



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

---

## **Доклад Минэнерго России по итогам контроля за реализацией инвестиционных программ субъектов электроэнергетики в 2015 году**

---

Москва, 27.06.2016



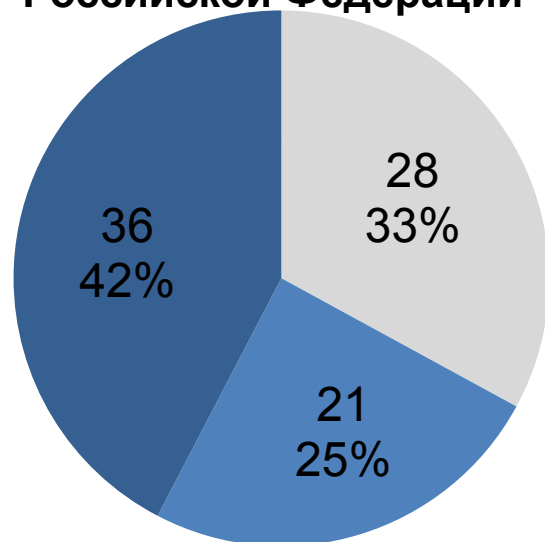
## Реализация инвестиционных программ субъектов электроэнергетики в 2015 году и текущий статус исполнения ДПМ ТЭС



Министерство энергетики  
Российской Федерации

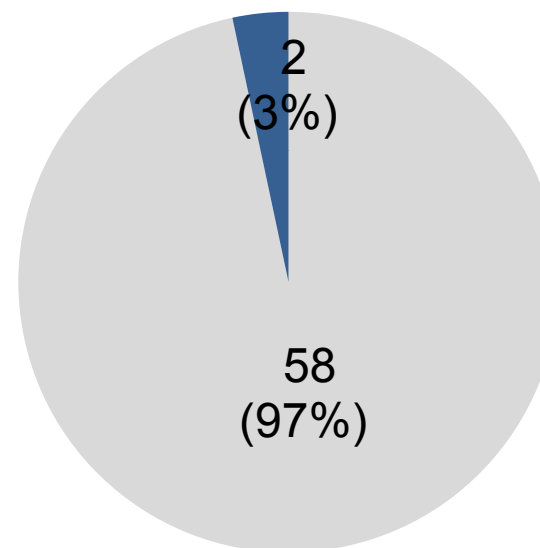
## Дисциплина по предоставлению отчетности

**Предоставление  
отчетности субъектами  
Российской Федерации**



■ В срок ■ Срок нарушен ■ Не представлена

**Предоставление отчетности  
субъектами электроэнергетики**



■ В срок ■ Срок нарушен

Правилами осуществления контроля за реализацией инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, установлены следующие сроки представления отчетности о выполнении инвестиционных программ:

- органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации до 1 июня предоставляют информацию о результатах контроля за исполнением инвестиционных программ за предыдущий год;
- субъекты электроэнергетики, за исключением субъектов электроэнергетики, инвестиционные программы которых утверждают органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации, ежеквартально, не позднее чем через 45 дней после окончания отчетного квартала.

Наблюдается положительная динамика по исполнительской дисциплине в части предоставления отчетности субъектами электроэнергетики и неудовлетворительная дисциплина по предоставлению отчетности субъектами Российской Федерации<sup>2</sup>



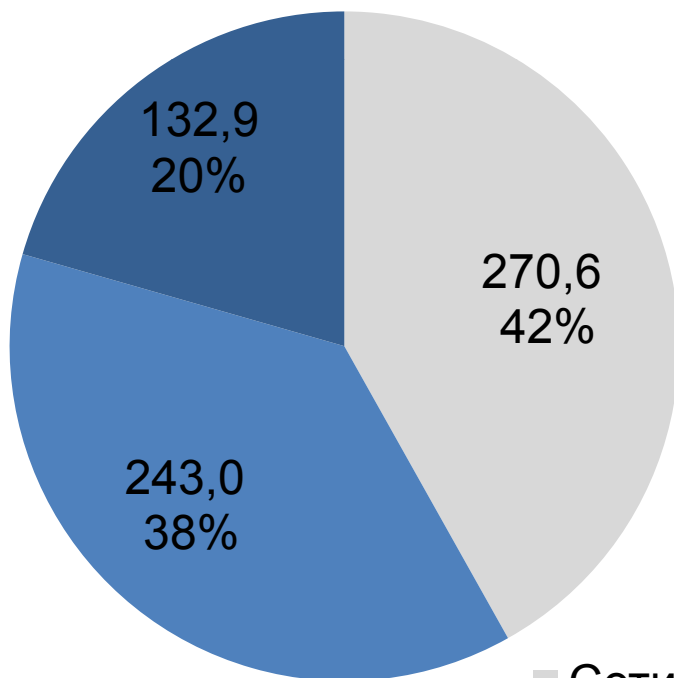
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

## Финансирование инвестиционных программ в 2015 году

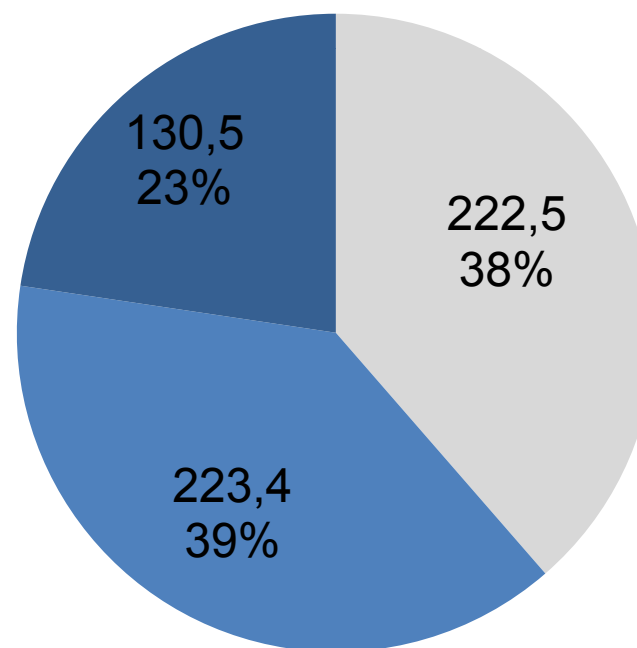
Наименование Общества	Финансирование инвестиционных программ, млрд рублей		
	2015 год		
	План*	Факт	% выполнения годового плана
АО «Концерн Росэнергоатом»	154,3	162,5	105%
ПАО «РусГидро»	60,8	56,0	92%
ОАО «СО ЕЭС»	7,1	6,8	95%
ПАО «Россети»	223,8	205,8	92%
Компании группы ПАО «Интер РАО»	32,2	24,5	76%
ПАО «РАО ЭС Востока»	22,8	21,0	92%
АО «ДВЭУК»	4,7	6,0	127%
Итого по компаниям с долей государственного участия	505,7	482,5	95%
Итого ОГК/ТГК, реализующие проекты ДПМ	151,3	132,9	88%
Итого прочие субъекты э/э, ИПР которых утверждены Минэнерго России	43,3	37,8	88%
<b>ВСЕГО</b>	<b>700,2</b>	<b>653,2</b>	<b>93%</b>

\* В соответствии с утвержденной ИПР

**Финансирование,  
млрд рублей с НДС**



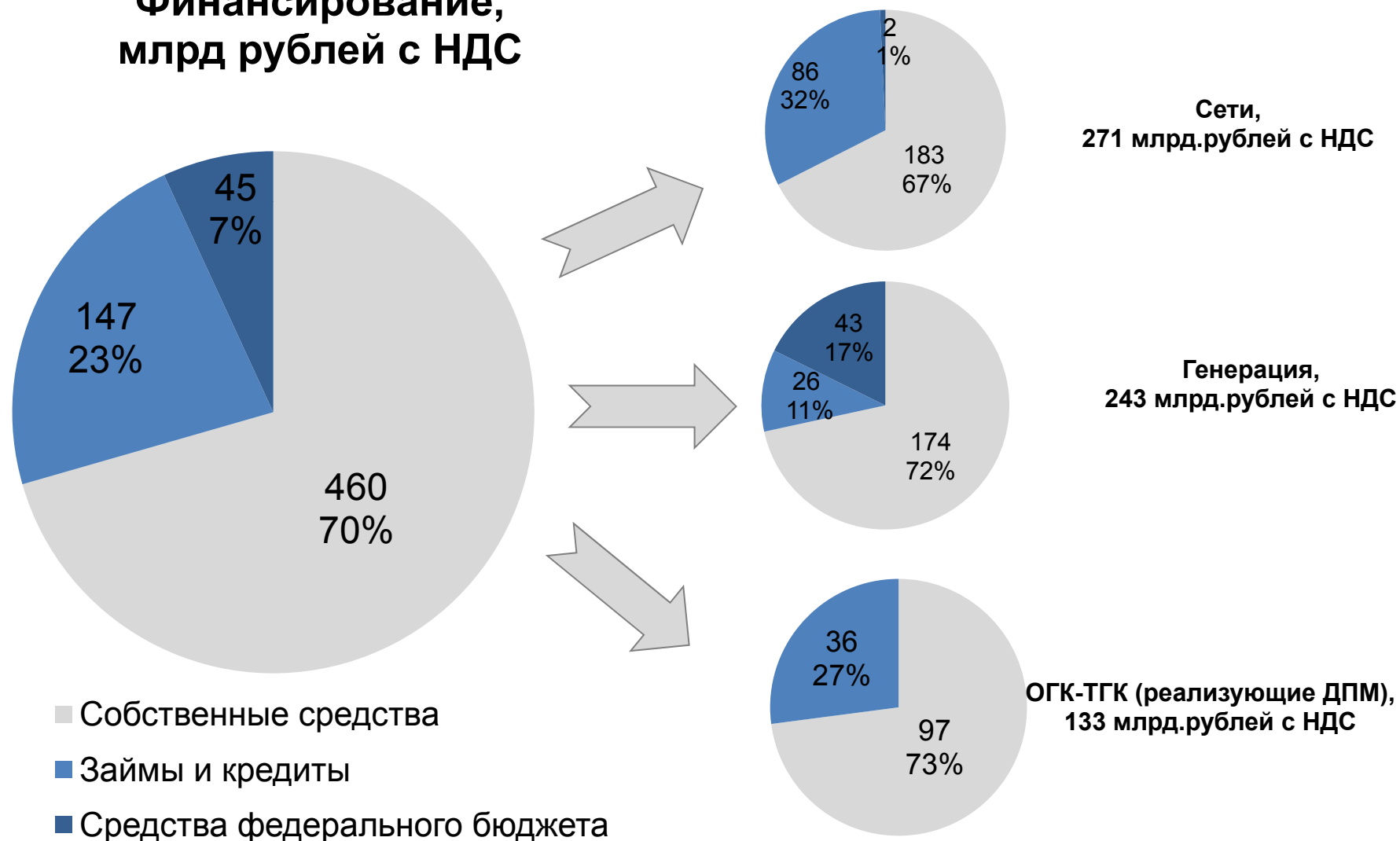
**Освоение,  
млрд рублей без НДС**



- Сети
- Генерация
- ОГК-ТГК (реализующие ДПМ)

## Источники финансирования инвестиционных программ в 2015 году

### Финансирование, млрд рублей с НДС

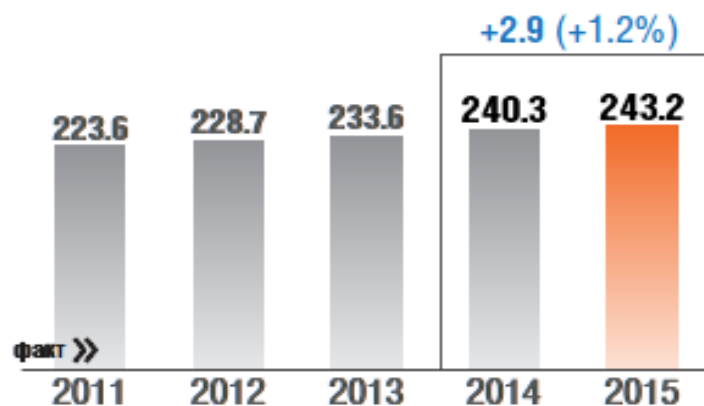




МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

## Вводы мощности в 2015 году

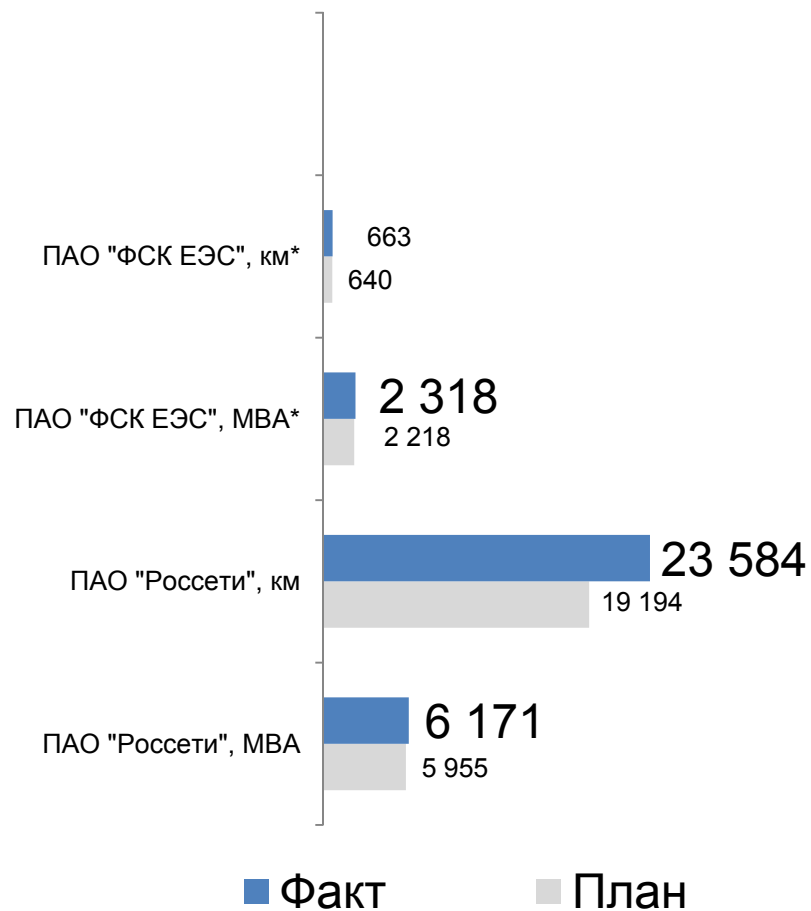
### Установленная мощность, ГВт



### Вводы генерирующих мощностей по России, МВт



### Ввод электросетевых мощностей



\*Постановка под напряжение



## Реализация проектов в рамках договоров о поставке мощности в 2015 году

Текущее название компании	Наименование объекта генерации	Мощность объектов в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 11.08.2010 № 1334-р		Дата начала исполнения обязательства по поставке мощности на оптовый рынок в соответствии с уведомлением о переносе	Фактическая дата начала поставки мощности на 01.01.2016
ПАО "Квадра"	Объект № 7 (ПГУ) Дягилевская ТЭЦ	115	115	30.06.2014	просрочка
ПАО "Квадра"	Объект № 8 (ПГУ) Алексинская ТЭЦ	115	115	31.12.2014	просрочка
ПАО "ОГК-2"	Объект №1 (ПСУ-660) территория Троицкой ГРЭС	660	660	01.08.2015	просрочка
ОАО "Фортум"	Блок № 2 (ПГУ- 225) Челябинская ГРЭС	225	225	01.10.2015	просрочка
ПАО "Мосэнерго"	Объект № 6 (ПГУ-420) территория ТЭЦ-20	420	420	30.11.2015	просрочка
ПАО "ОГК-2"	Объект № 2 (ПСУ-330) территория Новочеркасской ГРЭС	330	330	30.11.2015	просрочка
ПАО "Квадра"	Объект № 9 (ПГУ) Воронежская ТЭЦ-1	223	223	31.12.2015	просрочка





## Выездные проверки хода реализации инвестиционных проектов в 2015 году

В 2015 году всего проведены 93 выездные проверки хода реализации инвестиционных проектов

По результатам проверок установлены факты нарушений / отклонений в области ценообразования и сметного нормирования и необоснованного завышения полных стоимостей отдельных проверяемых титулов.

**По оценке Минэнерго России объем такого завышения составляет 45 239,70 млн рублей.**

### Основные системные нарушения выявленные в ходе проверок:

- не достижение целей и задач, установленных документами верхнего уровня;
- не достижение значений показателей результативности предоставления субсидий, определенных соглашениями о предоставлении субсидий на софинансирование объектов капитального строительства государственной собственности субъекта Российской Федерации, заключенных между Минэнерго России и Правительствами субъектов Российской Федерации;
- не исполнение существенных условий по договорам о предоставлении бюджетных инвестиций обществам;
- неисполнение / несвоевременное исполнение существенных условий договоров подряда, поставки, оказания прочих работ и услуг;
- отсутствие и / или некачественная претензионная работа с подрядными организациями;
- неэффективность закупочных процедур в части анализа финансового состояния подрядчиков;
- установление фактов привлечения к работам компаний, владельцы которых зарегистрированы в юрисдикции иностранных государств (офшорных зонах);
- отступление от условий закупочной документации в части величины выплаты авансов по договорам;
- приемка фактически невыполненных объемов работ; - отсутствие оформленных в полном объеме правоустанавливающих документов;
- несвоевременное получения правоустанавливающих документов на землеотвод под объекты строительства;
- несвоевременное получение согласований сторонних организаций;
- нарушение Градостроительного кодекса в части выдачи разрешения на строительство;
- нарушение Градостроительного кодекса в части выполнения работ без разрешения на строительство;
- некачественная разработка схем и программ развития электроэнергетики и / или нарушение федерального законодательства в части сроков разработки схем и программ развития электроэнергетики регионов.

**Минэнерго России направило акты 27 проведенных в 2015 году проверок, содержащие признаки правонарушений в сфере экономики в Генеральную прокуратуру Российской Федерации для рассмотрения и принятия соответствующих мер.**



## Выводы

1. Наблюдается незначительное снижение исполнительской дисциплины по представлению отчетности об исполнении инвестиционных программ субъектами электроэнергетики.
2. В 2015 финансирование инвестиционных программ субъектов электроэнергетики составило 653,2 млрд рублей (93 % от плановой величины).
3. Освоение капитальных вложений в 2015 году составило 565,3 млрд рублей и незначительно превысило объем финансирования.
4. Основной источник финансирования реализации инвестиционных программ – собственные средства (70%), при этом инвестиционные программы субъектов электроэнергетики, реализующих проекты ДПМ финансируются в основном также за счет собственных средств.
5. Объекты ДПМ вводятся с существенным нарушением сроков. В 2015 году вводились объекты из плана 2014 года (с отставанием до 4 месяцев), по итогам года не введено 7 объектов. Срок ввода ПГУ на Дягилевской ТЭЦ сорван более чем на 19 месяцев.
6. По результатам выездных проверок хода реализации инвестиционных проектов установлены факты нарушений / отклонений в области ценообразования и сметного нормирования и необоснованное завышение полных стоимостей отдельных проверяемых титулов, а также еще целый ряд системных нарушений.



## Синхронизация работы отдельных энергорайонов Республики Саха (Якутия) с ОЭС Востока включение в состав неценовых зон ОРЭМ

### Технологические предпосылки:

В настоящее время разработаны и реализуется ряд проектов строительства и реконструкции электросетевого хозяйства (технических мероприятий), направленных на обеспечение синхронизации работы отдельных энергорайонов Республики Саха (Якутия) с ОЭС Востока

**сроки II кв. 2017 – IV кв. 2018**

**Ответственные исполнители:** ПАО «ФСК ЕЭС», ОАО «АК «Транснефть», АО «ДВЭУК»

### Нормативное правовое обеспечение:

В целях урегулирования отношений, возникающих в ходе взаимного присоединения электроэнергетических систем требуется:

- внесение изменений в Федеральный закон № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»

**срок III квартал 2016**

- в некоторые акты Правительства Российской Федерации

**статус** доработка по итогам процедуры общественного обсуждения

**срок IV квартал 2016**, после принятия указанных поправок в Федеральный закон

**Ответственные исполнители:** Минэнерго, МЭР, ФАС



## Синхронизация работы отдельных энергорайонов Республики Саха (Якутия) с ОЭС Востока ценовые последствия для потребителей

### Порядок регулирования и текущий уровень регулируемых цен (тарифов):

- **устанавливаются едиными** независимо от источников энергоснабжения, реализуя в себе **перекрестное субсидирование** высокой стоимости дизельной генерации
- **объем субсидирования** в тарифах, установленных на 2016 год, оценивается в объеме **6,6 млрд рублей**
- среднегодовой тариф для всех групп потребителей в 2016 году составляет 6,17, в том числе по АО «Сахаэнерго» – 35,8, по ПАО «Якутскэнерго» – 4,24 (руб/кВт.ч)

### Оценка ценовых последствий:

- в результате объединения с 01.01.2017 Западного энергорайона с ОЭС Востока и передаче электросетевых объектов АО «ДВЭУК» в управление ПАО «ФСК ЕЭС» тарифы возрастут в среднем на 9,9 % (до 6,76 рублей за кВт.ч) (в ценах 2016)
- при объединении с 01.01.2018 с ОЭС Востока и Центрального энергорайона среднегодовой тариф на электрическую энергию снизится до 6,66 руб/кВт.ч

При этом часть энергоемких потребителей станут оплачивать услуги по передаче по тарифам ПАО «ФСК ЕЭС» и перейдут на прямые расчеты на оптовом рынке

- с учетом ограничения **темпов роста тарифов для населения, роста тарифов для прочих потребителей оценивается в 2,2 и 2,8 раза** соответственно

**Требуется решить проблему перекрестного субсидирования локальной дизельной генерации в рамках поручения Президента РФ от 03.11.2015 № Пр-2288**



## 12

### Однотарифный тариф без учета применения понижающих коэффициентов (0,7) в 2015 году



\* - по данным ФАС (ФСТ) России январь-декабрь 2015 года

# Сравнение цен (тарифов) на э/э для потребителей, исключая население\*

13

рублей/МВт·ч (без НДС)

Одноставочный предельный уровень цен (тарифов) на э/э и мощность для потребителей, исключая население



\* - по данным НП «Совет рынка» январь-декабрь 2015 года

Неценовая зона	Амурская область	3 141 руб/МВт·ч
Неценовая зона	Хабаровский край	3 140 руб/МВт·ч
Неценовая зона	Приморский край	3 610 руб/МВт·ч
Неценовая зона	Еврейская автономная область	3 119 руб/МВт·ч
Неценовая зона	Республика Саха (Якутия)	5 661 руб/МВт·ч
Технологически изолированная энергосистема		5 630 руб/МВт·ч
Технологически изолированная энергосистема	Чукотский автономный округ	9 166 руб/МВт·ч
Технологически изолированная энергосистема	Камчатский край	4 939 руб/МВт·ч
Технологически изолированная энергосистема	Сахалинская область	4 728 руб/МВт·ч
Технологически изолированная энергосистема	Магаданская область	4 221 руб/МВт·ч

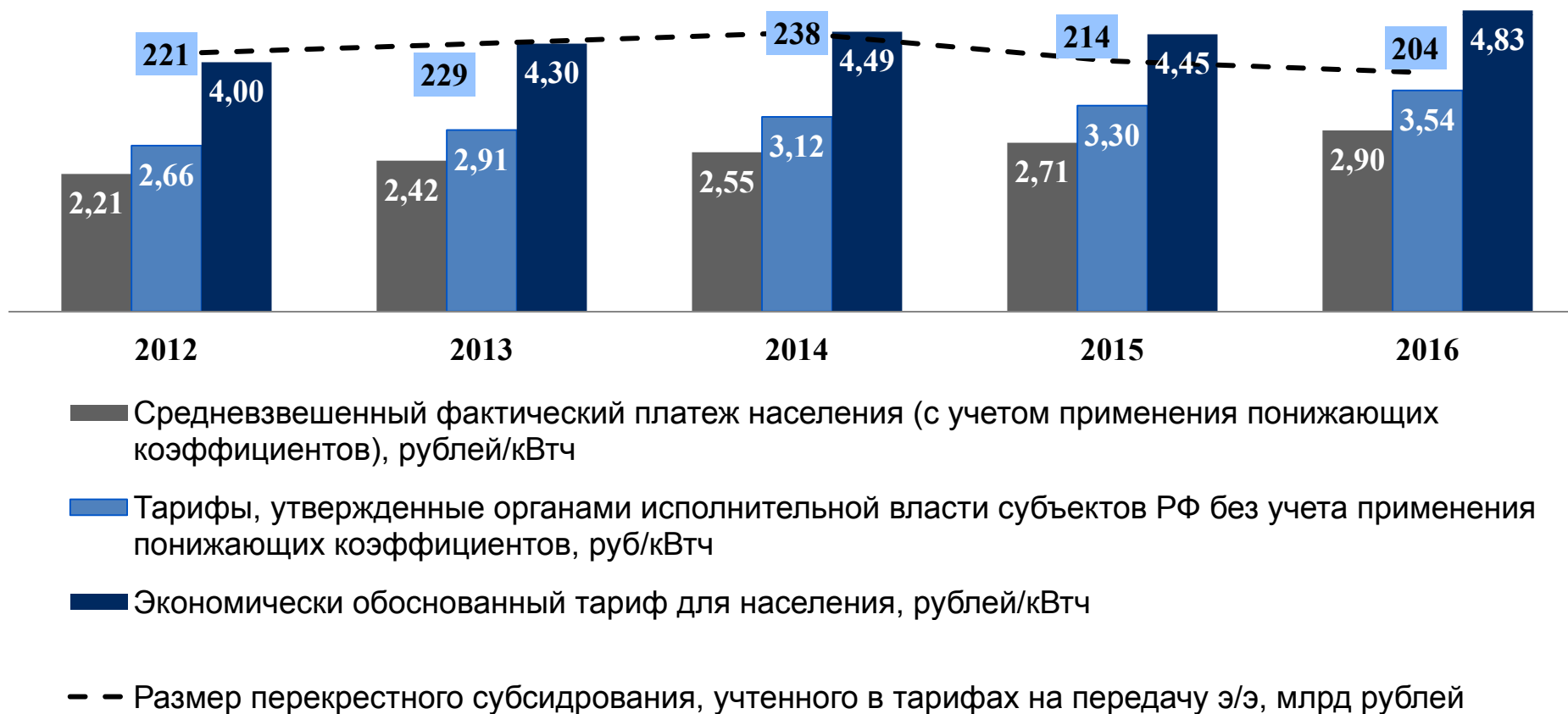


## 14

рублей/тонна, тыс.м<sup>3</sup>



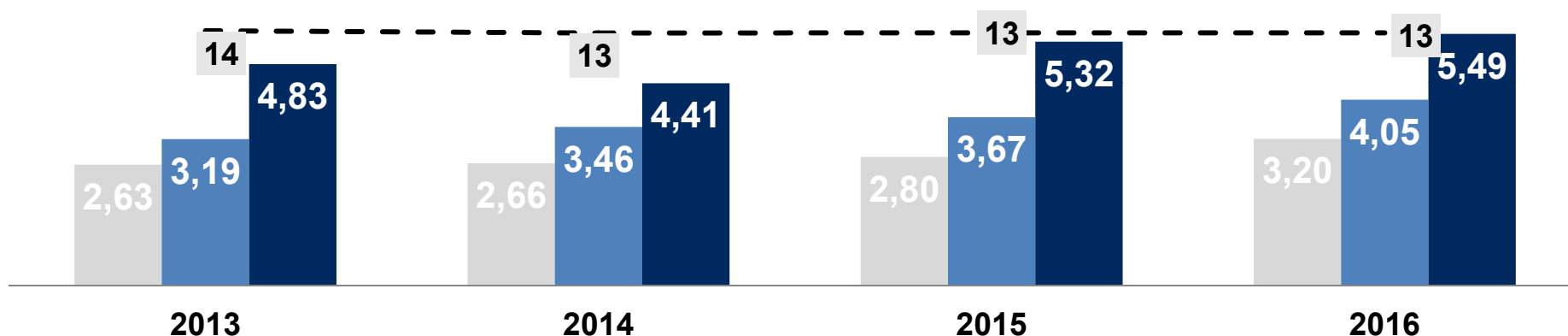
## В целом по Российской Федерации





**В целом по субъектам РФ, входящих в ДВФО, за исключением Чукотский автономный округ, Камчатский край, Сахалинская область, Магаданская область**

\*



— Средневзвешенный фактический платеж населения (с учетом применения понижающих коэффициентов), рублей/кВтч

— Тарифы, утвержденные органами исполнительной власти субъектов РФ без учета применения понижающих коэффициентов, руб/кВтч

— Экономически обоснованный тариф для населения, рублей/кВтч

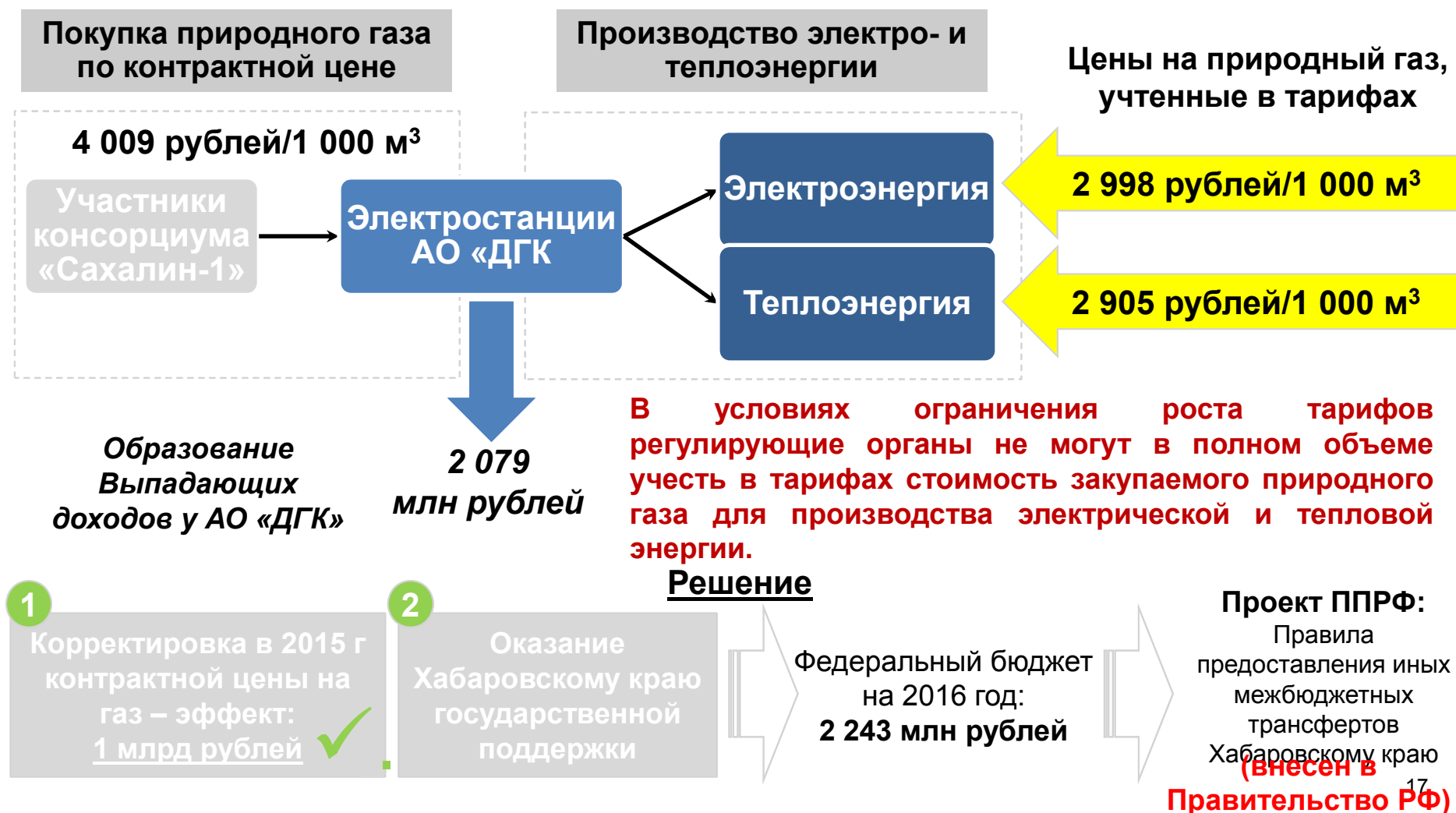
— — Размер перекрестного субсидирования, учтенного в тарифах на передачу э/э, млрд рублей

\* в тарифных решениях, по учтенным величинам перекрестного субсидирования в тарифах для населения, не выделяются

## Компенсация расходов на закупку АО «ДГК» природного газа в 2015 году у участников консорциума «Сахалин-1»

17

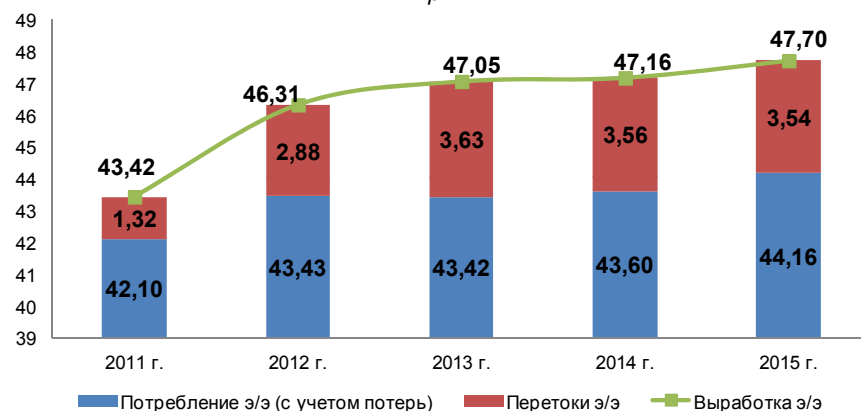
### Участие АО «ДГК» в энергоснабжении потребителей Хабаровского края



# Выработка, потребление и перетоки электрической энергии в разрезе субъектов ДВФО (млрд. кВт·ч)

18

Выработка, потребление и перетоки э/э по ДВФО,  
млрд кВт·ч



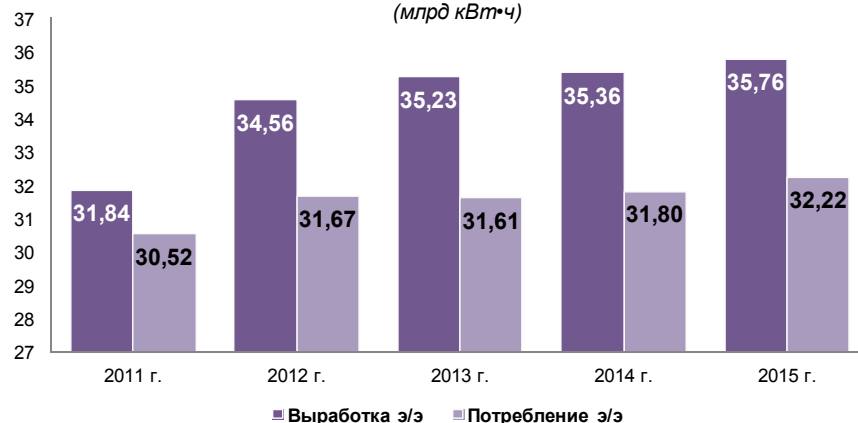
Перетоки э/э					
	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
<b>ВСЕГО:</b>	<b>1,32</b>	<b>2,88</b>	<b>3,63</b>	<b>3,56</b>	<b>3,54</b>
Китай	1,24	2,63	3,50	3,38	3,30
2 ЦЗ	0,08	0,25	0,13	0,18	0,24

Наименование	Выработка э/э					Потребление э/э (с учетом потерь)				
	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
<b>ВСЕГО по ДВФО, в том числе:</b>	<b>43,42</b>	<b>46,31</b>	<b>47,05</b>	<b>47,16</b>	<b>47,70</b>	<b>42,10</b>	<b>43,43</b>	<b>43,42</b>	<b>43,60</b>	<b>44,16</b>
<i>Изменение (в % к предыдущему году)</i>		6,7%	1,6%	0,2%	1,1%		3,2%	-0,02%	0,4%	1,3%
<b>ОЭС Востока (ВСЕГО), в том числе:</b>	<b>31,84</b>	<b>34,56</b>	<b>35,23</b>	<b>35,36</b>	<b>35,76</b>	<b>30,52</b>	<b>31,67</b>	<b>31,61</b>	<b>31,80</b>	<b>32,22</b>
<i>Изменение (в % к предыдущему году)</i>		8,5%	2,0%	0,4%	1,1%		3,8%	-0,2%	0,6%	1,3%
Амурская область	11,70	13,48	15,15	14,36	12,08	7,39	7,90	7,98	7,98	8,07
Приморский край	10,10	10,44	9,41	9,92	11,51	12,43	12,74	12,58	12,54	12,78
Хабаровский край	6,93	7,48	7,55	8,08	8,95	7,83	8,01	7,99	8,21	8,28
Еврейская АО	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,28	1,35	1,36	1,39	1,37
Южно-Якутский энергорайон	3,11	3,16	3,13	3,00	3,23	1,59	1,68	1,71	1,67	1,72
<b>Изолированные энергосистемы (ВСЕГО)</b>	<b>11,58</b>	<b>11,76</b>	<b>11,81</b>	<b>11,80</b>	<b>11,93</b>	<b>11,58</b>	<b>11,76</b>	<b>11,81</b>	<b>11,80</b>	<b>11,93</b>
<i>Изменение (в % к предыдущему году)</i>		1,5%	0,5%	-0,1%	1,1%		1,5%	0,5%	-0,1%	1,1%
Николаевский энергорайон	0,24	0,25	0,26	0,28	0,29	0,24	0,25	0,26	0,28	0,29
Изолированная часть Республики Саха (Якутия)	4,56	4,71	4,73	4,82	4,92	4,56	4,71	4,73	4,82	4,92
Камчатский край	1,60	1,60	1,58	1,58	1,61	1,60	1,60	1,58	1,58	1,61
Магаданская область	2,18	2,18	2,21	2,11	2,12	2,18	2,18	2,21	2,11	2,12
Сахалинская область	2,61	2,62	2,56	2,53	2,53	2,61	2,62	2,56	2,53	2,53
Чукотский АО	0,39	0,40	0,47	0,47	0,46	0,39	0,40	0,47	0,47	0,46

# Выработка, потребление и перетоки электрической энергии в ОЭС Востока и изолированных энергосистемах ДВФО

19

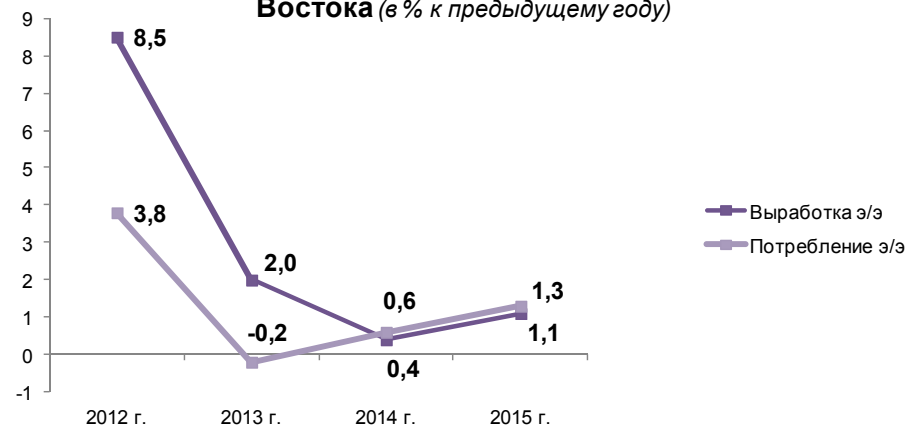
**Выработка и потребление э/э в ОЭС Востока**  
(млрд кВт·ч)



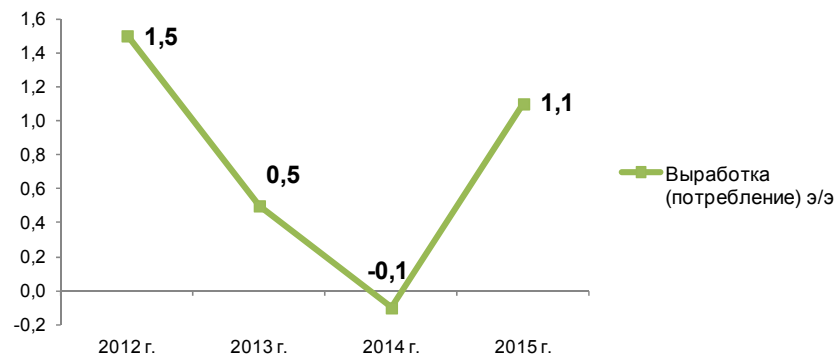
**Выработка (потребление) э/э в  
изолированных энергосистемах ДВФО**  
(млрд кВт·ч)



**Изменение выработки и потребления в ОЭС  
Востока (в % к предыдущему году)**



**Изменение выработки (потребления) э/э в  
изолированных энергосистемах ДВФО**  
(в % к предыдущему году)

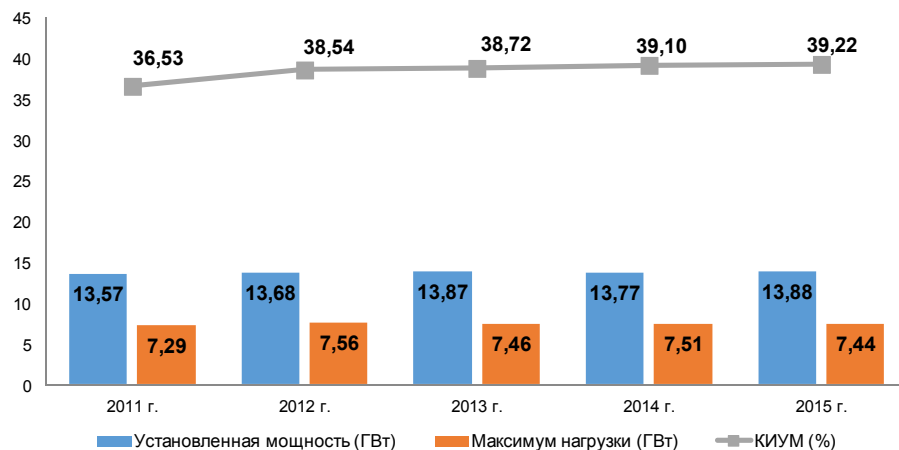


19

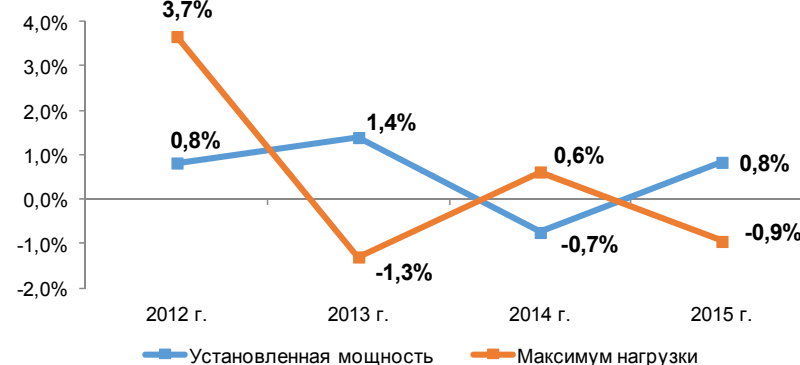
# Установленная мощность, максимум нагрузки и КИУМ в ДВФО

20

Установленная мощность, максимум нагрузки и КИУМ в ДВФО



Изменение установленной мощности и  
максимума нагрузки в ДВФО



Наименование	Установленная мощность (ГВт)					Максимум нагрузки (ГВт)					КИУМ, %				
	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
<b>ВСЕГО по ДВФО, в т.ч.:</b> *	13,57	13,68	13,87	13,77	13,88	7,29	7,56	7,46	7,51	7,44	36,53	38,54	38,72	39,10	39,22
Изменение в % (в части КИУМ в процентных пунктах) к предыдущему году		0,8%	1,4%	-0,7%	0,8%		3,7%	-1,3%	0,6%	-0,9%		2,01	0,18	0,38	0,12
<b>ОЭС Востока (ВСЕГО)</b>	9,08	9,06	9,06	9,06	9,18	5,26	5,47	5,38	5,40	5,29	40,03	43,42	44,39	44,57	44,46
Изменение в % (в части КИУМ в процентных пунктах) к предыдущему году		-0,2%	0,0%	0,0%	1,4%		4,0%	-1,6%	0,3%	-2,0%		3,38	0,97	0,18	-0,10
<b>Изолированные энергосистемы (ВСЕГО)*</b>	4,49	4,62	4,81	4,71	4,70	2,03	2,09	2,08	2,11	2,15	29,44	28,97	28,04	28,60	28,99
Изменение в % (в части КИУМ в процентных пунктах) к предыдущему году		2,9%	4,1%	-2,1%	-0,2%		2,7%	-0,4%	1,4%	1,8%		-0,48	-0,93	0,56	0,39

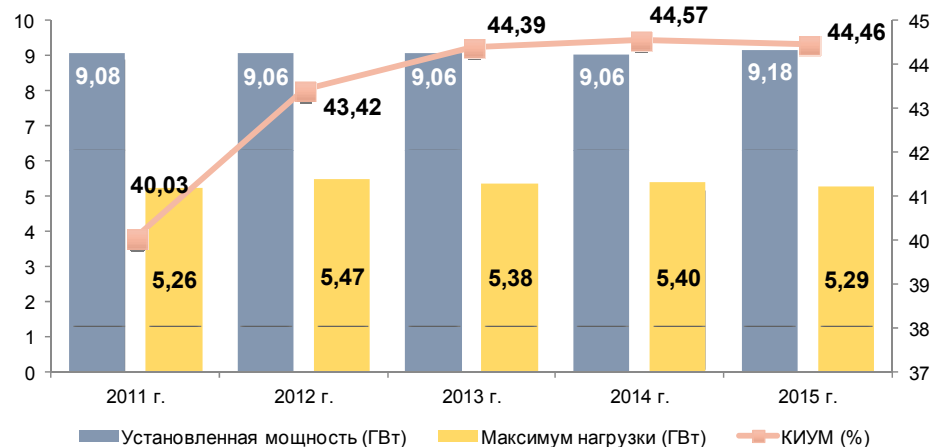
\* Справочно (показатели по изолированным энергосистемам представлены в ОАО "СО ЕЭС" соответствующими субъектами, осуществляющими функции ОДУ, и могут отличаться от фактических показателей)

20

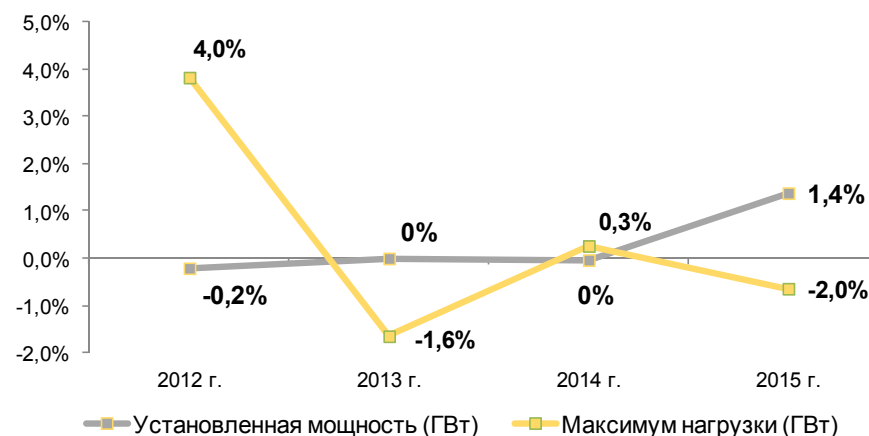
# Установленная мощность, максимум нагрузки и КИУМ в ОЭС Востока и изолированных энергосистемах ДВФО

21

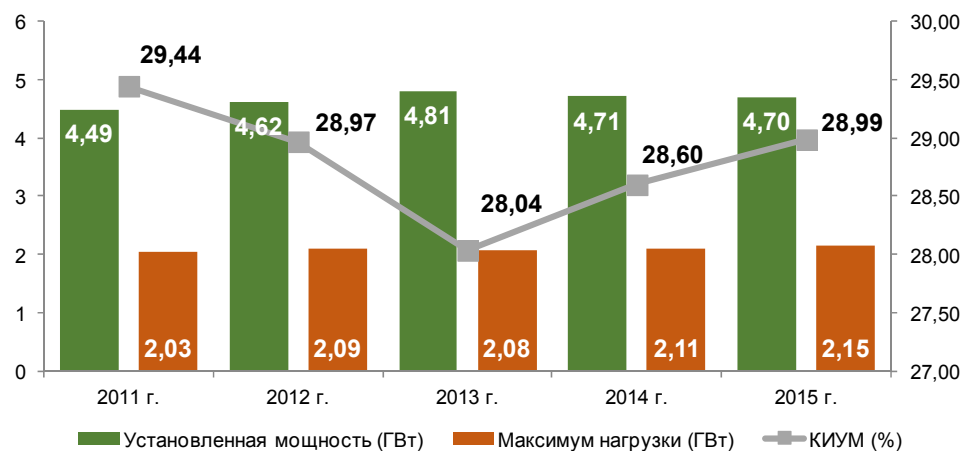
Установленная мощность, тах нагрузки и КИУМ в  
ОЭС Востока



Изменение установленной мощности и  
максимума нагрузки по ОЭС Востока



Установленная мощность, тах нагрузки и КИУМ в  
изолированных энергосистемах ДВФО



21

# Производство эл.энергии и тепла, доля теплофикационной выработки и удельные расходы топлива по ДГК

22

		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016	изменение структуры за 6 лет + -
		факт	нормати в	факт	нормати в	факт	нормати в	факт	нормати в	факт	нормати в	факт	нормати в	нормати в	
ДГК															
Э <sub>выр</sub>	млн. кВтЧ	19 851,7	20 345,5	21 958,6	21 012,0	23 093,8	22 317,5	22 033,6	23 823,4	23 124,1	23 559,5	25 833,4	22 754,6	22 705,6	5 981,8
Э <sub>шин</sub>	млн. кВтЧ	17 050,1	17 475,6	18 988,2	17 918,5	20 088,6	19 417,9	19 141,0	20 757,7	19 863,0	20 578,4	22 679,1	19 752,6	19 618,3	5 629,0
Э <sub>тф</sub>	млн. кВтЧ	8 706,6	8 705,2	8 597,7	8 820,5	8 641,8	8 803,8	8 439,5	8 735,0	8 180,0	8 578,7	7 674,9	8 157,2	7 700,7	-1 031,7
α <sub>тф</sub>	%	43,9	42,8	39,2	42,0	37,4	39,4	38,3	36,7	35,4	36,4	29,7	35,8	33,9	-14,2
Q <sub>отп</sub>	тыс. Гкал	22 449,1	22 525,5	22 096,4	22 719,6	22 357,6	22 395,6	22 011,7	22 281,3	21 744,2	22 010,3	21 201,1	21 664,5	20 965,8	-1 248,0
b <sub>ээ</sub>	г/кВтч	373,7	374,7	378,2	373,6	377,7	375,9	377,4	378,4	378,2	377,1	383,8	383,8	386,6	10,1
b <sub>тэ</sub>	кг/Гкал	154,7	155,7	154,8	154,3	155,6	154,4	153,3	154,6	155,4	152,3	157,6	155,0	155,1	2,9
Хабаровская Генерация															
Э <sub>выр</sub>	млн. кВтЧ	6 901,8	7 381,0	7 163,5	7 508,7	7 716,1	7 146,9	7 800,9	7 467,2	8 345,6	7 657,3	9 226,9	7 509,6	7 409,0	2 325,0
Э <sub>шин</sub>	млн. кВтЧ	5 845,9	6 287,5	6 094,4	6 251,7	6 624,0	6 076,3	6 730,7	6 352,0	6 936,9	6 538,1	8 065,1	6 412,3	6 302,3	2 219,2
Э <sub>тф</sub>	млн. кВтЧ	4 931,5	5 005,1	5 011,9	5 081,2	5 036,0	5 003,8	4 923,3	5 034,2	4 693,9	4 890,3	4 216,5	4 534,5	4 432,6	-715,0
α <sub>тф</sub>	%	71,5	67,8	70,0	67,7	65,3	70,0	63,1	67,4	56,2	63,9	45,7	60,4	59,8	-25,8
Q <sub>отп</sub>	тыс. Гкал	10 470,5	10 518,2	10 429,6	10 769,2	10 325,3	10 442,2	10 245,7	10 489,6	10 226,1	10 268,5	9 962,5	10 027,5	9 777,5	-508,0
b <sub>ээ</sub>	г/кВтч	337,1	335,9	341,5	338,0	345,0	340,6	343,9	344,2	341,8	346,0	353,6	352,6	354,0	16,5
b <sub>тэ</sub>	кг/Гкал	141,8	143,3	141,5	141,9	143,2	142,1	141,1	142,7	144,7	141,7	147,9	143,1	144,3	6,1

За последние 6 лет, при видимом росте выработки и отпуска электрической энергии (порядка 6 млрд.кВт.ч) в целом по ДГК наблюдается негативная тенденция по резкому снижению производства электрической энергии в теплофикационном цикле. По ДГК в целом данное снижение составило 14,2%, по Хабаровской генерации в частности 25,8%. Столь значительное снижение выработки в энергоэффективном режиме повлекло ухудшение тепловой экономичности на 10 гр/кВт.ч и 2,9 кг/Гкал по ДГК и 16,5 грамм и 6,1 кг/Гкал по Хабаровской генерации. Основной причиной является рост производства электрической энергии при одновременном снижении производства тепловой.

# Производство эл.энергии и тепла, доля теплофикационной выработки и удельные расходы топлива по ДГК

23

		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016	изменение структуры за 6 лет + -
		факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	норматив	
<b>Приморская Генерация</b>															
Э <sub>выр</sub>	млн. кВтч	5 075,3	4 887,0	5 157,3	5 031,0	5 378,7	5 528,0	4 687,3	5 583,0	4 980,5	5 667,2	5 479,2	5 498,0	5 351,6	403,9
Э <sub>шин</sub>	млн. кВтч	4 286,6	4 124,9	4 365,1	4 247,3	4 614,2	4 738,1	3 994,1	4 769,5	4 276,4	4 938,6	4 749,8	4 728,9	4 562,0	463,2
Э <sub>тф</sub>	млн. кВтч	1 680,9	1 571,0	1 491,3	1 621,7	1 492,2	1 663,9	1 383,0	1 608,5	1 399,4	1 583,4	1 409,2	1 576,1	1 266,9	-271,6
α <sub>тф</sub>	%	33,1	32,1	28,9	32,2	27,7	30,1	29,5	28,8	28,1	27,9	25,7	28,7	23,7	-7,4
Q <sub>отп</sub>	тыс. Гкал	4 144,2	4 163,6	3 993,5	4 132,1	3 963,1	4 134,8	3 789,4	3 800,1	3 580,1	3 652,7	3 482,0	3 670,7	3 323,1	-662,2
b <sub>ээ</sub>	г/кВтч	423,0	423,5	430,7	422,0	431,9	424,0	440,0	424,7	444,1	420,7	444,3	435,9	441,9	21,3
b <sub>тэ</sub>	кг/Гкал	173,8	173,6	175,2	171,9	175,4	171,7	170,4	172,0	171,4	162,1	174,1	174,1	172,6	0,3
<b>Амурская Генерация</b>															
Э <sub>выр</sub>	млн. кВтч	1 282,4	1 189,4	1 597,3	1 238,3	1 788,0	1 343,9	1 704,2	1 690,2	1 870,8	1 778,0	1 957,9	1 710,0	1 738,0	675,5
Э <sub>шин</sub>	млн. кВтч	1 033,3	945,7	1 314,8	987,4	1 494,1	1 097,4	1 408,8	1 407,5	1 563,5	1 498,6	1 638,4	1 415,0	1 412,3	605,1
Э <sub>тф</sub>	млн. кВтч	998,3	971,4	1 020,9	972,1	1 036,2	1 027,2	1 046,3	1 003,8	1 013,4	1 038,5	935,7	1 000,8	993,7	-62,6
α <sub>тф</sub>	%	77,8	81,7	63,9	78,5	58,0	76,4	61,4	59,4	54,2	58,4	47,8	58,5	57,2	-30,0
Q <sub>отп</sub>	тыс. Гкал	2 275,0	2 171,5	2 219,0	2 186,2	2 258,2	2 228,8	2 295,6	2 222,3	2 282,6	2 250,7	2 217,4	2 253,7	2 253,3	-57,6
b <sub>ээ</sub>	г/кВтч	352,1	369,4	363,6	350,8	360,4	352,4	368,1	357,7	366,7	360,8	372,9	370,4	382,3	20,8
b <sub>тэ</sub>	кг/Гкал	144,8	147,3	146,3	145,3	145,6	144,2	145,7	147,6	147,2	145,7	150,3	146,1	146,2	5,5

Ситуация со структурой производства электрической и тепловой энергии в Приморской и Амурской генерациях аналогична динамике по Хабаровской. Рост выработки электроэнергии в целом при одновременном снижении выработки в энергоэффективном режиме повлекли ухудшение тепловой экономичности на 21 гр/кВт.ч и 5,5 кг/Гкал



# Производство эл.энергии и тепла, доля теплофикационной выработки и удельные расходы топлива по ДГК

24

		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016	изменение структуры за 6 лет + -
		факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	норматив	
<b>Благовещенская ТЭЦ 1 очередь</b>															0,0
Э <sub>выр</sub>	млн. кВтч	1 131,3	994,4	1 389,3	1 107,3	1 492,8	1 190,6	1 411,0	1 450,00	1 548,06	1 468,00	1 481,79	1 400,00	1 119,64	350,5
Э <sub>шин</sub>	млн. кВтч	921,7	796,5	1 152,3	895,0	1 248,7	983,8	1 166,6	1 223,49	1 292,36	1 241,04	1 220,15	1 162,39	897,04	298,4
Э <sub>тф</sub>	млн. кВтч	946,6	923,4	980,0	923,4	988,1	975,2	997,2	960,3	974,05	990,33	894,39	952,25	892,38	-52,2
α <sub>тф</sub>	%	83,7	92,9	70,5	83,4	66,2	81,9	70,7	66,2	62,90	67,5	60,4	68,00	79,7	-23,3
Q <sub>отп</sub>	тыс. Гкал	2 124,0	2 028,5	2 073,0	2 037,3	2 102,6	2 073,8	2 130,6	2 074,36	2 118,80	2 099,856	2 062,731	2 099,76	1 982,92	-61,3
b <sub>ээ</sub>	г/кВтч	322,6	333,7	333,2	325,9	332,8	324,3	331,8	330,00	336,8	333,0	343,7	332,7	329,6	21,1
b <sub>тэ</sub>	кг/Гкал	143,0	145,7	143,7	143,1	143,6	142,1	143,2	145,00	145,0	143,7	148,8	143,8	143,5	5,8
<b>Благовещенская ТЭЦ 2 очередь</b>															
Э <sub>выр</sub>	млн. кВтч													300,36	
Э <sub>шин</sub>	млн. кВтч													252,95	
Э <sub>тф</sub>	млн. кВтч													59,71	
α <sub>тф</sub>	%													19,9	ожидаемый факт за 2016 год 415-418 гр/кВт.ч
Q <sub>отп</sub>	тыс. Гкал													119,16	
b <sub>ээ</sub>	г/кВтч													403,2	
b <sub>тэ</sub>	кг/Гкал													151,8	

Ввод в эксплуатацию второй очереди Благовещенской ТЭЦ не исправил сложившейся картины. Более того, при достаточно низкой доле теплофикационной выработки электроэнергии на очереди №2 в 19,9% и нормативном топливном показателе в 403 гр/кВт.ч, **уровень фактической энергоэффективной загрузки оказался еще ниже, как следствие фактические показатели за 2016 год ожидаются на уровне 415-418 гр/кВт.ч**  
**Снижение доли производства электроэнергии в комбинированном цикле на очереди №1 составило 23,3%**

## Производство эл.энергии и тепла, доля теплофикационной выработки и удельные расходы топлива по ДГК

25

		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016	изменение структуры за 6 лет + -
		факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	норматив	
<i>Котельные ДГК</i>															0,0
Q <sub>отп</sub>	тыс. Гкал	2 982,20	3 055,32	3 026,18	3 005,23	3 233,62	3 010,94	3 202,80	3 203,43	3 202,89	3 309,49	3 208,63	3 270,22	3 184,55	226,4
b <sub>тэ</sub>	кг/Гкал	171,6	172,1	171,4	171,8	170,1	171,4	169,1	169,3	169,0	169,1	168,6	168,7	168,5	-3,0

Отпуск же тепловой энергии от некомбинированных источников Дальневосточной генерирующей компании показывает стабильную динамику на увеличение отпуска при одновременном незначительном снижении удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии от коллекторов котельных ДГК. В среднем увеличение отпуска тепла составило 226 тысяч гигакалорий или около 10% от общего объема производства на некомбинированных источниках. Значительный вклад в рост некомбинированного производства тепла по ДГК внесли исторически котельные Дземги, ПТС, а также РК Волочаевска.

# Производство эл.энергии и тепла, доля теплофикационной выработки и удельные расходы топлива по Якутскэнерго (без ГЭС) и Камчатскэнерго

26

		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016	
		факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	предложение	норматив
<b>Якутскэнерго без ГЭС</b>															
Э <sub>выр</sub>	млн. кВтч	1 618,607	1 584,886	1 612,186	1 638,836	1 659,470	1 640,010	1 675,427	1 665,482	1 685,075	1 717,495	1 663,116	1 740,584	1 677,865	1 677,865
Э <sub>шин</sub>	млн. кВтч	1 547,618	1 514,630	1 541,182	1 525,537	1 588,718	1 563,530	1 604,226	1 588,486	1 616,541	1 642,427	1 593,790	1 645,938	1 606,599	1 606,599
Э <sub>тф</sub>	млн. кВтч	17,914	0,000	15,336	14,378	15,538	0,000	17,098	15,400	15,306	12,810	16,145	19,566	18,298	18,298
α <sub>тф</sub>	%	1,1	0,0	1,0	0,9	0,9	0,0	1,0	0,9	0,9	0,7	1,0	1,1	1,1	1,1
Q <sub>отп</sub>	тыс. Гкал	2 131,698	2 392,257	2 171,825	2 410,802	2 471,980	2 447,720	2 445,266	2 413,611	2 493,495	2 484,980	2 414,643	2 523,816	2 440,188	2 440,188
b <sub>ээ</sub>	г/кВтч	415,3	391,2	402,5	391,2	411,9	403,4	416,9	403,6	408,0	407,2	414,1	411,6	412,0	411,6
b <sub>тэ</sub>	кг/Гкал	156,0	156,9	157,0	156,8	156,9	156,7	156,2	156,6	156,4	157,1	156,6	157,0	157,2	157,0

		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016	
		факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	предложение	норматив
<b>Камчатскэнерго</b>															
Э <sub>выр</sub>	млн. кВтч	986,235	939,753	974,147	943,494	986,682	963,034	964,935	962,980	943,711	951,680	959,672	943,715	937,530	937,530
Э <sub>шин</sub>	млн. кВтч	868,123	824,594	859,347	826,564	870,373	844,387	853,137	846,766	831,097	836,095	848,261	829,882	822,981	822,981
Э <sub>тф</sub>	млн. кВтч	575,410	551,340	565,267	596,390	558,116	597,084	554,144	567,030	543,059	571,206	528,001	563,707	547,054	547,054
α <sub>тф</sub>	%	58,3	58,7	58,0	63,2	56,6	62,0	57,4	58,9	57,5	60,0	55,0	59,7	58,4	58,4
Q <sub>отп</sub>	тыс. Гкал	1 179,654	1 224,435	1 124,893	1 219,399	1 326,659	1 745,485	2 260,086	1 763,516	2 097,585	2 290,403	1 991,554	2 063,663	2 079,667	2 079,667
b <sub>ээ</sub>	г/кВтч	338,8	351,6	342,1	344,4	338,1	344,9	333,4	338,7	337,6	338,6	344,4	338,3	338,9	337,7
b <sub>тэ</sub>	кг/Гкал	133,6	135,7	171,1	134,5	167,1	149,6	165,8	150,7	171,6	173,1	171,7	172,9	174,3	174,0

Ситуация с энергобалансами и показателями топливной экономичности по Якутскэнерго и Камчатскэнерго характеризуются стагнацией и отсутствием какой-либо позитивной или негативной динамики. Практически вся выработка электрической энергии по Якутии носит конденсационный характер. По Камчатскэнерго доля теплофикационной выработки составляет 57-58%.

# Производство эл.энергии и тепла, доля теплофикационной выработки и удельные расходы топлива по Сахалинэнерго

27

		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016	
		факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	предложение	норматив
<b>Сахалинэнерго</b>															
Э <sub>выр</sub>	млн. кВтч	2 103,406	2 109,500	2 129,704	2 131,655	2 114,521	1 595,000	2 072,946	2 074,200	2 054,799	2 106,000	2 060,919	2 075,128	2 103,460	2 103,460
Э <sub>шин</sub>	млн. кВтч	1 780,992	1 785,207	1 806,385	1 808,174	1 805,250	1 386,398	1 814,790	1 805,158	1 840,026	1 850,367	1 854,956	1 832,392	1 859,746	1 859,746
Э <sub>тф</sub>	млн. кВтч	806,6	797,2	781,7	803,2	755,6	753,7	680,8	779,0	538,2	608,7	568,4	475,1	573,3	573,3
α <sub>тф</sub>	%	38,3	37,8	36,7	37,7	35,7	47,3	32,8	37,6	26,2	28,9	27,6	22,9	27,3	27,3
Q <sub>отп</sub>	тыс. Гкал	1 690,768	1 714,390	1 652,364	1 722,477	1 642,684	1 566,684	1 629,811	1 631,557	1 503,245	1 637,127	1 479,819	1 571,077	1 495,687	1 495,687
b <sub>ээ</sub>	г/кВтч	448,7	456,1	446,8	453,8	433,6	348,4	388,3	378,3	346,8	358,5	346,6	374,5	372,7	364,0
b <sub>тэ</sub>	кг/Гкал	149,9	152,4	150,8	152,0	150,6	148,9	150,1	150,1	148,0	149,2	140,4	139,7	146,0	140,6
<b>Южно-Сахалинская ТЭЦ - 5 блок</b>															
Э <sub>выр</sub>	млн. кВтч					110,0	317,5	434,5	311,2	400,72	209,00	367,357	389,081	216,285	216,285
Э <sub>шин</sub>	млн. кВтч					105,7	306,6	417,6	300,2	384,22	199,74	351,378	367,174	206,230	206,230
b <sub>ээ</sub>	г/кВтч					335,6	306,0	334,5	340,4	326,1	337,1	327,1	336,4	334,9	334,9
<b>Южно-Сахалинская ТЭЦ - 4 блок</b>															
Э <sub>выр</sub>	млн. кВтч							165,570	229,300	644,740	603,000	689,451	634,689	587,000	587,000
b <sub>ээ</sub>	г/кВтч							303,8	324,5	267,0	254,9	275,7	293,6	296,4	282,0
b <sub>тэ</sub>	кг/Гкал							143,8	144,1	144,3	145,2	125,3	121,1	129,2	123,1

Ситуация с энергобалансами и показателями топливной экономичности по Сахалинэнерго характеризуется снижением производства теплофикационного цикла производства электроэнергии при сохранении общего объема производства. Тепловая экономичность Сахалинской ГРЭС и Южно-Сахалинской ТЭЦ (старая часть) ухудшилась на 20 гр/кВт.ч. Только ввод в эксплуатацию в 2012/2013 гг. блоков №4 и №5 Южно-Сахалинской ТЭЦ позволил значительно снизить удельные топливные затраты в целом по энергосистеме.

# Производство эл.энергии и тепла, доля теплофикационной выработки и удельные расходы топлива по Чукотэнерго и Передвижной энергетике

28

		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016	
		факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	предложение	норматив
<b>Чукотэнерго</b>															
Э <sub>выр</sub>	млн. кВтч	247,115	264,466	239,195	243,352	231,894	197,890	255,033	249,692	250,765	Не утв.	245,484	262,047	246,359	246,359
Э <sub>шин</sub>	млн. кВтч	187,078	196,279	180,090	178,816	175,366	139,674	195,058	189,562	192,551		189,161	200,360	187,329	187,329
Э <sub>тф</sub>	млн. кВтч	119,873	133,959	116,996	126,298	115,506	113,010	121,511	102,399	90,001		102,037	120,355	89,270	89,270
α <sub>тф</sub>	%	48,5	50,7	48,9	51,9	49,8	57,1	47,6	41,0	35,9		41,6	45,9	36,2	36,2
Q <sub>отп</sub>	тыс. Гкал	501,979	531,214	499,564	536,100	504,445	390,430	492,670	502,430	461,897		478,369	478,444	469,961	469,961
b <sub>ээ</sub>	г/кВтч	471,8	520,0	468,2	507,8	468,2	575,0	494,2	472,5	480,1		474,2	471,1	480,8	477,6
b <sub>тэ</sub>	кг/Гкал	184,2	187,4	186,4	184,7	184,4	191,7	187,3	185,6	187,7		188,8	178,7	187,3	186,8

		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016	
		факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	предложение	норматив
<b>Передвижная энергетика</b>															
Э <sub>выр</sub>	млн. кВтч	720,083	659,203	788,245	770,531	724,828	772,258	389,567	763,482	391,184	427,696	412,512	366,946	358,424	358,424
Э <sub>шин</sub>	млн. кВтч	714,642	653,099	783,180	761,041	719,412	766,827	385,001	758,938	386,381	423,296	408,619	363,076	355,551	354,417
B <sub>ээ</sub>	тут	343 022	325 495	361 450	369 960	340 282	370 433	195 193	361 324	197 975	207 455	216 969	183 495	187 463	180 557
b <sub>ээ</sub>	г/кВтч	480,0	498,4	461,5	486,1	473,0	483,1	507,0	476,1	512,4	490,1	531,0	505,4	527,2	509,4

Удельные расходы условного топлива по Чукотэнерго и Передвижной энергетике остаются стабильно высокими. Снижение доли производства электроэнергии в теплофикационном цикле по Чукотэнерго и снижение объема производства электроэнергии в 2 раза(в первую очередь по Казыму и Уренгою) ухудшают технико-экономические параметры работы оборудования.

# Нормативные и фактические потери тепловой энергии при транспортировке по ДГК

29

	2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016
	Тепловая энергия		Тепловая энергия		Тепловая энергия		Тепловая энергия		Тепловая энергия		Тепловая энергия		Тепловая энергия
	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	норматив
	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал
Итого по АО "ДГК"	5 307 746	3 215 719	5 257 627	1 434 239	5 493 482	3 124 855	5 203 042	3 096 362	5 606 101	3 147 096	5 492 204	3 221 273	3 225 042
Амурская генерация	214 519	212 965	218 974	214 256	225 298	226 628	228 820	215 532	244 208	219 292	224 835	223 229	218 918
г. Благовещенск:	193 259	190 155	197 556	190 155	194 018	199 121	188 999	189 260	201 654	188 150	183 161	191 965	187 974
пгт Прогресс - РГРЭС	21 260	22 810	21 418	24 101	31 280	27 507	39 821	26 273	42 554	31 142	41 674	31 264	30 944
Приморские теплосети	1 518 849	716 428	1 510 140	0	1 520 715	671 804	1 435 624	666 287	1 391 923	649 683	1 433 632	688 058	693 596
г. Владивосток	1 126 460	468 829	1 114 305	0	1 059 493	425 191	1 001 189	423 311	925 929	406 707	987 192	445 082	450 620
г. Артем	278 084	202 872	288 549	0	331 742	204 096	314 782	200 459	344 842	200 459	328 227	200 459	200 459
г. Партизанск	114 305	44 727	107 286	0	129 480	42 517	119 653	42 517	121 152	42 517	118 213	42 517	42 517
Хабаровская теплосетевая компания	2 898 912	1 849 913	2 890 400	777 637	2 988 442	1 808 591	2 841 854	1 797 039	3 198 348	1 869 069	3 098 643	1 887 655	1 882 150
Хабаровские теплосети	1 593 504	929 596	1 626 807	0	1 652 165	924 041	1 587 308	928 728	1 880 992	970 315	1 959 899	982 827	980 890
Комсомольские тепловые сети:	1 043 390	879 852	1 018 233	738 248	1 092 015	838 211	1 005 723	821 570	1 052 958	851 974	882 129	851 088	855 242
г. Комсомольск-на-Амуре	835 201	790 707	801 487	656 194	847 686	753 066	782 549	733 265	833 980	767 794	682 507	766 908	762 216
г. Амурск	208 189	89 145	216 746	82 054	244 329	85 145	223 174	88 305	218 979	84 180	199 622	84 180	93 026
г. Биробиджан	130 923	35 125	127 509	39 389	125 829	41 595	136 658	41 595	150 158	42 195	154 746	49 155	41 433
пгт Чегдомын-2	9 007	5 340	7 510	0	8 025	4 744	8 050	5 146	9 224	4 585	9 111	4 585	4 585
Майская ГРЭС (транспортировщик)	14 523	-	14 707	-	15 996	-	14 921	-	16 908	-	16 529	-	-
Николаевская ТЭЦ (транспортировщик)	107 565	-	95 634	-	94 412	-	89 194	-	88 108	-	76 229	-	-
Нерюнгринская ГРЭС	633 790	408 978	575 143	414 911	683 108	409 946	630 377	409 946	694 826	401 494	670 496	413 687	421 734
г.Нерюнгри	517 025	385 540	457 084	390 350	531 976	385 385	489 481	385 385	521 675	376 977	516 979	388 781	396 828
пос. Чутьман	116 765	23 438	118 059	24 561	151 132	24 561	140 896	24 561	173 151	24 517	153 517	24 906	24 906
ЛуТЭК	41 676	27 435	62 970	27 435	75 919	7 886	66 367	7 558	76 795	7 558	64 598	8 644	8 644
п. Лучегорск	41 676	27 435	62 970	27 435	75 919	7 886	66 367	7 558	76 795	7 558	64 598	8 644	8 644

Последние 6 лет и в настоящее время ситуация с соотношением величин нормативных и фактических потерь в тепловых сетях ДГК носит катастрофический характер, что неминуемо влияет на финансовый результат.

**Фактические потери превышают нормативные показатели на более чем 2 миллиона гигакалорий или на 40%. Основными причинами данной ситуации являются – низкий процент оприборования (58%), расчет фактических потерь по “балансовому методу”, техническое состояние сетей, а также взаимоотношения ДГК с сетями иных собственников**

Потери тепла при транспортировке определяются как разница между отпуском тепла с коллекторов и полезным отпуском (с учётом покупного тепла и потребления тепла на хозяйственные нужды).

**Потери тепловой энергии, рассчитанные балансовым методом, не отражают действительности по следующим причинам:**

Отпуск тепла с коллекторов определяется по коммерческим узлам учёта, установленным на **всех** теплоисточниках АО «ДГК», в то время как полезный отпуск учитывается коммерческими приборами учёта, величина которых составляет 58 % от общего количества потребителей. Остальные 42 % рассчитывается по утверждённым нормативам потребления и договорным нагрузкам и т.д.

**Нормативы потребления ЖКХ в свою очередь не учитывают многих внешних факторов, влияющих на изменение полезного отпуска, в частности таких как изменение температуры наружного воздуха.**

Тепловая энергия, отпущенная теплоисточниками АО «ДГК» транспортируется до потребителей не только по собственным сетям, но и по тепловым сетям предприятий – транспортировщиков, а также по бесхозным и муниципальным внутриквартальным сетям.

**Так, на начало 2016 года, доля тепловых сетей, находящихся в собственности АО «ДГК» (с учётом арендованных, находящихся в эксплуатации у компании) от общей протяжённости сетей, составляет 63%, доля сетей транспортировщиков – 34%, бесхозные сети – 3%.**

Таким образом, АО «ДГК» осуществляет эксплуатацию доли тепловых сетей от теплоисточников до потребителей, но при этом **все** отчётные (рассчитанные по прямому балансу потери) относят к АО «ДГК». Нормативы потерь тепла при транспортировке АО «ДГК» рассчитывает и утверждает в регулирующих органах **только в собственных сетях** (63 % от всей протяжённости). Поэтому отчётные (рассчитанные по балансу) потери значительно выше нормативных.

## Нормативные и фактические потери тепловой энергии при транспортировке по Магаданэнерго и Теплоэнергосервис

31

	2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016
	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	норматив
г. Магадан	316,564	320,500	314,253	315,720	316,309	315,350	296,783	310,000	285,207	310,000	282,229	306,523	297,300
п. Мянунджа	4,917	6,940	4,802	5,990	3,799	5,280	3,936	4,400	3,926	4,400	4,350	4,573	4,260
Кедровый	4,503	5,260	5,038	5,090	3,516	4,570	3,941	4,600	3,613	4,300	4,088	4,134	3,910
Магаданэнерго ИТОГО, Гкал	325,984	332,700	324,093	326,800	323,624	325,200	304,660	319,000	292,746	318,700	290,667	315,230	305,470

Ситуация с соответствием нормативных и фактических потерь и теплоносителя по Магаданэнерго носит стабильный сбалансированный характер. Отмечаем постепенное снижение факта и нормы на 10% за 6 лет

	2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016	
	факт	норма	факт	норма	факт	норма	факт	норма	факт	норма	факт	норма	План	норма
Теплоэнергосервис ИТОГО, Гкал	182 916	174 513	324 002	350 382	523 012	351 964	545 628	367 907	566 858	343 052	487 712	347 624	439 456	389 832
Вилуйский филиал	60 368	53 643	41 834	50 806	46 574	46 011	58 380	69 559	64 201	60 273	39 574	66 534	69 735	71 137
Оймяконский филиал	47 118	43 459	54 024	42 350	42 220	41 439	53 348	40 921	70 883	39 542	70 903	40 063	51 518	49 105
Усть-Майский филиал	47 159	53 724	47 795	50 729	46 115	54 402	62 393	55 388	73 469	53 075	71 165	52 399	65 368	54 007
Усть-Янский филиал	28 271	23 687	21 799	23 959	28 124	23 249	36 390	23 249	37 515	22 258	31 228	22 258	30 274	25 930
Алданский филиал	-	-	150 537	164 028	333 055	168 353	311 792	159 222	291 122	148 105	241 832	147 922	204 112	171 228
Охотский филиал	-	-	8 013	18 510	26 924	18 510	23 325	19 569	29 668	19 799	33 010	18 448	18 449	18 425

Причины отклонения фактических и нормативных тепловых потерь при транспортировке по АО Теплоэнергосервис» аналогичны проблематике ДГК.





## Мониторинг разработки и утверждения схем теплоснабжения поселений, городских округов в Дальневосточном федеральном округе

Минэнерго России утверждает схемы теплоснабжения поселений, городских округов с численностью населения 500 тыс. человек и более, а также городов федерального значения

Город	Субъект РФ	Состояние
Владивосток	Приморский край	<b>Утверждена</b> Приказом Минэнерго России от 19.05.2015 № 300 утверждена схема теплоснабжения Владивостокского городского округа на период 2015-2029 годов. <b>Схема в установленном порядке не актуализирована (до 15 апреля 2016 г. на 2017-2032 гг.)</b>
Хабаровск	Хабаровский край	<b>Утверждена</b> Приказом Минэнерго России от 29.04.2016 № 361 утверждена схема теплоснабжения города Хабаровска до 2031 года.

В соответствии с Законом о теплоснабжении схемы теплоснабжения поселений, городских округов с численностью менее 500 тысяч человек утверждаются соответствующими органами местного самоуправления. Мониторинг разработки и утверждения схем теплоснабжения осуществляют органы исполнительной власти субъекта Российской Федерации, на федеральном уровне – Минстрой России.

В рамках рассмотрения инвестиционных программ ПАО «РАО ЭС Востока» и его дочерних предприятий на соответствие мероприятий инвестиционных программ мероприятиям схем теплоснабжений проанализировано **130 поселений**, в результате установлено:

- в **91 поселении (70%)** на сайтах администраций отсутствуют утвержденные схемы теплоснабжения и информация о реквизитах актов об их утверждении;
- в **10 поселениях (8%)** на сайтах администраций размещены схемы теплоснабжения, но их статус не определен;
- в **29 поселениях (22%)** схемы теплоснабжения утверждены, соответствующая информация представлена на сайтах администраций поселений.

**В большинстве случаев мероприятия инвестиционной программы и мероприятия схемы теплоснабжения не соответствуют друг другу.**



## Исполнение требований Правил при разработке и утверждении схем и программ перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации

В соответствии с Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 (далее – Правила), вопрос разработки и утверждения схемы и программы развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации **отнесен к компетенции органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации.**

### Схемы и программы развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации

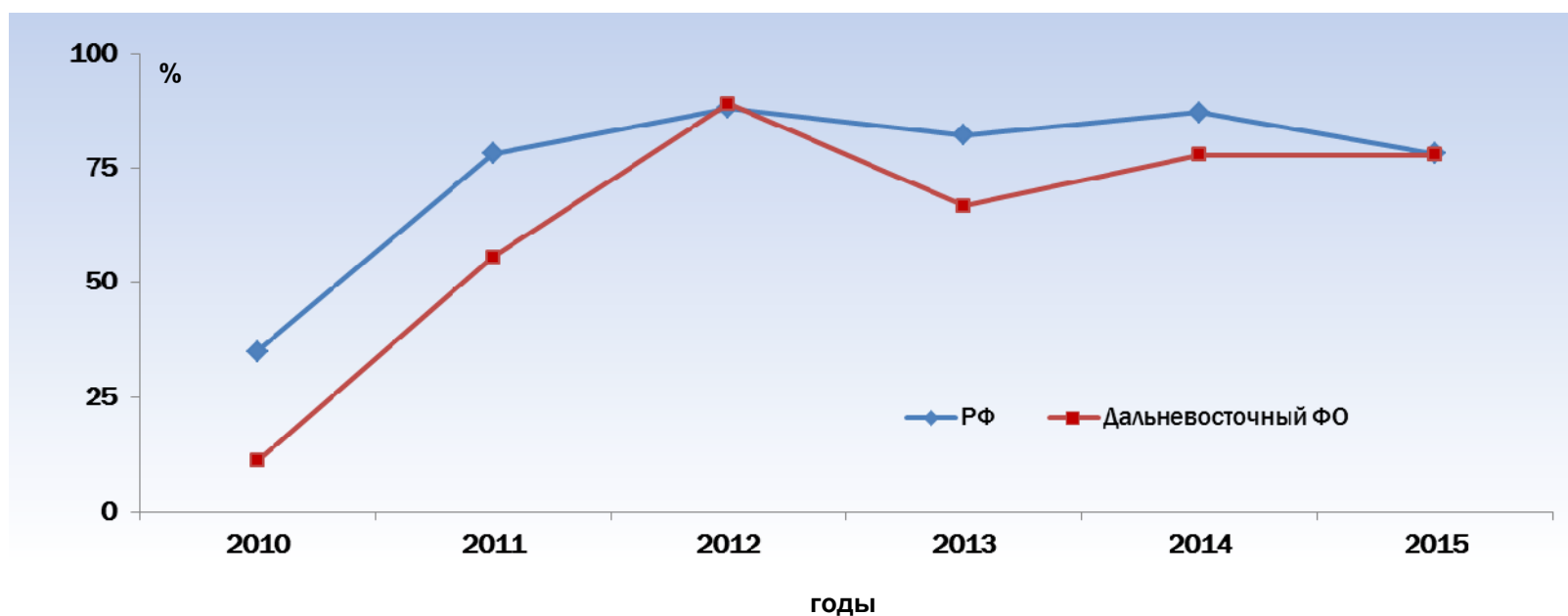
**разрабатываются** ежегодно на 5-летний период при участии сетевых организаций

**утверждаются** до 1 мая высшим должностным лицом (руководителем высшего исполнительного органа государственной власти) соответствующего субъекта Российской Федерации

**согласовываются** системным оператором

## Утверждение СиПР в субъектах Российской Федерации

Минэнерго России по итогам 2015 года проведена ревизия исполнения субъектами Российской Федерации требований Правил при разработке и утверждении схем и программ перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации.



В Магаданской области и Хабаровском крае СиПР разрабатывалась ежегодно начиная с 2010 г.

В Еврейской автономной области СиПР не разрабатывалась ни разу

в Приморском крае СиПР разрабатывалась только в 2012 и 2015 годах (СО не согласовано)

в Камчатском крае СиПР разрабатывалась только в 2012 и 2014 годах (СО не согласовано)



## Исполнение требований Правил при разработке и утверждении схем и программ перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации

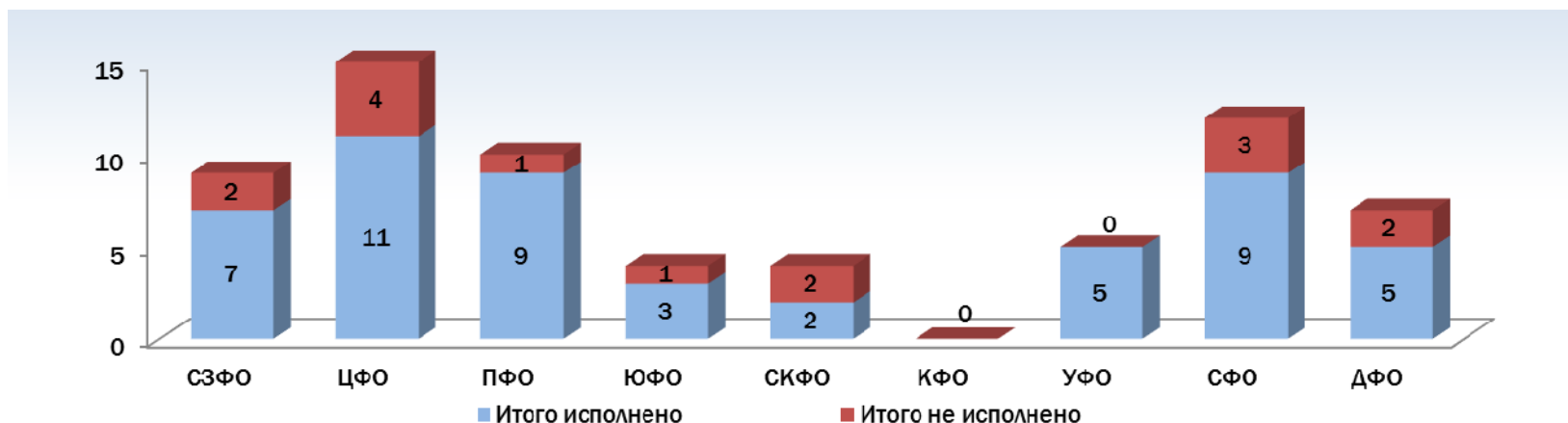
### Соблюдение сроков утверждения



### Согласование Системным оператором (субъектом ОДУ)



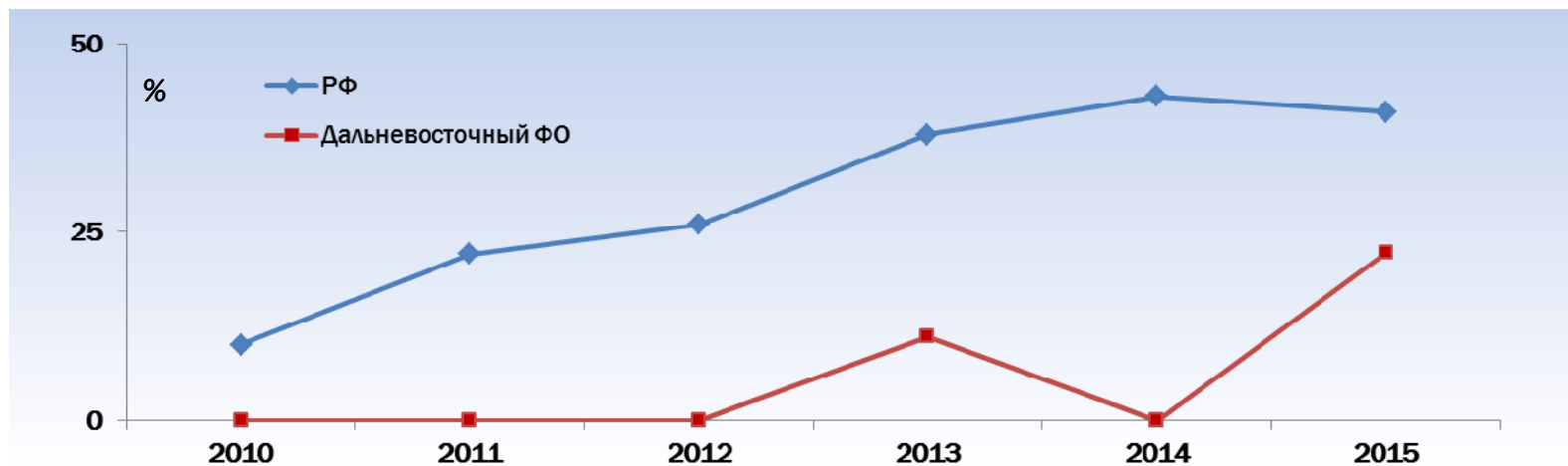
### Утверждение СиПР высшим должностным лицом субъекта РФ (с 2015 года)



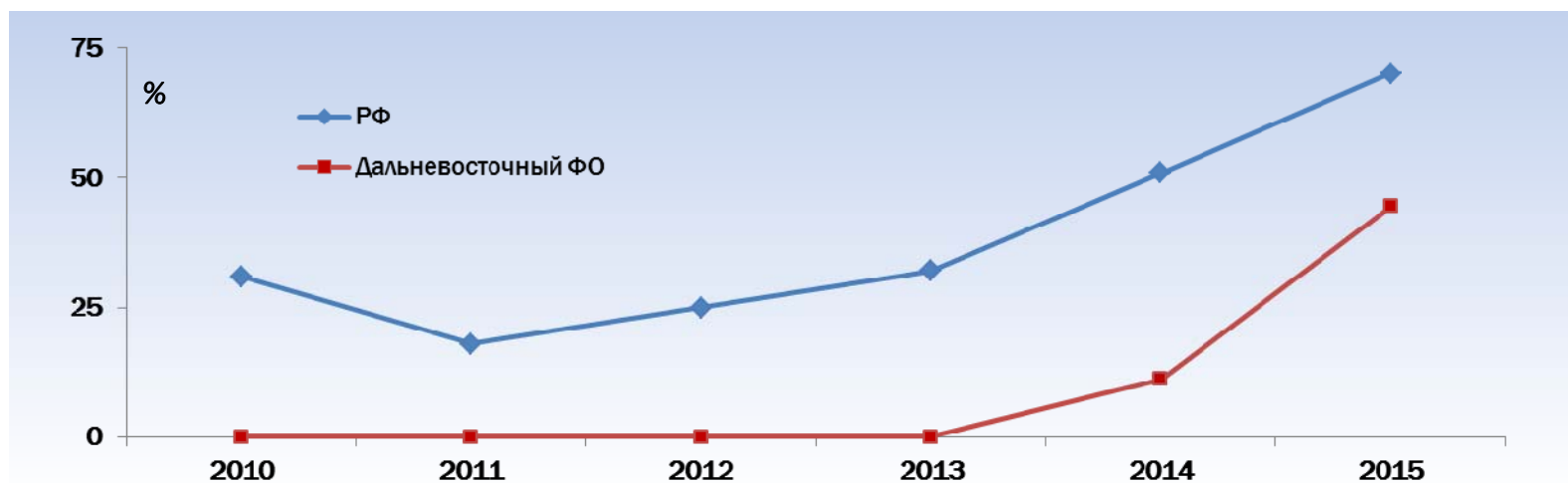


## Доступность и применимость СиПР в деятельности субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии

### Привлечение к разработке СиПР специализированных организаций



### Опубликование СиПР в открытом доступе





## Совершенствование системы перспективного планирования

1. Продолжение мониторинга разработки схем и программ развития электроэнергетики с направлением докладов Президенту Российской Федерации и в Правительство Российской Федерации
2. Внедрение обязанности на уровне каждого субъекта РФ ведения реестра перспективных инвестиционных проектов
3. Устранение разногласий при формировании прогнозов спроса на электроэнергию и мощность в рамках различных документов перспективного планирования в энергетике
4. Разработка методических рекомендаций по формированию схем и программ развития электроэнергетики
5. Подготовка необходимых изменений в нормативно-правовые акты, повышающих уровень координации между схемой и программой развития ЕЭС России, схемами и программами развития электроэнергетики субъектов РФ, схемам теплоснабжения



МИНИСТЕРСТВО СПЕЦИАЛЬНЫХ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

---

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ

---