



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В 2015 ГОДУ

ЗАДАЧИ НА СРЕДНЕСРОЧНУЮ ПЕРСПЕКТИВУ



МОСКВА
2016

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ
ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ
ОБЪЕКТОВ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ
В 2015 ГОДУ

Москва
2016

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., Дунаев П.А.,
Голубев П.В., Готов А.В., Медведева Е.А.

075 Основные результаты функционирования объектов электроэнергетики в 2015 году / Под ред. заместителя Министра
энергетики Российской Федерации А.В. Черезова. 2016. — 72 с.

ISBN 978-5-990-75498-0

УДК 620.9(470)<313>

ББК 31.1

ISBN 978-5-990-75498-0

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
Основные вызовы и проблематика функционирования объектов электроэнергетики по итогам 2014 года	6
Основные производственные показатели ЕЭС России по итогам года	12
Техническое состояние объектов электроэнергетики	14
Выполнение годовых планов ремонтов оборудования электростанций и объектов электрических сетей	20
Выполнение программ технического перевооружения и реконструкции и ввод новых мощностей	28
Сведения об оборудовании иностранного производства, эксплуатируемом на объектах электроэнергетики	32
Анализ аварийности	42
Анализ изменения технического состояния объектов по итогам выполнения производственных программ.....	45
Производственный травматизм.....	52
Безопасность и защищенность объектов электроэнергетики.....	54
Подготовка субъектов электроэнергетики к работе в осенне-зимний период 2015–2016 гг.	56
Регионы с высокими рисками нарушения электроснабжения	58
Массовые нарушения электроснабжения бытовых потребителей.....	59
Интеграция энергосистемы Крыма в российскую энергетику	61
Обеспечение энергоснабжения объектов Чемпионата мира по футболу 2018 года	66
Совершенствование требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики.....	68
Задачи на среднесрочную перспективу	71

ВВЕДЕНИЕ

Согласно Стратегии национальной безопасности Российской Федерации одним из главных направлений обеспечения национальной безопасности в области экономики на долгосрочную перспективу является повышение уровня энергетической безопасности, которая включает в себя обеспечение конкурентоспособности отечественных энергетических компаний и производителей энергоресурсов, предотвращение дефицита топливно-энергетических ресурсов, создание резервных мощностей, стабильное функционирование систем энергоснабжения. Необходимыми условиями обеспечения энергетической безопасности в частности являются повышение эффективности государственного управления топливно-энергетическим комплексом, надежность и бесперебойность поставок энергоресурсов потребителям, внедрение перспективных энергосберегающих и энергоэффективных технологий, разработка перспективных энергосберегающих технологий и международный обмен ими.

Одними из угроз энергетической безопасности согласно Доктрине энергетической безопасности Российской Федерации являются недопустимо высокий износ основных производственных фондов ТЭК при низких темпах их обновления и создания строительных заделов, а также недостаточный уровень автоматизации технологических процессов и нерешенные проблемы эффективности и прозрачности деятельности организаций ТЭК. Угрозы энергетической безопасности по характеру возникновения и действия подразделяются на внутренние экономические, социально-политические, техногенные, природные, внешнеэкономические и внешнеполитические угрозы.

К внутренним экономическим угрозам в частности относятся:

- недостаточное инвестирование собственниками организаций ТЭК в обновление производственных мощностей, что в условиях высокой изношенности оборудования и его низкого технического уровня способно привести к некомпенсируемому выбытию производственных мощностей объектов энергетики;
- финансовая нестабильность;
- низкая инновационная активность в энергетическом машиностроении, ведущая к отставанию в освоении критически важных технологий;
- высокая зависимость организаций ТЭК от импорта оборудования, сервисных и инженеринговых услуг.

К социально-политическим угрозам в частности относятся:

- национально-этнические конфликты, проявление сепаратизма в отдельных регионах страны;

- незаконное вмешательство в деятельность организаций ТЭК, совершения диверсий и террористических актов на объектах энергетики;
- социально-политические конфликты в регионах, через территории которых транспортируются энергоносители.

К техногенным угрозам в частности относятся:

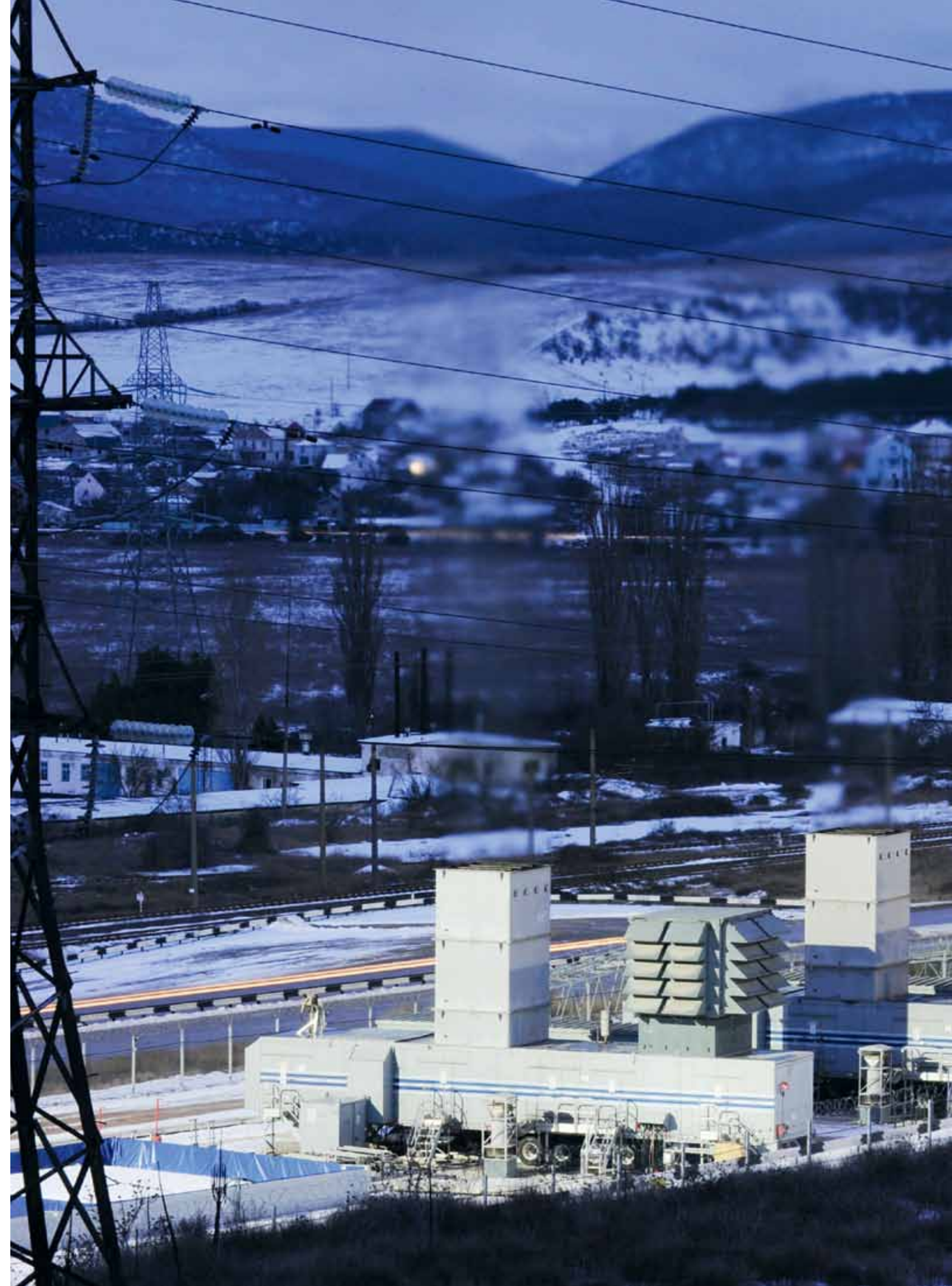
- увеличение из-за недостаточного объема инвестиций удельного веса морально устаревшего и физически изношенного оборудования в отраслях ТЭК в сочетании с некачественным и (или) несвоевременным выполнением работ по обслуживанию и ремонту;
- неудовлетворительное отношение собственников ряда организаций ТЭК к соблюдению требований промышленной безопасности, ставящее под угрозу жизнь и здоровье людей и влекущее некомпенсируемое выбытие основных средств;
- недостаточный уровень автоматизации технологических процессов в отраслях ТЭК;
- нехватка высококвалифицированных кадров;
- повышение уязвимости объектов ТЭК, связанное с усложнением систем и алгоритмов управления этими объектами.

К природным угрозам относятся:

- стихийные бедствия (землетрясения, наводнения, ураганы, гололед, сели и другие);
- аномальные проявления природных процессов (критически низкие или критически высокие температуры, длительная маловодность речного стока и другие).

К внешнеэкономическим и внешнеполитическим угрозам в частности относятся высокая политизированность отношений в энергетической сфере и обусловленные этим фактором дискриминационные действия со стороны других государств, их объединений и компаний в отношении Российской Федерации, российских компаний. Полная или частичная реализация угроз энергетической безопасности неизбежно приведет к нарушению стабильности функционирования систем энергоснабжения, что может вызвать замедление развития экономики, а также обострение проблем социальной и экологической защиты населения.

В целях оценки рисков реализации угроз и эффективности действий и мероприятий, направленных на предотвращение возникающих угроз, проведен анализ функционирования объектов электроэнергетики в 2015 году на основе отчетных данных.



ОСНОВНЫЕ ВЫЗОВЫ И ПРОБЛЕМАТИКА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ПО ИТОГАМ 2014 ГОДА

АВАРИЙНОСТЬ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

По итогам функционирования объектов электроэнергетики в 2014 году количество аварий с тяжелыми 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 объектов генерации электроэнергетики 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 проверок, 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 системообразующих мероприятий:

1. Не выполнены требования к определению алгоритмов функционирования и установок 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 выполнены 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;
- возможности отклонений от требований селективности, чувствительности, быстродействия РЗ;
- 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

Основными неблагоприятными погодными явлениями, приводившими к сверхнормативным нагрузкам и массовым нарушениям электроснабжения, в 2014 году являлись мокрый снег, порывистый ветер, гололед. Несмотря на снижение общего количества технологических нарушений по сравнению с 2012 и 2013 годами, количество отключенных потребителей и их суммарная мощность увеличились в несколько раз. Данный факт требует не только технических мероприятий по объектам, но и мобильной готовности к ликвидации последствий аварий (подготовка персонала и техники, возможность привлечения сил и средств из соседних регионов).

РЕГИОНЫ С ВЫСОКИМИ РИСКАМИ

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 список РВР в 2014 году были включены Юго-Западный



энергорайон Кубанской энергосистемы, Дагестанская энергосистема, электроэнергетическая система Крымского федерального округа, Центральный энергорайон Якутской энергосистемы, Бодайбинский и Мамско-Чуйский энергорайоны Иркутской энергосистемы. В период прохождения ОЗП 2014/2015 количество аварий в Краснодарском крае, приведших к прекращению электроснабжения потребителей в объеме 10 МВт и более, значительно снизилось. Снижение обусловлено, в основном, меньшим воздействием погодных явлений (порывистый ветер, гололед). В результате чего, из списка РВР Юго-Западный энергорайон Кубанской энергосистемы в последствии 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.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ЧЕМПИОНАТА МИРА ПО ФУТБОЛУ 2018 ГОДА

Приказом Минспорта России от 18.08.2014 № 704 утвержден план-график реализации Программы подготовки к проведению в 2018 году в Российской Федерации чемпионата мира по футболу.

Города-организаторы чемпионата мира по футболу 2018 года в России (11 городов, 12 стадионов): Волгоград, Екатеринбург, Казань, Калининград, Москва (2 стадиона), Нижний Новгород, Ростов-на-Дону, Самара, Санкт-Петербург, Саранск, Сочи.

В рамках строительства и реконструкции инфраструктуры энергоснабжения предусмотрена реализация 14 проектов (всего в 7 субъектах РФ): г. Волгоград — 1, г. Казань — 3, г. Калининград — 4, г. Ростов-на-Дону — 2, Санкт-Петербург — 2, г. Самара — 1, г. Саранск — 1. Основные исполнители мероприятий: ПАО «Россети» (10 проектов), ОАО «Сетевая компания» (3 проекта), АО «Санкт-Петербургские электрические сети» — АО «СПб ЭС» (1 проект).

В соответствии с Федеральным законом от 01.12.2014 № 384-ФЗ «О федеральном бюджете на 2015 год и на плановый период 2016 и 2017 годов» определены бюджетные инвестиции на создание инфраструктуры энергоснабжения

к проведению в 2018 году в Российской Федерации чемпионата мира по футболу в рамках подпрограммы «Развитие и модернизация электроэнергетики» государственной программы Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики», утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 15 апреля 2014 г. № 321 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики».

ОБНОВЛЕНИЕ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПРОГРАММЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ «ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИКИ»

Постановлением Правительства Российской Федерации от 15 апреля 2014 г. № 321 утверждена государственная программа Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики». Одной из задач программы определено обеспечение потребности внутреннего рынка в надежном, качественном и экономически обоснованном снабжении электроэнергией.

РАЗРАБОТКА ДОЛГОСРОЧНЫХ ПРОГРАММ РАЗВИТИЯ КОМПАНИЙ С ГОСУДАРСТВЕННЫМ УЧАСТИЕМ

Согласно поручениям Президента Российской Федерации от 27.12.2013 № Пр-3086 (пп. 32, 34) госкорпорации и компании с государственным участием должны разработать долгосрочные стратегии, включающие в себя цели и количественные показатели, а также механизмы персональной ответственности руководства и материальной ответственности в случае невыполнения поставленных задач.

В 2014 году долгосрочные программы развития согласованы Минэнерго России и утверждены советами директоров всех акционерных обществ, включенных в перечень, утвержденный распоряжением Правительства Российской Федерации от 23.01.2003 № 91-р, подведомственных Минэнерго России.

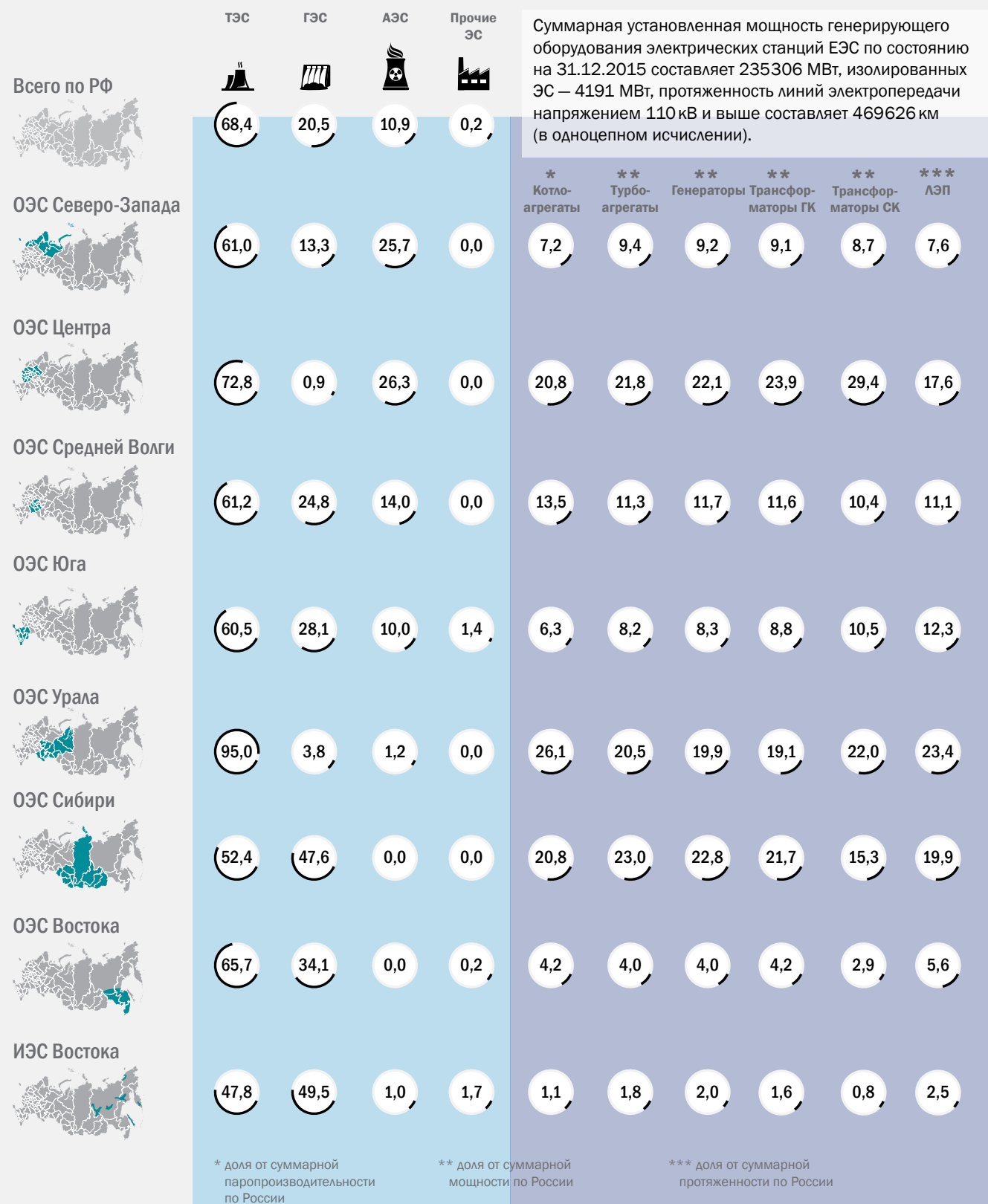
ЭКОНОМИЧЕСКИЕ И ВНЕШНЕПОЛИТИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ

Прогноз экономического спада в 2015 году в результате ухудшения геополитической ситуации в 2014 году и последовавших санкций против российских компаний, в том числе ТЭК — ограничение доступа к ключевым технологиям/оборудованию, иностранному капиталу и т.д.

Президент Российской Федерации Владимир Путин по итогам своего ежегодного послания Федеральному собранию поручил Правительству обеспечить сокращение расходов бюджета в 2015-2017 годах не менее чем на 5%, за исключением оборонных расходов и затрат на безопасность.



РАСПРЕДЕЛЕНИЕ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ПО ВИДАМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ГЕНЕРАЦИИ И ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ ПО ЭНЕРГОСИСТЕМАМ



ДОЛЯ НАИБОЛЕЕ КРУПНЫХ ГЕНЕРИРУЮЩИХ КОМПАНИЙ



ДОЛЯ НАИБОЛЕЕ КРУПНЫХ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ КОМПАНИЙ ОТ СУММАРНОЙ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ МОЩНОСТИ В РОССИИ



ДОЛЯ НАИБОЛЕЕ КРУПНЫХ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ КОМПАНИЙ ОТ СУММАРНОЙ ПРОТЯЖЕННОСТИ ЛЭП ПО РОССИИ



ОСНОВНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭЭС РОССИИ ПО ИТОГАМ ГОДА

Всего по РФ



Установленная мощность на 01.01.2016 г.	235306	↑ +1,2% к 01.01.2015 г.	Выработка ЭЭ	1027	↑ +0,2% к 2014 г.
Располагаемая мощность э.станций на годовой максимум потребления 2015 г.	211918	↓ -0,7% к 2014 г.			
Нагрузка э.станций на годовой максимум потребления 2015 г.	149392	↓ -4,3% к 2014 г.	Потребление ЭЭ	1008	↓ -0,55% к 2014 г.
	МВт			кВт/ч	

ОЭС Северо-Запада



Установленная мощность на 01.01.2016 г.	23143	↓ -0,6% к 01.01.2015 г.	Выработка ЭЭ	101	↓ -1,2% к 2014 г.
Располагаемая мощность э.станций на годовой максимум потребления 2015 г.	21989	↑ +1,6% к 2014 г.			
Нагрузка э.станций на годовой максимум потребления 2015 г.	15089	↓ -0,7% к 2014 г.	Потребление ЭЭ	90	↓ -0,6% к 2014 г.
	МВт			кВт/ч	

ОЭС Центра



Установленная мощность на 01.01.2016 г.	53307	↑ +0,8% к 01.01.2015 г.	Выработка ЭЭ	237	↓ -0,9% к 2014 г.
Располагаемая мощность э.станций на годовой максимум потребления 2015 г.	52272	↑ +0,1% к 2014 г.			
Нагрузка э.станций на годовой максимум потребления 2015 г.	35775	↓ -11,1% к 2014 г.	Потребление ЭЭ	232	↓ -0,5% к 2014 г.
	МВт			кВт/ч	

ОЭС Средней Волги



Установленная мощность на 01.01.2016 г.	27040	↑ +0,4% к 01.01.2015 г.	Выработка ЭЭ	105	↑ +0,3% к 2014 г.
Располагаемая мощность э.станций на годовой максимум потребления 2015 г.	25153	↑ +3,7% к 2014 г.			
Нагрузка э.станций на годовой максимум потребления 2015 г.	16966	↓ -1,1% к 2014 г.	Потребление ЭЭ	104	↓ -0,2% к 2014 г.
	МВт			кВт/ч	

ОЭС Юга



Установленная мощность на 01.01.2016 г.	20117	↓ -0,3% к 01.01.2015 г.	Выработка ЭЭ	89	↑ +4,6% к 2014 г.
Располагаемая мощность э.станций на годовой максимум потребления 2015 г.	19227	↑ +6,6% к 2014 г.			
Нагрузка э.станций на годовой максимум потребления 2015 г.	13188	↑ +10,4% к 2014 г.	Потребление ЭЭ	88	↑ +1,3% к 2014 г.
	МВт			кВт/ч	

ОЭС Урала



Установленная мощность на 01.01.2016 г.	50708	↑ +3,1% к 01.01.2015 г.	Выработка ЭЭ	258	↓ -0,8% к 2014 г.
Располагаемая мощность э.станций на годовой максимум потребления 2015 г.	47576	↑ +3,0% к 2014 г.			
Нагрузка э.станций на годовой максимум потребления 2015 г.	36113	↓ -3,9% к 2014 г.	Потребление ЭЭ	258	↓ -0,9% к 2014 г.
	МВт			кВт/ч	

ОЭС Сибири

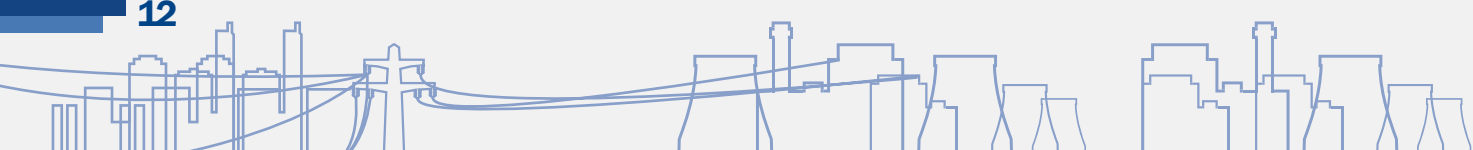


Установленная мощность на 01.01.2016 г.	51808	↑ +1,7% к 01.01.2015 г.	Выработка ЭЭ	201	↑ +1,5% к 2014 г.
Располагаемая мощность э.станций на годовой максимум потребления 2015 г.	36880	↓ -5,0% к 2014 г.			
Нагрузка э.станций на годовой максимум потребления 2015 г.	27563	↓ -5,2% к 2014 г.	Потребление ЭЭ	204	↓ -0,3% к 2014 г.
	МВт			кВт/ч	

ОЭС Востока



Установленная мощность на 01.01.2016 г.	9183	↑ +1,4% к 01.01.2015 г.	Выработка ЭЭ	36	↑ +1,0% к 2014 г.
Располагаемая мощность э.станций на годовой максимум потребления 2015 г.	8820	↓ -0,5% к 2014 г.			
Нагрузка э.станций на годовой максимум потребления 2015 г.	4698	↓ -5,0% к 2014 г.	Потребление ЭЭ	32	↑ +1,3% к 2014 г.
	МВт			кВт/ч	



ТЕХНИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Для оценки уровня существующих техногенных угроз и определения необходимых корректирующих и предупреждающих мероприятий для снижения угроз как на уровне отрасли, так и отдельных компаний рассмотрим, прежде всего, техническое состояние основного оборудования объектов электроэнергетики:

- паровые турбины, газовые турбины, гидравлические турбины, установленные на объектах электроэнергетики, суммарная установленная генерирующая мощность которых в совокупности превышает 5 МВт (далее — турбоагрегаты);
- котлоагрегаты, обеспечивающие паром паровые турбины, установленные на объектах электроэнергетики, суммарная установленная генерирующая мощность которых в совокупности превышает 5 МВт (далее — котлоагрегаты);
- генераторы тепловых и гидроэлектростанций, имеющих суммарную установленную мощность более 5 МВт (далее — генераторы);
- линии электропередачи напряжением 110 кВ и выше (далее — ЛЭП);
- трансформаторы (автотрансформаторы) мощностью 63 МВА и более, напряжением обмотки высокого напряжения 110 кВ и выше генерирующих и электросетевых компаний (далее — трансформаторы).

Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации определено, что за техническое состояние оборудования, зданий и сооружений, выполнение объемов ремонтных работ, обеспечивающих стабильность установленных показателей эксплуатации, полноту выполнения подготовительных работ, своевременное обеспечение запланированных объемов ремонтных работ запасными частями и материалами, а также за сроки и качество выполненных ремонтных работ отвечает собственник.

Под «техническим состоянием объекта» понимается совокупность подверженных изменению его свойств, в определенный момент времени характеризуемая степенью соответствия фактических значений показателей и/или качественных признаков, установленных в эксплуатационных и/или нормативных документах.

Эксплуатационные документы — конструкторские документы, предназначенные для использования при эксплуатации, обслуживании и ремонте изделия в процессе эксплуатации.

Жизненный цикл продукции (изделия) — совокупность взаимосвязанных процессов последовательного изменения состояния продукции от формирования исходных требований к ней до окончания ее эксплуатации или применения. Жизненный цикл — это не временной период существования продукции данного типа (одного наименования и обозначения), а процесс последовательного изменения ее состояния, обусловленный видом производимых на нее воздействий. Первым уровнем деления жизненного цикла продукции является деление его на стадии жизненного цикла. При этом продукция конкретного типа может одновременно находиться в нескольких стадиях жизненного цикла, например, в стадиях производства, эксплуатации и капитального ремонта.

Стадия жизненного цикла продукции (изделия) — часть жизненного цикла продукции, характеризующаяся определенным состоянием продукции, видом предусмотренных работ и их конечными результатами.

Эксплуатация — стадия жизненного цикла изделия, на которой реализуется, поддерживается и восстанавливается его качество. Эксплуатация изделия включает в себя в общем случае использование по назначению, транспортирование, хранение, техническое обслуживание и ремонт.

Эксплуатационный показатель — показатель качества, необходимый для оценки технического состояния объекта и характеризующий по отдельности или совокупно в любых сочетаниях уровень безопасности, надежности, эффективности, технического использования и обеспеченности внешними ресурсами при эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте объекта. Эксплуатационные показатели разделяют также на группу технических показателей и группу показателей обеспеченности внешними ресурсами. Технические показатели по отдельности или совокупно в любых сочетаниях характеризуют уровень безопасности, надежности, эффективности, технического использования объекта.

Надежность — свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих его способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.

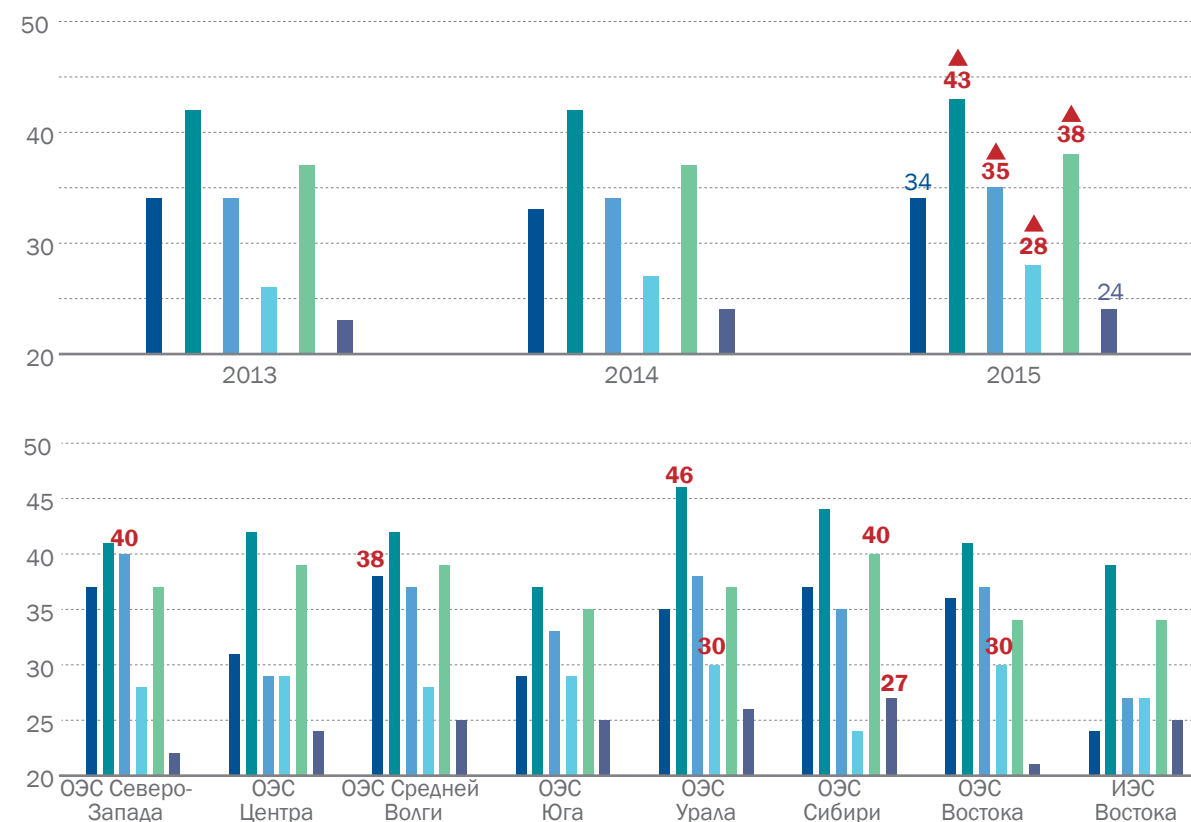
СРОКИ СЛУЖБЫ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ЛЭП

Срок службы — продолжительность эксплуатации объекта, включая ее возобновление после капитальных ремонтов, до наступления предельного состояния.

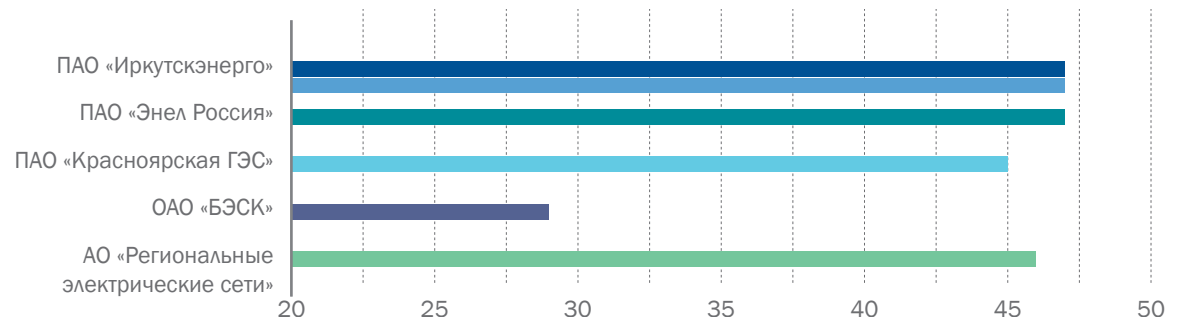
Мониторинг показателей срока службы, в том числе среднего срока службы позволяет:

- выявить тенденцию и установить динамику изменения «возраста» (старение/обновление) основного оборудования, ЛЭП;
- оценить достаточность вводов нового и выводов устаревшего оборудования, ЛЭП;
- прогнозировать изменение среднего срока службы основного оборудования, ЛЭП с учетом существующей динамики их ввода в эксплуатацию.

СРЕДНИЙ СРОК СЛУЖБЫ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ЛЕТ



НАИБОЛЬШИЙ СРЕДНИЙ СРОК СЛУЖБЫ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ЛЕТ

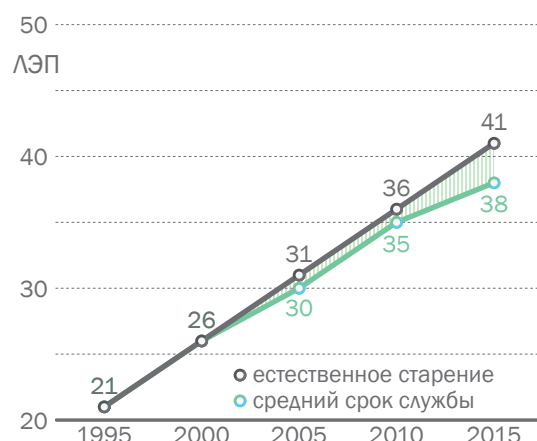
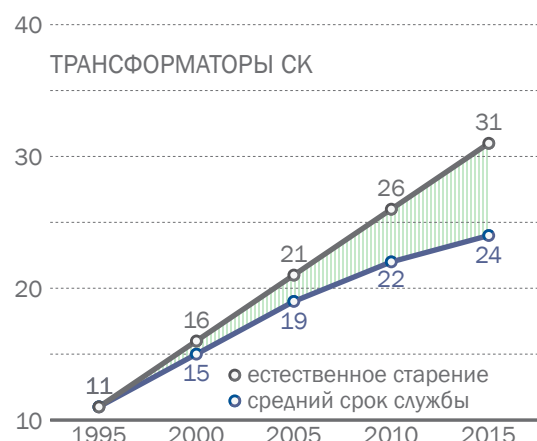
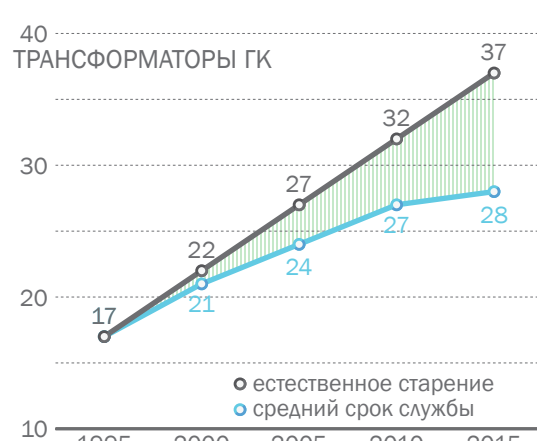
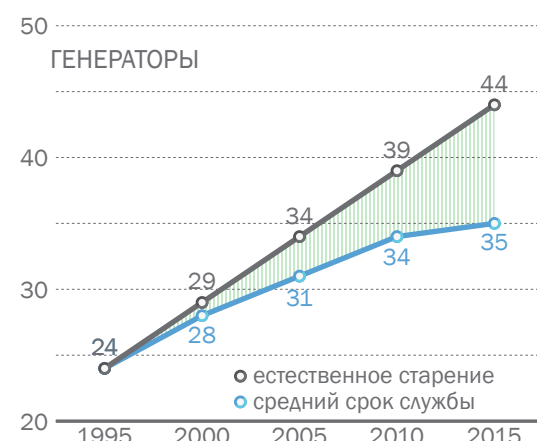
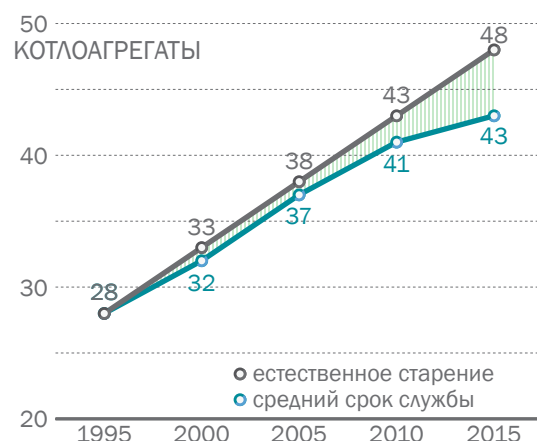
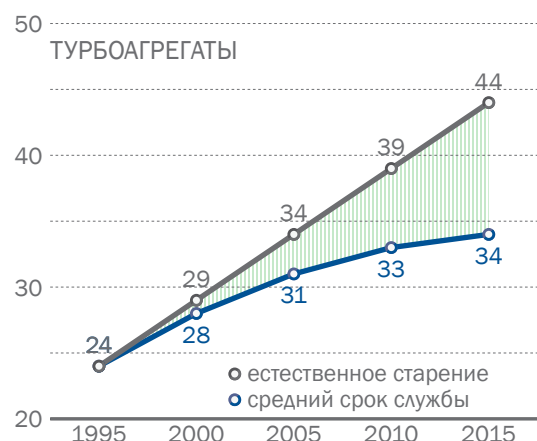


■ Турбоагрегаты ■ Котлоагрегаты ■ Генераторы ■ Трансформаторы ГК ■ ЛЭП ■ Трансформаторы СК

Средний срок службы «естественного старения» показывает, какого среднего «возраста» по Российской Федерации достигли бы данные виды оборудования,

начиная с 1995 года, при отсутствии вводов в эксплуатацию новых и выводов старых основных производственных фондов.

ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ СРЕДНЕГО СРОКА СЛУЖБЫ ОБОРУДОВАНИЯ, ЛЕТ



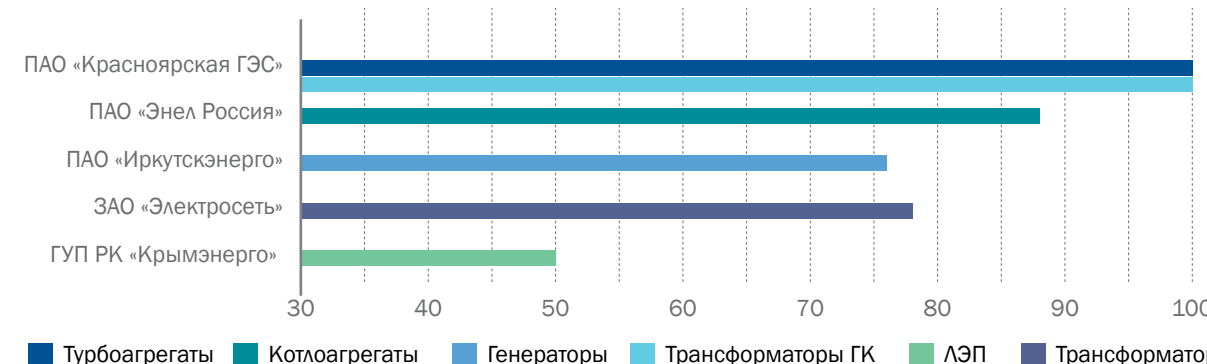
За последние 10 лет наблюдается замедление роста среднего срока службы турбоагрегатов, генераторов, трансформаторов относительно линии естественного старения, что связано с активным вводом в эксплуатацию нового и выводом из эксплуатации старого оборудования данных видов в сравнении с аналогичными показателями по котлоагрегатам и ЛЭП, по которым темпы обновления относительно невысоки.

При этом, на сегодняшний день не найден действенный механизм, стимулирующий компании к выводу из эксплуатации неэффективного оборудования, ЛЭП. Существенная часть основного оборудования и ЛЭП на объектах электроэнергетики эксплуатируется за пределами нормативных сроков службы, установленных заводами изготовителями и отраслевыми НТД.

ДОЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ, ЭКСПЛУАТИРУЕМОГО ЗА ПРЕДЕЛАМИ НОРМАТИВНОГО СРОКА СЛУЖБЫ/ПАРКОВОГО РЕСУРСА ОТ СУММАРНОЙ МОЩНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ГЕНЕРАЦИИ И ТРАНСФОРМАТОРОВ, ЛЭП, ЭКСПЛУАТИРУЕМОГО ЗА ПРЕДЕЛАМИ НОРМАТИВНОГО СРОКА СЛУЖБЫ ОТ СУММАРНЫХ: МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ, И ПРОТЯЖЕННОСТИ ЛЭП ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ, %



НАИБОЛЬШАЯ ДОЛЯ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ЛЭП, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ЗА ПРЕДЕЛАМИ НОРМАТИВНОГО СРОКА СЛУЖБЫ/ПАРКОВОГО РЕСУРСА, %





Решение о дальнейшей эксплуатации основного оборудования, ЛЭП за пределами нормативного срока службы/паркового (назначенного) ресурса или его замене принимает собственник, на основании оценки технического состояния, полученной по результатам проведения технических освидетельствований, диагностических обследований. Однако это не означает, что основное оборудование, ЛЭП целесообразно эксплуатировать сколько угодно долго.

По мере увеличения наработки, сроков службы основного оборудования, ЛЭП неминуемо будут расти затраты на их ремонт и проведение мероприятий по продлению срока службы, ресурса с сохранением тех же технико-экономических показателей и, начиная с некоторого момента, эксплуатировать длительно работающее основное оборудование, ЛЭП будет неэффективно, так как финансовые затраты на поддержание их в надлежащем техническом состоянии становятся сопоставимы с затратами на их реконструкцию или замену.

К оборудованию и ЛЭП, которые эксплуатируются за пределами нормативных сроков службы, предъявляются повышенные требования по поддержанию его в исправном и работоспособном техническом состоянии. Поэтому собственникам такого оборудования необходимо своевременно планировать финансовые средства на проведение

соответствующих комплексов мероприятий (диагностика, техническое освидетельствование, реконструкция или сверхтиповой ремонт и пр.), учитывая эти дополнительные объемы при планировании и выполнении в сроки регламентированных ремонтов.

ОСТАТОЧНЫЙ РЕСУРС ОБОРУДОВАНИЯ СУБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Остаточным ресурсом определяются предельные сроки безопасной эксплуатации оборудования до исчерпания ресурса и принятия собственником решения о дальнейшей эксплуатации, с проведением мероприятий по продлению ресурса (диагностика, планирование и выполнение ремонта, реконструкция), замене или выводе его из эксплуатации.

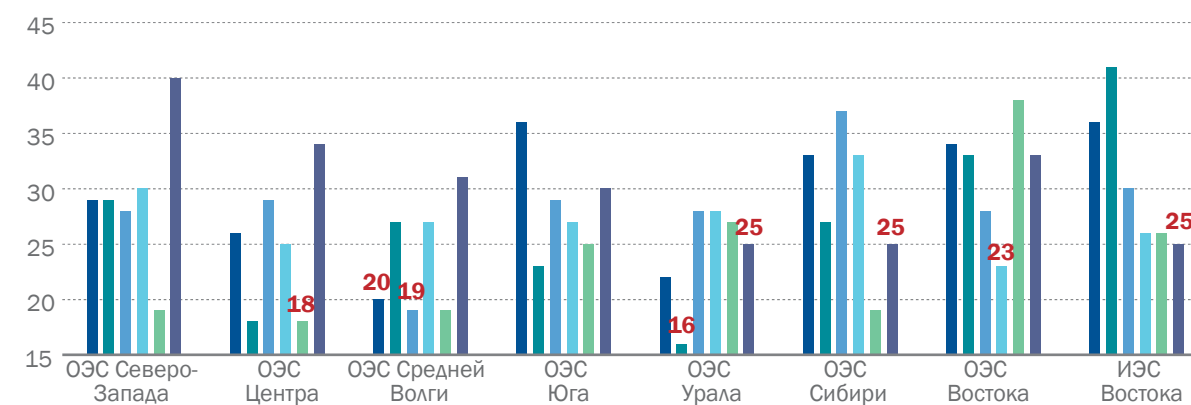
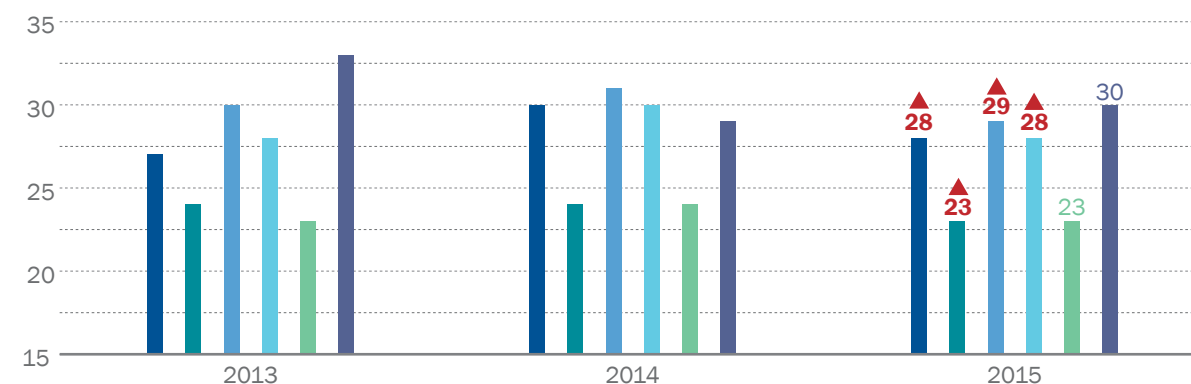
Чем ниже остаточный ресурс основного оборудования, ЛЭП, тем больше собственникам необходимо запланировать финансовых средств на увеличивающийся объем мероприятий, направленных на доведение значений технических параметров основного оборудования, ЛЭП до нормативных.

В целом по отрасли тренд старения оборудования, ЛЭП сохраняется и растет доля основного оборудования, ЛЭП, эксплуатируемых за пределами нормативных сроков службы/паркового ресурса.

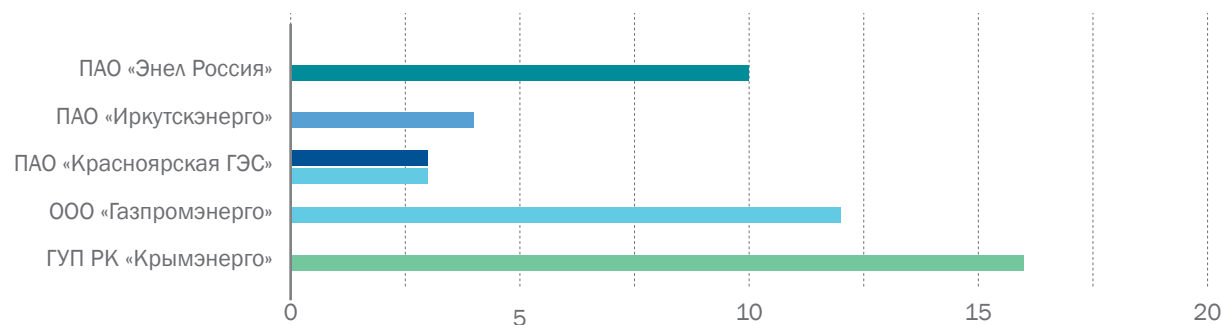
Это свидетельствует о недостаточном инвестировании собственниками организаций электроэнергетики средств в обновление основных производственных фондов, что может привести к увеличению затрат на поддержание основного оборудования, ЛЭП в надлежащем техническом состоянии, росту количества отказов, технологических ограничений, что, в свою очередь, повлияет на надежность энергоснабжения потребителей, в том числе в осенне-зимний период.

Эксплуатация основного оборудования, ЛЭП за пределами нормативного срока службы/паркового (назначенного) ресурса, конечно, не является предельным сроком эксплуатации. При удовлетворительном техническом состоянии, эксплуатации основного оборудования, ЛЭП без отклонения от номинальных параметров, соблюдении регламентированных процедур продления, нет ограничений на дальнейшее продление сроков службы основного оборудования, ЛЭП.

ОСТАТОЧНЫЙ РЕСУРС ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, %



НАИМЕНЬШИЙ ОСТАТОЧНЫЙ РЕСУРС ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, %



■ Турбоагрегаты ■ Котлоагрегаты ■ Генераторы ■ Трансформаторы ГК ■ ЛЭП ■ Трансформаторы СК

ВЫПОЛНЕНИЕ ГОДОВЫХ ПЛАНОВ РЕМОНТОВ ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

В целях восстановления ресурса и исправности или работоспособности оборудования электрических станций и сетей организациями электроэнергетики в необходимых объемах, с установленной периодичностью планируются и проводятся ремонты оборудования и ЛЭП.

Исправность (исправное состояние) — состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям нормативной и (или) конструкторской (проектной) документации.

Работоспособность (работоспособное состояние) — состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативной и (или) конструкторской (проектной) документации.

Ресурс — суммарная наработка объекта от начала его эксплуатации или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние.

Предельное состояние — состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

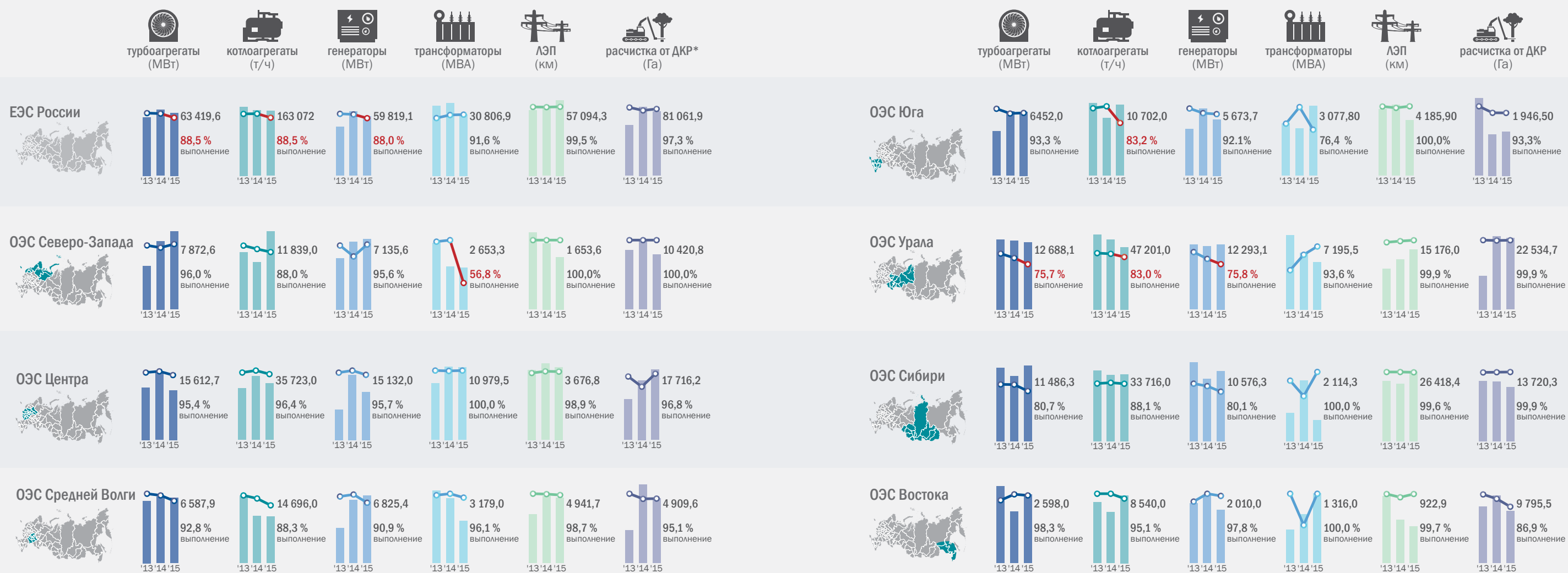
Стоит отметить, что по группе оборудования «Генераторы» наименьший % выполнения годового плана ремонтов в 2015 году при отрицательной динамике показателей технического состояния, рассмотренных в разделе «Техническое состояние объектов электроэнергетики».

Наименьший объем выполнения годового плана ремонтов в 2015 году сложился по ОЭС Урала по группам оборудования «Турбоагрегаты», «Генераторы» и «Котлоагрегаты» по ОЭС Юга — по группе оборудования «Котлоагрегаты» и по ОЭС Северо-Запада — по группе оборудования «Трансформаторы».

Стоит отметить:

- средний срок службы трансформаторов в ОЭС Северо-Запада сравним со средним сроком службы данного оборудования в целом по ЕЭС и 63% эксплуатируется за пределами нормативного срока службы в генерирующих компаниях ОЭС (выше среднего показателя по ЕЭС);
- если по котлоагрегатам показатели технического состояния в ОЭС Юга находятся на уровне среднего в целом по ЕЭС, то по ОЭС Урала имеют самые худшие значения среди всех ОЭС;
- средний срок службы генераторов в ОЭС Урала выше среднего срока службы данного оборудования в целом по ЕЭС;
- средний срок службы турбоагрегатов в ОЭС Урала выше среднего срока службы данного оборудования в целом по ЕЭС, 72% эксплуатируется за пределами нормативного срока службы — максимальный объем среди всех ОЭС и остаточный ресурс данной группы оборудования 22% — практически наименьший среди всех ОЭС.

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



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

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВЫПОЛНЕНИЯ СУБЪЕКТАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ГОДОВЫХ ПЛАНОВ РЕМОНТОВ
ОБОРУДОВАНИЯ И ЛЭП ЗА ПЕРИОД 2013-2015 гг.



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

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

ПРИЧИНЫ	2013 ГОД	2014 ГОД	2015 ГОД
Исключение ремонта в связи с невыработкой нормативного межремонтного ресурса	32,4%	40,7%	28,7%
Перенос/исключение ремонта в связи с недостаточным финансированием ремонтных программ	3,9%	11,2%	25,5%
Перенос/исключение ремонта в связи с ремонтами другого оборудования объекта	22,1%	12,3%	17,3%
Изменение сроков ремонтов из-за увеличения объемов работ по результатам дефектации	7,8%	15,7%	9,2%
Невыполнение договорных условий подрядной организацией	3,9%	2,2%	9,2%
Перенос сроков/исключение ремонта в связи с отсутствием запчастей	6,1%	10,1%	8,1%

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. В частности, рост аварийности на объектах АО «Интер РАО - Электрогенерация» значительно сказался на объемах выполнения годового плана ремонтов в 2015 году практически по всем группам основного оборудования.

ОЦЕНКА ПОСЛЕДСТВИЙ ИСКЛЮЧЕНИЯ РЕМОНТОВ И ГОДОВОЙ ПРОГРАММЫ 2015

СУБЪЕКТ ЭЛЕКТРО-ЭНЕРГЕТИКИ	ОБОРУДОВАНИЕ, ВИД РЕМОНТА	ПРИЧИНЫ ИСКЛЮЧЕНИЯ	АВАРИЙНОСТЬ
Уренгойская ГРЭС			
АО «Интер РАО — Электрогенерация»	ПГУ-1 (465 МВт), средний ремонт	Корректировка бизнес-плана для снижения финансовых затрат Выполнен текущий ремонт	02.01.2015 аварийное отключение из-за срабатывания защиты от обратной мощности 30.01.2015 аварийное отключение 1ГТ-1 по причине неисправности в шкафу управления Р-ТПУ 30.03.2015 аварийное отключение ПГУ из -за ложного срабатывания защиты по вибрации подшипников турбины 1ГТ-2 15.04.2015 аварийное отключение 1 ГТ-1 из-за ложного срабатывания дистанционного аварийного отключения турбины 30.06.2015 аварийное отключение по причине понижение вакуума в конденсаторе паровой турбины
Харанорская ГРЭС			
АО «Интер РАО — Электрогенерация»	энергоблок ст. № 2 (215,0 МВт, 670,0 т/ч), средний ремонт	Нахождение в длительном неплановом ремонте генератора энергоблока ст. № 3 Выполнен текущий ремонт	13.03.2015 аварийное отключение по причине повреждения поверхностей нагрева котла

СУБЪЕКТ ЭЛЕКТРО-ЭНЕРГЕТИКИ	ОБОРУДОВАНИЕ, ВИД РЕМОНТА	ПРИЧИНЫ ИСКЛЮЧЕНИЯ	АВАРИЙНОСТЬ
Киришская ГРЭС			
ПАО «ОГК-2»	энергоблок ст.№ 6 (ПГУ-800 МВт), средний ремонт	Недостаточная наработка в межремонтный период Выполнен текущий ремонт	04.04.2015 аварийное отключение технологической защитой по понижению вакуума в конденсаторе турбины ПТ-61 09.07.2015 аварийное отключение из за потери питания датчиков расхода воздуха в системе вентиляции ГТУ-62 10.07.2015 аварийное отключение из за неисправности главной паровой задвижки котла-утилизатора 27.07.2015 аварийное отключение из короткого замыкания в цепях управления паровой турбины 30.09.2015 снижение мощности на 409 МВт аварийного ремонта питательного электронасоса низкого давления 02.11.2015 аварийное отключение ГТУ-62 по причине срабатывания технологической защиты из-за неравномерности температуры газов между горелками
Рефтинская ГРЭС			
ПАО «Энел Россия»	Энергоблок ст. № 8 (500,0 МВт, 1650,0 т/ч), капитальный ремонт	Перенос срока вывода в ремонт с 16.01.2016 в связи с продлением планового среднего ремонта энергоблока ст. № 7 Выполнен текущий ремонт	За период 2015 года произошло 19 аварийных отключений и снижений выдачи мощности на энергоблоке ст. № 8 по причинам повреждения поверхностей нагрева, неисправностей пылестистем и вспомогательного котельного оборудования
Курская ТЭЦ Северо-Западного района			
ПАО «Квадра-Генерирующая компания»	Турбина ст. № ГТУ2 (45,7 МВт), средний ремонт	Недостаточная наработка в межремонтный период Выполнен текущий ремонт	03.04.2015 аварийное отключение 2ГТ из-за неисправности сбросного клапана 08.04.2015 аварией отключение 2ГТ из-за отказа датчика положения золотника ДКС № 1 08.06.2015 аварийное отключение 2ГТ в связи с нештатным погасанием пламени в камере сгорания 09.06.2015 аварийное отключение 2ГТ в связи с отказом модуля датчиков температуры 31.07.2015 аварийное отключение 2ГТ из-за отказа модуля температур 11.08.2015 аварийное отключение 2ГТ из-за отказа модуля температур 02.09.2015 аварийное отключение ДКС № 2 из-за неисправности системы фильтрации и снижение мощности на 59 МВт

СУБЪЕКТ ЭЛЕКТРО-ЭНЕРГЕТИКИ	ОБОРУДОВАНИЕ, ВИД РЕМОНТА	ПРИЧИНЫ ИСКЛЮЧЕНИЯ	АВАРИЙНОСТЬ
Сызранская ТЭЦ			
ПАО «Т Плюс»	Турбина ст. № ПГУ-1 (227,4 МВт), средний ремонт	Недостаточное финансирование годовых ремонтных программ Выполнен текущий ремонт	03.06.2015 аварийное отключение по причине превышения максимально допустимой температуры пара ВД за К-1,2 09.08.2015 снижение мощности ПГУ-1 на 105,4 МВт по причине ложного срабатывания технологической защиты генератора Г-11 из-за сбоя АСУ ТП 09.10.2015 снижение мощности ПГУ-1 на 100 МВт по разбросу температуры газов на выходе газовой турбины ГТУ-10 01.12.2015 аварийное отключение по причине отключения ДКС-1 и ДКС-2
Курганская ТЭЦ			
ОАО «Курганская ГК»	Турбина ст. № 6 (100,0 МВт), капитальный ремонт	Перераспределение финансовых затрат на ремонт другого оборудования (конденсатора турбины ст. № 8) Выполнен текущий ремонт	29.05.2015 аварийное отключение по причине повреждения трубной системы конденсатора 23.07.2015 аварийное отключение при проведении пусковых операций из за заклинивания паровой задвижки
	Турбина ст. № 9 (100,0 МВт), средний ремонт	Недостаточное финансирование ремонтных программ Выполнен текущий ремонт	04.02.2015 аварийное отключение по причине повреждения трубопровода основного конденсата 08.02.2015 аварийное отключение из за ложного срабатывания защиты турбины по посадке СК 17.03.2015 аварийное отключение по причине повреждения трубной системы конденсатора 18.03.2015 аварийное отключение по причине повреждения трубной системы конденсатора
	Котлоагрегат, ст. № 9 (420,0 т/ч), капитальный ремонт	Перераспределение финансовых затрат на замену забракованных по результатам экспертизы питательных трубопроводов котлоагрегата ст. №10 Выполнен текущий ремонт	09.01.2015 аварийное отключение по причине повреждения поверхности нагрева котла

СУБЪЕКТ ЭЛЕКТРО-ЭНЕРГЕТИКИ	ОБОРУДОВАНИЕ, ВИД РЕМОНТА	ПРИЧИНЫ ИСКЛЮЧЕНИЯ	АВАРИЙНОСТЬ
Приморское ПМЭС			
ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока	расчистка от ДКР трасс ВЛ 110 кВ (всего исключено 1280,2 га)	Невыполнение договорных условий подрядной организацией ООО «Строительное управление-989»	ВЛ 220 кВ Лесозаводск-Свиягино/т с отпайкой на ПС Кировка — 5 авар. отключений (обрыв шлейфа, короткое замыкание из-за воздействия инородных предметов) ВЛ 220 кВ Дальневосточная-Уссурийск-2 № 1-30.04.2015 авар. отключение (перекрытие на ДКР) ВЛ 220 кВ Береговая-2-Перевал — 03.07.2015 авар. отключение (обрыв провода) ВЛ 220 кВ Дальневосточная-Арсеньев-2-22.07.2015 авар. отключение (короткое замыкание из-за воздействия инородных предметов) ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС-Дальневосточная — авар. отключения 19.10.2015 и 24.10.2015 (электродуговое перекрытие из-за пожара (низовой пал))
Кузбасское ПМЭС			
ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Сибири	капитальный ремонт ВЛ 110 кВ (всего исключено 93,9 км)	Занятость собственно ремонтного персонала на выполнении расчистки от ДКР просек других ВЛ	ВЛ 220 кВ Теба-Чарыш — авар. отключения 13.06.2015 и 30.07.2015 (электродуговое перекрытие из-за грозových перенапряжений)
Приокское ПМЭС			
ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра	расчистка от ДКР трасс ВЛ 110 кВ (всего исключено 399,1 га)	Выполнение дополнительного объема работ по расчистке от ДКР на других ВЛ по результатам осмотра	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ-Ленинская — 2 авар. отключения 24.05.2015 и 14.06.2015 (электродуговое перекрытие на проводе) ВЛ 220 кВ Дорогобужская ТЭЦ-Электрон — авар. отключение 23.06.2015 (электродуговое перекрытие на проводе) ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС-Люторичи — авар. отключение 09.07.2015 (электродуговое перекрытие на проводе) ВЛ 220 кВ Рязанская ГРЭС-Парская 2 — авар. отключение 16.07.2015 (электродуговые перекрытия на гирлянде изоляторов и проводе) ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС-Цементная — авар. отключение 18.07.2015 (перекрытие на ДКР) ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС-Химическая — авар. отключение 12.09.2015 (электродуговые перекрытия на гирлянде изоляторов и проводе)

Отдельно стоит отметить рост доли невыполнения ремонтных программ в связи невыполнением договорных условий подрядной организацией. Данный факт может свидетельствовать об увеличении внутриэкономических угроз: финансовая нестабильность, высокая зависимость организаций ТЭК от импорта оборудования, сервисных и

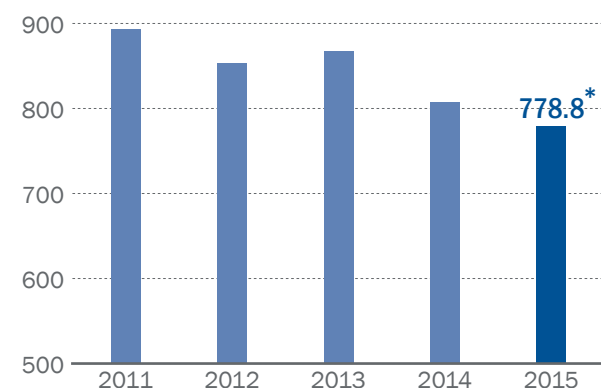
инжиниринговых услуг, низкая инновационная активность в энергетическом машиностроении, ведущая к отставанию в освоении критически важных технологиях. Для локализации данных угроз более подробно в разделе 8 будет приведен обзор оборудования иностранного производства, эксплуатируемого на объектах электроэнергетики.

ВЫПОЛНЕНИЕ ПРОГРАММ ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ И РЕКОНСТРУКЦИИ И ВВОД НОВЫХ МОЩНОСТЕЙ

Техническое перевооружение и реконструкция — комплекс мероприятий по повышению технико-экономических показателей основных производственных фондов, являются одними из видов технического воздействия на объекты. Мероприятия финансируются и выполняются в рамках инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

Техническое перевооружение состоит в замене морально и физически устаревшего оборудования, конструкций и материалов новыми, более совершенными, с оптимизацией схем и компоновок и внедрение автоматизированных и автоматических систем управления и контроля и других современных средств управления производственным процессом, совершенствовании подсобного и вспомогательного хозяйства объекта в пределах ранее выделенных земельных участков.

ИНВЕСТИЦИИ В РАЗВИТИЕ ГЕНЕРАЦИИ И СЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА, МЛРД РУБ.



*план в соответствии с ИПР.

ВЫПОЛНЕНИЕ ГОДОВЫХ ПРОГРАММ ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ И РЕКОНСТРУКЦИИ (ТПИР) (ФИНАНСИРОВАНИЕ)

		ТЕРРИТОРИАЛЬНО ИЗОЛИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (ПРОЧИЕ КОМПАНИИ)			
		ВСЕГО	ГЕНЕРИРУЮЩИЕ КОМПАНИИ	ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫЕ КОМПАНИИ	ТЕРРИТОРИАЛЬНО ИЗОЛИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (ПРОЧИЕ КОМПАНИИ)
2013	План финансирования, млн руб.	361 109	176 930	103 437	80 741
	Выполнение, %	89	91	85	90
	Натуральные показатели		253,6 МВт *	7 633 МВА 3 949 км	43 МВт 63 МВА 139 км
2014	План финансирования, млн руб.	322 224	180 224	88 187	53 813
	Выполнение, %	90	91	94	81
	Натуральные показатели		398,5 МВт *	7 821 МВА 8 068 км	12 МВт 205 МВА 128 км
2015	План финансирования, млн руб.	259 400	142 874	79 690	36 836
	Выполнение, %	95,1	104,4	91,3	84,4
	Натуральные показатели		385 МВт*	4 236 МВА 6 091 км	123 МВА 221 км

*фактическое увеличение генерирующей мощности после выполнения годовых программ ТПИР.

Реконструкция — замена эксплуатируемого узла и/или оборудования на конструктивно измененные, комплекс работ на действующих объектах по их переустройству (строительству взамен) в целях повышения технического уровня, улучшения технико-экономических показателей объекта, условий труда и охраны окружающей среды.

Стоит отметить, что в текущем формате формирования инвестиционных программ субъектов электроэнергетики реконструкция объектов со строительством взамен отдельного оборудования не относится к статье финансирования «Техническое перевооружение и реконструкция» и в данном отчете не учитывается в оценках.

ВЫПОЛНЕНИЕ ГОДОВЫХ ПРОГРАММ ФИНАНСИРОВАНИЯ ТПИР ГЕНЕРИРУЮЩИМИ КОМПАНИЯМИ, МЛН РУБ.

ХОЛДИНГ, СУБЪЕКТ ЭЭ	2013 ГОД		2014 ГОД		2015 ГОД	
	ГОДОВОЙ ПЛАН	ВЫПОЛНЕНИЕ, %	ГОДОВОЙ ПЛАН	ВЫПОЛНЕНИЕ, %	ГОДОВОЙ ПЛАН	ВЫПОЛНЕНИЕ, %
ООО «Газпром энергохолдинг»	13 695	90	17 164	91	19 333	122
ПАО «РусГидро»	37 907	96	36 958	94	28 880	99
ПАО «Интер РАО»	10 145	77	10 219	79	9 030	92
АО «Концерн Росэнергоатом»	77 871	99	77 821	104	74 711	106
ПАО «Т Плюс»	11 049	69	10 101	57	5 967	93
ОАО «Э.ОН Россия»	3 182	78	1 684	109	1 674	91
ПАО «РАО Энергетические системы Востока»	4 305	96	3 773	98	2 280	94
ООО «Сибирская генерирующая компания»	19 284	67	19 047	66	17 113	78

ВЫПОЛНЕНИЕ ГОДОВЫХ ПРОГРАММ ФИНАНСИРОВАНИЯ ТПИР ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫМИ КОМПАНИЯМИ, МЛН РУБ.

ХОЛДИНГ, СУБЪЕКТ ЭЭ	2013 ГОД		2014 ГОД		2015 ГОД	
	ГОДОВОЙ ПЛАН	ВЫПОЛНЕНИЕ, %	ГОДОВОЙ ПЛАН	ВЫПОЛНЕНИЕ, %	ГОДОВОЙ ПЛАН	ВЫПОЛНЕНИЕ, %
ПАО «Россети»	154 005	89	105 450	93	65 276	88
ОАО «Иркутская электросетевая компания»	2 975	76	1 973	87	3 623	57
ОАО «Сетевая компания»	7 370	83	5 519	114	3 805	126
ООО «Башкирская сетевая компания»	397	102	950	41	399	85
АО «Объединенная энергетическая компания»	1 075	81	2 060	86	2 655	88
ЗАО «Электросеть»	256	93	355	73	316	62
ПАО «РАО Энергетические системы Востока»	6	107	1 716	91	1 505	101

ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ ОТКЛОНЕНИЙ ФАКТИЧЕСКОГО ФИНАНСИРОВАНИЯ ОТ ПЛАНОВОГО ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММ ТПИР В 2015 ГОДУ, %

ПРИЧИНА	ГЕНЕРИРУЮЩИЕ КОМПАНИИ	ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫЕ КОМПАНИИ
Корректировка инвестиционного проекта из-за нехватки средств для продолжения работ	24	22
Задержка финансирования в связи с необходимостью погашения кредиторской задолженности	19	16
Длительное проведение закупочных процедур по выбору подрядных организаций, поставщиков оборудования и материалов или их отмена	11	14
Корректировка объема или состава работ в связи с изменением технических решений с учетом местных условий	9	12
Неисполнение договорных обязательств подрядными организациями	8	11
Несвоевременная подготовка или необходимость корректировки проектно-сметной документации в связи с ее низким качеством	9	4
Задержка поставки оборудования заводом-изготовителем	6	3
Дополнительные заявки потребителей по технологическому присоединению	-	3
Синхронизация сроков ввода/вывода мощностей по требованию регулирующих органов	2	2
Прочие причины*	12	13

*«Прочее» — причины отклонений с долей менее 2% от общего количества причин.

Субъекты электроэнергетики с наименьшим процентом выполнения финансирования программ ТПИР:

- АО «Электромагистраль» — 3,41%;
- ОАО «Оборонэнерго» — 21,91%;
- ОАО «Иркутская электросетевая компания» — 44,43%;
- ПАО «Квадра — Генерирующая компания» — 48,59%.

В полном объеме программу ТПИР выполнили следующие субъекты электроэнергетики: АО «ДРСК», ООО «Газпром энергохолдинг», АО «Концерн Росэнергоатом», ПАО «МРСК Волги», ПАО «МРСК Центра», ПАО «МРСК Центра и Приволжья».

В ближайшей перспективе прогнозируется дальнейшее сокращение финансирования годовых программ технического перевооружения и реконструкции субъектами электроэнергетики по следующим причинам:

- недостаточная индексация тарифов на электроэнергию, приводящая к выпадающим доходам субъектов энергетики;
- рост стоимости инвестиционных проектов из-за высокой инфляции в условиях экономического кризиса;
- недостаток денежных средств в связи с высокой стоимостью банковских кредитов на внутреннем рынке;
- искусственные ограничения на внешних рынках капитала для российских энергокомпаний.

ВВОД НОВЫХ МОЩНОСТЕЙ В 2015 ГОДУ

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 01.01.2016 составила 235,3 ГВт.

В 2014 году был обеспечен рекордный объем вводов в эксплуатацию новых генерирующих мощностей — 7,6 ГВт.

В 2015 году введено на 35% меньше новых генерирующих мощностей — 4,85 ГВт.

Наиболее крупные: энергоблок №3 Березовской ГРЭС (800 МВт) (ОАО «Э.ОН Россия»), энергоблок №9 Черепетской ГРЭС (225 МВт) (ПАО «Интер РАО»), ПГУ-1 Нижнетуринской ГРЭС (227 МВт) (ПАО «Т Плюс»), ПГУ-1 ТЭЦ-12 Мосэнерго (211,6 МВт) (ООО «Газпром энергохолдинг»).

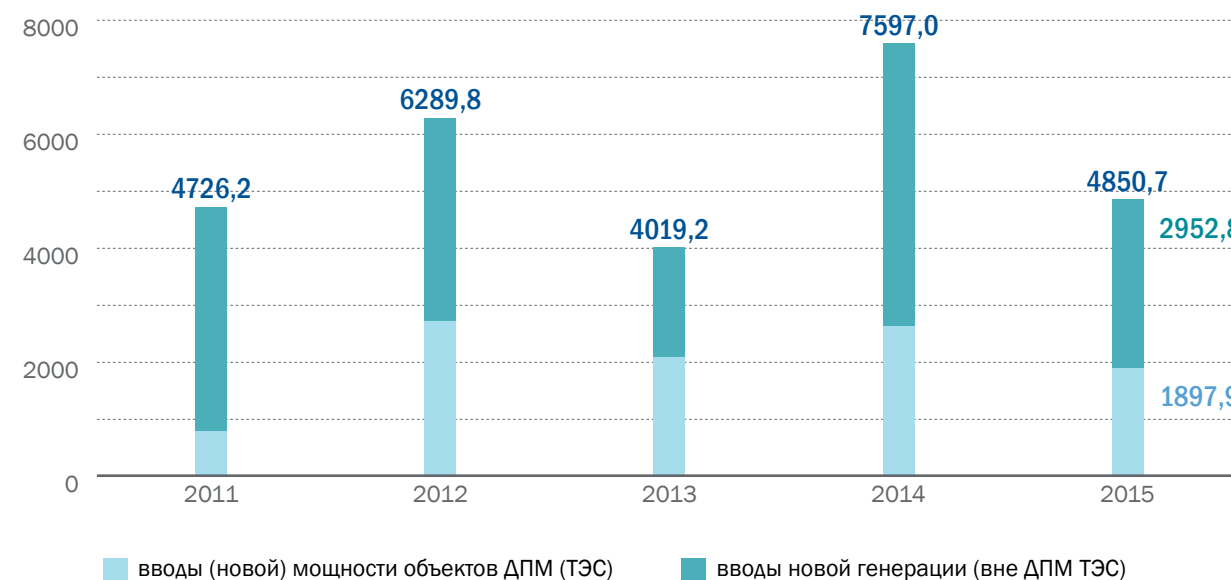
Также в 2015 году введено 8000 МВА, что на 62% меньше показателей 2014 года (21 254 МВА).

Линий электропередач введено 22 тыс. км, что на 27% меньше показателей 2014 года (30,3 тыс. км).

В электросетевом комплексе в 2015 году построено или реконструировано 34 подстанции 110-500 кВ, наиболее крупными и важными (с точки зрения надежности системы) являются: ПС 500 кВ Тамань и 330 кВ Ильенко (ОЭС Юга), ПС 500 кВ Восход (ОЭС Сибири) и ПС 220 кВ Кафа (ЭС Крыма).

Кроме того, построено и введено 158 линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше.

ВВОДЫ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ ПО РОССИИ, МВт



СВЕДЕНИЯ ОБ ОБОРУДОВАНИИ ИНОСТРАННОГО ПРОИЗВОДСТВА, ЭКСПЛУАТИРУЕМОМ НА ОБЪЕКТАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

По предварительным оценкам на сегодняшний день субъектами электроэнергетики в составе собственных производственных активов эксплуатируется в среднем около 50% оборудования иностранного производства. Такая

высокая доля, приходящаяся на иностранное оборудование, ставит под угрозу энергетическую и экономическую безопасность России в связи со сложившейся внешнеэкономической ситуацией.

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

	ВСЕГО	ИНОСТРАННОГО* ПРОИЗВОДСТВА	УКРАИНСКОГО ПРОИЗВОДСТВА	РОССИЙСКОГО ПРОИЗВОДСТВА
Средний срок службы основного оборудования, лет				
Генерирующие компании	27	9	24	33
Электросетевые компании	22	7	27	25
Доля основного оборудования, эксплуатируемого за пределами паркового ресурса/срока службы, %				
Генерирующие компании	50	10	40	60
Электросетевые компании	50	10	70	60
Среднее количество отработанных парковых ресурсов/сроков службы				
Генерирующие компании	0,93	0,34	0,95	1,12
Электросетевые компании	0,97	0,28	1,23	1,05

*здесь и далее в группе оборудования «Иностранного производства» не учитывается оборудование Украинского производства.

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ВИДОВ ИНОСТРАННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ГЕНЕРАЦИИ

Вид оборудования	Суммарная мощность/паропроизводительность оборудования, МВт, МВА, т/ч	Количество единиц оборудования, шт.	Средний срок службы, лет	Доля оборудования, за пределами паркового ресурса/срока службы, %	Среднее количество отработанных парковых ресурсов/сроков службы
Украинского производства					
Трансформатор (автотрансформатор)	242 150,2	989	28	60	1,09
Паровая турбина	38 061,0	126	41	80	1,36
Генератор	31 727,6	556	20	20	0,81
Турбина гидравлическая	6 034,9	113	33	50	1,05
Турбина газовая	890,1	58	19	20	0,74
Выключатель	-	321	12	10	0,58
Котел паровой утилизатор	70,0	3	7	0	0,33
Итого	-	2 166	24	40	0,95


Вид оборудования	Суммарная мощность/паропроизводительность оборудования, МВт, МВА, т/ч	Количество единиц оборудования, шт.	Средний срок службы, лет	Доля оборудования, за пределами паркового ресурса/срока службы, %	Среднее количество отработанных парковых ресурсов/сроков службы
Иностранного производства					
Генератор	16 951,3	519	9,6	10	0,37
Турбина газовая	13 370,5	154	4,1	0	0,23
Трансформатор (автотрансформатор)	9 474,0	74	7,5	10	0,29
Котел паровой энергетический	9 220,7	102	60,8	90	2,14
Котел паровой утилизатор	2 942,6	20	3,3	0	0,14
Выключатель	-	2 896	6,6	10	0,25
Паровая турбина	2 845,5	60	33,7	50	0,83
Турбина гидравлическая	553,7	31	57,9	90	1,93
Итого	-	3 856	9,2	10	0,34
Общий итог	-	6 022	14,7	20	0,56

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ВИДОВ ИНОСТРАННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ КОМПАНИЙ

Вид оборудования	Количество единиц оборудования, шт.	Средний срок службы, лет	Доля оборудования, за пределами паркового ресурса/срока службы, %	Среднее количество отработанных парковых ресурсов/сроков службы
Украинского производства				
Трансформатор (автотрансформатор)	7 115	29	80	1,28
Трансформатор тока измерительный	25 087	26	70	1,27
Трансформатор напряжения измерительный	6 933	27	60	1,05
Выключатель	50	33	70	1,31
Итого	39 185	27	70	1,23
Иностранного производства				
Трансформатор (автотрансформатор)	1 408	26	60	1,05
Трансформатор тока измерительный	9 089	5	0	0,19
Трансформатор напряжения измерительный	4 101	4	0	0,16
Выключатель	8 043	8	10	0,32
Итого	22 641	7	10	0,28
Общий итог	61 826	20	50	0,88


РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ИНОСТРАННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПО ОЭС/ИЭС


ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА

 Наихудшее тех. состояние: котлы паровые энергетические иностранного производства и турбины гидравлические украинского и иностранного производства


453 объекты генерации
5 870 электросетевые объекты

 средний срок службы **23 ЛЕТ**
17 ЛЕТ


 доля оборудования, за пределами паркового ресурса/срок службы **40%**
40%


 среднее количество отработанных парковых ресурсов/сроков службы **0,87**
0,77


ОЭС ЦЕНТРА

 Наихудшее тех. состояние: генераторы украинского производства


970 объекты генерации
12 131 электросетевые объекты


 средний срок службы **16 ЛЕТ**
19 ЛЕТ

 доля оборудования, за пределами паркового ресурса/срок службы **20%**
40%


 среднее количество отработанных парковых ресурсов/сроков службы **0,60**
0,80


ОЭС ЮГА

 Наихудшее тех. состояние: котлы паровые энергетические иностранного производства


2 233 объекты генерации 
11 303 электросетевые объекты

 средний срок службы **9 ЛЕТ**
25 ЛЕТ 


 доля оборудования, за пределами паркового ресурса/срок службы **10%**
60%


 среднее количество отработанных парковых ресурсов/сроков службы **0,39**
1,12


ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ

 Наихудшее тех. состояние: котлы паровые энергетические иностранного производства, турбины гидравлические украинского производства, генераторы украинского производства и выключатели украинского производства


392 объекты генерации
8 039 электросетевые объекты


 средний срок службы **17 ЛЕТ**
19 ЛЕТ


 доля оборудования, за пределами паркового ресурса/срок службы **30%**
40%


 среднее количество отработанных парковых ресурсов/сроков службы **0,62**
0,84


ОЭС УРАЛА

 Наихудшее тех. состояние: котлы паровые энергетические иностранного производства


1 001 объекты генерации
14 715 электросетевые объекты 

 средний срок службы **15 ЛЕТ**
20 ЛЕТ


 доля оборудования, за пределами паркового ресурса/срок службы **25%**
60%


 среднее количество отработанных парковых ресурсов/сроков службы **0,55**
0,94


ОЭС СИБИРИ

 Наихудшее тех. состояние: паровые турбины украинского производства и выключатели украинского производства


609 объекты генерации
6 335 электросетевые объекты

 средний срок службы **18 ЛЕТ**
18 ЛЕТ



 доля оборудования, за пределами паркового ресурса/срок службы **30%**
40%



 среднее количество отработанных парковых ресурсов/сроков службы **0,64**
0,83



ИЭС ВОСТОКА

 Наихудшее тех. состояние: котлы паровые энергетические иностранного производства


213 объекты генерации
643 электросетевые объекты

 средний срок службы **22 ЛЕТ** 
24 ЛЕТ

 доля оборудования, за пределами паркового ресурса/срок службы **40%**
70% 



 среднее количество отработанных парковых ресурсов/сроков службы **0,83**
1,15 



ОЭС ВОСТОКА

 Наихудшее тех. состояние: трансформаторы (автотрансформаторы) украинского производства и паровые турбины иностранного производства

151 объекты генерации
2 790 электросетевые объекты

 средний срок службы **27 ЛЕТ** 
10 ЛЕТ

 доля оборудования, за пределами паркового ресурса/срок службы **50%** 
20%

 среднее количество отработанных парковых ресурсов/сроков службы **0,95** 
0,46

СУБЪЕКТЫ ГЕНЕРАЦИИ, ИМЕЮЩИЕ В СВОЕМ СОСТАВЕ НАИБОЛЬШЕЕ КОЛИЧЕСТВО ИНОСТРАННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Вид оборудования	Производство	Мощность/паропроизводительность оборудования, МВт, МВА, т/ч	Количество единиц оборудования, шт.	Средний срок службы, лет	Доля оборудования, за пределами паркового ресурса/срока службы, %	Среднее количество отработанных парковых ресурсов/сроков службы
АО «Концерн Росэнергоатом»						
Трансформатор (автотрансформатор)	Украина	38 074,0	97	27	60	1,04
Паровая турбина	Украина	22 594,0	44	32,7	0,6	1,18
	Иностранное	48,0	4	39,3	1,0	1,31
Генератор	Украина	705,0	3	34,0	1,0	1,36
Выключатель	Иностранное	-	148	4,9	0,1	0,18
Итого:		-	296	17	30	0,64
ПАО «ОГК-2»						
Трансформатор (автотрансформатор)	Украина	24 671,0	94	32	80	1,25
	Иностранное	72,0	3	59	100	2,36
Генератор	Украина	8 553,2	25	36	80	1,15
	Иностранное	1 602,0	7	2	0	0,06
Паровая турбина	Украина	6 788,0	28	41	90	1,38
	Иностранное	138,0	1	0	0	0,01
Турбина газовая	Иностранное	1 041,0	7	1	0	0,17
Выключатель	Иностранное	-	71	7	10	0,30
Итого:		-	236	24	50	0,91
АО «Интер РАО - Электрогенерация»						
Трансформатор (автотрансформатор)	Украина	32 376,0	123	28	50	1,09
Генератор	Украина	4 286,4	18	31	60	1,08
	Иностранное	2 391,0	16	3	0	0,20
Турбина газовая	Иностранное	2 656,7	19	6	0	0,29
Паровая турбина	Иностранное	444,0	4	2	0	0,04
Выключатель	Иностранное	-	277	6	0	0,21
Итого:		-	457	13	20	0,49

Вид оборудования	Производство	Мощность/паропроизводительность оборудования, МВт, МВА, т/ч	Количество единиц оборудования, шт.	Средний срок службы, лет	Доля оборудования, за пределами паркового ресурса/срока службы, %	Среднее количество отработанных парковых ресурсов/сроков службы
ПАО «РусГидро»						
Трансформатор (автотрансформатор)	Украина	30 957,4	133	19	40	0,74
	Иностранное	3 515,0	17	3	0	0,11
Турбина гидравлическая	Украина	3 999,8	80	26	40	0,82
	Иностранное	65,0	1	3	0	0,08
Генератор	Украина	319,9	11	49	50	1,64
	Иностранное	7,8	3	45	70	1,53
Выключатель	Иностранное	-	392	8	10	0,28
Итого:		-	637	13	20	0,47
ПАО «Энел Россия»						
Трансформатор (автотрансформатор)	Украина	13 420,0	49	32	60	1,26
	Иностранное	500,0	2	3	0	0,12
Паровая турбина	Украина	4 580,0	16	43	100	1,77
	Иностранное	285,9	3	24	30	0,62
Генератор	Украина	2 155,5	7	36	60	0,90
	Иностранное	1 066,0	5	3	0	0,10
Турбина газовая	Украина	25,0	1	42	10	2,23
	Иностранное	561,3	2	3	0	0,20
Котел паровой утилизатор	Иностранное	678,6	2	3	0	0,23
Выключатель	Иностранное	-	79	3	0	0,10
Итого:		-	166	17	30	0,66

Около 33% иностранного оборудования и оборудования производства Украины объектов генерации и 38% иностранного оборудования и оборудования производства Украины объектов электросетевого комплекса имеет аналоги, производимые в России.

В настоящее время отсутствует полная, достоверная и структурированная информация о составе и основных технико-экономических показателях основного оборудования иностранного производства, эксплуатируемого в отрасли и соответствующих аналогах отечественной промышленности.

СУБЪЕКТЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА, ИМЕЮЩИЕ В СВОЕМ СОСТАВЕ НАИБОЛЬШЕЕ КОЛИЧЕСТВО ИНОСТРАННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Вид оборудования	Производство	Количество единиц оборудования, шт.	Средний срок службы, лет	Доля оборудования, за пределами паркового ресурса/срока службы, %	Среднее количество отработанных парковых ресурсов/сроков службы
ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Центра					
Трансформатор (автотрансформатор)	Украина	476	27	60	1,12
	Иностранное	13	23	60	0,91
Трансформатор тока измерительный	Украина	2 550	32	80	1,54
	Иностранное	1 633	5	0	0,19
Трансформатор напряжения измерительный	Украина	505	30	70	1,19
	Иностранное	458	3	0	0,12
Выключатель	Украина	22	26	50	1,02
	Иностранное	1 221	8	10	0,30
Итого:		6 878	19	40	0,85

АО «Тюменьэнерго»					
Трансформатор тока измерительный	Украина	1 819	24	90	1,26
	Иностранное	252	6	0	0,23
Трансформатор напряжения измерительный	Украина	793	26	70	1,03
	Иностранное	522	4	0	0,17
Итого:		3 386	20	70	0,96

ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Северо-Запада					
Трансформатор (автотрансформатор)	Украина	208	22	50	0,92
	Иностранное	5	5	0	0,22
Трансформатор тока измерительный	Украина	1 146	27	60	1,21
	Иностранное	1 301	5	0	0,18
Трансформатор напряжения измерительный	Украина	33	23	50	0,91
	Иностранное	247	3	0	0,12
Выключатель	Украина	1	30	100	1,20
	Иностранное	415	5	0	0,21
Итого:		3 356	13	30	0,58

Вид оборудования	Производство	Количество единиц оборудования, шт.	Средний срок службы, лет	Доля оборудования, за пределами паркового ресурса/срока службы, %	Среднее количество отработанных парковых ресурсов/сроков службы
ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Юга					
Трансформатор (автотрансформатор)	Украина	166	24	60	1,06
	Иностранное	4	3	0	0,10
Трансформатор тока измерительный	Украина	1 475	30	70	1,45
	Иностранное	545	3	0	0,12
Трансформатор напряжения измерительный	Украина	393	32	70	1,27
	Иностранное	357	3	0	0,13
Выключатель	Иностранное	401	5	10	0,20
Итого:		3 341	19	40	0,90

ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Волги					
Трансформатор (автотрансформатор)	Украина	134	28	70	1,08
	Иностранное	3	6	0	0,24
Трансформатор тока измерительный	Украина	1 205	27	70	1,24
	Иностранное	813	3	0	0,12
Трансформатор напряжения измерительный	Украина	367	27	60	0,98
	Иностранное	250	4	0	0,15
Выключатель	Иностранное	508	4	0	0,15
Итого:		3 280	16	40	0,68

Возможные ограничения или прекращения поставок иностранного оборудования и запасных частей к нему негативно отразятся на возможности качественного своевременного проведения ремонтов, замены или вывода из эксплуатации морально и физически устаревшего оборудования, и, следовательно, на надежности работы объектов электроэнергетики.

В целях предотвращения указанных негативных последствий необходимо обеспечение информационной

поддержки участников рынка электроэнергетики на основе полных и структурированных сведений об оборудовании иностранного производства объектов электроэнергетики.

В целях снижения риска возникновения и уровня последствий отказа работы иностранного оборудования требуется проработать комплекс мер (в том числе, расширить отраслевой заказ для отечественных производителей), направленных на последовательный и взаимосвязан-

ный переход на отечественную продукцию (запасные части и комплектующие, оборудование) и техническое сопровождение компаниями-резидентами Российской Федерации.

Сложилась сложная ситуация и в части использования программного обеспечения, компьютерного оборудования и оборудования связи в рамках автоматизации технологических процессов в электроэнергетике. Концептуальные положения развития отрасли электроэнергетики предусматривают внедрение и использование интеллектуальных систем управления, которые позволяют решать следующие задачи:

1. Оперативного мониторинга состояния электросетевой инфраструктуры федерального, регионального, межрегионального и местного уровней.
2. Автоматизированного управления подстанциями.
3. Удалённой диагностики оборудования в плановом и внеплановом порядке.
4. Прогнозирование выхода из строя оборудования с целью его ремонта и/или последующей замены.
5. Учета и прогнозирования потребления электроэнергии конечными потребителями.

Большинство проектов по «умным» сетям, автоматизации, телемеханике, АСУ ТП выполняются на базе или с использованием оборудования производства Сименс, Шнейдер, АББ, Эмерсон и других. Доля импортного ПО в инженерных автоматизированных системах управления превышает 85% по экспертным оценкам. При этом, все основные исходные данные и коды остаются в собственности компании-производителя за рубежом, что влечет за собой следующие риски:

- стороннее вмешательство: шпионаж, порча информации, внешнее управление;
- недопоставка, прекращение обслуживания (в том числе отключение от сервисов обновления в части уязвимостей безопасности);
- требование исключения импортных технологий, ограничение на импортные закупки.

Следует отметить, что обеспеченность сегмента российскими разработчиками соответствует его потребностям минимум на 70%. При этом, в связи с эксплуатационными и амортизационными сроками закупленного ранее оборудования быстрый переход сегмента не представляется возможным).



АНАЛИЗ АВАРИЙНОСТИ

В качестве индикатора надежности объектов электроэнергетики в данном отчете рассматривается аварийность.

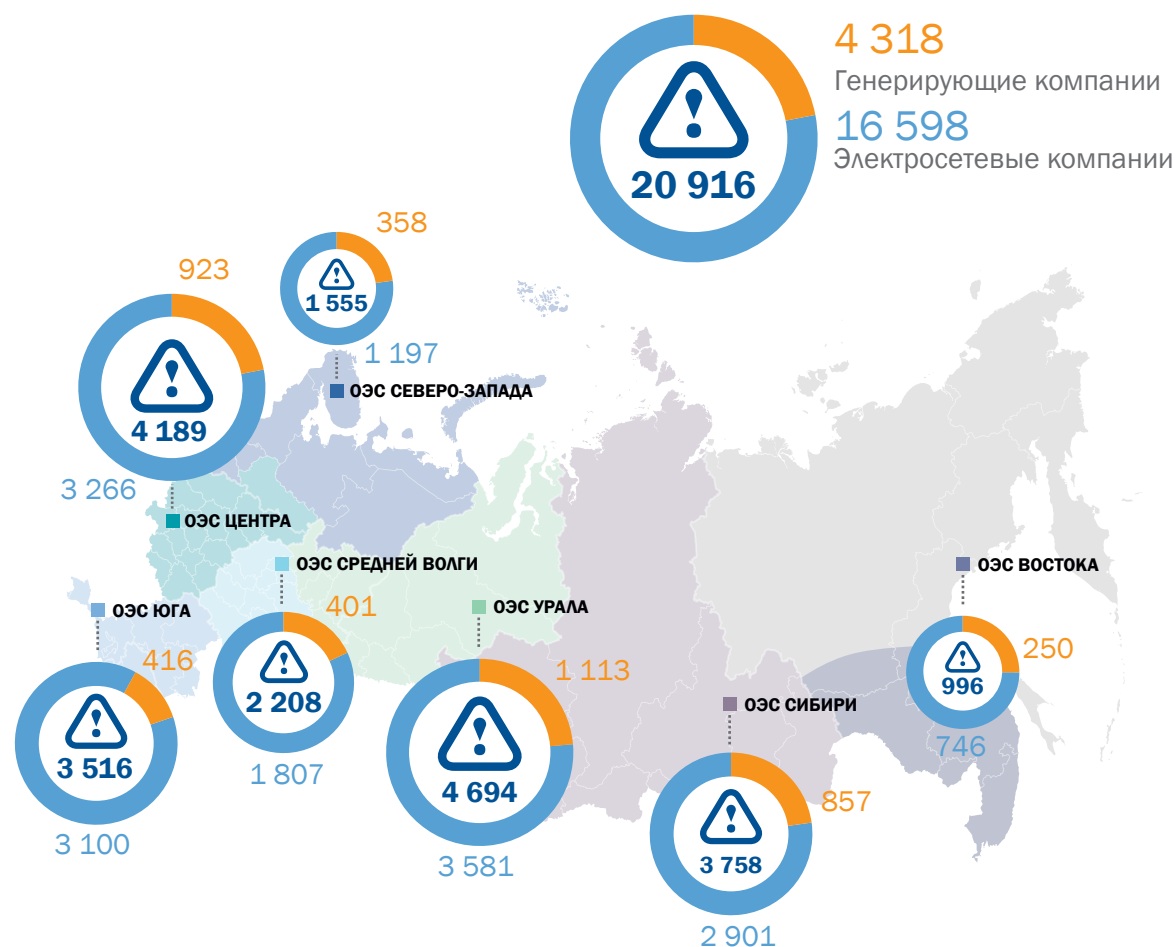
Надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость или определенные сочетания этих свойств. Безотказность — свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или наработки.

Под аварией понимаются технологические нарушения на объекте электроэнергетики и (или) энергопринимающей установке, приведшие к разрушению или повреждению сооружений и (или) технических устройств (оборудования) объекта электроэнергетики и (или) энергопринимающей установки, неконтролируемому взрыву и (или) выбросу опасных веществ, отклонению от уста-

новленного технологического режима работы объектов электроэнергетики и (или) энергопринимающих установок, полному или частичному ограничению режима потребления электрической энергии (мощности), возникновению или угрозе возникновения аварийного электроэнергетического режима работы энергосистемы.

Стоит отметить, что в «отрицательных» оценках технического состояния основного оборудования, ЛЭП в разделе 5 чаще всего упоминается именно ОЭС Урала, на которую приходится максимальное количество аварий как по генерирующим, так и по сетевым компаниям. По данной ОЭС также зафиксирован минимальный объем выполнения годового плана ремонтов в 2015 году по группам оборудования «Турбоагрегаты» и «Генераторы» (см раздел «Выполнение годовых планов ремонтов оборудования электростанций и объектов электрических сетей»).

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ АВАРИЙ ПО ОЭС



АВАРИЙНОСТЬ В ГЕНЕРАЦИИ

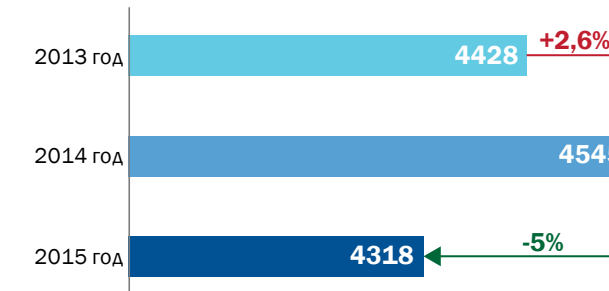
Некоторые компании, в числе которых ПАО «ОГК-2», ОАО «ТГК-2», ПАО «Квадра», АО «ТГК-11», ООО «Башкирская ГК», ОАО «Курганская ГК», АО «Концерн Росэнергоатом» добились снижения аварийности от 20 до 42% по сравнению с результатом работы за 2014 год.

Вместе с тем, на фоне общего снижения аварийности в генерации, имеются компании с ростом количества аварий за 2015 год (по сравнению с аналогичными показателями 2014 года): ОАО «Э.ОН Россия» +26%, ОАО «ТГК-16» +19%, АО «Сибэко» (Новосибирск) +88%, ОАО «Генерирующая компания» (Татарстан) +33%, АО «ДГК» +13%

Кроме того, имеются отдельные станции со значительным ростом аварийности по сравнению с предыдущим годом, такие как Черепетская ГРЭС (АО «Интер РАО - Электрогенерация») +96%, Березовская ГРЭС (ОАО «Э.ОН Россия») +80%, Пермская ГРЭС (АО «Интер РАО - Электрогенерация») +55%, Красноярская ГРЭС-2 (ОГК-2) +50%, Приморская ГРЭС (ДГК) +39%, Рефтинская ГРЭС (ПАО «Энел Россия») +28%, Казанская ТЭЦ-2 ОАО «ГК» (Татарстан) +91%, Казанская ТЭЦ-3 (ТГК-16) в 2,3 раза.

На протяжении многих лет основными причинами аварийности являются повреждение котельного и турбинного

АВАРИИ В ГЕНЕРАЦИИ 25 МВт И ВЫШЕ, ШТ.



оборудования и вспомогательного тепломеханического оборудования. Суммарно аварийность на оборудовании по этим признакам составляет более 60% от общего числа аварий.

Данный факт свидетельствует о том, что в настоящее время компаниями вкладывается недостаточное количество средств в ремонт оборудования различного типа. Фактическое состояние оборудования не соответствует нормативным требованиям.

КЛАССИФИКАЦИЯ АВАРИЙ

АВАРИИ	2014	2015
Повреждение котельного оборудования	34%	28%
Повреждение турбинного оборудования (всех типов)	21%	21%
Повреждение вспомогательного ТМО	8%	10,5%
Повреждение оборудования РУ 110 кВ и выше и трансформаторов	7,5%	7,5%
Повреждение электротехнического оборудования 6-35 кВ	6%	6%
Повреждение генераторов и синхронных компенсаторов	5%	6%
Неправильные действия технологических защит и тепловой автоматики	7%	7,5%
Неправильные действия устройств РЗА	4,5%	5,5%
Нарушения в работе СДТУ систем управления	3%	3%
Ошибочные или неправильные действия оперативного персонала	4%	5%

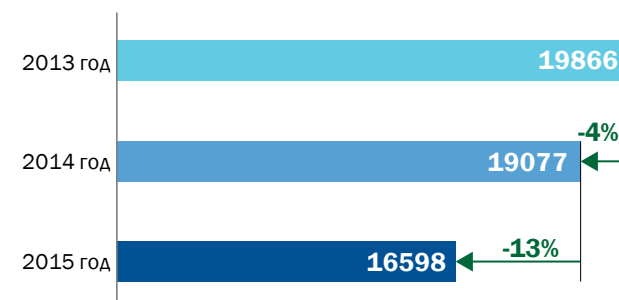
АВАРИЙНОСТЬ В СЕТЯХ

Некоторые компании, в числе которых ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «МРСК Северо-Запада», ПАО «Кубаньэнерго», ПАО «МОЭСК», АО «Янтарьэнерго», ПАО «Томская РК» добились снижения аварийности от 19 до 38% по сравнению с результатом работы за 2014 год.

При общем снижении аварийности в сетях, некоторые компании завершили 2015 год с ростом количества аварий (по сравнению с аналогичными показателями 2014 года): АО «Курганэнерго» +11%, ОАО «РЖД» +14%.

В электрических сетях, и это логично, основными причинами аварийности являются повреждение ЛЭП и подстанционного оборудования. Суммарно аварийность на оборудовании по этим признакам составляет порядка 90–95% от общего числа аварий.

АВАРИИ В ЭЛЕКТРОСЕТЯХ 110 КВ И ВЫШЕ, ШТ.



Отдельно стоит отметить рост в 2015 году аварийности по причине ошибочных или неправильных действий оперативного персонала, что характеризует снижение уровня контроля промышленной безопасности и безопасности условий труда в организациях, а также профессиональной подготовки/переподготовки технического персонала.

КЛАССИФИКАЦИЯ АВАРИЙ

	2014	2015
ЛЭП 110 кВ и выше	82,0%	76,8%
Подстанционное оборудование 110 кВ и выше	14,0%	15,9%
Неправильные действия устройств релейной защиты и автоматики	2,7%	4,0%
Нарушения в работе средств диспетчерского и технологического управления	1,0%	2,9%
Ошибочные действия оперативного персонала	0,3%	0,4%

Необходимо отметить ситуацию с аварийностью на объектах ОАО «РЖД».

Как показал проведенный анализ, при общем снижении аварийности в электрических сетях, на объектах ОАО «РЖД» во всех округах наблюдается постоянный рост этого показателя. И для этого есть ряд системных причин:

- **Предложения по включению в инвестиционную программу ОАО «РЖД» и выполнению первоочередных мероприятий по повышению надежности работы электросетевых объектов ОАО «РЖД», в подавляющем большинстве, не принимаются. Реализация уже включенных мероприятий осуществляется по остаточному принципу.**
- **Невыполнение мероприятий по оснащению тяговых подстанций устройствами РЗА, каналами передачи телеметрической информации и диспетчерской связи, изменения упрощенных схемных решений тяговых электростанций и других мероприятий по ликвидации «узких мест» приводит к увеличению аварий, приводящих к обесточению тяговых подстанций, а также прекращению электроснабжения других потребителей электрической энергии.**
- **Фактический уровень обеспечения сбора и передачи телеметрической информации с ПС ОАО «РЖД» в диспетчерские центры ОАО «СО ЕЭС» составляет 10% (например в ПАО «ФСК ЕЭС» данный показатель составляет 85%, в РСК — 69%).**
- **Кроме того, результаты анализа показывают, что при общем снижении количества аварий, приведших к обесточению тяговых подстанций с 294 аварий в 2012 году до 244 аварий в 2014 году, количество аварий из-за нарушений в работе оборудования подстанций ОАО «РЖД» сохраняется на прежнем уровне.**
- **Руководству компании необходимо коренным образом менять подход к вопросу ремонтов оборудования, реализации мероприятий по повышению надежности работы.**

АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБЪЕКТОВ ПО ИТОГАМ ВЫПОЛНЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОГРАММ

При решении задачи об обосновании количественных требований к надежности производственных активов приходится учитывать множество самых разнообразных и, как правило, противоречивых факторов. Среди них на первом месте стоят вопросы эффективности, на втором экономические показатели, на третьем — реальные условия эксплуатации и т.д. Кроме того, необходимо учитывать технологические возможности промышленного развития страны — темпы роста потребления, темпы ввода новых мощностей. В общем случае обоснование требований к надежности активов связано с соизмеримостью затрат в производстве и эксплуатации, вызванной изменением износа технических средств и, как следствие, — надежности оборудования.

В целях оценки технико-экономического состояния объектов и эффективности выбора субъектами электроэнергетики вида технического воздействия на объекты проведен сравнительный анализ по отдельным субъектам. Данный сравнительный анализ носит субъективный характер и подтверждает необходимость определения единых для отрасли технико-экономических показателей состояния объектов и их унификации.

Эффективность объекта — соотношение между достигнутым результатом и использованными ресурсами. Экономическая эффективность объекта — результативность создания и использования объекта как отношение суммарного полезного эффекта к совокупным затратам за его жизненный цикл. При этом, без соотношения экономической эффективности с техническим состоянием объекта невозможно дать полноценную оценку эффективности объекта. Так, имея текущую положительную экономическую эффективность на стадии эксплуатации, экономическая эффективность объекта за его жизненный цикл может оказаться отрицательной без учета его технического состояния и своевременного вывода из эксплуатации. Таким образом, для проведения таких оценок необходима некая числовая величина, характеризующая техническое состояние и объединяющая значения ряда других показателей технического состояния, в том числе приведенных в разделе «Техническое состояние объектов электроэнергетики». Таким интегральным показателем принято считать индекс технического состояния.

Методология расчета индекса технического состояния должна обеспечивать:

- **масштабируемость: одинаковое значение индекса технического состояния должно обозначать качественно одинаковый уровень технического состояния оборудования для отдельной единицы основного технологического оборудования, группы оборудования и объекта электроэнергетики в целом;**
- **одинаковое значение индекса технического состояния должно отражать равный уровень технического состояния вне зависимости от типа объекта электроэнергетики;**
- **наличие обратной связи: адекватность изменения индекса технического состояния в результате применения полученных значений в зависимости от предпринимаемых технических воздействий на объект электроэнергетики.**

На основании фактических и прогнозных значений индекса технического состояния и полученных в результате проведения оценки уровней технического риска для группы оборудования объектов электроэнергетики и объектов электроэнергетики в целом возможно формировать типовые предложения по оптимизации процессов эксплуатации объектов электроэнергетики. Динамика изменения индекса технического состояния в зависимости от предпринятых технических воздействий можно использовать для оценки эффективности ремонтных и программ технического перевооружения и реконструкции субъектов электроэнергетики.

С учетом отсутствия отраслевой методологии расчета индекса технического состояния, позволившей бы провести сравнение и дать оценку эффективности управления производственными активами для всех субъектов отрасли, сравнение приводится между отдельными компаниями, имеющие сравнимые производственные показатели, но противоположные тренды по уровню аварийности.

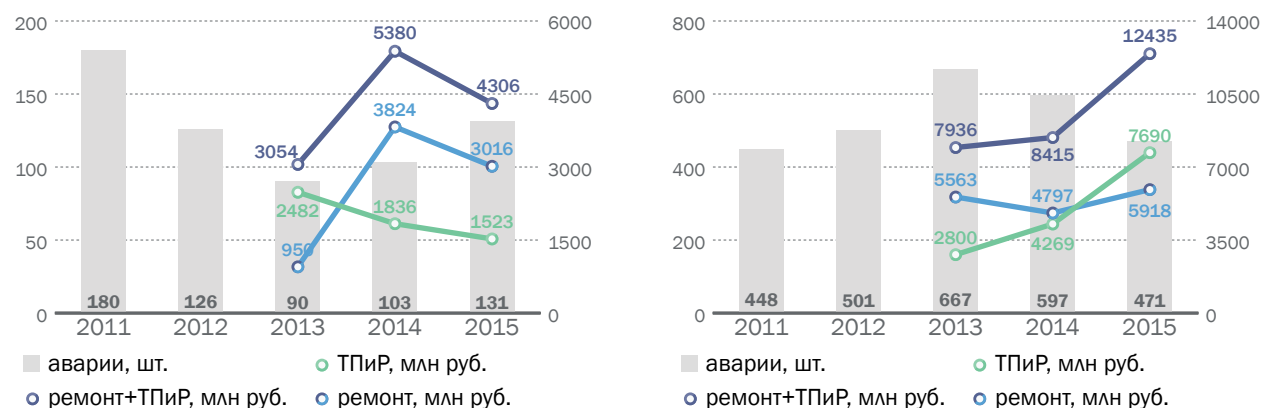
ОАО «Э.ОН РОССИЯ»

ПАО «ОГК-2»

ОАО «Э.ОН РОССИЯ»

ПАО «ОГК-2»

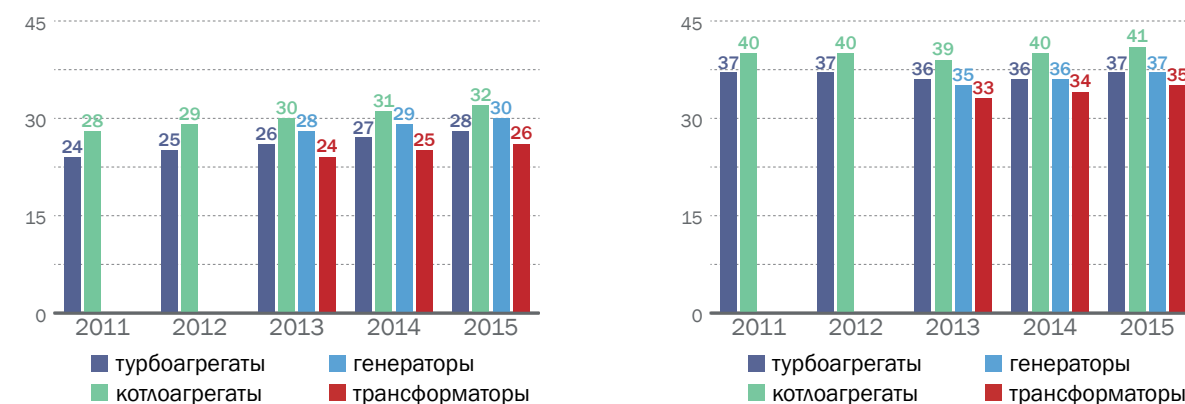
УРОВЕНЬ АВАРИЙНОСТИ И ДИНАМИКА ЗАТРАТ НА РЕМОНТ И ТПИР



- С 2013 года стабильный рост аварийности
- Снижение финансирования ТПИР на протяжении 3х лет
- Объем затрат на ремонтную программу значительно увеличивается в 2014 году
- Распределение затрат между ремонтом и ТПИР кардинально меняется в с 2014 года
- Ввод новых мощностей осуществлялся в 3 квартале 2011 года и в 3 квартале 2015 года

- С 2013 года стабильное снижение аварийности
- Уровень общих затрат ежегодно увеличивается за счет увеличения затрат на ТПИР
- Объем затрат на ремонтную программу незначительно меняется на протяжении 3 лет
- Распределение затрат между ремонтом и ТПИР кардинально меняется в с 2014 года
- Ввод новых мощностей осуществлялся в 3 квартале 2014 года и в 4 квартале 2015 года

СРЕДНИЙ СРОК СЛУЖБЫ ОБОРУДОВАНИЯ, ЛЕТ



Средний срок службы основного оборудования значительно ниже среднего срока службы «естественного старения», увеличивается в среднем на 1 год для каждого вида основного оборудования.

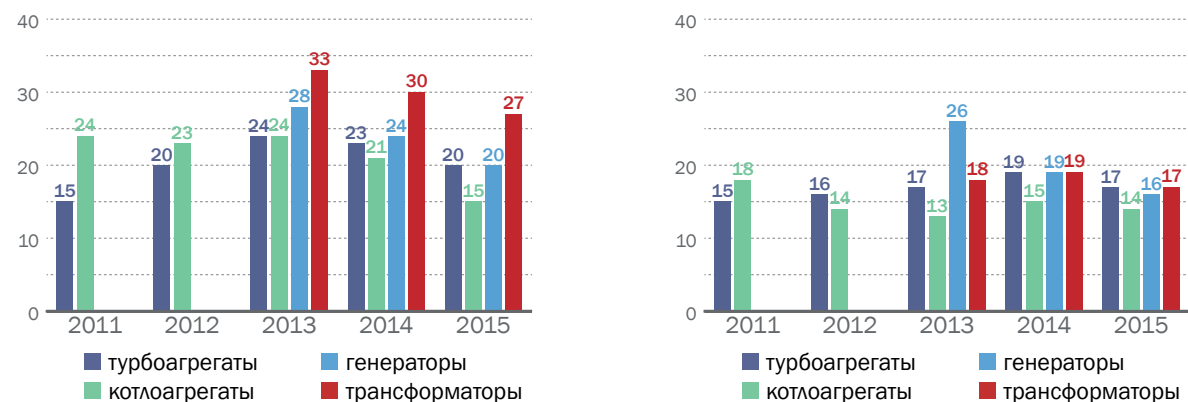
Вероятно, затраты по производственным программам распределяются равномерно на все виды основного оборудования, но по результатам являются не достаточно эффективными. Что отражается и в ежегодном снижении с 2013 года остаточного ресурса оборудования.

Средний срок службы основного оборудования ниже среднего срока службы «естественного старения», увеличивается в среднем на 1 год по генераторам и трансформаторам и остается практически постоянным для турбо- и котлоагрегатов.

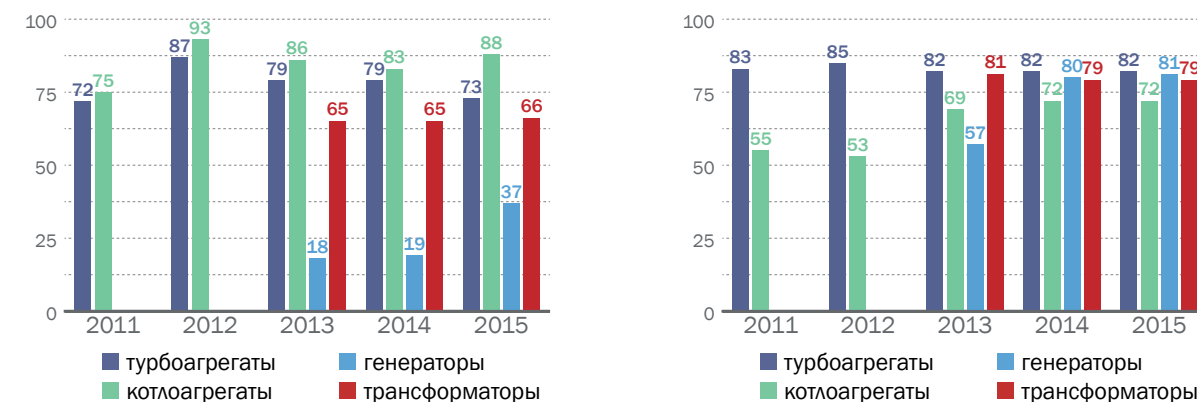
Вероятно, затраты по производственным программам распределяются по приоритетному виду основного оборудования — на турбо- и котлоагрегаты. При этом остаточный ресурс практически всех видов основного оборудования поддерживается на постоянном уровне, что характеризует эффективность выбора и объемов воздействий на то или иное оборудование.

Стоит отметить, что доля оборудования, эксплуатируемого за пределами нормативного срока, по данной компании в целом выше, чем у ОАО «Э.ОН Россия».

ОСТАТОЧНЫЙ РЕСУРС ОБОРУДОВАНИЯ, %



ДОЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ, ЭКСПЛУАТИРУЕМОГО ЗА ПРЕДЕЛАМИ НОРМАТИВНОГО СРОКА, %



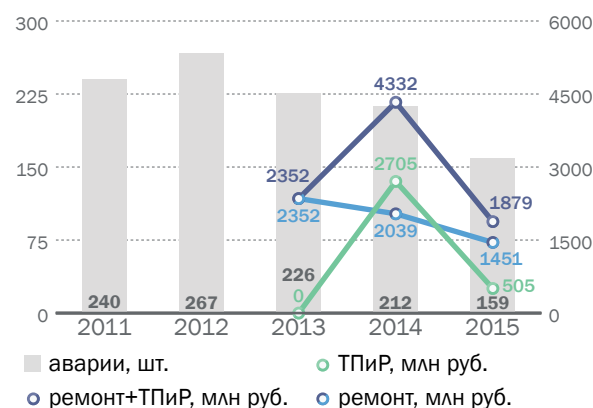
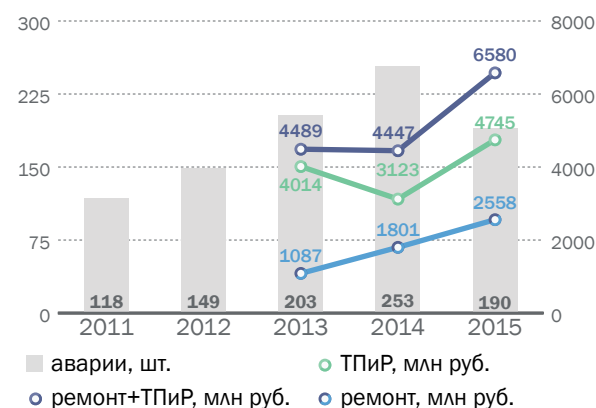
ГУ ЭНЕРГЕТИКИ ПАО «ЛУКОЙЛ»

ПАО «КВАДРА»

ГУ ЭНЕРГЕТИКИ ПАО «ЛУКОЙЛ»

ПАО «КВАДРА»

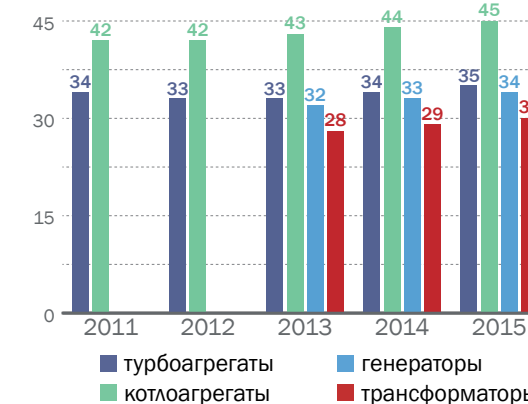
УРОВЕНЬ АВАРИЙНОСТИ И ДИНАМИКА ЗАТРАТ НА РЕМОНТ И ТПИР



- С 2011 года стабильный рост аварийности с незначительным снижением в 2015 году
- Значительное увеличение общих затрат в 2015 году за счет увеличения преимущественно финансирования ТПИР
- Объем затрат на ремонтную программу ежегодно увеличивается при ежегодном снижении затрат на ТПИР
- Финансирование ТПИР на протяжении 3-х лет в большей доле, чем ремонта
- Ввод новых мощностей осуществлялся в 2011 году, в 3 квартале 2012 года и в 3 квартале 2015 года

- С 2013 года стабильное снижение аварийности
- Уровень общих затрат значительно увеличивался в 2014 году за счет увеличения затрат на ТПИР с последующим снижением
- Объем затрат на ремонтную программу планомерно снижается на протяжении 3 лет
- Большее финансирование ТПИР, чем ремонтов обеспечивалось только в 2014 году
- Ввод новых мощностей осуществлялся во 2 и 4 кварталах 2011 года и в 3-4 кварталах 2013 года

СРЕДНИЙ СРОК СЛУЖБЫ ОБОРУДОВАНИЯ, ЛЕТ



Средний срок службы основного оборудования ежегодно снижается либо поддерживается на одном уровне.

Вероятно, затраты по производственным программам распределяются равномерно на все виды основного оборудования, но по результатам являются не достаточно эффективными. Что отражается и в ежегодном снижении с 2013 года остаточного ресурса оборудования.

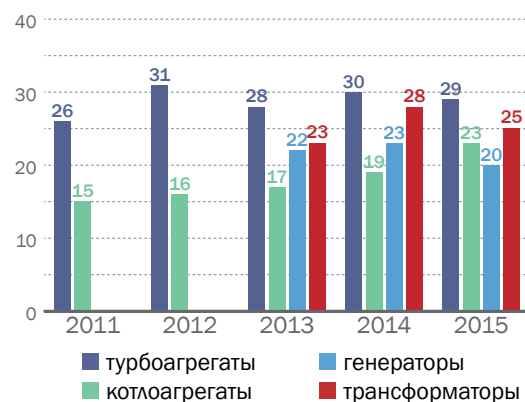
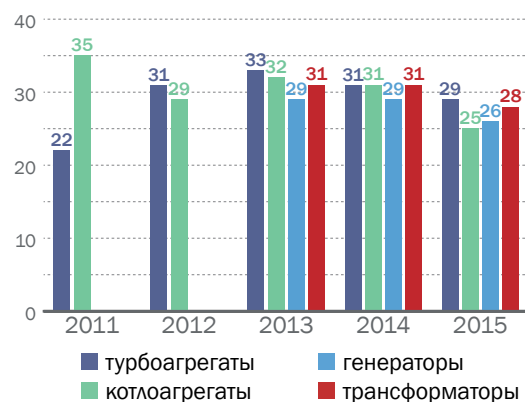
Стоит отметить, что доля оборудования, эксплуатируемого за пределами нормативного срока, по обеим компаниям примерно на одинакова.

Средний срок службы увеличивается в среднем на 1 год по генераторам и трансформаторам и остается практически постоянным для турбо- и котлоагрегатов.

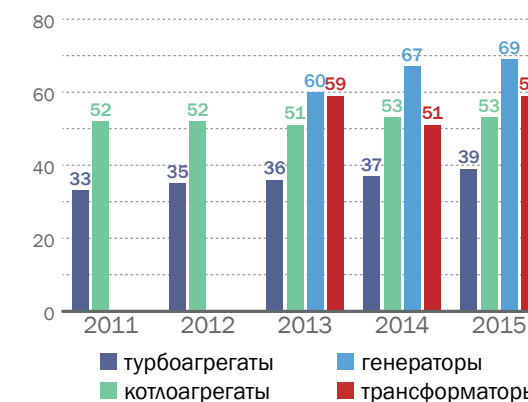
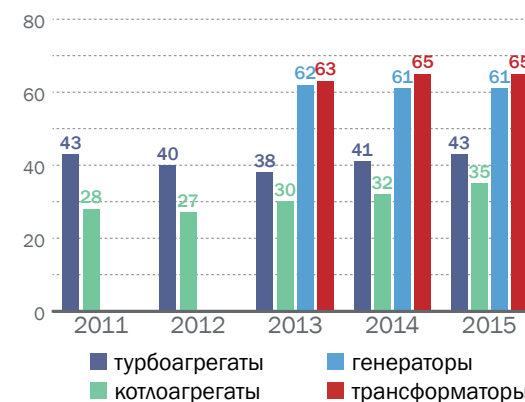
Вероятно, затраты по производственным программам распределяются по приоритетному виду основного оборудования — на турбо- и котлоагрегаты.

При этом остаточный ресурс практических всех видов основного оборудования поддерживается на постоянном уровне либо увеличивается, что характеризует эффективность выбора и объемов воздействий на то или иное оборудование.

ОСТАТОЧНЫЙ РЕСУРС ОБОРУДОВАНИЯ, %



ДОЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ, ЭКСПЛУАТИРУЕМОГО ЗА ПРЕДЕЛАМИ НОРМАТИВНОГО СРОКА, %



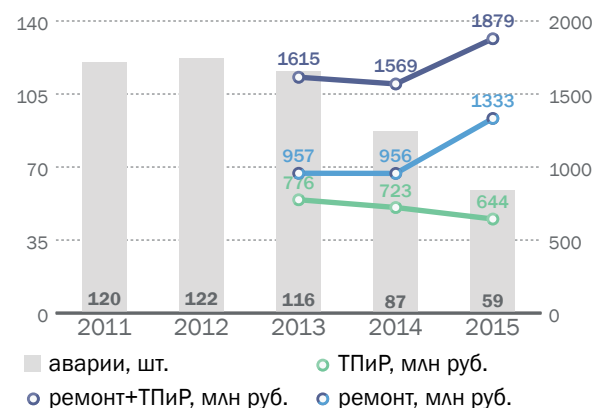
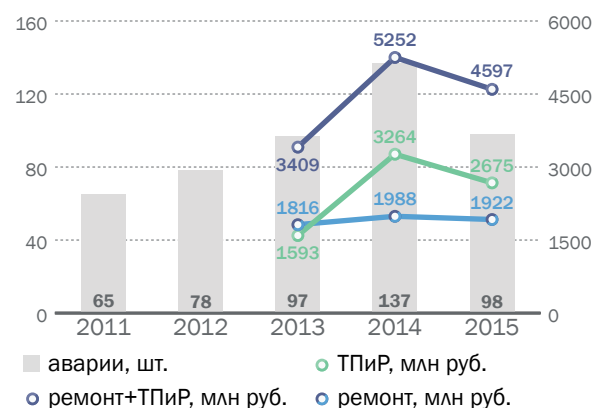
АО «ТГК-11»

ОАО «ТГК-2»

АО «ТГК-11»

ОАО «ТГК-2»

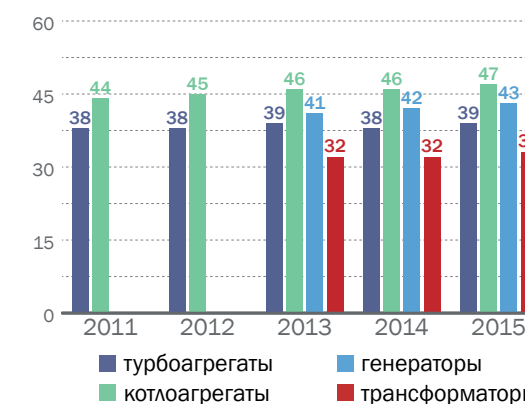
УРОВЕНЬ АВАРИЙНОСТИ И ДИНАМИКА ЗАТРАТ НА РЕМОНТ И ТПИР



- С 2011 года стабильный рост аварийности с незначительным снижением в 2015 году
- Уровень общих затрат значительно увеличился в 2014 году за счет увеличения затрат на ТПИР с последующим снижением
- Объем затрат на ремонтную программу практически постоянен на протяжении 3 лет
- Ввод новых мощностей осуществлялся в 4 квартале 2013 года

- С 2013 года стабильное снижение аварийности
- Уровень общих затрат значительно увеличился в 2015 году за счет увеличения затрат на ремонт
- Объем финансирования ТПИР практически постоянен на протяжении 3 лет
- Ввод новых мощностей осуществлялся в 4 квартале 2011 года, в 3 квартале 2012 года и в 1 квартале 2014 года

СРЕДНИЙ СРОК СЛУЖБЫ ОБОРУДОВАНИЯ, ЛЕТ



Средний срок службы основного оборудования ежегодно снижается либо поддерживается на одном уровне, кроме котлоагрегатов.

Вероятно, затраты по производственным программам распределяются равномерно на все виды основного оборудования, но по результатам являются не достаточно эффективными. Что отражается и в ежегодном снижении с 2013 года остаточного ресурса оборудования.

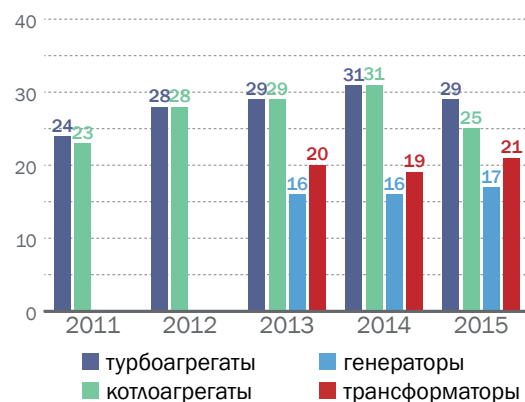
Стоит отметить, что доля турбо- и котлоагрегатов, эксплуатируемы за пределами нормативного срока, в данной компании выше, чем в ОАО «ТГК-2».

Средний срок службы увеличивается в среднем на 1 год практически по всем видам основного оборудования, кроме турбоагрегатов.

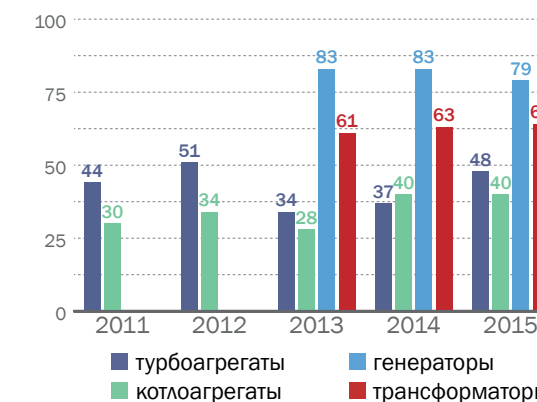
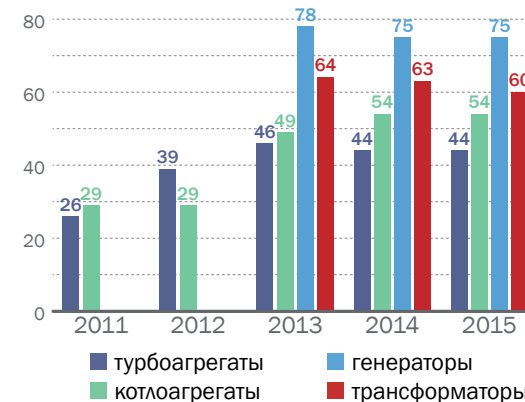
Вероятно, затраты по производственным программам распределяются равномерно на все виды основного оборудования.

При этом остаточный ресурс практически всех видов основного оборудования поддерживается на постоянном уровне либо увеличивается, что характеризует эффективность выбора и объемов воздействий на то или иное оборудование.

ОСТАТОЧНЫЙ РЕСУРС ОБОРУДОВАНИЯ, %

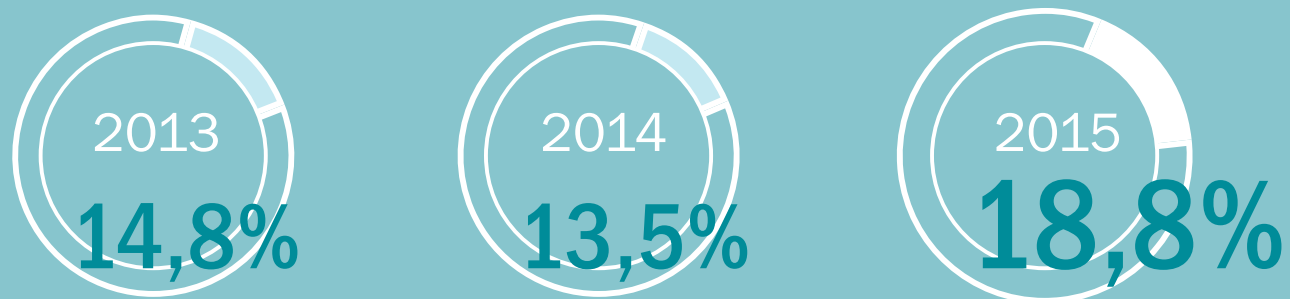


ДОЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ, ЭКСПЛУАТИРУЕМОГО ЗА ПРЕДЕЛАМИ НОРМАТИВНОГО СРОКА, %

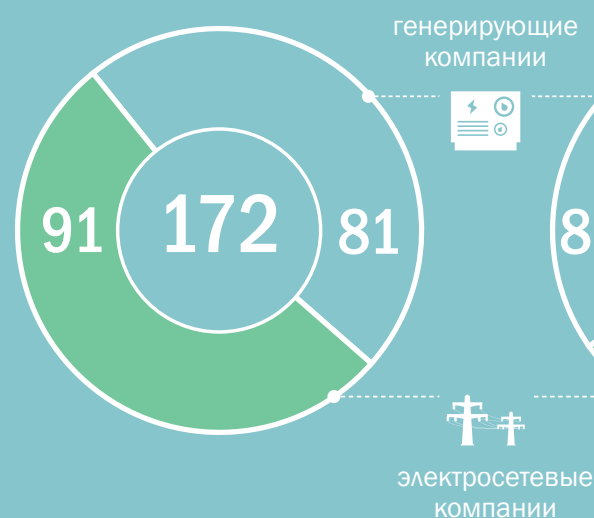


ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ТРАВМАТИЗМ В 2015 ГОДУ

ДОЛЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ТРАВМАТИЗМА СО СМЕРТЕЛЬНЫМ ИСХОДОМ



НЕСЧАСТНЫЕ СЛУЧАИ НА ПРОИЗВОДСТВЕ



КОЛИЧЕСТВО ПОСТРАДАВШИХ



РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПОСТРАДАВШИХ



Статистически усредненный пострадавший это мужчина в возрасте от 25 до 39 лет, имеющий стаж работы по профессии более 10 лет, являющийся рабочим основных профессий предприятия электрических сетей, пострадавший при производстве ремонтных работ.

ДОЛЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПЕРСОНАЛА СОСТАВИЛА

75%

в общем числе пострадавших

62%

в числе пострадавших со смертельным исходом

Доля среди лиц, допустивших нарушения требований охраны труда и иных нормативных правовых актов, предусматривающих их ответственность за нарушения, явившиеся причинами несчастного случая на производстве в 2015 году составила

63%

производственный персонал

31%

управленческий персонал и специалисты

ПРИЧИНЫ НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ



Анализ типологии несчастных случаев, произошедших в 2015 году, показывает, что 25 процентов работников получили травмы в результате падения с высоты или на поверхности, 17 процентов — от поражения электрическим током. В целом структура основных причин производственного травматизма не изменилась.

Информация о показателях производственного травматизма, причинах и обстоятельствах несчастных случаев на предприятиях отрасли публикуется на сайте Минэнерго России и позволяет субъектам электроэнергетики учитывать её при планировании и проведении мероприятий по общему улучшению условий труда и предупреждению несчастных на производстве, в том числе при подготовке и обучении персонала, оснащении рабочих мест необходимым инструментом и приспособлениями, средствами индивидуальной и коллективной защиты.

БЕЗОПАСНОСТЬ И ЗАЩИЩЕННОСТЬ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Организационные и правовые основы в сфере обеспечения безопасности объектов ТЭК в Российской Федерации определены федеральным законом от 21.07.2011 №256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса».

Целями обеспечения безопасности объектов топливно-энергетического комплекса являются их устойчивое и безопасное функционирование, защита интересов личности, общества и государства в сфере топливно-энергетического комплекса от актов незаконного вмешательства.

Обеспечение безопасности объектов топливно-энергетического комплекса осуществляется субъектами топливно-энергетического комплекса, если иное не установлено законодательством Российской Федерации.

Требования обеспечения безопасности объектов топливно-энергетического комплекса и требования антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического комплекса в зависимости от установленной категории опасности объектов определяются Правительством Российской Федерации. Указанные требования являются обязательными для выполнения субъектами топливно-энергетического комплекса.

Система физической защиты объектов топливно-энергетического комплекса представляет собой совокупность направленных на предотвращение актов незаконного вмешательства организационных, административных и правовых мер, инженерно-технических средств охраны и действий подразделений охраны, имеющих в своем распоряжении гражданское, служебное оружие и специальные средства.

Антитеррористическая обстановка на территории Российской Федерации на протяжении 2015 года оставалась сложной. На ее развитие оказывали влияние негативные факторы «дуги нестабильности» на юго-западных и южных рубежах России — на Украине, в странах Ближнего Востока и Центральной Азии.

В 2015 году на объектах электроэнергетики террористических актов не зафиксировано.

Вместе с тем в октябре-ноябре на сопредельной с Крымом территории Украины украинскими праворадикальными организациями в рамках акций по осуществлению материковой блокады Крымского полуострова осуществлено несколько атак на линии электропередачи (ЛЭП) между Украиной и Крымом посредством

подрыва опор ЛЭП в Херсонской области на границе с полуостровом. Анализ информации, связанной с подрывами электроопор в Херсонской области и полным отключением от электроснабжения Крыма, говорит о том, что это хорошо спланированная акция. И к ее осуществлению причастны не только боевики т. н. меджлиса крымских татар и украинских националистов, но и законные власти в Киеве, спецслужбы США, а также представители радикальных исламистских организаций, ведущих борьбу против России. Кроме того, от украинских националистов исходили заявления о намерении установить морскую блокаду полуострова и провести диверсии на ряде объектов России, расположенных в прибрежных акваториях Чёрного и Азовского морей (в частности, в отношении кабелей подводного «энергомоста», соединяющего Крымскую ЭС с Кубанской ЭС).

Помимо этого, в 2015 году по линии САЦ Минэнерго России было зафиксировано 148 случаев противоправных действий в отношении объектов электроэнергетики и их персонала. Основными видами (источниками угроз) актов незаконного вмешательства и инцидентов на объектах электроэнергетики в отчетный период были следующие: несанкционированное проникновение на объект — 133 случая; угроза минирования, взрыва объекта (в т. ч. т. н. «телефонный терроризм») — 11 случаев; акт хищения, влекущий аварию с угрозой жизни и возникновения ЧС, — 2 случая; иные виды (источники угроз) — 2 случая. Реализованы следующие основные мероприятия антитеррористической деятельности, осуществляемые в интересах безопасности функционирования предприятий и объектов электроэнергетики.

В рамках системного решения задач по обеспечению безопасности объектов ТЭК, в т. ч. объектов электроэнергетики, проводилось совершенствование законодательства Российской Федерации и ведомственной нормативной правовой базы по вопросам обеспечения безопасности и антитеррористической защищенности объектов.

Внесены изменения в Закон Российской Федерации от 11.03.1992 № 2487-1 «О частной детективной и охранной деятельности в Российской Федерации», в Федеральный закон от 14.04.1999 № 77-ФЗ «О ведомственной охране», Федеральный закон от 21.12.1994 № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», в Федеральный закон от 07.08.2001 № 115-ФЗ «О противодействии легализации (отмыванию) доходов, полученных преступным путем, и финансированию терроризма».

Подписан Указ Президента Российской Федерации от 26.12.2015 № 664 «О мерах по совершенствованию государственного управления в области противодействия терроризму».

Приняты постановления Правительства Российской Федерации от 16.04.2015 № 361 «О внесении изменения в правила актуализации паспорта безопасности объекта топливно-энергетического комплекса», от 04.06.2015 № 551 «О некоторых вопросах деятельности ведомственной охраны по обеспечению безопасности объектов топливно-энергетического комплекса», от 19.09.2015 № 993 «Об утверждении требований к обеспечению безопасности линейных объектов топливно-энергетического комплекса», от 17.10.2015 № 1114 «О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике», от 24.12.2015 № 1418 «О государственном надзоре в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера». Распоряжением Правительства Российской Федерации от 07.10.2015 № 1995-р утверждена «Концепция перевода обработки и хранения государственных информационных ресурсов, не содержащих сведения, составляющие государственную тайну, в систему федеральных и региональных центров обработки данных» (с целью перехода на отечественное программное обеспечение).

Издан приказ Минэнерго России от 10.08.2015 № 555 «Об организации работы по оповещению руководства Минэнерго России о технологических нарушениях, авариях, актах незаконного вмешательства, нештатных ситуациях, чрезвычайных ситуациях или иных событиях на объектах топливно-энергетического комплекса, которые влияют или могут повлиять на их функционирование, а также об угрозе возникновения указанных ситуаций».

Осуществлялась подготовка и согласование проекта постановления Правительства Российской Федерации «Об утверждении Правил организации и осуществления территориальными органами Министерства внутренних дел Российской Федерации на региональном уровне государственного контроля за обеспечением безопасности объектов топливно-энергетического комплекса», проекта постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в Правила формирования и ведения реестра объектов топливно-энергетического комплекса», проекта приказа МВД России «О некоторых вопросах организации деятельности органов внутренних дел Российской Федерации по осуществлению полицией государственного контроля за обеспечением безопасности объектов топливно-энергетического комплекса».

С февраля 2015 г. вступили в силу Федеральный закон от 03.02.2014 № 8-ФЗ «О внесении изменений в статью 12 Федерального закона «О полиции» и статью 28.3 Кодекса Российской Федерации об административных правона-

рушениях», а также Указ Президента Российской Федерации от 28.10.2014 № 693 «Об осуществлении контроля за обеспечением безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» в части возложения на МВД России полномочий по осуществлению контроля за обеспечением безопасности объектов ТЭК, в т. ч. и объектов электроэнергетики.

Министр энергетики, заместители Министра и иные ответственные должностные лица Минэнерго России принимали участие в работе коллегиальных органов (межведомственных комиссиях, рабочих групп и т. п.), функционирующих при органах государственной власти Российской Федерации по вопросам развития и совершенствования топливно-энергетического комплекса, а также обеспечения безопасности объектов ТЭК, в т. ч. и объектов электроэнергетики.

Вопросы безопасности объектов электроэнергетики также регулярно рассматривались в рамках работы федерального и региональных штабов по обеспечению безопасности электроснабжения.

Основные мероприятия, проведенные в 2015 году, на предприятиях и объектах электроэнергетики:

1. В рамках реализации Федерального закона от 21.07.2011 № 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» рядом субъектов ТЭК развернуты и реализовывались работы по актуализации паспортов безопасности объектов ТЭК.
2. В рамках реализации корпоративных планов по совершенствованию систем безопасности и антитеррористической защищенности объектов ТЭК:
 - проводились работы по приведению систем безопасности объектов в соответствие к нормативным требованиям обеспечения безопасности и антитеррористической защищенности;
 - совершенствовались периметральное ограждение объектов;
 - осуществлялось дооборудование объектов дополнительными системами ИТСО (инженерно-технические средства охраны);
 - совершенствовалась система физической охраны;
 - развертывались интеллектуальные подсистемы раннего предупреждения, контроля и управления системами обеспечения безопасности;
 - реализовывались иные необходимые мероприятия.
3. На период государственных праздников и важных мероприятий принимались дополнительные меры по усилению режима.
4. Организовывалось проведение тренировок и тактико-ситуационных учений антитеррористической направленности, в т. ч. совместно с региональными правоохранительными органами и силами ГО и ЧС.

ПОДГОТОВКА СУБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ К РАБОТЕ В ОСЕННЕ-ЗИМНИЙ ПЕРИОД 2015–2016 гг.

Подготовка субъектов электроэнергетики к осенне-зимнему периоду (ОЗП) — важнейший комплекс мероприятий в годовом цикле работ. Это связано с необходимостью работы объектов ЭЭ в режиме повышенных нагрузок, в сложных погодных условиях — при низких температурах, при повышенном уровне осадков, образования льда и т. п. При этом особенно критичными становятся требования к бесперебойности тепло- и электроснабжения.

78 Субъектов электроэнергетики проверены Комиссиями Министерства энергетики Российской Федерации в соответствии с Положением о проверке готовности субъектов электроэнергетики к работе в осенне-зимний период.

76 Компаний по результатам проверок получили паспорта готовности.

2 Компаниям ОАО «ЕВРАЗ ЗСМК» (Западно-Сибирская ТЭЦ), ГУП РК «Крымэнерго») паспорта готовности не выданы в связи с неисполнением основных и дополнительных условий готовности. Разработаны планы мероприятий по устранению выявленных замечаний.

По результатам проверок Минэнерго России предписано выполнить 229 мероприятий (устранение выявленных недостатков, не являющихся нарушениями основных и (или) дополнительных условий готовности к ОЗП).

По состоянию на 25.02.2016:

- выполнено 191 мероприятие;
- по 38 мероприятиям не подошел срок исполнения.

Реализация указанных мероприятий находится на особом контроле.

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

Одним из наиболее важных аспектов подготовки к ОЗП является топливообеспечение.

Работа по обеспечению запасов топлива проводилась в соответствии с Планом первоочередных мероприятий по подготовке субъектов электроэнергетики к прохождению отопительного сезона 2015–2016 годов, утвержденно-го приказом Минэнерго России от 16.06.2015 № 369.

Приказ от 16.06.2015 № 369
«О первоочередных мероприятиях по подготовке субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон 2015–2016 годов»

- формирование прогнозного энергетического и энерготопливного баланса;
- организация работы по нормированию запасов топлива и обеспечению их выполнения;
- ремонт электроэнергетического оборудования;
- выполнение инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;
- ряд организационных и технических мероприятий по обеспечению готовности регионов и субъектов электроэнергетики к прохождению отопительного сезона 2015–2016 годов.

В результате проведенной работы по обеспечению запасов топлива предприятий электроэнергетики на 01.01.2016 утвержденные нормативы запасов топлива выполнены с перевыполнением.

В работе по выполнению нормативов запасов топлива серьезные осложнения наблюдались только на энергообъектах Крыма и ООО «Тверская генерация».

При выполнении нормативов запасов дизельного топлива по МГТС КФО на 01.10.2015 (48 970 тонн — 108,8% от утвержденного норматива), в связи с нарушением потоков электроэнергии из энергосистемы Украины, и предельным использованием мощностей МГТС КФО, запасы дизельного топлива на 01.01.2016 составили 15 784 тонны — 35,1% от утвержденного норматива — 45 000 тонн.

В то же время, по Севастопольской, Симферопольской и Западно-крымской МГТЭС ежедневно осуществляется

завоз дизельного топлива, соответствующий его суточному расходу с поддержанием необходимых запасов.

На Симферопольской ТЭЦ ПАО «Крым ТЭЦ» запасы мазута на 01.01.2016 составили 7 788 тонн — 60,68% от утвержденного норматива — 12 834 тонны. С начала 2016 года осуществлена поставка мазута в объеме 8 237 тонн при суммарном расходе 449 тонн.

На Камыш-Бурунской ТЭЦ ПАО «Крым ТЭЦ» запасы мазута на 01.01.2016 не созданы.

На электростанциях ООО «Тверская генерация» (Тверские ТЭЦ-1, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4) собственные запасы резервного топлива всех видов на 01.01.2016 не созданы. На складах электростанций находится на ответственном хранении запасы угля, мазута и торфа, принадлежащих другому собственнику, в объемах утвержденных нормативов.

ВЫПОЛНЕНИЕ ПЛАНА ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЗАПАСОВ ТОПЛИВА НА 01.01.2016

УГОЛЬ
15,5 МЛН Т
(189%)

МАЗУТ
2,87 МЛН Т
(154%)

ДИЗЕЛЬ
207,1 ТЫС. Т
(103%)

ТОРФ
224,2 ТЫС. Т
(116%)



РЕГИОНЫ С ВЫСОКИМИ РИСКАМИ НАРУШЕНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Приказ Минэнерго России от 03.04.2015 № 215
«ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ПЕРЕЧНЯ РЕГИОНОВ С ВЫСОКИМИ РИСКАМИ НАРУШЕНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 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.

На основании анализа в приказ включены: Дагестанская энергосистема; Электроэнергетическая система Крымского федерального округа; Центральный энергорайон Якутской энергосистемы; Бодайбинский и Мамско-Чуйский энергорайоны Иркутской энергосистемы.

Всего в приказе запланировано выполнение 41 мероприятия. По состоянию на 16.02.2016 не выполнено в срок 5 мероприятий:

- 2 мероприятия по Дагестанской энергосистеме (срок исполнения — сентябрь 2015 г.);
- 3 мероприятия по Иркутской энергосистеме (срок исполнения — сентябрь 2015 г. и октябрь 2015 г.)

КОЛИЧЕСТВО АВАРИЙ С ПРЕКРАЩЕНИЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В ОБЪЕМЕ 10 МВТ И БОЛЕЕ



Количество аварий в Краснодарском крае, приведших к прекращению электроснабжения потребителей в объеме 10 МВт и более в ОЗП 2014/2015 значительно снизилось

Значительный объем выполненных мероприятий, запланированных в соответствии с приказами РВР, позволил снизить риски надежного энергоснабжения и исключить Юго-Западный энергорайон энергосистемы Краснодарского края из регионов РВР.

Реализация мероприятий в регионах РВР находится на постоянном контроле Минэнерго России.

ДАГЕСТАНСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА:

- Замена оборудования на ПС 110 кВ Шамхал-тяговая. Исполнитель: ОАО «РЖД», срок исполнения — сентябрь 2015 г.
- Установка на ПС 110 кВ Шамхал-тяговая полуккомплекта основной быстродействующей защиты на ВЛ 110 кВ Артем — Шамхал-тяговая и ввод в работу защиты по согласованию с ПАО «Россети». Исполнитель: ОАО «РЖД», срок исполнения — сентябрь 2015 г.

ИРКУТСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА:

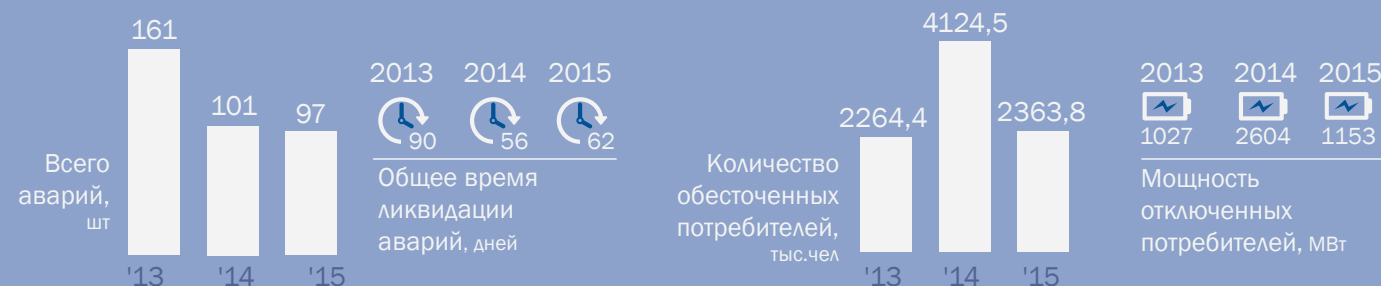
- Установка и ввод в работу ИРМ (СТК, БСК) суммарной номинальной мощностью 30 Мвар и устройства автоматики ограничения снижения напряжения (АОСН) в Бодайбинском энергорайоне. Исполнитель: ЗАО «Витимэнерго», срок исполнения — сентябрь 2015 г.
- Установка и ввод в работу основных быстродействующих защит на ВЛ 220 кВ транзита 220 кВ Усть-Илимская ГЭС — Таксимо. Исполнители: ОАО «ИЭСК», ПАО «Иркутскэнерго», ОАО «РЖД», срок исполнения — сентябрь 2015 г.
- Установка и ввод в работу ИРМ (СТК, БСК) номинальной мощностью 40 Мвар и устройства автоматики ограничения снижения напряжения (АОСН) на ПС 220 кВ Северобайкальск. Исполнители: ОАО «РЖД», ПАО «ФСК ЕЭС», срок исполнения — октябрь 2015 г.

Стоит отметить, что срок исполнения по большинству из указанных выше невыполненных мероприятий переносился 3–4 раза по вине ответственных исполнителей.

Кроме того, три из них не выполнены по причине неисполнения запланированных мероприятий ОАО «РЖД».

Компаниям, и в первую очередь ОАО «РЖД», необходимо направлять максимальные усилия на реализацию мероприятий по повышению надежности работы оборудования и энергоснабжения потребителей.

МАССОВЫЕ НАРУШЕНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ БЫТОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ



«СРЕДНЯЯ» АВАРИЯ В 2015

24,4

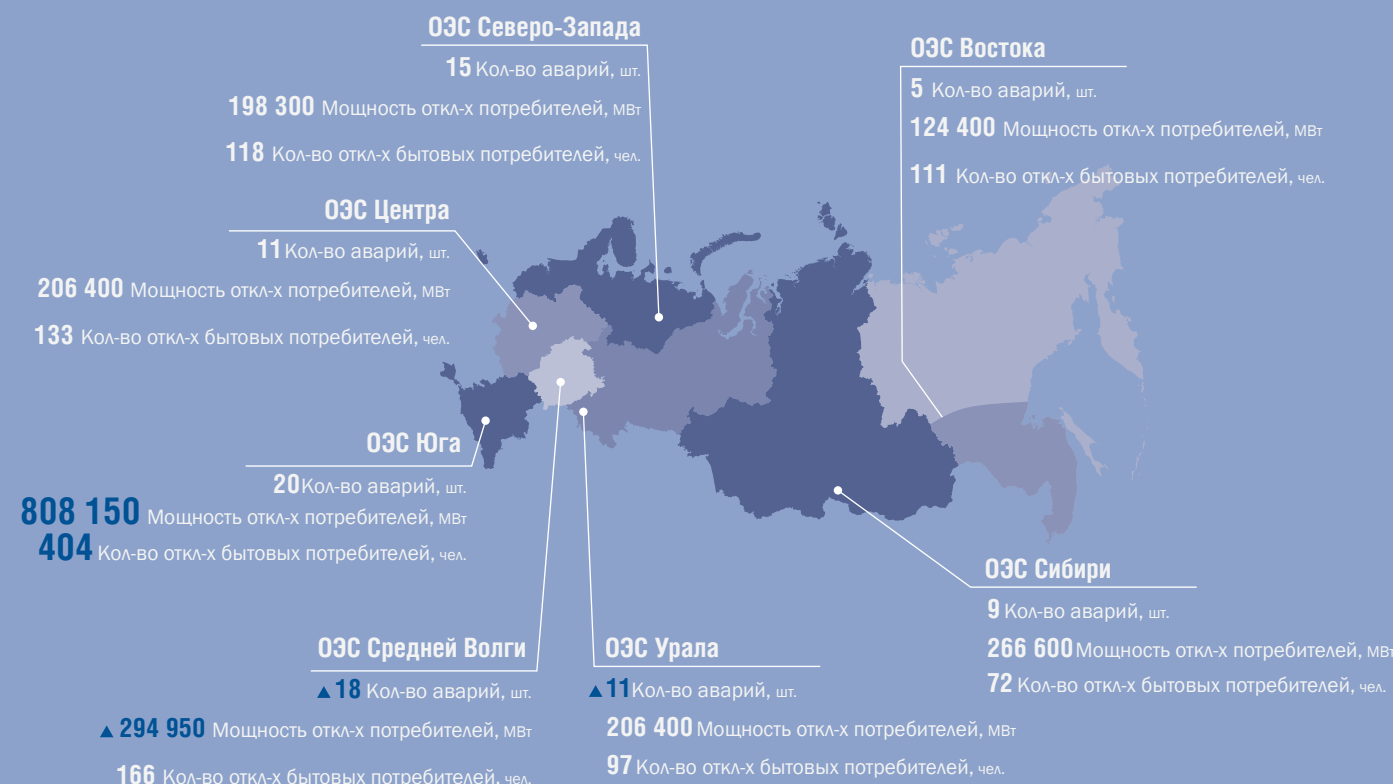
Количество обесточенных потребителей, тыс. чел.

11,9

Мощность отключенных потребителей, МВт

15,3

Общее время ликвидации, час



ИЗ ОБЩЕГО КОЛИЧЕСТВА ОТКЛЮЧЕННЫХ БЫТОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ НАИБОЛЬШЕЕ ЗА 2015 ГОД НАБЛЮДАЛОСЬ В ОЭС ЮГА:

Ростовская область

3 Кол-во аварий, шт.
196 100 Кол-во откл-х бытовых потребителей, чел.
99 Мощность откл-х потребителей, МВт

Краснодарский край

5 Кол-во аварий, шт.
197 750 Кол-во откл-х бытовых потребителей, чел.
119 Мощность откл-х потребителей, МВт

Карачаево-Черкесская Республика

1 Кол-во аварий, шт.
156 200 Кол-во откл-х бытовых потребителей, чел.
89 Мощность откл-х потребителей, МВт



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 УССР (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 пришлось отказаться по причине аварии на Чернобыльской АЭС (1986).

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 электроснабжению социально-значимых объектов и населения.

Для восполнения дефицита электроэнергии, а также в целях обеспечения бесперебойного электроснабжения 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 газотурбинные электрические станции на территории Крыма работают на дизельном топливе. В связи с экономической блокадой Крыма со стороны Украины на объектах МГТЭС создан резерв технологического 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 кВтч.

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 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.

На полуострове в период ЧС 2015/16 работали более 100 оперативных бригад ПАО «Россети», а также специалисты Центра технического надзора.

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

Проведенный анализ показывает наметившуюся тенденцию к снижению общего количества аварий за период 2013–2015 годов.

Вместе с тем, за указанный период выросло общее количество ограниченных потребителей, а также их мощность.

Из данных, представленных на стр. 59, видно, что наибольшее количество массовых нарушений электроснабжения потребителей произошло в ОЭС Юга.

Это связано с тем, что в период с апреля по октябрь 2015 года происходили массовые отключения в сетях 110 кВ и ниже по причине неблагоприятных погодных явлений (шквалистый ветер, мокрый снег и его налипание на провода, грозы и сильные дожди и пр.).

Дополнительным негативным фактором, усиливающим отрицательное влияние погодных условий явилось то, что данные неблагоприятные погодные явления происходили, по большей части, в весенне-летний период — основной период, в течение которого проводятся плановые ремонтные работы.

Совокупность этих двух факторов обусловили более продолжительное время восстановления электроснабжения в 2015 году по сравнению с предыдущими годами.

В целях недопущения роста указанных показателей, а также их снижения, и с целью профилактики массовых аварийных отключений 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 электропередачи в электро-

сетевых компаниях проведены и проводятся следующие мероприятия:

- обеспечение готовности персонала и специальной техники, оснащённость 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 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. В части 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.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ КФО 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 купли – 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.

Подготовка ТЭК к прохождению безаварийного осенне-зимнего периода Крымского полуострова

Крымский полуостров отнесен к **регионам с высокими рисками нарушения электроснабжения потребителей.**

Проведена оценка готовности субъектов электроэнергетики Крымского федерального округа к прохождению отопительного сезона 2015–2016 гг. (октябрь 2015 г.).

Проверка осуществлялась в соответствии с Положением о проверке готовности субъектов электроэнергетики к работе в осенне-зимний период, утвержденным протоколом Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (федерального штаба) от 6 июля 2012 г. №10.

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

ПС СЕВАСТОПОЛЬСКАЯ



4 шт. 67,5 МВт

ПС ЗАПАДНО-КРЫМСКАЯ



5 шт. 90 МВт

суммарная выработка МГТЭС в августе 2014 года



241 ГВт/ч

суммарный запас топлива на 30 дней



45 тыс. т

задействовано



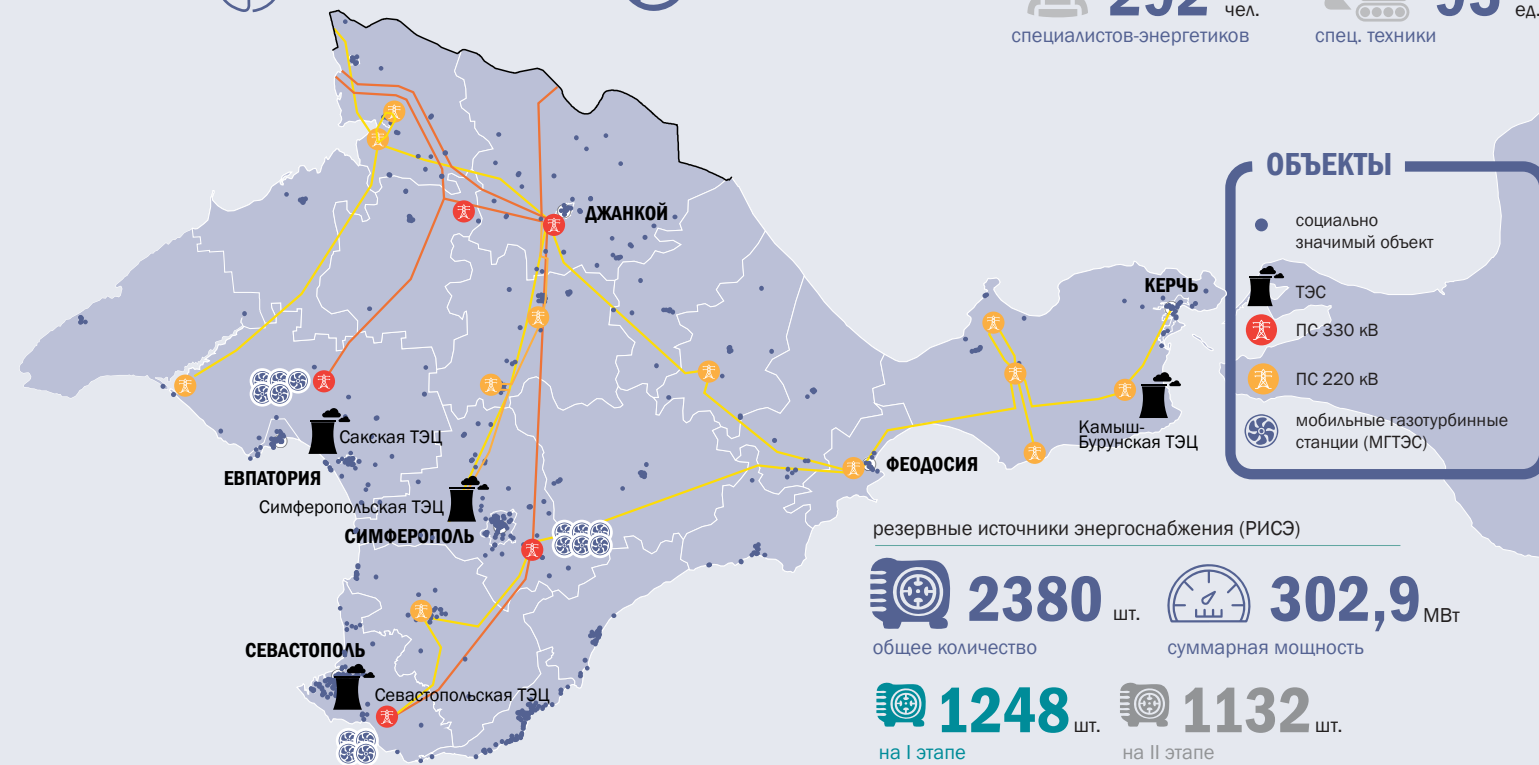
292 чел.

специалистов-энергетиков



95 ед.

спец. техники



распределение РИСЭ по объектам Республики Крым



62 %

социально значимые



22 %

водоснабжение



14 %

здравоохранение



2 %

население

В рамках подготовки к прохождению ОЗП сформирован аварийный запас с необходимым объемом комплектующих:

14 шт. опор

2 км провода

2 шт. трансформатора тока

3 шт. выключателя

4 шт. разъединителя

Формирование политики повышения электроэнергетической безопасности и ликвидации дефицита электроэнергии в энергосистеме Крымского федерального округа основано на выборе оптимальных подходов для её реализации.

В 2015–2018 годах запланировано строительство генерирующих объектов, а также кабельных линий и газопровода через Керченский пролив.

На первом этапе формирования энергонеизависимости 2 декабря и 15 декабря 2015 года были запущены первая (200 МВт) и вторая (200 МВт) нитки энергомоста. Таким образом, на 15 декабря с материковой части России из Кубани в Крым передавалось около 400 МВт электроэнергии, а к маю 2016 года в рамках 2-ого этапа будет запущено ещё 2 нитки общей мощностью 400 МВт, что в итоге составит 800 МВт всей мощности энергомоста. Одновременно ведется строительство ВЛ 220 кВ «Кафа — Симферопольская».

Развитие генерации на территории Крыма планируется осуществить в рамках 3-его этапа энергонеизависимости Крыма строительством двух тепловых электростанций по 470 МВт общей мощностью 940 МВт:

- Севастопольская ТЭС: первый блок мощностью 235 МВт планируется сдать в сентябре 2017 года;
- Симферопольская ТЭС: первый блок мощностью 235 МВт планируется сдать в сентябре 2017 года.

Решение о географическом расположении новых объектов генерации было принято с учётом доступности газотранспортных сетей и промышленного водоснабжения для обеспечения непрерывного производственного цикла ТЭС.

Помимо этого, в 2017 году предусмотрено формирование новой отдельной независимой газотранспортной системы «Керчь — Симферополь — Севастополь», включая строительство магистрального газопровода «Краснодарский край — Крым».

Объект газоснабжения с отводами к Симферопольской и Севастопольской ТЭС будет построен на территории 8 районов республики: Ленинского, Кировского, Советского, Белогорского, Красногвардейского, Симферопольского, Бахчисарайского районов и города Феодосии. Поставка газа на территорию республики планируется в общем объеме 2,2 млрд м³ в год, из которых 0,5 млрд м³ в год для нужд населения.

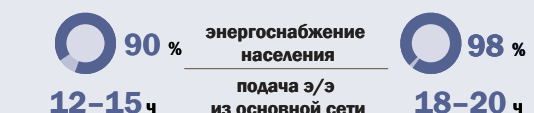
I ЭТАП ДЕКАБРЬ 2015

- | | |
|-----------------------------------------|-----------------------------------------|
| 1-ая очередь (02.12.2015) | 2-ая очередь (12.12.2015) |
| КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ ЧЕРЕЗ КЕРЧЕНСКИЙ ПРОЛИВ | КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ ЧЕРЕЗ КЕРЧЕНСКИЙ ПРОЛИВ |
| 4x14,3 км (1-ая цепь) | 4x14,3 км (2-ая цепь) |
| ПС 220 кВ КАМЫШ-БУРУНСКАЯ | ПС 220 кВ КАФА |

1 очередь ПС 500 кВ ТАМАНЬ (ОРУ 220 кВ)

ППКРЫМ и ПП КУБАНЬ

02.12.2015	переток	12.12.2015
200 МВт		400 МВт
320–420 МВт	дефицит мощности	150–250 МВт



II ЭТАП МАЙ 2016

- | | |
|-----------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|
| ВЛ 500 кВ КУБАНЬ — ТАМАНЬ 126 км | ВЛ 500 кВ КАФА — СИМФЕРОПОЛЬСКАЯ 120 км |
| 2 очередь ПС 500 кВ ТАМАНЬ (ОРУ 500 кВ) | КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ ЧЕРЕЗ КЕРЧЕНСКИЙ ПРОЛИВ 2x4x14,3 км (3–4-ая цепь) |

переток **850 МВт**
100% энергоснабжение потребителей из основной сети

предусмотрено строительство новой отдельной независимой газотранспортной системы:

РАСШИРЕНИЕ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СЕТИ В ЮГО-ЗАПАДНЫЕ РАЙОНЫ КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ
106,2 км

Ответвление от межгосударственного газопровода «Турецкий поток» по территории Краснодарского края до уреза воды



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, строительства объектов генерации, а также объектов газотранспортной системы для обеспечения объектов генерации и развития ГТС Крымского федерального округа

III ЭТАП 2017

- ВЛ 500 кВ РОСТОВСКАЯ — АНДРЕЕВСКАЯ — ТАМАНЬ 500 км
- ВЛ 330 кВ ЗАПАДНО-КРЫМСКАЯ — СЕВАСТОПОЛЬСКАЯ 100 км

Обеспечение надежности крымской энергосистемы



МАГИСТРАЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД КРАСНОДАРСКИЙ КРАЙ — КРЫМ
343 км

Магистральный газопровод Краснодарский край — Крым (включая подводную часть по дну Керченского пролива,

МГ Керчь — Симферополь — Севастополь с отводами к Симферопольской ПГУ-ТЭС и Севастопольской ПГУ-ТЭС)

были выбраны площадки в г. Симферополе и г. Севастополе

СЕВАСТОПОЛЬСКАЯ ПГУ-ТЭС
470 МВт

Ввод в эксплуатацию I очереди (ПГУ № 1x235 МВт Севастопольской ТЭС и ПГУ №1 x235 МВт Симферопольской ТЭС) 01.09.2017

Ввод в эксплуатацию II очереди 01.03.2018

СИМФЕРОПОЛЬСКАЯ ПГУ-ТЭС
470 МВт

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ЧЕМПИОНАТА МИРА ПО ФУТБОЛУ 2018 ГОДА

ПРОГРАММА ПОДГОТОВКИ К ПРОВЕДЕНИЮ В 2018 ГОДУ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ЧЕМПИОНАТА МИРА ПО ФУТБОЛУ
Постановление Правительства Российской Федерации от 20.06.2013 № 518

ЦЕЛЬ: РЕАЛИЗАЦИЯ ГОСУДАРСТВЕННЫХ ЗАДАЧ ПО ПОДГОТОВКЕ К ПРОВЕДЕНИЮ
В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ЧЕМПИОНАТА МИРА ПО ФУТБОЛУ В 2018 ГОДУ

ПОДПРОГРАММА

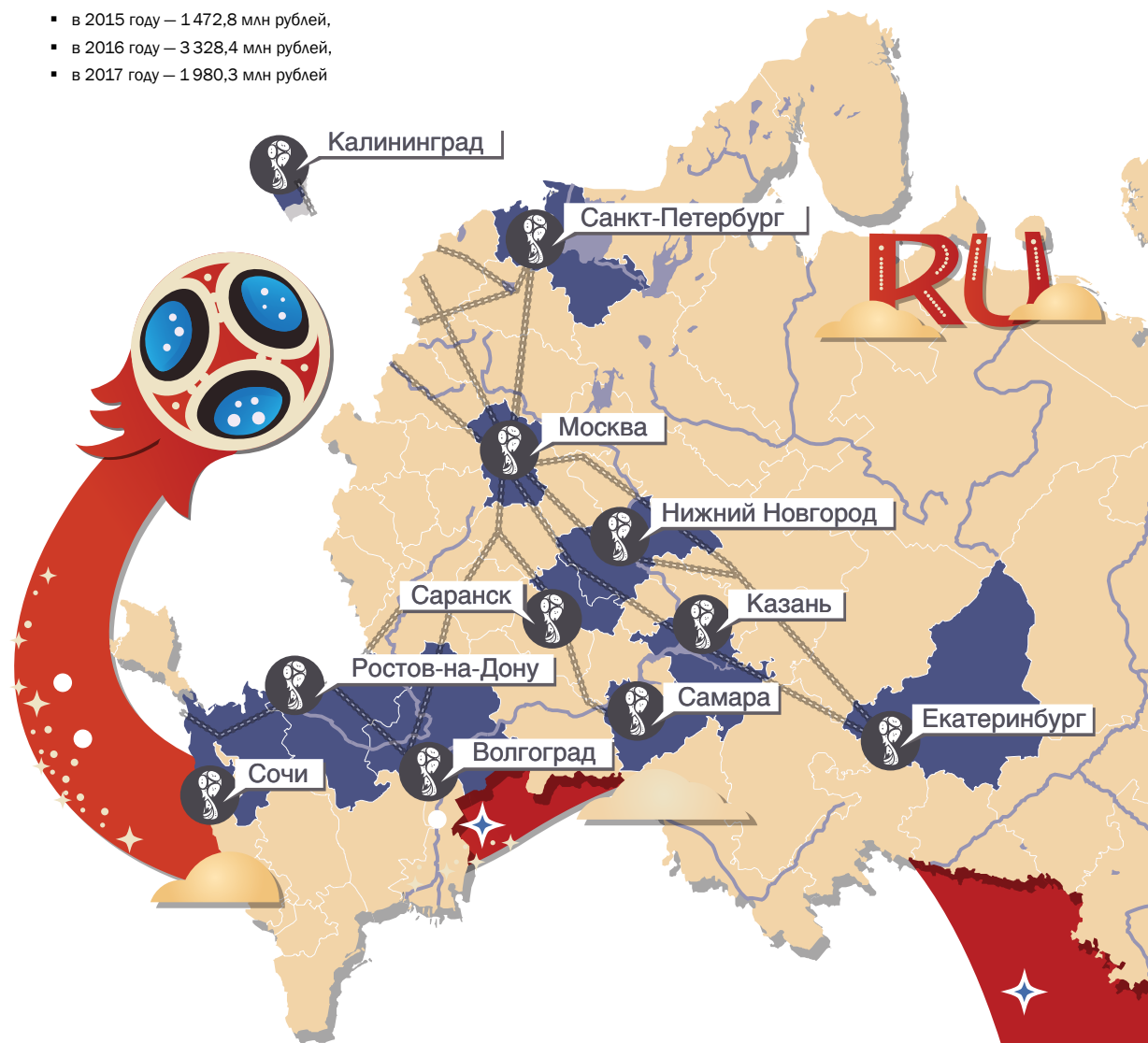
«СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕКОНСТРУКЦИЯ ИНФРАСТРУКТУРЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ»

Куратор подпрограммы **МИНЭНЕРГО РОССИИ**

Постановлением Правительства Российской Федерации от 08.10.2015 № 1076 для ПАО «РОССЕТИ» **предусмотрены бюджетные субсидии в размере 6 781,5 млн рублей**, в том числе:

- в 2015 году — 1 472,8 млн рублей,
- в 2016 году — 3 328,4 млн рублей,
- в 2017 году — 1 980,3 млн рублей

В части **выделения бюджетных средств ПАО «Россети» в 2015 году** постановление Правительства Российской Федерации **выполнено в полном объеме**



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

Нормативная регламентация технологической деятельности является условием нормального функционирования энергосистемы и эффективной работы отрасли. Деятельность «без правил» разрушает техническую целостность энергосистем России, влечет утрату ими полноценной работоспособности и управляемости, приводит к невозможности энергосистемы обеспечивать надежное электроснабжение потребителей в краткосрочной и долгосрочной перспективе. Следствиями этого являются:

- рост количества крупных аварий;

2011	2012	2013	2014	2015
50	61	54	95	61

- избыточность управляющих воздействий релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики, излишние ограничения пропускной способности электрических сетей, неэффективное использование генерирующих мощностей;
- невозможность ввода в эксплуатацию построенных (реконструированных) объектов без ухудшения условий электроснабжения существующих потребителей.

Одной из основных причин аварий является утрата в электроэнергетической отрасли обязательных требований и, как следствие, невыполнение субъектами электроэнергетики необходимых действий. Сохранение такой ситуации в дальнейшем повлечет невозможность поддержания нормального уровня функционирования отрасли и ее развития, обеспечения надежного и качественного снабжения потребителей электрической энергией в текущий и перспективный период.

Можно условно выделить несколько проблемных направлений (аспектов) технологической деятельности субъектов электроэнергетики, требующих нормативного регулирования.

Во-первых, по причине отсутствия обязательных требований к объектам электроэнергетики, характеристикам и параметрам их оборудования и устройств в последние годы в отечественной энергосистеме функционирует большое количество силового электротехнического и генерирующего оборудования с системами регулирования, не соответствующими принципам и техническим правилам, в рамках которых построена и функционирует ЭЭС России. Подавляющее большинство такого оборудования

и систем регулирования являются импортными, а причина их несовместимости с другим оборудованием, работающим в составе российской энергосистемы, заключается в различных требованиях, которые предъявляются к ним в энергосистемах различных государств.

В качестве примеров можно отметить следующие случаи.

Применение на новых генераторах Сургутской ГРЭС-2 автоматических регуляторов возбуждения, не рассчитанных по своим параметрам на работу в ЭЭС России, привели 05.06.2011 к выходу из нормальной работы одного из генераторов и синхронным качаниям генераторов Сургутской ГРЭС-2 (нарушению их нормальной работы и «раскачиванию» в целом станции на величину более 900 МВт, а затем и всей Тюменской энергосистемы по отношению к ЭЭС России). При данной аварии было отключено более 1500 МВт генерации, а ее последствия в виде опасных синхронных колебаний энергосистемы наблюдались в противоположной части ЭЭС России — в ОЭС Северо-Запада.

Какие-либо нормативные ограничения при проектировании развития энергосистемы, выборе конкретного оборудования и систем регулирования в рамках проектирования и строительства новых объектов электроэнергетики, их технологическом присоединении к электрическим сетям в российском законодательстве отсутствуют.

Кроме негативных последствий, связанных с применением в ЭЭС России различных устройств, реализующих регулирование по некорректным алгоритмам, существует множество случаев применения основного силового оборудования, характеристики которых несовместимы с параметрами электроэнергетического режима, при которых функционирует отечественная энергосистема.

Например, 04.11.2014 в результате аварийного отключения оборудования произошло отделение от ЭЭС России части ОЭС Юга с дефицитом мощности. Объем нагрузки потребителей, отключенной при указанной аварии по причине снижения частоты электрического тока, был больше необходимого на 450 МВт из-за дополнительного отключения ПГУ Невинномысской ГРЭС действием технологической защиты, настройка и логика действия которой установлены производителем. В соответствии с решением производителя генерирующего оборудования его отключение производится незамедлительно при достижении частоты электрического тока значения 48 Гц, являющегося допустимым в ЭЭС России (нижние значения допустимого диапазона частоты, при котором возможно незамедли-

тельное отключение генерирующего оборудования в ЭЭС России, равен 46 Гц).

Подавляющего большинства аналогичных аварий можно было бы избежать при наличии в российском законодательстве обязательных требований, предъявляемых к субъектам электроэнергетики и обеспечивающих работу объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок в составе единой энергосистемы.

Во-вторых, как показывает анализ результатов расследования аварий в электроэнергетике, одной из основных причин аварий является отсутствие обязательных требований по вводу в работу и (или) организации эксплуатации объектов электроэнергетики, их оборудования и устройств, а также организации работы с персоналом субъектов, что приводит к невыполнению субъектами электроэнергетики необходимых действий в части организации эксплуатации (в том числе технического и оперативного обслуживания), линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики, а также организации работы с персоналом субъектов электроэнергетики и поддержания его квалификации.

Самым ярким примером может послужить авария, произошедшая 17.08.2009 на Саяно-Шушенской ГЭС, в результате которой была отключена генерация в объеме 4147 МВт и отключена нагрузка потребителей в объеме 2500 МВт. Также можно отметить аварию 26.07.2011, связанную с выделением Удмуртской энергосистемы с частью Пермской и Кировской энергосистем на изолированную работу. Указанная авария привела к отключению нагрузки потребителей в объеме 800 МВт, численностью населения — около 1 млн чел.

В качестве третьей проблемы следует отметить отсутствие нормативного регулирования отношений между владельцами технологически связанных объектов электроэнергетики при создании (модернизации) релейной защиты, противоаварийной, режимной автоматики или иных систем технологического управления в энергосистеме. Иными словами, действующее законодательство не регламентирует отношения при строительстве (реконструкции, технологическом присоединении к электрическим сетям) объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, требующем выполнения работ по созданию (модернизации) релейно-защитной автоматики и иных систем технологического управления одновременно на технологически связанных объектах электроэнергетики, принадлежащих разным лицам, отсутствуют механизмы урегулирования отношений между участниками процесса, порядок согласования технических решений и сроков их реализации на разных объектах.

В качестве основных примеров можно привести:

- аварию 25.05.2005, связанную с отключением подстанции 500 кВ Чагино и отключением ЛЭП в сети

500–110 кВ и погашением части энергосистем г. Москвы, Московской, Тульской, Калужской, Тверской, Рязанской и Смоленской областей. Последствия: отключение генерации в объеме 1635 МВт, отключение нагрузки потребителей в объеме 3539 МВт;

- аварию 20.08.2010, связанную с выделением энергорайона северной части г. Санкт-Петербурга и энергорайонов севера и северо-запада Ленинградской области на изолированную работу с дефицитом мощности в результате отключения на ПС 330 кВ Восточная. Последствия: отключение генерации в объеме 443 МВт, отключение нагрузки потребителей в объеме 1100 МВт и численностью населения 2,5 млн чел.

Причиной всех вышеперечисленных ситуаций явилось отсутствие в электроэнергетике общеобязательных технологических правил и требований, обеспечивающих координацию действий и урегулирование отношений между собственниками технологически связанных объектов электроэнергетики.

Четвертую проблему в сфере обеспечения надежности работы ЭЭС России можно обозначить как отсутствие механизмов для проведения в отрасли скоординированной технической политики в связи с отсутствием единых норм и правил в электроэнергетике.

Сравнительный анализ корпоративной технической политики ряда сетевых и генерирующих компаний свидетельствует о значительной неоднородности и взаимосвязанности предъявляемых ими требований к основному оборудованию объектов электроэнергетики, устройствам релейно-защитной автоматики и автоматизированной системы управления технологическим процессами.

В ряде случаев положения, включаемые в корпоративные технические политики различных субъектов электроэнергетики, основаны на технически неправильных данных и не учитывают условий работы объектов электроэнергетики в составе энергосистемы.

Например, у ОАО «Э.ОН Россия» отсутствуют общие требования к турбинным установкам; у ПАО «Россети», ОАО «РАО Энергетические системы Востока», ПАО «Интер РАО» отсутствуют требования к релейной защите электро-технического оборудования и ЛЭП; у ОАО «СИБЭКО» и ОАО «Кузбассэнерго» отсутствуют требования к автоматизированной системе управления технологическим процессами. В технических политиках сетевых организаций содержатся различные подходы к оснащению подстанций аккумуляторными батареями.

При таких условиях эффективное развитие электроэнергетики и технологическая совместимость объектов электроэнергетики могут быть обеспечены только путем нормативного установления соответствующих технических требований.

РАБОТА В ЧАСТИ НОРМАТИВНО-ПРАВОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

Законопроект № 892 341–6 «О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЙ В ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ЗАКОН «ОБ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ» В ЧАСТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТРЕБОВАНИЙ К ОБЕСПЕЧЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ И ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ»

Основная цель: наделение Правительства Российской Федерации и уполномоченных им ФОИВ на установление обязательных требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики. Принятие законопроекта позволит разработать и актуализировать отраслевые нормативные правовые акты, и, таким образом, повысить безопасность эксплуатации объектов электроэнергетики и надежность электроснабжения потребителей, обеспечить внедрение прогрессивных технологий в электроэнергетике.

Принято ГД ФС РФ в первом чтении
18.12.2015.

Законопроект «О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЙ В ОТДЕЛЬНЫЕ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫЕ АКТЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПО ВОПРОСАМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГОТОВНОСТИ СУБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ К РАБОТЕ В ОСЕННЕ-ЗИМНИЙ ПЕРИОД»

Цель: переход на риск-ориентированные принципы проведения проверок готовности субъектов электроэнергетики к работе в осенне-зимний период. Это позволит:

- а) снизить административное давление на субъекты электроэнергетики, обеспечившие готовность в прошлые периоды;
- б) оценивать готовность к ОЗП на основании отчетных данных самих субъектов электроэнергетики с применением четких, понятных и прозрачных рассчитываемых критериев, вычисляемых с помощью автоматизированной системы;
- в) исключить возможность субъективизма комиссионных проверок;
- г) обеспечить постоянный мониторинг состояния объектов и их готовности к обеспечению надежного энергоснабжения потребителей.

Законопроект проходит широкое общественное обсуждение

Проект постановления Правительства РФ «ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ПРАВИЛ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ»

Цель: установление минимально необходимых организационных и технических правил, принципов и условий

совместной работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей в составе энергосистемы.

Проект постановления был дважды внесен в Правительство Российской Федерации.

Проходит дополнительное обсуждение на площадке Правительства.

Постановление Правительства РФ от 30.03.2015 г. №294 «О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЙ В ПРАВИЛА ПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗОМ И ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ УСЛУГ ПО ГАЗОСНАБЖЕНИЮ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ»:

Цель: оптимизация вопросов резервирования систем газоснабжения тепловых электростанций в части необходимости учета в проектах газоснабжения либо обеспечения подачи газа на них не менее чем от 2 магистральных газопроводов, либо посредством сооружения резервного топливного хозяйства и создания запасов топлива

Постановление Правительства РФ от 06.02.2016 г. №82 «О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЙ В ПРАВИЛА УСТАНОВЛЕНИЯ ОХРАННЫХ ЗОН ОБЪЕКТОВ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И ОСОБЫХ УСЛОВИЙ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕМЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ, РАСПОЛОЖЕННЫХ В ГРАНИЦАХ ТАКИХ ЗОН»:

Цель: совершенствование требований Правил с учетом фактического правоприменения:

- а) исключение из под действия Правил атомных станций, мобильных и передвижных электростанций, что позволит упростить процедуры, связанные с оформлением земельных участков
- б) регламентация установления охранных зон для ряда объектов вспомогательного назначения (резервуары хранения топлива, БНС, объекты промышленных стоков)

Приказ Минтруда России от 19.02.2016 г. №74н «О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЙ В ПРАВИЛА ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК»:

Цель: совершенствование требований безопасности персонала при производстве работ в электроустановках, в том числе в части организации безопасной работы под наведенным напряжением, а также требований к оперативному обслуживанию и осмотрам электроустановок, к выдаче нарядов-допусков и разрешений на подготовку рабочих мест.



ЗАДАЧИ НА СРЕДНЕСРОЧНУЮ ПЕРСПЕКТИВУ

- Подготовка к осенне-зимнему периоду (ОЗП) 2016–2017 годов
- Надежное прохождение паводковых и пожароопасных сезонов
- Повышение надежности энергоснабжения регионов, включенных в перечень регионов с высокими рисками нарушения электроснабжения
- Обеспечение сбалансированной реализации систем управления производственными активами субъектами электроэнергетики, стимулирование организаций к обновлению основных производственных фондов и совершенствованию управления энергетическими системами государственного значения в целях обеспечения требуемой надежности и безопасности их функционирования
- Снижение аварийности электроэнергетического комплекса
- Повышение уровня готовности энергокомпаний к устранению массовых нарушений энергоснабжения потребителей
- Обеспечение устойчивого энергоснабжения и развития топливно-энергетического комплекса Крымского федерального округа
- Обеспечение бесперебойного электроснабжения объектов, задействованных при проведении в 2018 году в Российской Федерации чемпионата мира по футболу (спортивных стадионов, аэропортов) и объектов, задействованных при проведении XXIX Всемирной зимней универсиады 2019 года в г. Красноярске
- В рамках импортозамещения:
 - По направлению энергетических ГТУ: завершение испытаний головного образца ГТЭ-65 и начало серийного производства на ОАО «Силовые машины», создание головного образца ГТУ 60 МВт на ОАО «КМПО», завершение работ ОАО «НПО Сатурн» по доведению ГТУ 110М до заявленных проектных характеристик
 - Актуализация отраслевого заказа на электротехническую и кабельную продукцию и совершенствование корпоративных программ импортозамещения с учетом фактического технического состояния эксплуатируемого основного оборудования как иностранного, так и российского производства
- Формирование системы нормативно-правового регулирования вопросов надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики
- Нормативная регламентация вопросов проверки готовности субъектов электроэнергетики к работе в осенне-зимний период на базе риск-ориентированной модели контроля и мониторинга

Материал подготовлен к печати
ФГБУ «ЦДУ ТЭК»