-4 и необходимости его длительного ремонта, невозможности включения ТГ-5 из-за попадания воды во время тушения пожара.

Причина: конструктивные недоработки при модернизации узла привода диафрагмы теплофикационного отбора.

01.02.2016 на Березовской ГРЭС произошло возгорание мазута из-за разгерметизации мазутопровода в пределах котла энергоблока № 3, пожар распространился до кровли котельного цеха, площадь пожара составила 850 м². Это привело к деформации металлоконструкций кровли, каркаса, здания главного корпуса, технологических площадок в районе энергетического котла № 3. Станция снизила нагрузку на 443 МВт (с 1724 МВт до 1281 МВт).

Предварительная причина пожара: разгерметизация трубопровода мазута в пределах котла энергоблока №3. Расследование аварии продолжается.

05.03.2016 на Самарской ГРЭС действием защиты от замыкания на землю в обмотке статора с нагрузкой 18 МВт отключился ТГ-5 (25 МВт). Из-за неполной посадки стопорного и дроссельного клапанов в результате пропуска пара в турбину до 35 т/час произошло увеличение числа оборотов ротора до критических значений,

выше 4000 об/мин. Началось разрушение лопаточного аппарата ЦВД и разбаланс валопровода ТГ с разрушением подшипниковых опор возбудителя и самого возбудителя, подшипника генератора со стороны возбудителя, разрушение торцевой крышки генератора со стороны возбудителя. Концентрация разрушенных материалов и их уплотнение в корпусе генератора стало причиной резкого торможения вращения ротора в статоре генератора, что привело к скручиванию и излому ротора генератора с двух сторон с обрывом болтов полумуфт ЦНД-генератора и генератора-возбудителя.

Разрушение генератора сопровождалось сильным задымлением и разлетом разогретых до высокой температуры в результате трения частей железа статора со стороны генератора. В связи с этим произошло возгорание обмотки и выводов статора, обмотки ротора и обмоток и выводов возбудителя генератора Г-5. Возгорание было ликвидировано пожарным расчетом МЧС. Турбина агрегата ТГ-5, остальное оборудование, строительные конструкции цеха видимых повреждений не имели. Станция снизила нагрузку с 30 МВт до 12 МВт.

Причины:

- попадание на токоведущие части 10 кВ трансформатора Т-3-Т птицы, приведшее к возникновению замыкания «на землю» и работе защиты от замыкания на землю в обмотке статора генератора;
- неполная посадка стопорного и дроссельного клапанов турбины ТГ-5 вследствие попадания металлических частиц (окалины и грата) в корпус стопорного клапана и недостатка конструкции стопорного клапана;
- необеспечение качественной приемки оборудования из ремонта 2013 года и исключение из объема капитального ремонта 2015 года работ по дефектации и ремонту стопорного и дроссельного клапанов.

16.03.2016 в условиях ремонтной схемы произошло отключение **ВЛ 330 кВ Мончегорск — Оленегорск** действием ДФЗ с успешным ТАПВ.

В ходе переходного процесса после отключения ВЛ 330 кВ Мончегорск — Оленегорск с успешным ТАПВ произошел динамический наброс активной мощности в сечении Кола — Карелия до 740 МВт с последующим возникновением синхронных качаний активной мощности в диапазоне от 300 МВт до 710 МВт и увеличивающихся до диапазона от 140 МВт до 800 МВт. При этом, на турбогенераторах Кольской АЭС зафиксированы незатухающие синхронные качания активной мощности в максимальном диапазоне от 120 до 230 МВт.

Возникновение качаний привело к отключению электрических связей 330–110 кВ правильным действием АЛАР и выделению Мурманской энергосистемы и Карельской энергосистемы на изолированную от ЕЭС России работу

с повышением частоты до 50,64 Гц. При этом ГЭС Карельской ЭС разгрузились на 122 МВт, ГЭС Мурманской ЭС разгрузились на 177 МВт.

Причины:

- дефект в сварном соединении стальной полосы (заземляющего проводника), расположенной на траверсе портала 4П на ПС 330 кВ Мончегорск, образовавшийся под воздействием повторяющихся стихийных явлений, приведший к её излому по сварному соединению и приближению заземляющего проводника (стальной полосы) на недопустимое расстояние к фазе «Б» ВЛ 330 кВ Мончегорск — Оленегорск;
- неэффективная работа АРВ генераторов 1-й и 2-й очереди Кольской АЭС по демпфированию синхронных качаний — блокирование каналов системной стабилизации АРВ ТГ-7,8 Кольской АЭС при снижении частоты в энергосистеме.

АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ АВАРИЙНОСТИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ОБЪЕМОВ ВЫПОЛНЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОГРАММ

Проведенный ФАС мониторинг стоимости затрат на содержание условной единицы электросетевого оборудования и анализ операционных и капитальных затрат сетевых организаций выявил следующее.

Разница по величине удельных затрат в различных регионах России составляет до 820%.

Определяемые в тарифных решениях объемы затрат на поддержание и модернизацию производственных активов по регионам не синхронизированы с их фактическим состоянием. В данном сравнительном анализе в качестве индикатора технического состояния производственных активов использована удельная аварий-

ность, а в целях оценки экономической эффективности поддержания необходимого уровня технического состояния активов — затраты, приведенные к удельной аварийности.

Так, стоит отметить, что не смотря на одни из самых высоких показателей по НВВ, подконтрольных операционных и капитальных затрат в Тюменской области, ХМАО и ЯНАО, в ДЗО ПАО «Россети» — ПАО «Тюмень-энерго» показатели удельной аварийности не самые низкие по сравнению с остальными филиалами ДЗО и наблюдается рост как по сравнению с результатами в 2014, так и с результатами предыдущего ОЗП 2014–2015 гг.



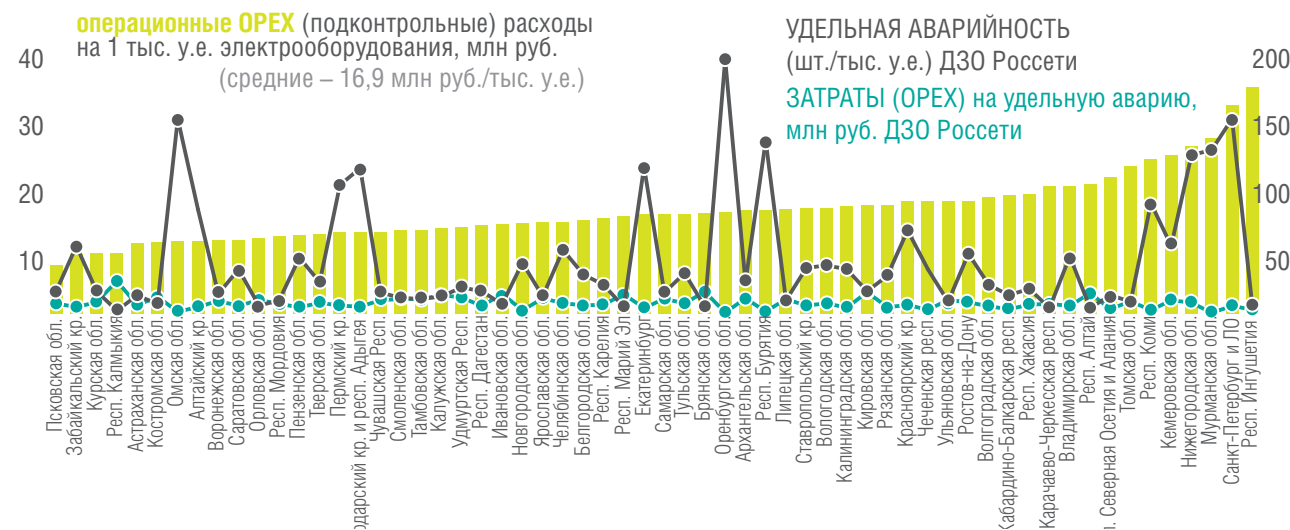
РЕГИОН	НВВ НА СОДЕРЖАНИЕ 1 ТЫС. У.Е., МЛН РУБ.	ДЗО РОССЕТИ	УДЕЛЬНАЯ АВАРИЙНОСТЬ (ШТ./ТЫС. У.Е.) — ДЗО РОССЕТИ	ЗАТРАТЫ (CAPEX+OPEX) НА УДЕЛЬНУЮ АВАРИЮ, МЛН РУБ. — ДЗО РОССЕТИ
Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ — Югра, Ямало-Ненецкий автономный округ	132,1	ПАО «Тюменьэнерго»	1,28	4 520
Санкт-Петербург и Ленинградская область	137,8	ПАО «Ленэнерго»	6,77	1 592
Москва и Московская область	153,2	ПАО «МОЭСК»	4,20	3 909

Так, уровень НВВ на 1 тыс. у.е. в Тюменской области, ХМАО и ЯНАО составляет 132 млн рублей, тогда как в Республике Калмыкия — 16,1 млн рублей (отличие — в 8 раз) при среднем показателе по стране 47 млн руб. При этом:

- в регионах, в которых уровень удельной аварийности ДЗО Россети сравним с ПАО «Тюменьэнерго» — 1,28 шт./тыс. у.е. (филиал ПАО «МРСК Волги» — «Оренбургэнерго» — 1,48 шт./тыс. у.е. и филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» — «Колэнерго» — 1,37 шт./тыс. у.е.), уровень НВВ на 1 тыс. у.е. в Оренбургской области составляет 33,1 млн рублей (в 4 раза ниже) и в Мурманской области — 65,1 млн рублей (в 2 раза ниже);
- в регионах, в которых уровень удельной аварийности ДЗО Россети сравним с ПАО «Ленэнерго»

го» — 6,77 шт./тыс. у.е. (филиал ПАО «МРСК Волги» — «Саратовские РС» — 6,74 шт./тыс. у.е. и филиал ПАО «МРСК Центра и Приволжья» — «Владимирэнерго» — 6,74 шт./тыс. у.е.), уровень НВВ на 1 тыс. у.е. в Саратовской области составляет 30 млн рублей (в 4,6 раза ниже) и во Владимирской области — 47,9 млн рублей (в 2,9 раза ниже);

- в регионах, в которых уровень удельной аварийности ДЗО Россети сравним с ПАО «МОЭСК» — 4,2 шт./тыс. у.е. (филиал ПАО «МРСК Северного Кавказа» — Кабардино-Балкарский филиал — 4,24 шт./тыс. у.е. и филиал ПАО «МРСК Северного Кавказа» — Северо-Осетинский филиал — 4,29 шт./тыс. у.е.), уровень НВВ на 1 тыс. у.е. в Кабардино-Балкарской республике составляет 44,1 млн рублей (в 3,5 раза ниже) и в Республике Северная Осетия и Алания — 65,1 млн рублей (в 4 раза ниже).

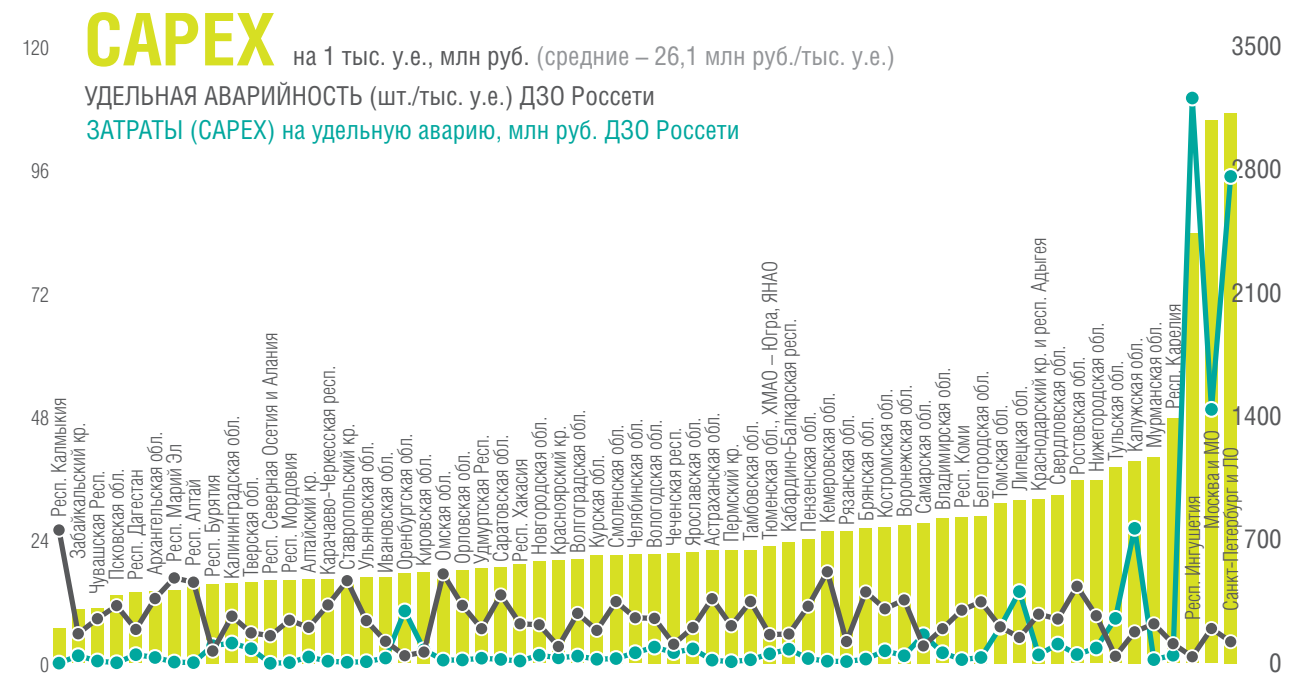


РЕГИОН	ОПЕРАЦИОННЫЕ ОРЕХ (ПОДКОНТРОЛЬНЫЕ) РАСХОДЫ НА 1 ТЫС. У.Е. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, МЛН РУБ.	ДЗО РОССЕТИ	УДЕЛЬНАЯ АВАРИЙНОСТЬ (ШТ./ТЫС. У.Е.) – ДЗО РОССЕТИ	ЗАТРАТЫ (ОРЕХ) НА 1 ТЫС. У.Е., МЛН РУБ.
Москва и Московская область	46,1	ПАО «МОЭСК»	4,20	3,1
Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ — Югра, Ямало-Ненецкий автономный округ	48,4	ПАО «Тюменьэнерго»	1,28	3,1

Показатель подконтрольных операционных затрат на 1 тыс. у.е. в Тюменской области, ХМАО и ЯНАО составляет 48,4 млн рублей, тогда как в Псковской области — 7,5 млн рублей (отличие — в 6 раз) при среднем показателе по стране 16,9 млн руб. При этом:

- в регионах, в которых уровень удельной аварийности ДЗО Россети сравним с ПАО «Тюменьэнерго» — 1,28 шт./тыс. у.е. (филиал ПАО «МРСК Волги» — «Оренбургэнерго» — 1,48 шт./тыс. у.е. и филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» — «Колэнерго» — 1,37 шт./тыс. у.е.), уровень подконтрольных операционных расходов на 1 тыс. условных единиц в Оренбургской области составляет

- 15,6 млн рублей (в 3,1 раза ниже) и в Мурманской области — 27 млн рублей (в 1,8 раза ниже);
- в регионах, в которых уровень удельной аварийности ДЗО Россети сравним с ПАО «МОЭСК» — 4,2 шт./тыс. у.е. (филиал ПАО «МРСК Северного Кавказа» — Кабардино-Балкарский филиал — 4,24 шт./тыс. у.е. и филиал ПАО «МРСК Северного Кавказа» — Северо-Осетинский филиал — 4,29 шт./тыс. у.е.), уровень подконтрольных операционных расходов на 1 тыс. условных единиц в Кабардино-Балкарской республике составляет 18,2 млн рублей (в 2,5 раза ниже) и в Республике Северная Осетия и Алания — 21 млн рублей (в 2,3 раза ниже).



Показатель капитальных затрат (CAPEX) на 1 тыс. у.е. в Тюменской области, ХМАО и ЯНАО составляет 83,6 млн рублей, в Забайкальском крае — 6,8 млн рублей (отличие в 12 раз) при среднем показателе по стране 26,1 млн руб. При этом:

- в регионах, в которых уровень удельной аварийности ДЗО Россети сравним с ПАО «Тюменьэнерго» — 1,28 шт./тыс. у.е. (филиал ПАО «МРСК Волги» — «Оренбургэнерго» — 1,48 шт./тыс. у.е. и филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» — «Колэнерго» — 1,37 шт./тыс. у.е.), уровень CAPEX на 1 тыс. у.е. в Оренбургской области составляет 17,5 млн рублей (в 4,8 раза ниже) и в Мурманской области — 38,1 млн рублей (в 2,2 раза ниже);
- в регионах, в которых уровень удельной аварийности ДЗО Россети сравним с ПАО «Ленэнерго» —

- 6,77 шт./тыс. у.е. (филиал ПАО «МРСК Волги» — «Саратовские РС» — 6,74 шт./тыс. у.е. и филиал ПАО «МРСК Центра и Приволжья» — «Владимирэнерго» — 6,74 шт./тыс. у.е.), уровень CAPEX на 1 тыс. у.е. в Саратовской области составляет 18,6 млн рублей (в 5,7 раза ниже) и во Владимирской области — 28,2 млн рублей (в 3,7 раза ниже);
- в регионах, в которых уровень удельной аварийности ДЗО Россети сравним с ПАО «МОЭСК» — 4,2 шт./тыс. у.е. (филиал ПАО «МРСК Северного Кавказа» — Кабардино-Балкарский филиал — 4,24 шт./тыс. у.е. и филиал «МРСК Северного Кавказа» — Северо-Осетинский филиал — 4,29 шт./тыс. у.е.), уровень CAPEX на 1 тыс. у.е. в Кабардино-Балкарской республике составляет 25,8 рублей (в 4,2 раза ниже) и в Республике Северная Осетия и Алания — 16,8 млн рублей (в 6,4 раза ниже).

ТОПЛИВООБЕСПЕЧЕНИЕ

Одним из наиболее важных аспектов в подготовке к осенне-зимнему периоду является решение вопросов топливообеспечения.

В порядке подготовки к ОЗП 2015–2016 годов в I квартале 2015 г. была проведена работа по нормированию запасов топлива для тепловых электростанций отрасли

электроэнергетики (ТЭС) на II квартал 2015 г. — начало подготовки к предстоящему ОЗП.

В соответствии с утверждёнными на II квартал нормативами, с учетом профилактических и ремонтных работ на оборудовании систем приема топлива и топливоподачи Минэнерго России осуществлялся контроль создания запасов в апреле, мае и июне 2015 г.

ВЫПОЛНЕНИЕ ОБЪЕКТАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ СУММАРНЫХ НОРМАТИВОВ ЗАПАСОВ ТОПЛИВА, УТВЕРЖДЕННЫХ МИНЭНЕРГО РОССИИ, ВО II КВАРТАЛЕ 2015 ГОДА, ТЫС. ТОНН

ВИД ТОПЛИВА	1 МАЯ 2015 г.		1 ИЮНЯ 2015 г.		1 ИЮЛЯ 2015 г.	
	ФАКТ	НОРМАТИВ	ФАКТ	НОРМАТИВ	ФАКТ	НОРМАТИВ
Уголь	11 936	5 392	13 035	5 908	13 890	6 866
Мазут	2 870	1 520	2 860	1 566	2 800	1 661
Дизельное топливо	160	101	157	95	153	91
Торф	225	49	127	39	115	43

Одновременно, продолжалась работа по нормированию и утверждению запасов топлива по месяцам III квартала (1 августа, 1 сентября), а также осуществлялся контроль

накопления запасов топлива в течение квартала к началу ОЗП по месяцам в соответствии с ранее утвержденными нормативами, в том числе на 1 октября 2015 г.

ВЫПОЛНЕНИЕ ОБЪЕКТАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ СУММАРНЫХ НОРМАТИВОВ ЗАПАСОВ ТОПЛИВА, УТВЕРЖДЕННЫХ МИНЭНЕРГО РОССИИ, В III КВАРТАЛЕ 2015 ГОДА, ТЫС. ТОНН

ВИД ТОПЛИВА	1 АВГУСТА 2015 г.		1 СЕНТЯБРЯ 2015 г.		1 ОКТЯБРЯ 2015 г.	
	ФАКТ	НОРМАТИВ	ФАКТ	НОРМАТИВ	ФАКТ	НОРМАТИВ
Уголь	14 899	7 647	16 325	8 936	17 445	10 432
Мазут	2 787	1 828	2 797	2 045	2 870	2 341
Дизельное топливо	149	103	177	112	261	191
Торф	403	124,7	316	199	316	258

ПОДГОТОВКА, ПРОХОЖДЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ ИТОГИ ОЗП 2015–2016



Руководствуясь установленными Планом первоочередных мероприятий по подготовке субъектов электроэнергетики к прохождению отопительного сезона

2015–2016 годов, утвержденным приказом Минэнерго России от 16.06.2015 № 369, сроками, проведена работа и утверждены нормативы запасов топлива на IV квартал 2015 г. и I квартал 2016 г.

СУММАРНЫЕ НОРМАТИВЫ ЗАПАСОВ ТОПЛИВА, УТВЕРЖДЕННЫЕ МИНЭНЕРГО РОССИИ, ПО ОБЪЕКТАМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ НА ПЕРИОД ОЗП 2015–2016 ГОДОВ, ТЫС. ТОНН

ВИД ТОПЛИВА	4 КВАРТАЛ 2015 г.			1 КВАРТАЛ 2016 г.		
	1 НОЯБРЯ 2015 г.	1 ДЕКАБРЯ 2015 г.	1 ЯНВАРЯ 2016 г.	1 ФЕВРАЛЯ 2016 г.	1 МАРТА 2016 г.	1 АПРЕЛЯ 2016 г.
Уголь	10 039	9 184	8 202	7 006	6 074	5 248
Мазут	2 172	2 040	1 866	1 707	1 525	1 379
Дизельное топливо	194	190	187	178	171	164
Торф	227	218	194	157	109	64

В соответствии с показателями выработки электрической энергии и отпуска тепла электростанциями электроэнергетики, принятыми Минэнерго России и доведенными до энергокомпаний письмом Минэнерго России от 17.08.2015 № 10–1793 «О разработке энерготопливных балансов», энергокомпаниями разработаны энерготопливные балансы с определением необходимых объемов топлива всех видов по каж-

дой электростанции по месяцам IV квартала 2015 г. и I квартала 2016 года.

В результате анализа представленных энергокомпаниями расчетов разработаны сводные прогнозные объемы поставок газа, угля, мазута, дизельного топлива и торфа на IV квартал 2015 г. и I квартал 2016 г.

АНАЛИЗ СВОДНЫХ ПРОГНОЗНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПОСТАВОК ТОПЛИВА ПО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ В ОЗП 2015–2016 ГОДОВ В СРАВНЕНИИ С АНАЛОГИЧНЫМИ ПОКАЗАТЕЛЯМИ В ОЗП 2014–2015 ГОДОВ

ВИД ТОПЛИВА	IV КВ. 2015 г.	I КВ. 2016 г.	ОЗП 2015–2016 гг.	IV КВ. 2014 г.	I КВ. 2015 г.	ОЗП 2014–2015 гг.	% ОТКЛОНЕНИЯ ОЗП 2015–2016 гг. К ОЗП 2014–2015 гг.
Газ, млн м³	51 238	55 816	107 054	52 176	51 202	103 378	103,6
Мазут, тыс. тонн	228	472	700	298	388	686	102,0
Уголь, тыс. тонн	32 754	34 532	67 286	31 809	34 056	65 865	102,2
Дизельное топливо, тыс. тонн	46	105	151	8	3	11	1 372,7
Торф, тыс. тонн	221	245	466	193	237	430	108,4

В течение IV квартала 2015 г. и I квартала 2016 г. осуществлялся ежедневный мониторинг выполнения нормативов запасов топлива по каждой электростанции отрасли с промежуточным контролем в конце рабочей недели, по результатам которого в случаях отсутствия положительной динамики в процессе накопления запасов топлива принимались меры по восстановлению темпов накопления запасов с подведением итогов на 1-ое число каждого месяца.

В результате проделанной работы на 1-ое число IV квартала 2015 г. и I квартала 2016 г. нормативы запасов топлива выполнялись как в целом по отрасли электроэнергетики, так и по всем электростанциям, кроме ТЭЦ-1, ТЭЦ-3 и ТЭЦ-4 ООО «Тверская генерация», на которых собственные запасы топлива не были созданы. В то же время на угольных складах и в мазутных емкостях указанных электростанций находились уголь и мазут в объемах, превышающих утвержденные по ним нормативы запасов, принадлежащие ООО «Тверские коммунальные системы», ранее владевшим производственными мощностями этих электростанций.

ВЫПОЛНЕНИЕ ОБЪЕКТАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ СУММАРНЫХ НОРМАТИВОВ ЗАПАСОВ ТОПЛИВА, УТВЕРЖДЕННЫХ МИНЭНЕРГО РОССИИ, В IV КВАРТАЛЕ 2015 ГОДА, ТЫС. ТОНН

ВИД ТОПЛИВА	1 НОЯБРЯ 2015 г.		1 ДЕКАБРЯ 2015 г.		1 ЯНВАРЯ 2016 г.	
	ФАКТ	НОРМАТИВ	ФАКТ	НОРМАТИВ	ФАКТ	НОРМАТИВ
Уголь	17 566	10 039	16 313	9 184	15 547	8 202
Мазут	2 872	2 172	2 862	2 040	2 872	1 866
Дизельное топливо	250	194	234	190	207	187
Торф	303	227	268	218	224	194

ВЫПОЛНЕНИЕ ОБЪЕКТАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ СУММАРНЫХ НОРМАТИВОВ ЗАПАСОВ ТОПЛИВА, УТВЕРЖДЕННЫХ МИНЭНЕРГО РОССИИ, В I КВАРТАЛЕ 2016 ГОДА, ТЫС. ТОНН

ВИД ТОПЛИВА	1 ФЕВРАЛЯ 2016 г.		1 МАРТА 2016 г.		1 АПРЕЛЯ 2016 г.	
	ФАКТ	НОРМАТИВ	ФАКТ	НОРМАТИВ	ФАКТ	НОРМАТИВ
Уголь	12 824	7 006	11 798	6 074	10 946	5 248
Мазут	2 796	1 707	2 871	1 525	2 884	1 379
Дизельное топливо	203	178	203	171	203	164
Торф	283	157	231	109	189	64

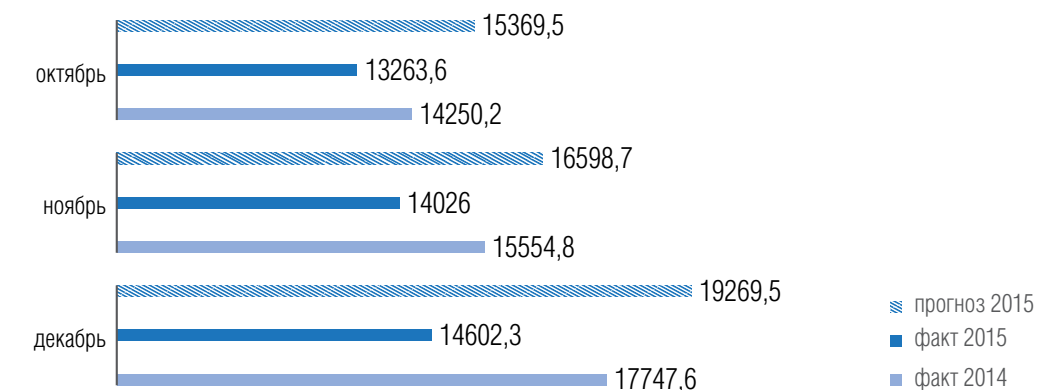
Одновременно с работой по контролю запасов топлива, давшей положительные результаты, осуществляется мониторинг поставок топлива всех видов по всем энерго-

компаниям с подведением итогов за IV квартал 2015 г. и I квартал 2016 г., в том числе по месяцам, а также заключительных итогов по ОЗП 2015–2016 годов в целом.

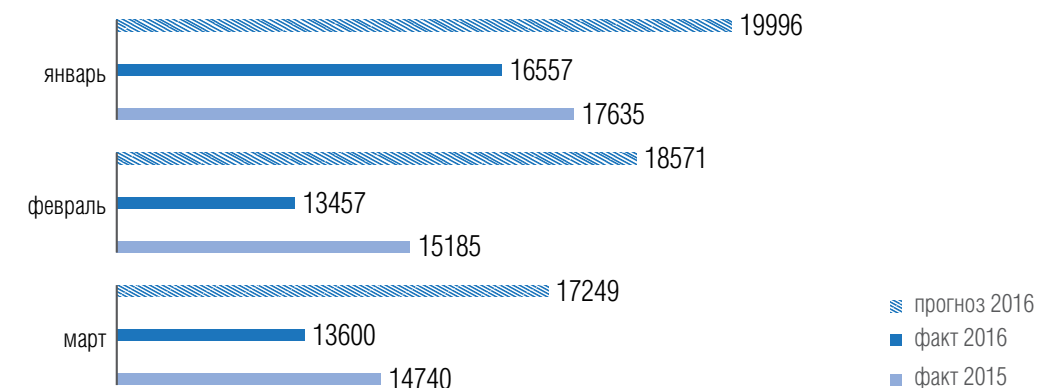
АНАЛИЗ СВОДНЫХ ФАКТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПОСТАВОК ТОПЛИВА ПО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ В ОЗП 2015–2016 ГОДОВ В СРАВНЕНИИ С АНАЛОГИЧНЫМИ ПОКАЗАТЕЛЯМИ В ОЗП 2014–2015 ГОДОВ

ВИД ТОПЛИВА	IV КВ. 2015 г.	I КВ. 2016 г.	ОЗП 2015–2016 гг.	IV КВ. 2014 г.	I КВ. 2015 г.	ОЗП 2014–2015 гг.	% ОТКЛОНЕНИЯ ОЗП 2015–2016 гг. к ОЗП 2014–2015 гг.
Факт (поставка топлива)							
Газ, млн м³	41 892	43 614	85 506	47 241	47 191	94 432	90,5
Мазут, тыс. тонн	341	1 534	1 873	250	314	564	332,1
Уголь, тыс. тонн	33 074	31 331	64 405	33 173	31 424	64 597	99,7
Дизельное топливо, тыс. тонн	56	156	212	34	8	42	503,8
Торф, тыс. тонн	-	-	-	60	81	141	-

ПОСТАВКИ ГАЗА В IV КВАРТАЛЕ 2015 ГОДА, МЛН М³

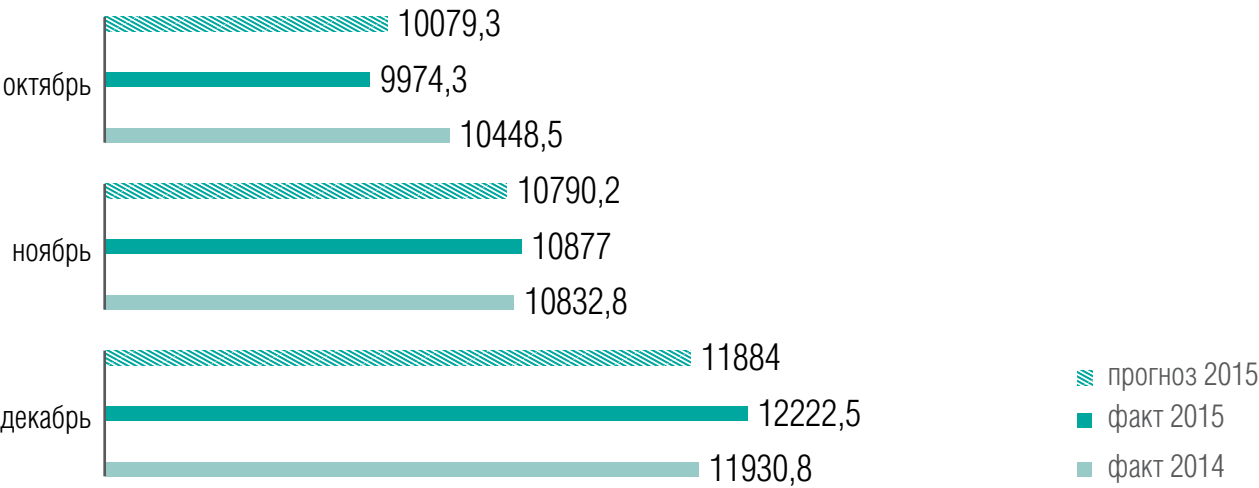


ПОСТАВКИ ГАЗА В I КВАРТАЛЕ 2016 ГОДА, МЛН М³

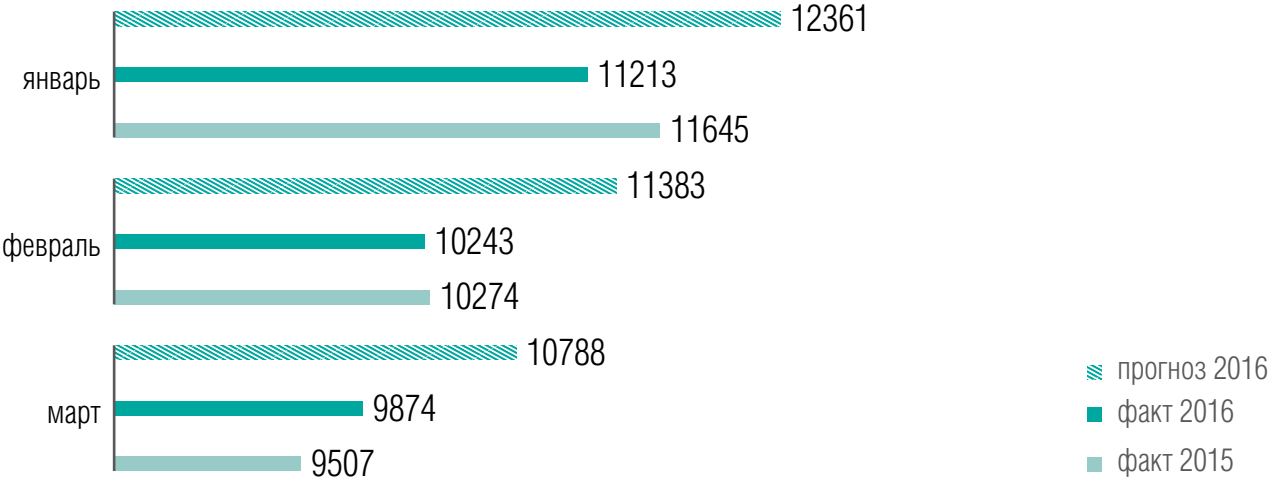




ПОСТАВКИ УГЛЯ В IV КВАРТАЛЕ 2015 ГОДА, ТЫС. ТОНН

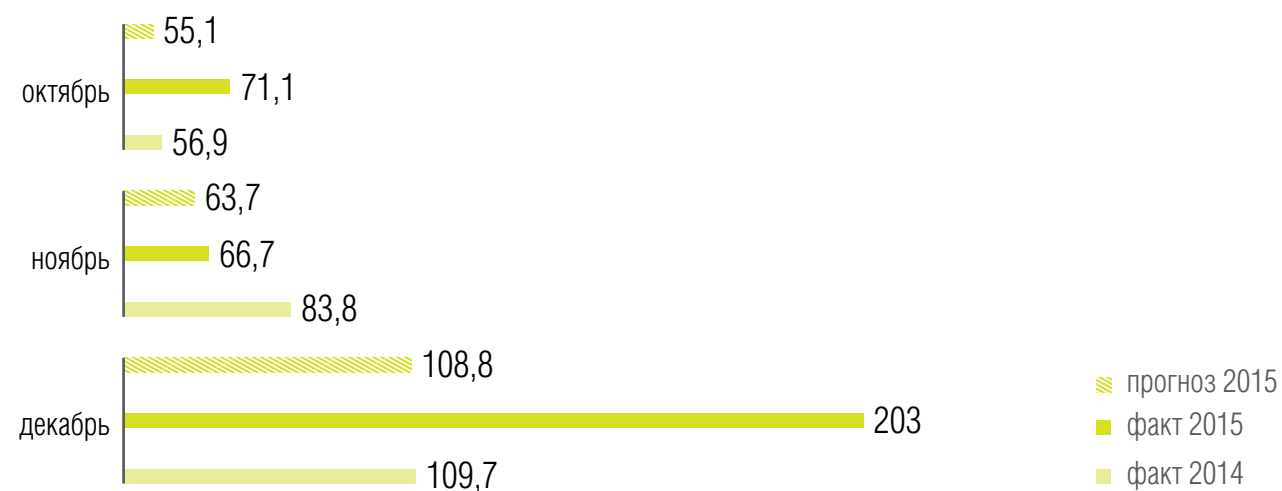


ПОСТАВКИ УГЛЯ В I КВАРТАЛЕ 2016 ГОДА, ТЫС. ТОНН

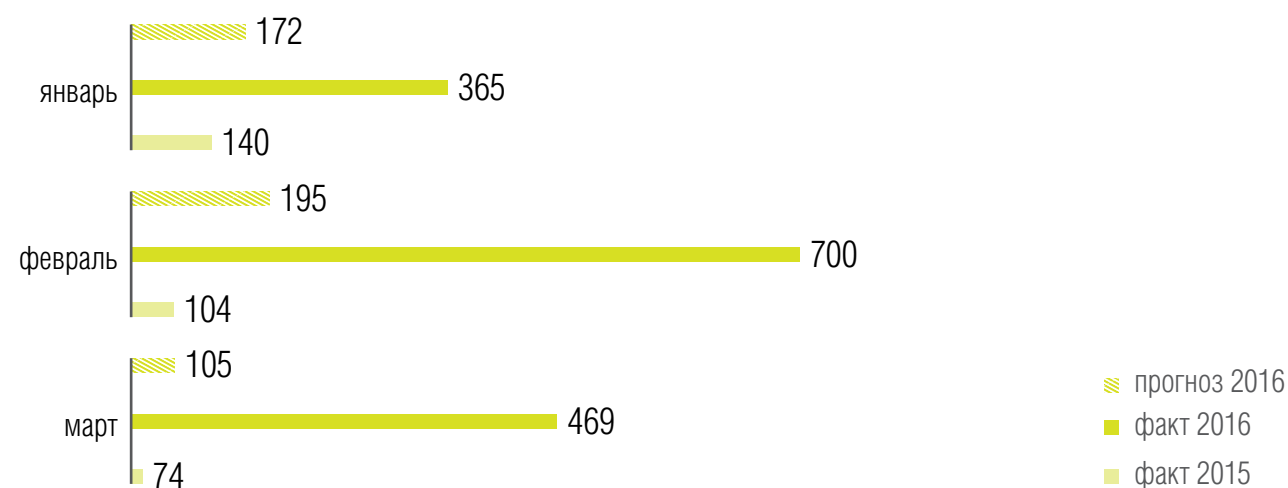


	ПОСТАВКА УГЛЯ НА ОБЪЕКТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ, ТЫС. ТОНН			РАСХОД УГЛЯ НА ОБЪЕКТАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ, ТОНН		
	2014	2015	2016	2014	2015	2016
январь	9 827,8	11 734,8	11 335,9	12 827,5	13 287,3	14 248,6
февраль	9 233,1	10 435,8	10 518,2	11 692,4	11 651	11 643,9
март	9 283,1	9 955,6	10 196	10 560,2	11 860,8	11 213,4
апрель	7 385,4	9 577,7	9 257,3	8 676,2	9 848,4	9 289,2
май	7 292,8	8 876,4	9 030,7	7 979,8	7 681	8 159,6
июнь	7 681,6	7 278,6		6 015	6 295,7	
июль	8 237,8	8 052,7		6 467,9	6 649,3	
август	8 778,9	8 693,1		6 932,7	7 022,5	
сентябрь	9 831,3	9 568,4		7 724,3	8 189	
октябрь	10 507,4	10 294,7		10 543,8	10 096,4	
ноябрь	11 144,9	11 191,8		11 973,4	12 638,9	
декабрь	12 016,6	12 391,8		13 786,2	13 248,7	
Итого	111 219,6	118 051,4	50 338,1	115 179,6	118 469,1	54 554,6

ПОСТАВКИ МАЗУТА В IV КВАРТАЛЕ 2015 ГОДА, ТЫС. ТОНН

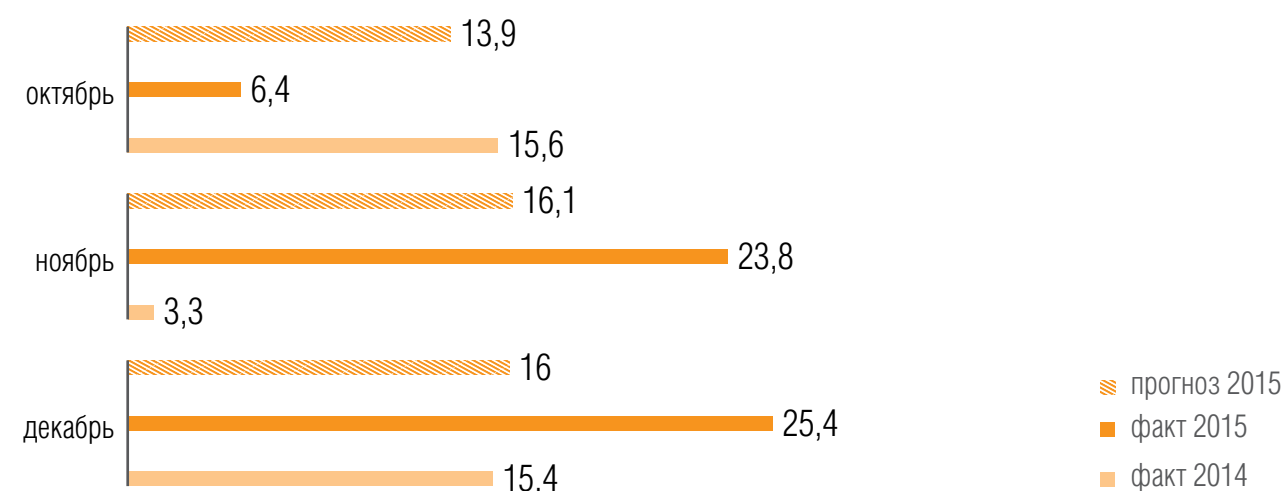


ПОСТАВКИ МАЗУТА В I КВАРТАЛЕ 2016 ГОДА, ТЫС. ТОНН

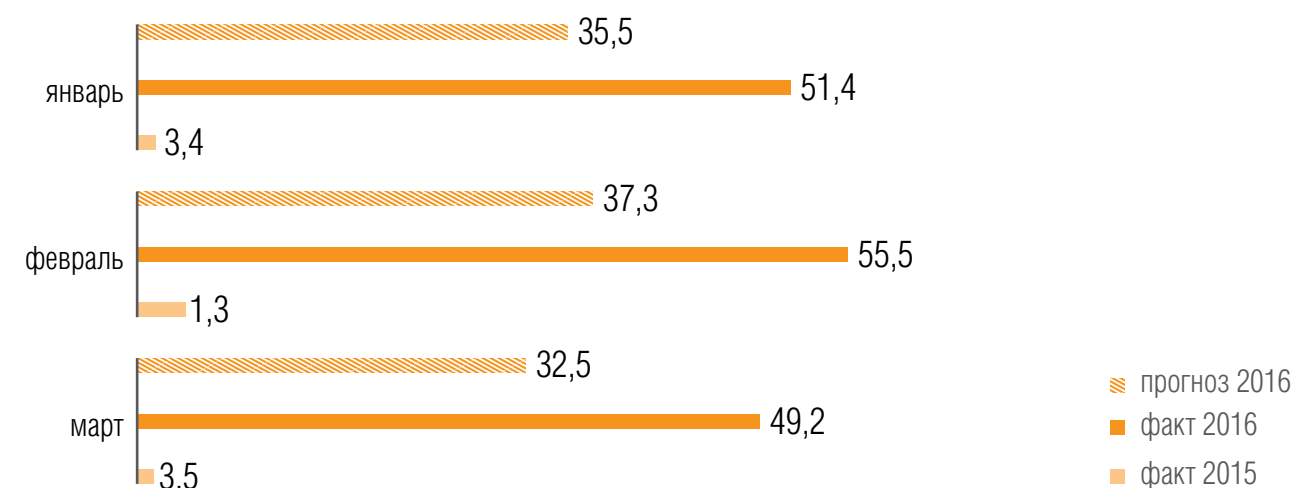


Фактические поставки мазута значительно превысили прогнозные значения ОЗП 2015–2016 годов (267,8%) в связи с большим использованием мазута электростанциями, расположенными в республиках Татарстан и Башкортостан, а также электростанциями ПАО «Т Плюс», что связано с льготными ценовыми условиями поставки мазута.

ПОСТАВКИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА В IV КВАРТАЛЕ 2015 ГОДА, ТЫС. ТОНН



ПОСТАВКИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА В I КВАРТАЛЕ 2016 ГОДА, ТЫС. ТОНН



Фактические поставки дизельного топлива превысили прогнозные значения (139,9%), в связи с большими объемами поставок на Мобильные ГТС в Крыму для осуществления их круглосуточной работы с ноября 2015 года после террористического акта на линиях электропередачи Украины.

Значительное влияние на работу по поставке топлива оказало снижение ТЭС расхода газа как по сравнению с прогнозными показателями (79,9%), так и к фактическому показателю ОЗП 2014–2015 годов (89,9%), что явилось отражением благоприятных погодных условий в Европейской части Российской Федерации в течение всего периода ОЗП 2015–2016 годов. В этих условиях мазут как резервное топливо для электростанций, работающих на газе, и дизельное топливо как аварийное топливо для электростанций с ПГУ и ГТУ практически не расходовались.

Поставки угля в течение ОЗП 2015–2016 годов практически соответствовали прогнозу (95,7%) и показателю ОЗП 2014–2015 годов (99,6%).

Необходимо отметить характерные особенности выполнения поставок топлива в ОЗП 2015–2016 годов по отдельным энергокомпаниям:

- По ОАО «Э. ОН Россия» при сохранении уровня фактических поставок газа (97,5%) фактические поставки угля составили 107,5%, мазута — 116,6%.
- По АО «ИНТЕР РАО — Электрогенерация» фактические поставки газа снизились до 82,8%, угля — до 86,0%.
- По ПАО «Т Плюс» произошло снижение фактических поставок газа в ОЗП 2015–2016 годов по сравнению с фактическими показателями поставок в ОЗП 2014–2015 годов (87,5%), а также значительное снижение фактических поставок угля в ОЗП 2015–2016 годов по сравнению с фактическими показателями поставок в ОЗП 2014–2015 годов (79,5%).
- По ПАО «Иркутскэнерго» значительно снизились фактические поставки угля в ОЗП 2015–2016 годов по сравнению с фактическими показателями в ОЗП 2014–2015 годов (84,1%), что связано с использованием угля из запасов при их значительных объемах — 2128 тыс. тонн.

- В ОАО «Фортум» фактические поставки угля в ОЗП 2015–2016 годов увеличились по отношению к фактическим показателям поставок в ОЗП 2014–2015 годов (115,3%) при сохранении объема фактических поставок газа (96,6%).

- В ООО «СГК» в ОЗП 2015–2016 годов увеличились по сравнению с фактическими значениями ОЗП 2014–2015 годов поставки газа и угля — 116,2% и 111,3% соответственно.

Достаточно высокий уровень сходимости прогнозных значений с фактическими показателями ОЗП 2015–2016 годов, а также с фактическими показателями ОЗП 2014–2015 годов по газу и углю по энергокомпаниям ЭС Востока. Практически по всем энергокомпаниям ЭС Востока наблюдается рост поставок газа в ОЗП 2015–2016 годов по сравнению с ОЗП 2014–2015 годов, кроме АО «ДГК» (86,0%). При этом поставки угля по данной компании сохранились на уровне предыдущего ОЗП (99,8%).

При незначительном росте поставок газа по ОАО «Сахалинэнерго» и ОАО «Чукотэнерго» поставки угля по этим компаниям сократились: ОАО «Сахалинэнерго» — 85,1%, ОАО «Чукотэнерго» — 83,9%.

ПОДГОТОВКА К ПРОХОЖДЕНИЮ ОЗП 2016–2017 ПО ВОПРОСАМ ТОПЛИВООБЕСПЕЧЕНИЯ

Как и в предыдущие годы, в марте 2016 года утверждены нормативы запасов топлива на 1 мая, 1 июня и 1 июля 2016 г. Начиная с апреля 2016 г. осуществляется ежесуточный контроль за состоянием запасов топлива по каждой электростанции отрасли электроэнергетики с промежуточным контролем в конце рабочей недели. В течение мая 2016 года осуществлялся анализ предложений энергокомпаний по установлению нормативов запасов топлива на 1 августа и 1 сентября 2016 г. в дополнение к ранее утвержденным нормативам на начало ОЗП — 1 октября 2016 г.

ПОДГОТОВКА, ПРОХОЖДЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ ИТОГИ ОЗП 2015–2016

ВЫПОЛНЕНИЕ ОБЪЕКТАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ СУММАРНЫХ НОРМАТИВОВ ЗАПАСОВ ТОПЛИВА, УТВЕРЖДЕННЫХ МИНЭНЕРГО РОССИИ, ВО II КВАРТАЛЕ 2016 ГОДА, ТЫС. ТОНН

ВИД ТОПЛИВА	1 МАЯ 2016 г.		1 ИЮНЯ 2016 г.	1 ИЮЛЯ 2016 г.
	ФАКТ	НОРМАТИВ	НОРМАТИВ	НОРМАТИВ
Уголь	10 791	5 181	5 644	6 531
Мазут	2 998	1 419	1 478	1 567
Дизельное топливо	198	155	149	146
Торф	164	49	39	43

Для осуществления работы по нормированию запасов топлива в III квартале 2016 г. в марте 2016 г. выполнен анализ фактических емкостей складов угля и жидкого топлива (мазута и дизельного топлива).

Суммарный фактический объем угольных складов на 01.01.2016 составил 31 931 тыс. тонн, что на 474 тыс. тонн ниже, чем на 01.01.2015.

Основной причиной снижения емкости угольных складов является:

- сокращение площадей в связи с выводом из эксплуатации части оборудования электростанций, работающих на угле;
- переводом части оборудования на сжигание газа Ивандовской ТЭЦ-2, Дубровской ТЭЦ-8 и других.

Заполняемость угольных складов на электростанциях электроэнергетики по состоянию на 01.01.2016 составляет 50,52%.

Суммарный объем хранилищ мазута на 01.01.2016 составил 7164,6 тыс. тонн, что на 57 тыс. тонн ниже, чем на 01.01.2015.

Наиболее характерными причинами снижения объема мазутных хранилищ являются:

- снижение разрешенного уровня заполнения емкостей по заключению экспертизы промышленной безопасности;
- снижение заполняемости баков на целом ряде электростанций в связи с монтажом систем пожаротушения;
- снижение заполняемости из-за физического износа.

Заполняемость мазутных хранилищ на электростанциях электроэнергетики по состоянию на 01.01.2016 составляет 41,7%.

Суммарный объем хранилищ для дизельного топлива на 01.01.2016 составил 326,76 тыс. тонн, что на 10 тыс. тонн выше, чем на 01.01.2015.

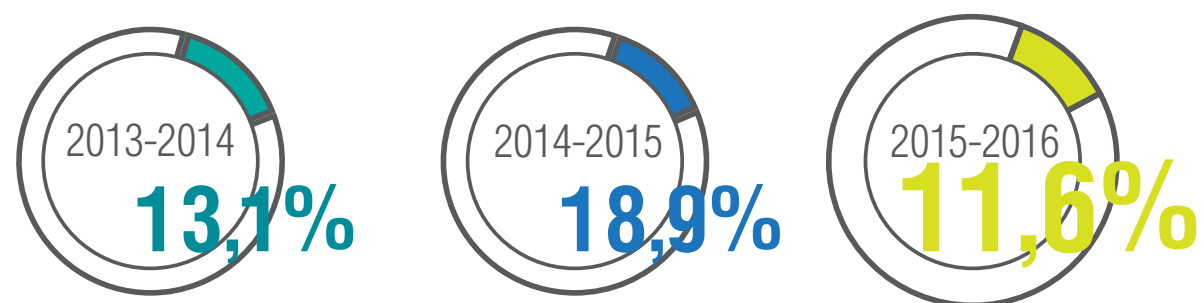
Увеличение объема емкостей дизельного топлива связано с вводом новых блоков на электростанциях с ПГУ и ГТУ.

Заполняемость хранилищ для дизельного топлива на электростанциях электроэнергетики по состоянию на 01.01.2016 составляет 68,8%.

Работа по подготовке к прохождению ОЗП 2016–2017 годов по вопросам топливообеспечения координируется соответствующими разделами Плана первоочередных мероприятий по подготовке субъектов электроэнергетики к прохождению отопительного сезона 2016–2017 годов, утвержденного приказом Минэнерго России от 04.03.2016 № 168.

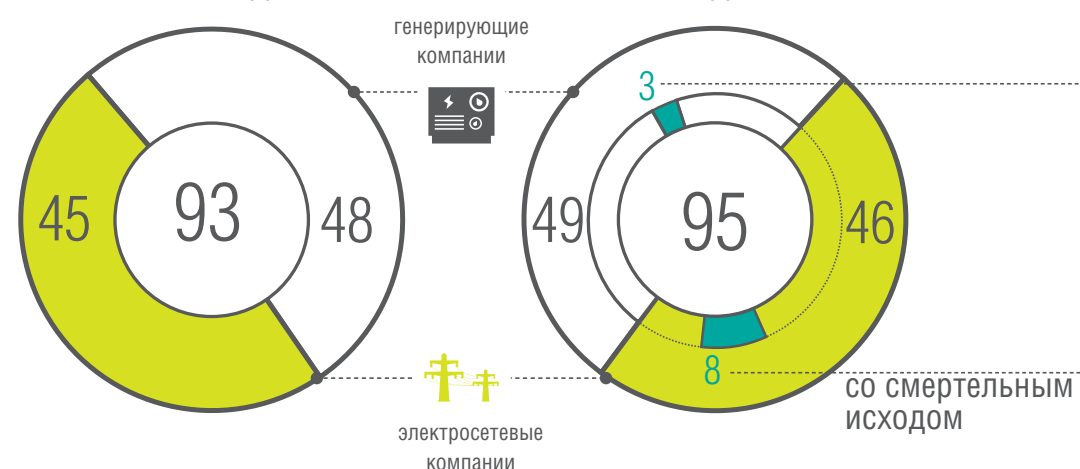
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ТРАВМАТИЗМ В ОЗП 2015–2016

ДОЛЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ТРАВМАТИЗМА СО СМЕРТЕЛЬНЫМ ИСХОДОМ



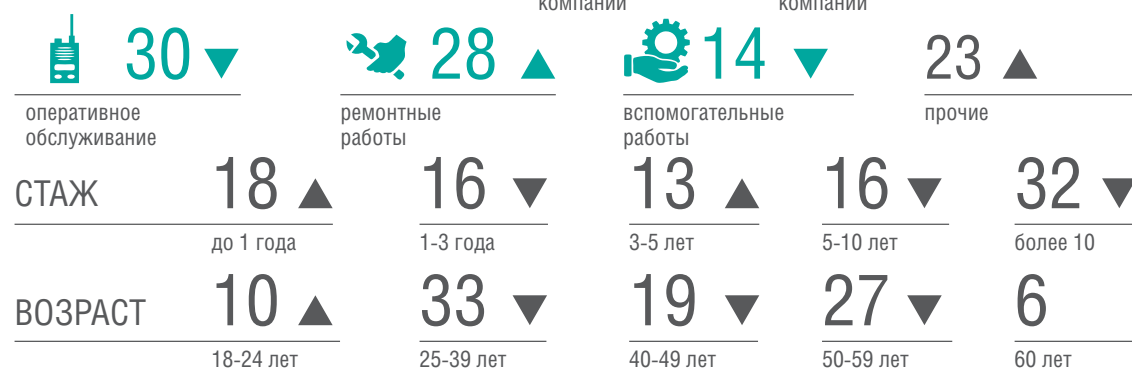
НЕСЧАСТНЫЕ СЛУЧАИ
НА ПРОИЗВОДСТВЕ

КОЛИЧЕСТВО
ПОСТРАДАВШИХ



РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПОСТРАДАВШИХ

Тип компании	Число пострадавших
генерирующие компании	26
электросетевые компании	46
прочие	23



▲ Рост ▼ Снижение относительно ОЗП 2014–2015

Статистически усредненный пострадавший —
мужчина в возрасте от 25 до 39 лет, имеющий стаж работы по профессии более 10 лет,
являющийся рабочим основных профессий предприятий электрических сетей
и пострадавший при оперативном обслуживании или ремонтных работах.

Анализ типологии несчастных случаев, произошедших во время прохождения
осенне-зимнего периода, показывает

25%

падения с высоты или на поверхности

15%

поражения электрическим током

ПРИЧИНЫ НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ



СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ОБЕСПЕЧЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ И ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Основой российской электроэнергетики является Единая энергетическая система России. Как особый технический объект электроэнергетическая система требует самостоятельной регламентации.

Соблюдение единых требований при производстве, проектировании, строительстве объектов электроэнергетики, их оборудования и устройств, а впоследствии — при их эксплуатации является необходимым условием для совместной работы всех составляющих энергосистему элементов в едином технологическом процессе.

Энергосистемы России изначально сформированы исходя из существования и обязательности требований к объектам, оборудованию, их техническим характеристикам, правилам эксплуатации, взаимодействию субъектов, персоналу. В СССР комплексная регламентация указанных вопросов обеспечивалась совокупностью государственных стандартов, ведомственных актов Министерства энергетики и электрификации СССР, Министерства топлива и энергетики РСФСР, а в постсоветский период преимущественно корпоративными документами РАО «ЕЭС России».

В настоящее время нормативно-техническая база в электроэнергетике устарела и значительно отстает от интересов и задач отрасли. При этом, в отличие от правил работы энергорынка, технические основы функционирования электроэнергетических систем, объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок не были закреплены в законодательстве. Обширный массив нормативно-технических документов (около 2000), утвержденных на уровне ведомствен-

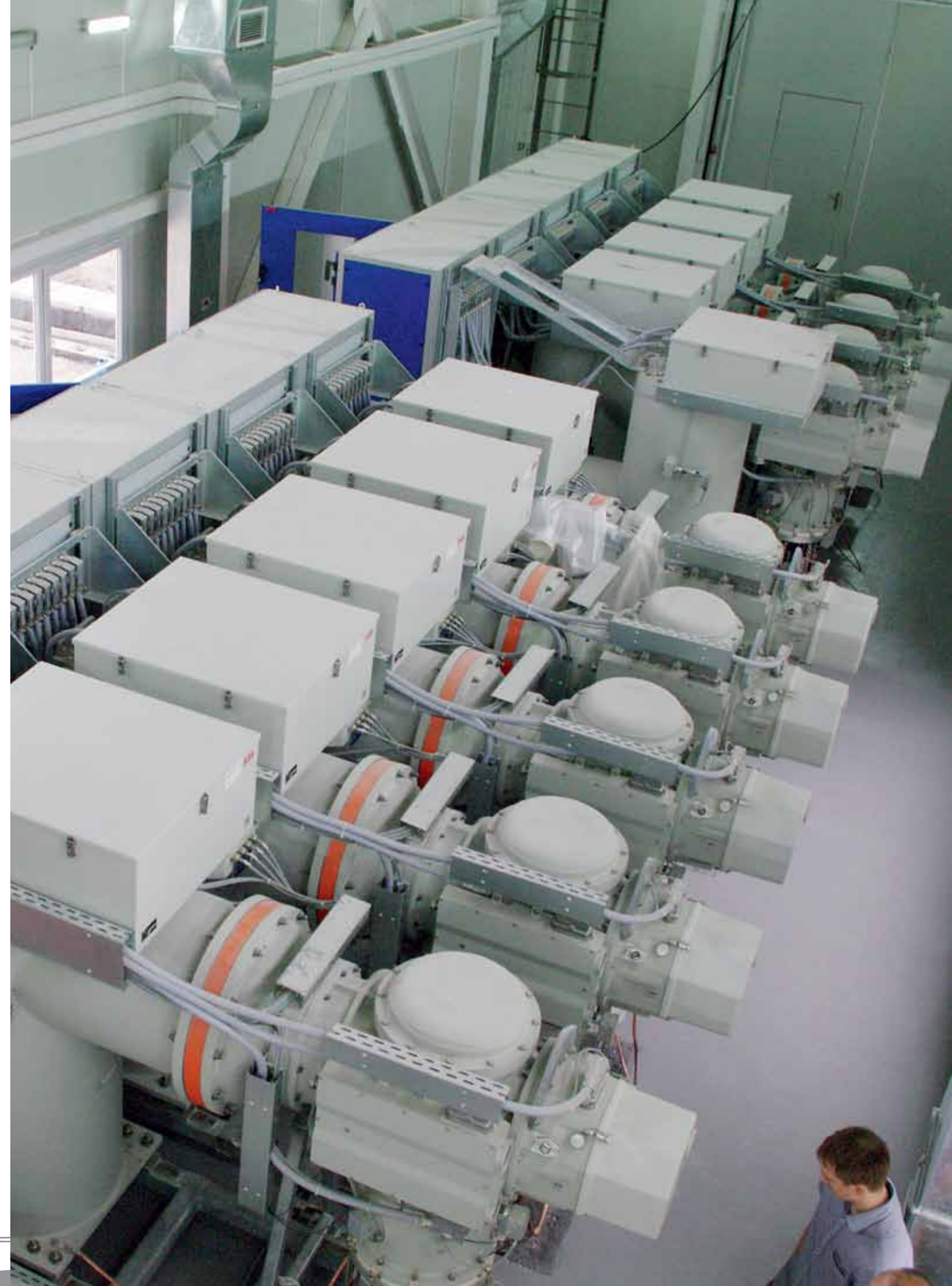
ных нормативных актов в период до вступления в силу Федерального закона «О техническом регулировании» (01.07.2003) и доставшихся электроэнергетике в наследие от ОАО РАО «ЕЭС России», имеет неопределенный статус.

Проведенная в последние годы реструктуризация отрасли затруднила осуществление в электроэнергетике единой технической политики, направленной на повышение эффективности, надежности и обеспечение технологической совместимости всех ее звеньев. В ряде субъектов электроэнергетики разрабатываются локальные акты, в том числе в форме стандартов организаций, которые регламентируют отсутствующие либо устаревшие требования.

Отсутствие в электроэнергетике общеобязательных технологических правил в рыночных условиях функционирования отрасли приводит к несогласованным, разрозненным действиям со стороны большого числа собственников, которым, в том числе, принадлежат смежные, работающие в едином режиме объекты электроэнергетики, что значительно снижает надежность электроэнергетического режима всей энергосистемы.

При этом, на протяжении последних лет в отрасли наблюдается ухудшение ситуации с обеспечением надежности и технологической управляемости в электроэнергетике вследствие доминирующего давления краткосрочных рыночных стимулов и различия в основах технической политики субъектов электроэнергетики.

Следовательно, перечисленные аспекты снижают уровень управляемости отрасли, что, в конечном счете, приводит к нарушениям электроснабжения потребителей.



Следует отметить, что в последние годы не снижается количество крупных системных аварий, отмечается тенденция по увеличению **негативных последствий аварий для потребителя**:

- возрастает максимальная мощность отключенной нагрузки потребителей при единичной аварии;
- возрастает количество аварий, связанных с обесточением потребителей на 10 МВт и более.

Таким образом, сложилась ситуация, в которой на нормативном уровне отсутствовали критерии принятия технических и инвестиционных решений по ключевым системообразующим вопросам электроэнергетики, не были определены долгосрочные и краткосрочные системные параметры функционирования и развития российской электроэнергетики.

23 июня 2016 г. вступил в силу Федеральный закон № 196-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» в части совершенствования требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики». Теперь Правительству Российской Федерации или уполномоченным им федеральным органам исполнительной власти предоставлены полномочия по установлению обязательных требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики.

Предлагаемые законом № 196-ФЗ изменения позволяют повысить безопасность эксплуатации объектов электроэнергетики и надежность электроснабжения потребителей, придать отрасли необходимый импульс для развития и модернизации и актуализировать нормы и правила, которые не пересматривались более 10 лет. Исходя из наиболее приоритетных задач для отрасли утвержден перечень первоочередных нормативных правовых актов, подлежащих разработке и актуализации, в который вошли около 25 документов.

Среди них такие **ключевые для отрасли документы**, как:

- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей;
- Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- Методические указания по проектированию развития энергосистем;

- Методические указания по технологическому проектированию тепловых электростанций.

До конца 2016 года планируется утвердить ряд документов, влияющих на надежное функционирование отрасли и ее экономическое развитие:

- Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей (далее — Правила ТОиР);
- Изменения в Правила устройства электроустановок в части использования проводов из алюминиевых сплавов во внутренней проводке зданий и сооружений (далее — Изменения в ПУЭ);
- Изменения в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации в части ведения и хранения оперативной документации в электронном виде на энергопредприятиях (далее — Изменения в ПТЭ).

К примеру, утверждение Правил ТОиР предоставит возможность упорядочить организацию ремонта, что позволит снизить аварийность объектов и уменьшить величину перебоев электроснабжения потребителей. Также предложенные и нормативно закрепленные механизмы организации ремонтной деятельности по техническому состоянию позволят оптимизировать затраты энергокомпаний на осуществление ремонтных программ, что приведет к сбалансированному установлению тарифа для населения.

Утверждение Изменений в ПУЭ, например, позволит создать необходимые предпосылки для производства и широкого использования инновационной кабельно-проводниковой продукции на основе алюминиевых сплавов. По оценке экспертов использование электропроводки с жилой из алюминиевого сплава вместо медной позволяет получить экономию в стоимости соответствующей продукции до 55% на 1 метр кабеля, что в масштабах страны даст значительный экономический эффект при осуществлении капитального строительства, реконструкции ремонта и объектов недвижимости.

Принятие и утверждение Изменений в ПТЭ позволит внедрить современные системы электронного ведения и хранения оперативной документации на основании уже имеющегося передового опыта в энергокомпаниях, освободить оперативный персонал от значительного объема бумажной работы и, таким образом, оптимизировать операционные издержки компаний.

ВНЕСЕНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ В ОТДЕЛЬНЫЕ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫЕ АКТЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПО ВОПРОСАМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГОТОВНОСТИ СУБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ К РАБОТЕ В ОСЕННЕ-ЗИМНИЙ ПЕРИОД

Цель:

Поэтапный переход от комиссионного формата системы оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в осенне-зимний период **на мониторинговую модель**, где данные о состоянии объектов электроэнергетики поступают и обрабатываются на постоянной основе в автоматизированном режиме.

Текущая ситуация:

- Ежегодно в целях своевременной организации работы Минэнерго России **издается приказ** «О первоочередных мероприятиях по подготовке субъектов электроэнергетики к прохождению отопительного сезона»;
- Минэнерго России ежегодно проводит **совещания Правительственной комиссии** по обеспечению безопасности электроснабжения (федерального штаба) по вопросам подготовки субъектов электроэнергетики к прохождению осенне-зимнего периода в 9 федеральных округах, с привлечением органов исполнительной власти, соответствующего субъекта, МЧС России, Ростехнадзора, руководителей субъектов электроэнергетики;
- В настоящее время Минэнерго России с привлечением представителей МЧС России, Ростехнадзора,

АО «СО ЕЭС», органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и проверяемого субъекта (объекта) электроэнергетики **создаются 78 комиссий** для оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в осенне-зимний период;

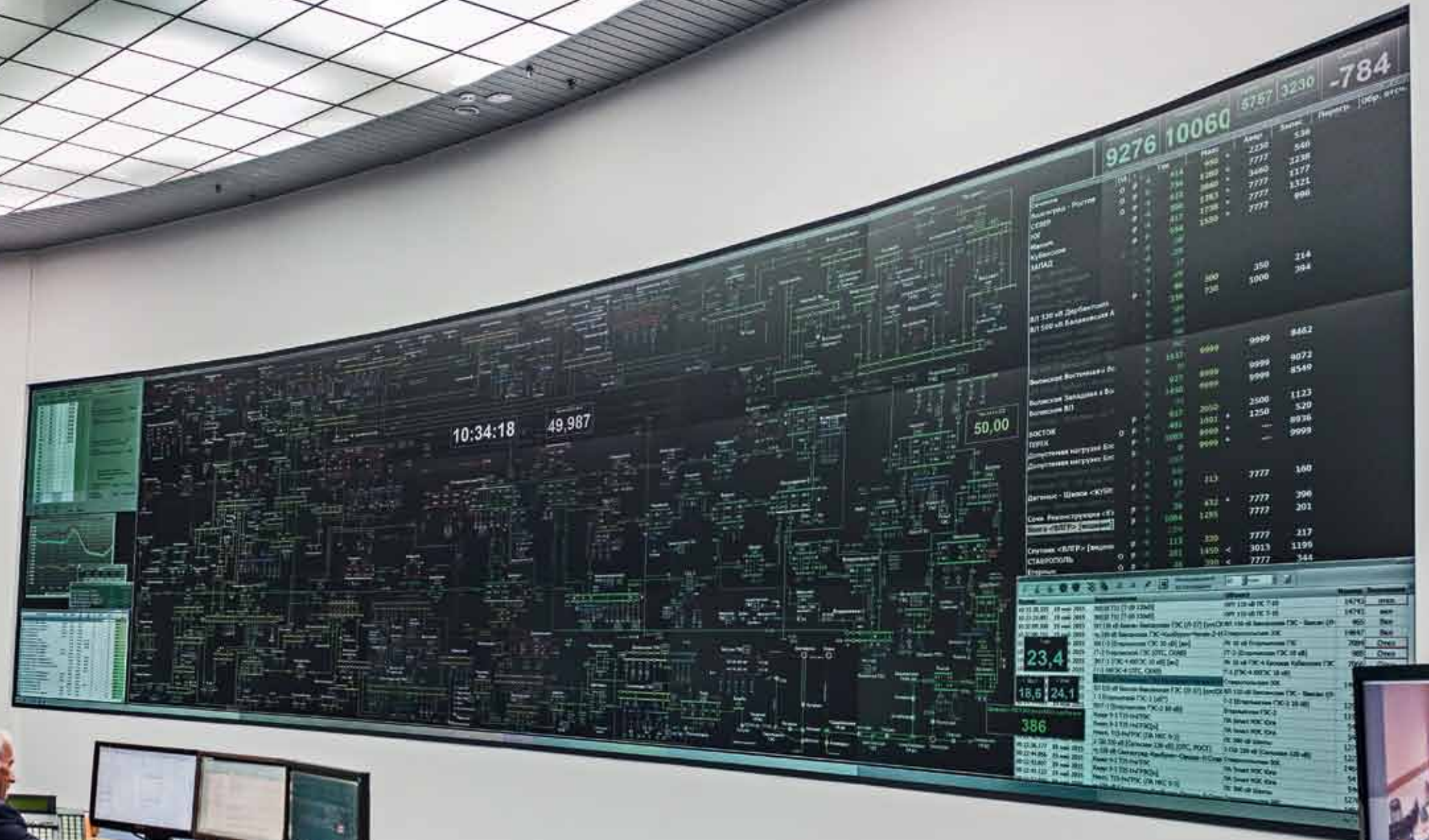
- **В состав каждой комиссии входит от 9 до 13 чел.** (общая численность всех членов комиссий составляет от 700 до 1000 чел.), комиссии работают в течение 3–5 дней, затраты на командировку и проведение проверок в среднем составляют около 2 000 000 млн рублей, не считая потери человеко-часов при отсутствии сотрудника на рабочем месте;
- Субъектами Российской Федерации также **проводятся проверки объектов**, расположенных в своих регионах. Общее количество проверок ежегодно составляет около 800.

Ожидаемые результаты:

- **Переход к системе непрерывного контроля (мониторинга)** за состоянием объектов электроэнергетики позволит повысить надежную и бесперебойную работу энергообъектов в течение всего годового цикла;
- **Упразднение комиссий Минэнерго России** и возложение обязанностей по подготовке объектов электроэнергетики на собственников, проверяемых объектов, хозяйствующие субъекты и местные органы исполнительной власти позволят существенно сократить затраты на организацию проверок.

Основной целью разрабатываемых нормативных правовых актов и положительным эффектом от их принятия является сохранение технологического единства энергосистемы, **предотвращение утраты работоспособности ЕЭС России и ее элементов, недопущение ее функциональной деградации и роста аварийности в электроэнергетике**, а также развитие отечественного энергомашиностроения и электротехнической промышленности.

Таким образом, создана основа для решения многолетней проблемы оптимизации системы технического регулирования в электроэнергетике, что, в конечном счете, позволит повысить безопасность эксплуатации объектов электроэнергетики и надежность электроснабжения потребителей, обеспечить внедрение прогрессивных технологий в отрасли.



ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ПРИ ПОДГОТОВКЕ К ОЗП 2016–2017 ГОДОВ

В рамках подготовки к прохождению ОЗП 2016–2016 годов Минэнерго России подготовлен и издан приказ от 04.03.2016 № 168 «О первоочередных мероприятиях по подготовке субъектов электроэнергетики к прохождению отопительного сезона 2016–2017 годов».

Указанный приказ разработан в целях своевременной организации работы по подготовке к прохождению ОЗП 2016–2017 годов и надежного обеспечения потребителей электрической и тепловой энергией.

В рамках приказа подготовлен **План первоочередных мероприятий по подготовке к ОЗП**.

Данный план включает в себя следующие мероприятия:

- формирование прогнозного энергетического баланса;
- организация работ по обеспечению запасов топлива;
- обеспечение запасов топлива;
- ремонт электроэнергетического оборудования;
- выполнение инвестиционных программ субъектов;
- организационные и технические мероприятия по обеспечению готовности регионов и субъектов электроэнергетики к прохождению отопительного сезона 2016–2017 годов.

Выполнение в полном объеме указанного перечня мероприятий позволит обеспечить надежность электро- и теплоснабжения потребителей.

Основными задачами по подготовке к ОЗП 2016–2017 годов является:

- Обеспечение энергокомпаниями безусловного выполнения нормативов запасов топлива, выполнение утвержденных ремонтных и инвестиционных программ в полном объеме;
- Принятие руководителями субъектов Российской Федерации и региональных энергокомпаний исчерпывающих мер по ликвидации задолженности перед ресурсоснабжающими организациями;
- Завершение руководителями субъектов Российской Федерации проверки готовности субъектов электроэнергетики к ОЗП в соответствии с Положением о Проверке готовности;
- Обеспечение субъектами электроэнергетики выполнения ремонтных программ в полном объеме;
- Обеспечение субъектами электроэнергетики, в соответствии с перечнем регионов с высокими рисками нарушения энергоснабжения, безусловного выполнения всех мероприятий приказа Минэнерго России от 03.04.2015 № 215;
- Обеспечение руководителями субъектов Российской Федерации закупки необходимого количества РИСЭЭ, в том числе для оснащения РИСЭЭ объектов теплоснабжения населенных пунктов и жилых районов.

