

О результатах мониторинга технического состояния и ремонтов оборудования объектов электроэнергетики Дальневосточного федерального округа за 8 месяцев 2016 года

Генеральный директор
Голубев П.В.

Петропавловск-Камчатский, 2016





Электроэнергетика Дальневосточного федерального округа

Суммарная мощность электростанций (установленной мощностью 5 МВт и более) – 13 290 МВт

Суммарная мощность трансформаторов (установленной мощностью более 63 МВА, напряжением 110 кВ и выше) – 15 745 МВА

Общая протяженность ЛЭП (напряжением 110 кВ и выше) – 38 122 км

Территориальных сетевых организаций – 201 шт.

Субъекты электросетевого комплекса:

- ПАО «РАО ЭС Востока» – 19 381 км
- ПАО «ФСК ЕЭС» – 17 717 км
- Прочие компании – 1024 км

Субъекты генерации:

- ПАО «РАО ЭС Востока» – 8 223,9 МВт (61,9%)
- ПАО «РусГидро» – 4 486 МВт (33,8%)
- АО «Вилюйская ГЭС-3» – 277,5 МВт (2,1%)
- АО «Охинская ТЭЦ» – 94 МВт (0,7%)
- ОАО «Ногликская газовая электростанция» – 72 МВт (0,5%)
- АО «Концерн Росэнергоатом» – 48 МВт (0,4%)
- ПАО «КамГЭК» – 43,2 МВт (0,3%)

Наиболее крупные электростанции:

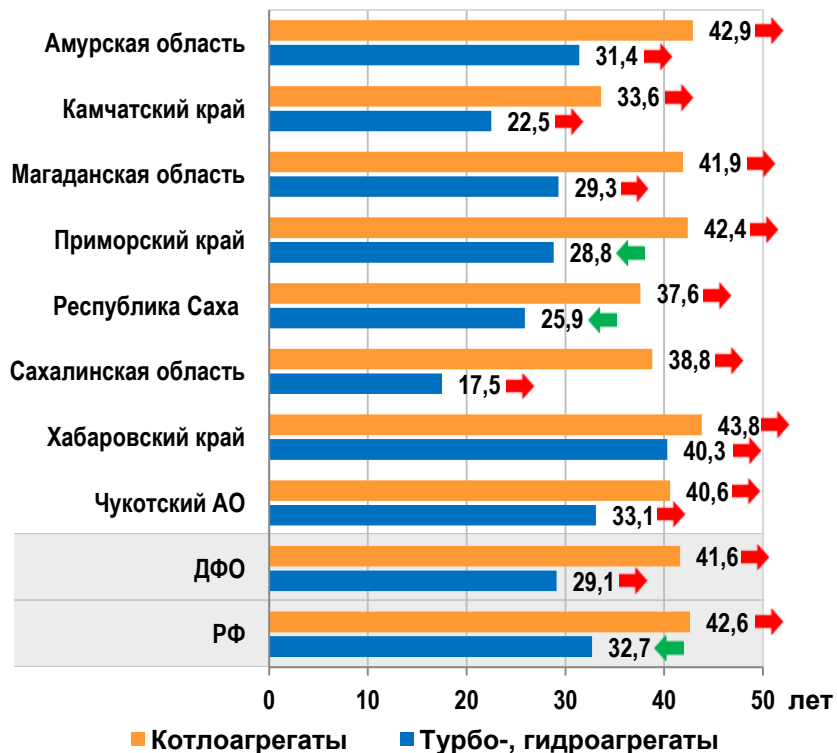
1. Бурейская ГЭС (ПАО «РусГидро») – 2010 МВт
2. Приморская ГРЭС (АО «ДГК») – 1467 МВт
3. Зейская ГЭС (ПАО «РусГидро») – 1330 МВт
4. Колымская ГЭС (ПАО «РусГидро») – 900 МВт
5. Хабаровская ТЭЦ-3 (АО «ДГК») – 720 МВт
6. Каскад Вилюйских ГЭС (ПАО «Якутскэнерго») – 680 МВт
7. Нерюнгринская ГРЭС (АО «ДГК») – 570 МВт
8. Владивостокская ТЭЦ-2 (АО «ДГК») – 497 МВт



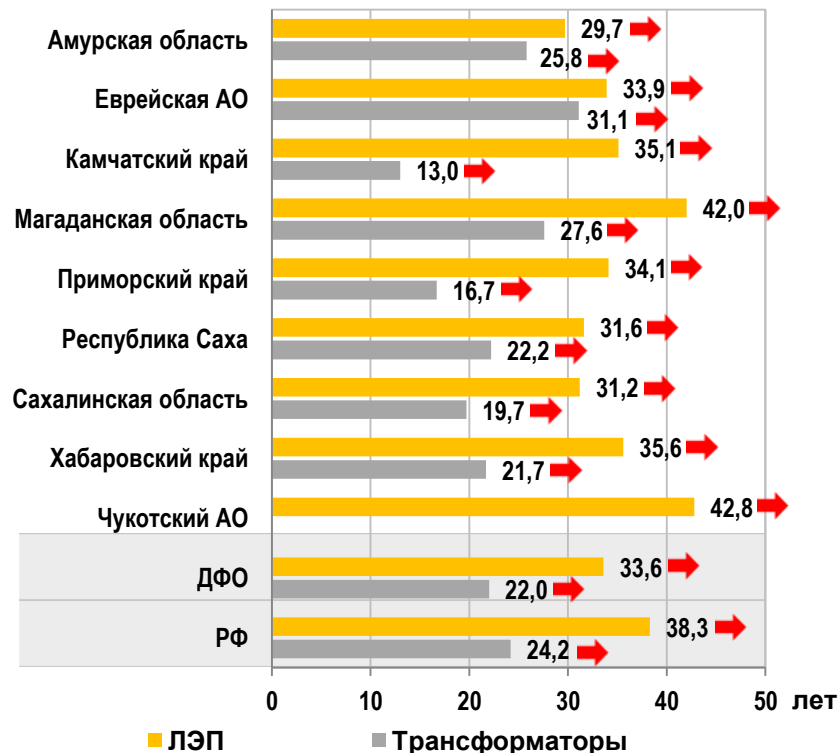


Сроки службы оборудования объектов электроэнергетики Дальневосточного федерального округа

Средний срок службы генерирующего оборудования



Средний срок службы электросетевого оборудования



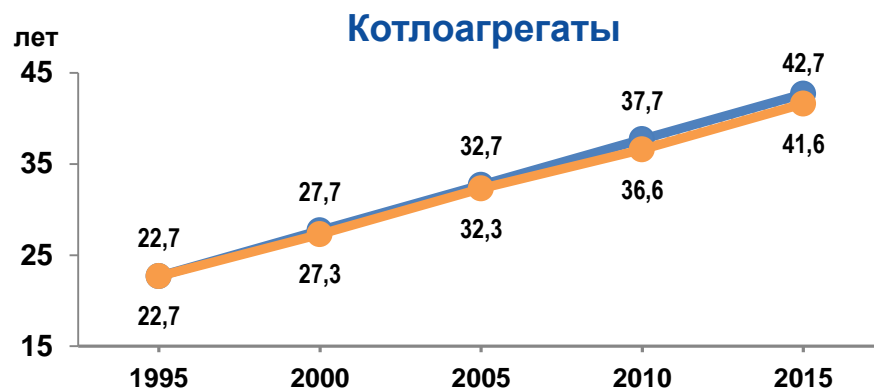
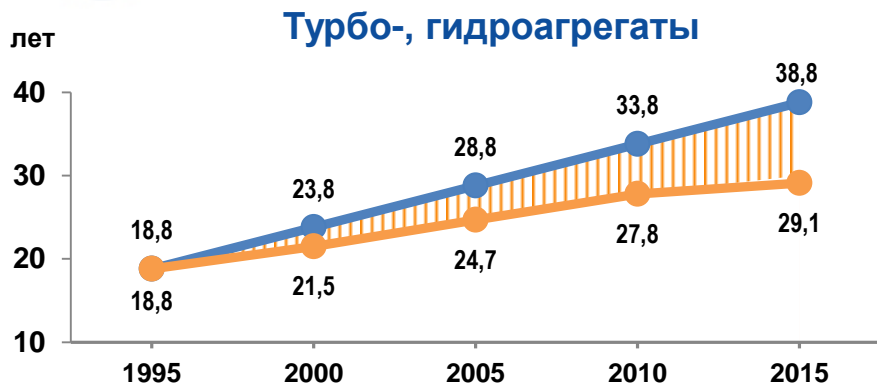
Оборудование с максимальным сроком службы

- **Котлоагрегат** – АО «ДГК» Комсомольская ТЭЦ-1, ст. № 1 (марка Бабкок – Вилькокс, паропроизводительность – 120 т/ч), срок службы – 65 лет
- **Турбоагрегат** – АО «ДГК» Комсомольская ТЭЦ-1, ст. № 1 (тип Р-10-29, мощность – 10 МВт), срок службы – 65 лет

- **ЛЭП** – АО «ДРСК» ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Промузел (24 км) – 78 лет
- **Трансформатор** – ПАО «Якутскэнерго» ПС 220 кВ «ГПП-5» 1АТ (АТДЦТН-125000/220 мощность – 125 МВА) – 45 лет

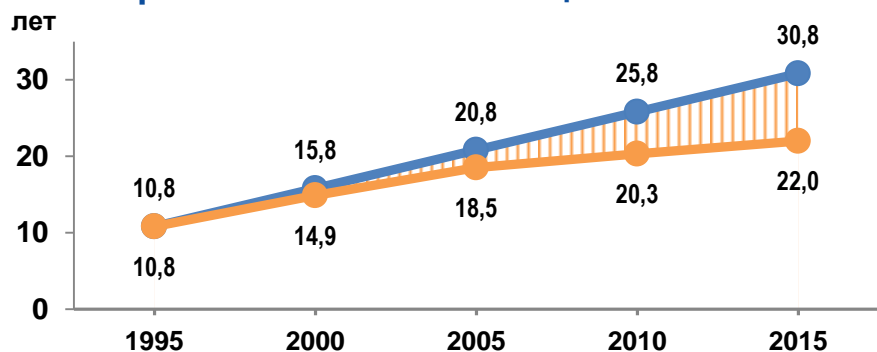


Динамика изменения среднего срока службы основного оборудования объектов электроэнергетики Дальневосточного федерального округа

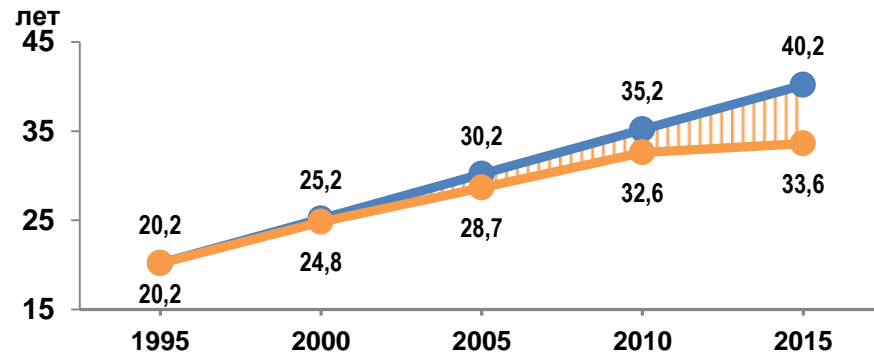


Интенсивность обновления	Наибольшая	Сахалинская область, Приморский край
	Наименьшая	Чукотский АО, Амурская область

Трансформаторы (автотрансформаторы), напряжением ≥ 110 кВ мощностью ≥ 63 МВА



ЛЭП напряжением ≥ 110 кВ



Интенсивность обновления	Наибольшая	Сахалинская область, Камчатский край
	Наименьшая	Еврейская АО, Чукотский АО

—●— Естественное старение —●— Средний срок службы



Сроки службы силовых трансформаторов и ЛЭП сетевых компаний Дальневосточного федерального округа

Вид оборудования	В пределах нормативного срока службы			За пределами нормативного срока службы			За пределами нормативного срока службы и не проведены мероприятия по техническому освидетельствованию		
	шт.	МВА (кМ)	% *	шт.	МВА (кМ)	% *	шт.	МВА (кМ)	% *
Трансформаторы	70	7 233	47,7	83	8 701	52,3	1	63	0,4
ЛЭП	534	26 289	68,9	229	11 833	31,1	13	465	1,2

* – от количества единиц трансформаторов и ЛЭП, эксплуатируемых на объектах электроэнергетики ДФО

Техническое освидетельствование не проведено:

- ПАО «Сахалинэнерго» – 1 трансформатор мощностью 63 МВА;
- АО «Чукотэнерго» – 7 ЛЭП 110 кВ суммарной протяженностью 293 км;
- АО «ДРСК» Хабаровские ЭС – 3 ЛЭП 110 кВ суммарной протяженностью 56 км;
- ПАО «Магаданэнерго» – 2 ЛЭП 110 кВ суммарной протяженностью 97 км;
- ПАО АК «Якутскэнерго» – 1 ЛЭП 110 кВ протяженностью 8 км.



Нарушение сроков проведения технических освидетельствований создает риск невыявления оборудования, техническое состояние которого требует проведения дополнительных диагностических обследований и капитальных ремонтов.



Планы ремонтов основного оборудования и ЛЭП объектов электроэнергетики, расположенных в Дальневосточном федеральном округе

Вид оборудования	2013	2014	2015	2016
 Турбо-, гидроагрегаты, шт./МВт	$\frac{33}{2\,911,5}$	$\frac{29}{1\,950,0}$	$\frac{35}{2\,598,0}$	$\frac{34}{2\,690,30}$
 Котлоагрегаты, шт./т/ч	$\frac{33}{7\,660,0}$	$\frac{31}{6\,450,0}$	$\frac{36}{8\,540,0}$	$\frac{33}{8\,490,0}$
 Генераторы, шт./МВт	$\frac{27}{2\,268,5}$	$\frac{30}{2\,226,5}$	$\frac{27}{2\,010,0}$	$\frac{31}{2\,010,6}$
 Трансформаторы напряжением ≥ 110 кВ мощностью ≥ 63 МВА, шт./МВА	$\frac{5}{626,0}$	$\frac{4}{755,0}$	$\frac{7}{1\,023,0}$	$\frac{8}{1083,0}$
 ЛЭП напряжением ≥ 110 кВ, шт./км	$\frac{252}{1\,685,0}$	$\frac{243}{1\,085,6}$	$\frac{304}{926,0}$	$\frac{269}{582,1}$
 Расчистка просек ЛЭП от ДКР, га	10 643	12 718	9 908	9 431,3



На 37 процентов уменьшился объем ремонтов ЛЭП 110 кВ и выше по сравнению с 2015 годом, в основном, в связи с сокращением ремонтных программ АО «ДРСК», Амурского и Хабаровского ПМЭС ПАО «ФСК ЕЭС».



Генерирующие оборудование Дальневосточного федерального округа, эксплуатируемое с превышением нормативного межремонтного ресурса

Турбо-, гидроагрегаты

Субъект электроэнергетики	Объект электроэнергетики	Станционный номер	Мощность, МВт	Наработка с последнего капитального ремонта на 31.12.2015, тыс. час	Нормативный межремонтный ресурс, тыс. час	Отклонение от межремонтного периода, %
АО «ДГК»	Амурская ТЭЦ-1	2	60	45,3	34,0	33,3
	Владивостокская ТЭЦ-2	2	98	37,6	34,0	10,6
	Комсомольская ТЭЦ-1 (котельная)	1	10	53,3	34,0	56,7
	Комсомольская ТЭЦ-2	8	55	38,8	34,0	14,2
	Хабаровская ТЭЦ-1	6	50	44,8	34,0	31,6
	Приморская ГРЭС	8	210	31,1	27,2	14,2
ОАО «Сахалинэнерго»	Южно-Сахалинская ТЭЦ-1	2	55	61,7	34,0	81,6
ПАО «Якутскэнерго»	Якутская ГРЭС	5, 6	70	22,5 15,3	15,0	50,0 2,3
		9, 11, 13	36	29,9 23,4 25,2	22,5	32,8 4,0 11,8
ПАО «РусГидро»	Верхне-Мутновская ГеоЭС	2	4	49,9	34,0	46,9
ОАО «Вилюйская ГЭС-3»	Светлинская ГЭС	1, 3	185	42,7 38,1	26,0	64,4 46,4

Котлоагрегаты

Субъект электроэнергетики	Объект электроэнергетики	Станционный номер	Паропроизводительность, т/ч	Наработка с последнего капитального ремонта на 31.12.2015, тыс. час	Нормативный межремонтный ресурс, тыс. час	Отклонение от межремонтного периода, %	
АО «ДГК»	Амурская ТЭЦ-1	7	220	49,6	34,0	45,8	
	Комсомольская ТЭЦ-2	5, 9, 10	580	43,2 39,3 54,5	34,4	27,1 15,5 60,3	
	Комсомольская ТЭЦ-1	5	75	47,5	40,8	16,3	
	Николаевская ТЭЦ	3	75	55,4	40,8	35,7	
	Партизанская ГРЭС	4	170	34,1	27,2	25,4	
	Приморская ГРЭС	8	670	31,1	27,2	14,2	
	Хабаровская ТЭЦ-1		1, 5, 6, 7,	710	34,9 47,5 42,9 33,1	27,2	28,6 74,9 57,5 21,7
			9, 11, 16	630	61,5 69,5 67,9	34,0	80,8 104,3 99,9



Выполнение планов ремонтов основного оборудования генерирующими компаниями Дальневосточного федерального округа по итогам 8 месяцев 2016 года

Вид оборудования	2015 год			2016 год			Разница выполнения плана 8 месяцев 2015 и 2016 гг.
	8 месяцев		Выполнение годового плана, %	8 месяцев		Выполнение годового плана, %	
	План	Выполнение плана, %		План	Выполнение плана, %		
Турбо-, гидроагрегаты, МВт	1 661,5	91,5	58,5	1 897,7	89,9	63,4	-1,6
Котлоагрегаты, т/ч	4 735,0	94,8	52,6	5 135,0	97,7	59,1	2,9
Генераторы, МВт	1 452,0	91,1	65,8	1 295,2	86,1	55,5	-5,0
Трансформаторы, МВА	772,0	100,0	86,1	814,0	100,0	100,0	0,0

Отклонения от плана ремонтов генерирующего оборудования в Центральном энергорайоне республики Саха (Якутия), относящемся к региону высокого риска ограничения электроснабжения потребителей

Субъект, объект электроэнергетики	Оборудование / Вид ремонта	Невыполнение плановых ремонтов	Аварии, неплановые ремонты, замечания к техническому состоянию	Риски прохождения ОЗП
ПАО «Якутскэнерго» Якутская ГРЭС	Газовая турбина ст. № 4 (45 МВт) Средний ремонт	Исключение в 2015 году в связи с неплановым средним ремонтом газовой турбины ст. № 1	С 2014 по 2016 год 1 авария и три неплановых ремонта. Отмечается превышение нормативного межремонтного ресурса	Нарушение электроснабжения Центрального энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия) (300 000 чел.)
	Газовая турбина ст. № 2 (45 МВт) капитальный ремонт	Продление до октября 2016 года в связи с увеличением объемов работ	С 2014 по 2015 год 1 авария и два неплановых ремонта	

Неплановые остановки основного оборудования Якутской ГРЭС в 2014-2016 гг.

Год	Неплановые остановки	Технические причины
2014	11 неплановых ремонтов (ГТУ -1,2,4,5,8,10,11) 4 аварийных останова (ГТУ-1,2,3,8)	Балансировка роторов турбин; ремонт, замены подшипников; ремонт валоповоротного устройства
2015	10 неплановых ремонтов (ГТУ-1,2,3,4,5,6,8) 4 аварийных останова (ГТУ-1,4,8,10)	Балансировка роторов турбин; замена ротора РД-8 с перезаливкой подшипников; ремонт компенсатора; ревизия валоповоротного устройства; ремонт арматуры
8 мес. 2016	7 неплановых ремонтов (ГТУ-1,3,4,6,9,10) 8 аварийных останова (ГТУ-7,11,12)	Балансировка роторов турбин; ремонт воздухоохладителя



Капитальные и средние ремонты оборудования объектов электроэнергетики Дальневосточного федерального округа, окончание которых перенесено на ОЗП 2016/2017 гг.

Субъект, объект электроэнергетики	Оборудование/ Вид ремонта	Скорректированные сроки окончания	Причины	Риски прохождения ОЗП
ПАО «Колымаэнерго» Колымская ГЭС	Гидроагрегат ст. № 3 (180 МВт), капитальный ремонт	Октябрь (+3 мес.)	Задержка поставки запасных частей, (ЗАО «Балтик-СГЭМ-Комплект»)	Нарушение электроснабжения Магаданской обл. (150 000 чел.)
	Гидроагрегат ст. № 4 (180 МВт), капитальный ремонт	Сентябрь 2017 (+4 мес.)	Задержка вывода в ремонт из-за продления ремонта ГА-3	
АО «ДГК» Владивостокская ТЭЦ-2	Генератор ст. № 5 (100 МВт), капитальный ремонт	Октябрь (+1 мес.)	Увеличение объемов работ на роторе генератора	Нарушение электроснабжения и теплоснабжения Первомайского района г. Владивостока (40 000 чел)
ОАО «Сахалинэнерго» Южно-Сахалинская ТЭЦ-1	Котлоагрегат ст. № 5 (320 т/ч), средний ремонт	Октябрь (+1 мес.)	Необходимость замены общестанционного паропровода	Нарушение электроснабжения и теплоснабжения г. Южно-Сахалинска (200 000 чел.)
АО «Охинская ТЭЦ» Охинская ТЭЦ	Котлоагрегат ст. № 6 (120 т/ч), капитальный ремонт	Октябрь (+2 мес.)	Поздняя поставка пароперегревателя, паросборных камер (АО «Сибирьэнергоремонт»)	Нарушение электроснабжения Охинского района Сахалинской обл. (32 000 чел.)



Несвоевременное выполнение плановых ремонтов на энергообъектах, расположенных в территориально изолированных энергосистемах, многократно увеличивает риски возможных ограничений электроснабжения потребителей в осенне-зимний период



Основные недостатки в организации и проведении ТОиР объектов электроэнергетики Дальневосточного федерального округа

- В результате ремонта нормативные характеристики оборудования не восстанавливаются ввиду невыполнения всего необходимого объема работ (Владивостокская ТЭЦ-2, Амурская ТЭЦ-1).
- Из ремонтов в эксплуатацию принимаются турбоагрегаты с недопустимыми дефектами проточных частей, дефектация оборудования при подготовке и проведении ремонта выполняется некачественно (Южно-Сахалинская ТЭЦ-1, Партизанская ГРЭС, Артемовская ТЭЦ, Нерюнгринская ГРЭС, Приморская ГРЭС, Николаевская ТЭЦ).
- Не обеспечивается номинальная паропроизводительность энергетических котлоагрегатов (Партизанская ГРЭС, Владивостокская ТЭЦ-2, Чульманская ТЭЦ, входящая в состав Нерюнгринской ГРЭС, Приморская ГРЭС).
- Не в полном объеме проводится эксплуатационный контроль металла котлоагрегатов и турбин (Южно-Сахалинская ТЭЦ-1, Владивостокская ТЭЦ-2, Артемовская ТЭЦ, Амурская ТЭЦ-1, Приморская ГРЭС, Николаевская ТЭЦ).

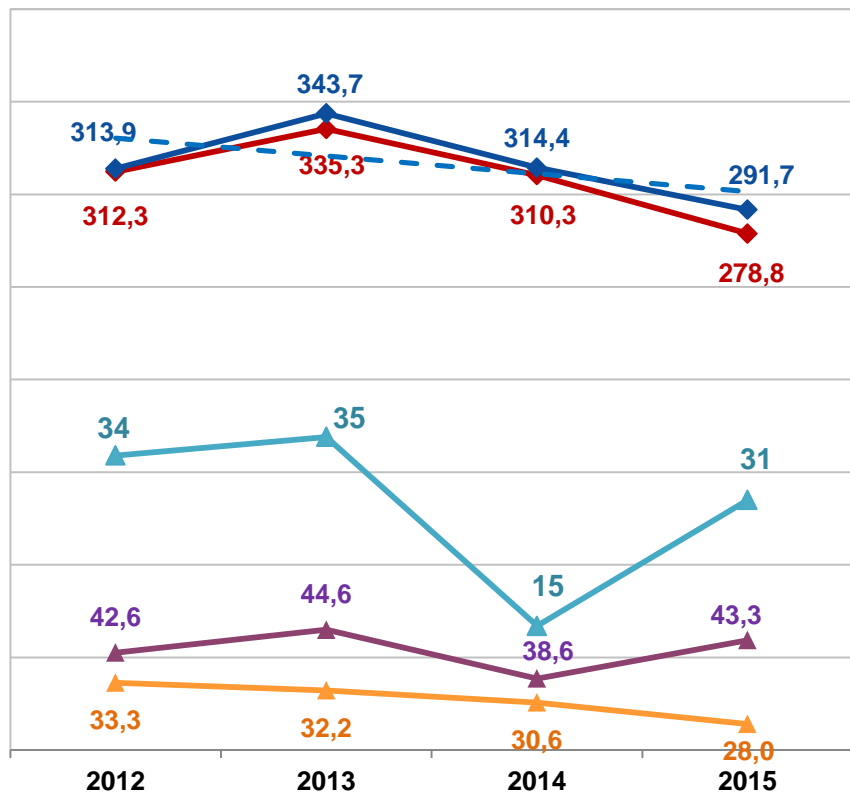


Разрушение покровного слоя и тепловой изоляции с оголением металлоконструкций газохода котла



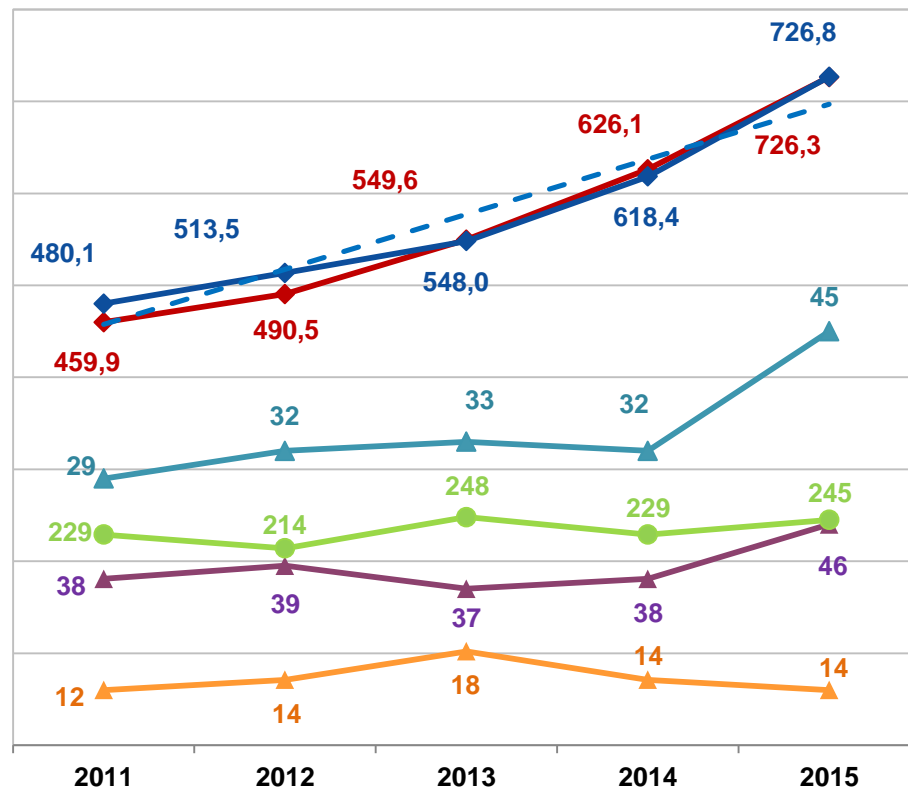
Результаты выездных проверок объектов электроэнергетики АО «ДГК»

Владивостокская ТЭЦ-2



- ◆— Планируемые затраты на ремонт оборудования, млн рублей
- ▲— КиУМ электр., %
- ▲— Аварийность, шт.
- - - Тренд фактических затрат на ремонт

Приморская ГРЭС



- ◆— Фактические затраты на ремонт оборудования, млн рублей
- ▲— КиУМ электр., %
- ▲— КиУМ тепл., %
- Фактические затраты на РИТП, млн рублей



Выполнение планов капитальных ремонтов основного оборудования и ЛЭП сетевыми компаниями Дальневосточного федерального округа по итогам 8 месяцев 2016 года

Вид оборудования	2015 год			2016 год			Разница выполнения плана 8 месяцев 2015 и 2016 гг.
	8 месяцев		Выполнение годового плана, %	8 месяцев		Выполнение годового плана, %	
	План	Выполнение плана, %		План	Выполнение плана, %		
ЛЭП 110 кВ и выше, км	662,7	95,9	68,7	390,58	97,4	65,3	+ 1,5
Расчистка просек ЛЭП от ДКР 110 кВ и выше, га	6 184,3	97,4	60,8	5673,5	95,1	57,2	- 2,3
Силовые трансформаторы, МВА	369,0	66,1	58,2	170,0	100,0	37,7	+ 33,9
Высоковольтные выключатели 110 кВ и выше, шт.	98	79,6	64,5	72	79,2	62,6	- 0,4

Капитальные ремонты, исключенные из годового плана и окончание которых перенесено на более поздние сроки

Субъект, объект электроэнергетики	Оборудование/ вид ремонта	Сроки окончания	Причина отклонения
ПАО «РАО ЭС Востока» ПАО «Камчатскэнерго»	Расчистка участков трасс ЛЭП от ДКР 17 шт. (119,81 га)	Исключена	Перенос объемов расчистки от ДКР на ВЛ 110 кВ Развилка – Мильково
ПАО «РАО ЭС Востока» АО «ДРСК» Приморские ЭС	Ремонт ЛЭП напряжением 110 кВ и выше 2 шт. (15,4 км)	Исключен	Корректировка ремонтной программы в связи с поздним утверждением бизнес-плана Общества
	Расчистка участков трасс ЛЭП от ДКР 1 шт. (16,8 га)	Исключена	
ПАО «РАО ЭС Востока» ПАО «Якутскэнерго»	Ремонт ЛЭП Л-208 ВЛ 220 кВ ВГЭС–Айхал (3,75 км)	Ноябрь (+7 мес.)	Несвоевременное заключение договора
ПАО «ФСК ЕЭС» Хабаровское ПМЭС	Выключатели напряжением 220 кВ 3 шт. ПС 220 кВ: Бирбиджан, Хехцир, Лондоко	Сентябрь (+3 мес.)	Поздняя поставка запасных частей

**Генеральный директор
Павел Владиленович Голубев**

АО «Техническая инспекция ЕЭС»

Москва, Славянская площадь, д. 2/5, стр. 5

Тел./факс: +7 495 727 38 76

E-mail: post@ti-ees.ru

