

Экспресс-доклад «Анализ итогов деятельности электроэнергетики за 2012 год, прогноз на 2013 год» подготовлен на основе оперативной информации электроэнергетических компаний за 2012 г. и за январь — февраль 2013 г., прогнозной информации и аналитических материалов ОАО «СО ЕЭС», НП «Совет рынка», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Холдинг МРСК», ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС» и ЗАО «АПБЭ».

Свод материалов и подготовка экспресс-доклада выполнены ЗАО «АПБЭ».

Информация о деятельности предприятий электроэнергетики за 2012 г. будет уточнена при получении статистической отчетной информации электроэнергетических компаний, формируемой в более поздние сроки.

Прогнозные показатели электроэнергетики на 2013 г. могут быть скорректированы с учетом наблюдаемых тенденций в экономике страны и складывающейся ситуации в электроэнергетике.

Ключевые показатели функционирования электроэнергетики в 2012 г. в сравнении с 2011 г.

Показатель	2011 г.	2012 г.	2012 г. к 2011 г., %
Централизованное электропотребление, млрд кВт·ч	1021,1	1037,7	101,6
Установленная мощность электростанций ЕЭС России, тыс. МВт	218,2	223,1	102,2
Совмещенный максимум потребления по ЕЭС России, МВт	147 769	157 425	106,5
Максимум нагрузки электростанций по ЕЭС России, МВт	149 603	158 986	106,3
Производство электроэнергии — всего, млрд кВт·ч, в т. ч.	1040,4	1053,5	101,3
ТЭС	702,2	710,5	101,2
ГЭС	165,1	165,4	100,2
АЭС	173,0	177,6	102,7
Отпуск тепловой энергии централизованными источниками теплоснабжения, млн Гкал	493,7	490,6	99,4
Поставка топлива			
газа, млрд куб. м	167,4	165,5	98,8
угля, млн т	127,2	127,8	100,2
мазута, млн т	2,76	1,82	66,2
Среднеотпускной тариф для населения, коп./кВт·ч	179,5	183,0	101,9
Среднеотпускной тариф для прочих потребителей, коп./кВт·ч	239,3	229,3	95,8
Тариф на тепловую энергию, руб./Гкал	1082,1	1110,7	102,6

СОДЕРЖАНИЕ

1 Предварительные итоги функционирования электроэнергетики в 2012 г.

1.1	Характерные тенденции и ключевые события функционирования электроэнергетики в 2012 г.	1
1.2	Основные показатели работы ЕЭС России в 2012 г.	3
1.3	Объемы и структура электропотребления	5
1.4	Установленная мощность электростанций. Вводы генерирующих мощностей и электросетевого оборудования в 2012 г.	9
1.4.1	Установленная мощность	9
1.4.2	Вводы генерирующих мощностей	11
1.4.3	Вводы электросетевых объектов.	15
1.5	Динамика производства электроэнергии	16
1.6	Экспорт — импорт электроэнергии в 2012 г.	18
1.7	Фактический баланс электроэнергии в 2012 г.	20
1.8	Отпуск тепловой энергии источниками централизованного теплоснабжения	21
1.9	Поставка и использование топлива на тепловых электростанциях	22
1.10	Торговля электрической и тепловой энергией	24
1.10.1	Оптовый рынок электроэнергии и мощности	24
1.10.2	Розничный рынок электроэнергии	36
1.10.3	Тарифы на тепловую энергию	40
1.11	Задолженность за электроэнергию и топливо	42
1.11.1	Динамика задолженности за электроэнергию на розничном рынке электроэнергии	42
1.11.2	Динамика задолженности на оптовом рынке электроэнергии (мощности)	45
1.11.3	Взаимная задолженность энергосбытовых и электросетевых компаний	47
1.11.4	Динамика задолженности за топливо.	48
1.12	Инновационное развитие теплоэнергетики	49

2 Подготовка и прохождение энергетическими компаниями осенне-зимнего периода 2012—2013 гг.

2.1	Основные организационные мероприятия к прохождению осенне-зимнего периода	56
2.2	Запасы топлива на ТЭС.	56

2.3	Исполнение ремонтных программ	58
2.3.1	Ремонт основного генерирующего оборудования электростанций и предприятий тепловых сетей	58
2.3.2	Ремонт тепловых сетей	72
2.4	Балансовая ситуация	76
3	Прогноз основных показателей функционирования электроэнергетики в 2013 г.	
3.1	Прогноз потребления электроэнергии	80
3.2	Прогноз производства электроэнергии	82
3.3	Показатели прогнозного баланса электроэнергии на 2013 г.	83
3.4	Ожидаемые вводы генерирующего и электросетевого оборудования в 2013 г.	83
3.4.1	Генерирующее оборудование.	83
3.4.2	Электросетевое оборудование	84
3.5	Прогноз средних цен на электроэнергию для конечных потребителей	84
4	Основные итоги и направления деятельности по совершенствованию нормативного регулирования	
4.1	Формирование нормативно-правовой базы в 2012 г.	87
4.2	Планы разработки нормативно-правовой базы на 2013 г.	94
5	Важнейшие задачи Минэнерго России (совместно с другими органами исполнительной власти) в сфере электроэнергетики	
Приложение П-1.1	Перечень введенного в 2012 г. генерирующего оборудования	97

1 Предварительные итоги функционирования электроэнергетики в 2012 г.

1.1 Характерные тенденции и ключевые события функционирования электроэнергетики в 2012 г.

В 2012 г. российская электроэнергетика в условиях продолжающегося роста спроса на электроэнергию функционировала устойчиво, обеспечивая необходимые потребности экономики и социальной сферы страны в электрической и тепловой энергии.

Потребление электроэнергии и мощности. Потребление электроэнергии в 2012 г. в Российской Федерации составило 1037,7 млрд кВт·ч и по сравнению с 2011 г. увеличилось на 16,6 млрд кВт·ч (рост на 1,6%).

В целом за 2012 г. прирост электропотребления отмечен во всех объединенных энергосистемах (энергозонах). Наибольший прирост произошел в энергозоне Дальнего Востока (+3,2%), наименьший прирост — в ОЭС Средней Волги (+0,5%).

В 2012 г. годовой максимум потребления в ЕЭС России зафиксирован в 10:00 (мск) 21 декабря и составил 157,4 ГВт что на 6,5% выше абсолютного годового максимума в 2011 г. (147,8 МВт). Максимальная нагрузка электростанций ЕЭС России в час прохождения максимума нагрузки потребителей составила 159,0 ГВт, что на 9,4 ГВт выше аналогичного показателя 2011 г.

Производство электроэнергии. В 2012 г. в Российской Федерации было произведено 1053,5 млрд кВт·ч электроэнергии, что на 13,1 млрд кВт·ч или на 1,3% больше, чем в 2011 г.

Тепловые электростанции произвели в 2012 г. 710,5 млрд кВт·ч электроэнергии (+1,2% к уровню 2011 г.), что объясняется приростом объема электропотребления. На гидроэлектростанциях в 2012 г. производство электроэнергии увеличилось по сравнению с 2011 г. на 0,2% (165,4 млрд кВт·ч). Весомый вклад в увеличение объемов производства электроэнергии внесли первые гидроагрегаты Богучанской ГЭС, введенные в эксплуатацию с ноября 2012 г. Атомные электростанции произвели 177,6 млрд кВт·ч (+2,7% к уровню 2011 г.). Прирост обеспечен повышенной выработкой Калининской и Нововоронежской АЭС.

Вводы мощностей. В 2012 г. в ходе реализации инвестиционных программ на территории России введено 5,7 тыс. МВт нового генерирующего оборудования, более 27 тыс. км сетевых объектов и подстанций суммарной мощностью около 30 тыс. МВА. По сравнению с 2011 г. объемы вводов генерирующего оборудования практически не изменились, вводы сетевых объектов увеличились на 9%, а вводы подстанций выросли более чем на 20%.

Топливный баланс электроэнергетики. Структура топливного баланса электростанций и источников централизованного топливоснабжения в 2012 г. изменилась незначительно. Основными видами топлива для предприятий электроэнергетики в сфере централизованного энергоснабжения в Российской Федерации являются газ (около 70%) и уголь (около 28%). По сравнению с 2011 г. в структуре топливного баланса доли газа и мазута снизились на 1,4 и на 0,4% соответственно, а доля угля увеличилась на 1,7%. Доля прочих видов топлива в структуре топливного баланса выросла на 0,1%.

Оптовый рынок электроэнергии и мощности. В 2012 г. объем торговли по всем секторам оптового рынка электроэнергии (включая неценовые зоны) составил 1120,47 млн МВт·ч, в т. ч. первая ценовая зона — 802,25 млн МВт·ч, вторая ценовая зона — 274,1 млн МВт·ч, неценовые зоны — 44,12 млн МВт·ч. По сравнению с 2011 г. объем торговли на оптовом рынке электроэнергии увеличился на 1,2%.

В 2012 г. наблюдался сдержанный рост цен РСВ в первой ценовой зоне и заметный рост этих цен — во второй ценовой зоне. В первой ценовой зоне средняя цена электроэнергии на РСВ в 2012 г. составила 963,75 руб./МВт·ч и по сравнению с 2011 г. увеличилась на 1,5%. Во второй ценовой зоне средняя цена электроэнергии на РСВ в 2012 г. составила 679,78 руб./МВт·ч и по сравнению с 2011 г. увеличилась на 25,7%.

Розничные рынки электроэнергии. Средняя цена на электроэнергию для конечных потребителей в 2012 г. составила 220,4 коп./кВт·ч и по сравнению с 2011 г. уменьшилась на 3,5%. Снижение розничных цен на электроэнергию в 2012 г. связано в основном с исключением из выручки энергосбытовых организаций нерегулируемого дохода от продажи мощности на розничных рынках электроэнергии.

В течение 2012 г. задолженность всех потребителей электроэнергии на розничном рынке электроэнергии перед гарантирующими поставщиками — участниками оптового рынка электроэнергии увеличилась на 35,5 млрд руб. или на 46,1%.

Реформирование электроэнергетики. Важнейшим событием для энергетики 2012 г. стало принятие решения о создании ОАО «Российские сети». Общество образовывается путем переименования ОАО «Холдинг МРСК» в ОАО «Российские сети» и внесением в его уставный капитал акций ОАО «ФСК ЕЭС», находящихся в федеральной собственности (79,55% акций). При этом сохраняется участие Российской Федерации в уставном капитале ОАО «ФСК ЕЭС» в размере не менее одной акции.

В 2012 г. утверждена Комплексная программа развития электроэнергетики Дальневосточного федерального округа на период до 2025 г. Программа определяет развитие отрасли на указанный период на основе программ развития регионов с учетом современного состояния топливно-энергетического комплекса Дальневосточного федерального округа.

Развитие нормативно-правовой базы электроэнергетики. В декабре 2012 г. подписан федеральный закон № 291 «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в части совершенствования регулирования тарифов в сфере электроснабжения, теплоснабжения, газоснабжения, водоснабжения и водоотведения». Законом предусмотрен переход к регулированию тарифов на тепловую энергию, а также основных тарифов в сфере водоснабжения и водоотведения на основе долгосрочных параметров регулирования.

В мае 2012 г. подписано постановление Правительства Российской Федерации № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии», в котором утверждаются «целевые» правила розничного рынка: основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии, Правила полного и (или) частичного ограничения режима потребления электроэнергии.

1.2 Основные показатели работы ЕЭС России в 2012 г.¹

На конец 2012 г. в составе ЕЭС России работали семь объединенных энергосистем (ОЭС). Параллельно работают ОЭС Центра, Средней Волги, Урала, Северо-Запада, Юга и Сибири. Параллельно работающие в составе ОЭС Востока энергосистемы образуют отдельную синхронную зону, точки раздела которой по транзитам 220 кВ с ОЭС Сибири устанавливаются оперативно в зависимости от складывающегося баланса обоих энергообъединений.

Параллельно с ЕЭС России на конец 2012 г. работали энергосистемы Белоруссии, Эстонии, Латвии, Литвы, Грузии, Азербайджана, Казахстана, Украины и Монголии. Через энергосистему Казахстана в течение 2012 г. параллельно с ЕЭС России работали энергосистемы Центральной Азии — Узбекистана, Киргизии. Через энергосистему Украины — энергосистема Молдавии. Совместно с ЕЭС России через устройства Выборгского преобразовательного комплекса работала энергосистема Финляндии, входящая в энергообъединение энергосистем Скандинавии. Кроме того, с энергосистемой Финляндии параллельно работали отдельные генераторы Северо-Западной ТЭЦ и ГЭС Ленинградской энергосистемы. Параллельно с энергосистемой Норвегии работали отдельные генераторы ГЭС Кольской энергосистемы.

В 2012 г. от электрических сетей России также осуществлялось электроснабжение выделенных районов Китая. В январе 2012 г. успешно проведены испытания вставки постоянного тока на новой межгосударственной воздушной линии электропередачи 500 кВ Амурская — Хэйхэ, построенной в целях увеличения экспорта российской электроэнергии (мощности)

¹ Данный раздел подготовлен по материалам отчета ОАО «СО ЕЭС» о функционировании ЕЭС России в 2012 г.

в Китай. В апреле 2012 г. новая ВЛ 500 кВ Амурская — Хейхэ введена в эксплуатацию. На конец 2012 г. максимальная мощность электропередачи составляла 750 МВт.

Годовой максимум потребления мощности ЕЭС России зафиксирован 21 декабря 2012 г. в 10:00 (мск) при частоте электрического тока 50,005 Гц, среднесуточной температуре наружного воздуха $-22,5$ °С (на $9,7$ °С ниже климатической нормы и на $4,2$ °С ниже среднесуточной температуры при прохождении годового максимума потребления в 2011 г.) и составил 157 425 МВт, что на $6,5\%$ выше абсолютного годового максимума потребления в 2011 г. (147 769 МВт).

Максимальная нагрузка электростанций ЕЭС России в час прохождения максимума нагрузки потребителей составила 158 986 МВт, что на 9383 МВт ($6,3\%$) больше аналогичного показателя в 2011 г. Сальдо внешних перетоков при этом составило 1561 МВт на выдачу из ЕЭС России, что на 273 МВт меньше, чем в 2011 г.

По сравнению с прошлым годом на час прохождения годового максимума потребления снизился объем мощности, находящейся в ремонтах (плановых — на 1,2 ГВт, аварийных — на 2,1 ГВт). Суммарный объем резервов вырос на 2,9 ГВт и составил 33,7 ГВт, в том числе на ТЭС — 21,2 ГВт, на АЭС — 0,1 ГВт, на ГЭС — 12,2 ГВт. В том числе резервы, обеспеченные гидроресурсами, составили 6,8 ГВт. Невыпускаемый резерв, обусловленный ограничениями пропускной способности электрических сетей в ОЭС Востока, ОЭС Северо-Запада и ОЭС Сибири, составил 8,5 ГВт.

Балансы мощности по ОЭС на час годового максимума потребления ЕЭС России в 2012 г. представлены в табл. 1.1.

Таблица 1.1 Баланс мощности на час годового максимума ЕЭС России 21.12.2012, МВт

Энергообъединение	Располагаемая мощность	Ремонтная мощность	Резерв	Нагрузка	Совмещенный максимум потребления	Экспорт (-), импорт (+)
ЕЭС России	210 997	19 901	33 712	158 986	157 425	-1561
ОЭС Центра	50 054	4622	6903	39 286	38 000	
ОЭС Средней Волги	23 837	1445	5147	17 520	17 858	
ОЭС Урала	44 605	1986	4077	38 768	36 753	
ОЭС Северо-Запада	21 429	1690	4383	15 418	14 904	
ОЭС Юга	17 252	952	3006	13 449	13 869	
ОЭС Сибири	44 854	8954	6945	29 081	31 135	
ОЭС Востока*	8965	252	3249	5464	4906	

* Показатели баланса мощности по ОЭС Востока приведены без учета Николаевской ТЭЦ.

В 2012 г. 100% календарного времени ЕЭС России работала с нормативной частотой электрического тока, определенной ГОСТ 13109-97. Кроме того, в 2012 г. частота электрического тока в ЕЭС России поддерживалась в пределах, установленных Стандартом ОАО «СО ЕЭС» «Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России. Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам».

В течение 2012 г. были зафиксированы кратковременные отклонения частоты электрического тока за пределы $50,00 \pm 0,05$ Гц в первой синхронной зоне ЕЭС России, не нарушающие требования указанного выше Стандарта. Отклонения обусловлены в основном возникновением крупных аварийных небалансов мощности в ЕЭС России и наличием нерегулярных колебаний суточного графика потребления/генерации, не компенсированных средствами вторичного регулирования. Максимальные и минимальные значения частоты в первой синхронной зоне ЕЭС России составили соответственно 50,089 и 49,920 Гц. Максимальное время отклонения частоты за пределы $50,00 \pm 0,05$ Гц составило 5 мин 30 с.

В 2012 г. суммарная продолжительность работы первой синхронной зоны ЕЭС России с частотой электрического тока более 50,05 Гц составила 1 ч 1 мин, а с частотой менее 49,95 Гц — 1 ч 23,5 мин.

1.3 Объемы и структура электропотребления

Объем электропотребления Российской Федерации в 2012 г. по данным ОАО «СО ЕЭС» с учетом фактических данных ОАО «Норильско-Таймырская энергетическая компания» составил 1037,7 млрд кВт·ч, что на 1,6% больше, чем в 2011 г.

Если учесть влияние температурного и календарного факторов, т. е. привести электропотребление 2012 г. к условиям, сопоставимым с условиями 2011 г., то прирост электропотребления в 2012 г. составит +1,3%.

На рис 1.1 показана динамика электропотребления в 2011—2012 гг.

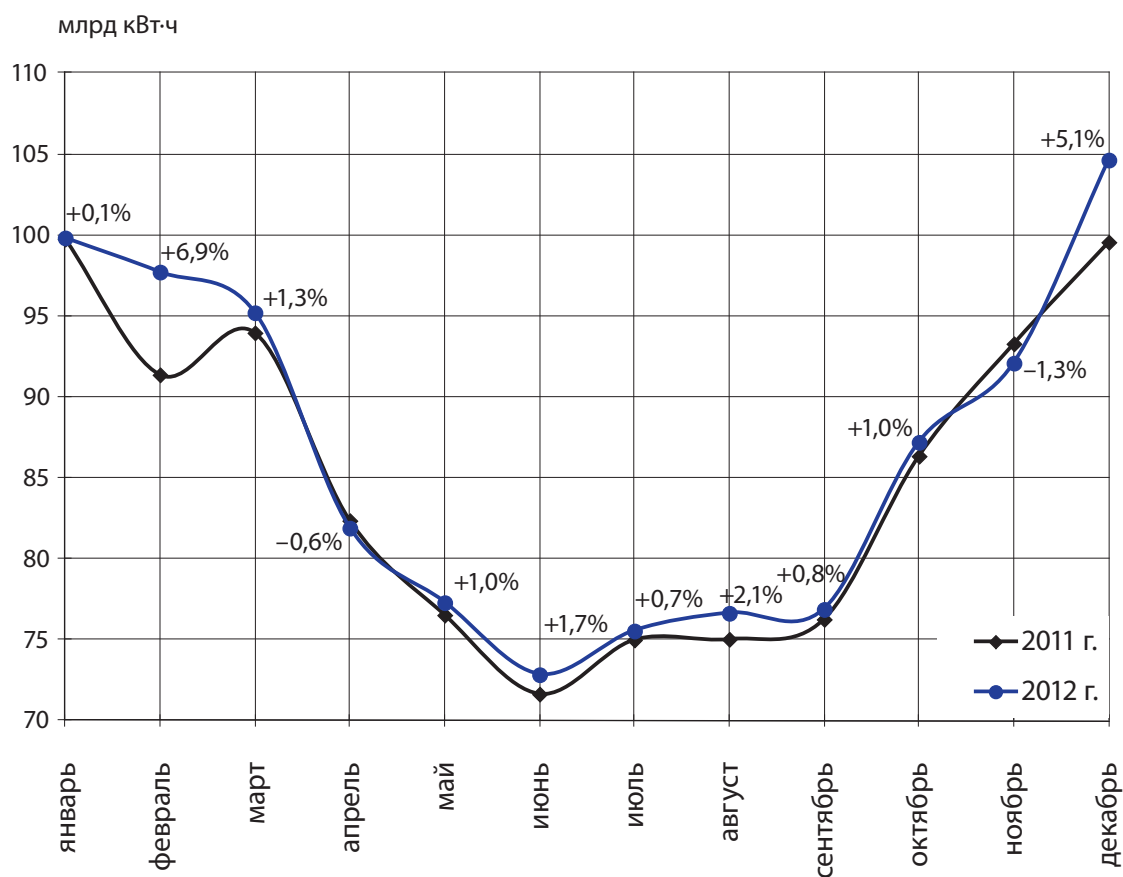


Рис. 1.1 Динамика электропотребления в 2011—2012 гг.

В целом за 2012 г. прирост электропотребления отмечен во всех объединенных энергосистемах (энергозонах). Наибольший прирост произошел в энергозоне Дальнего Востока (+3,2%), наименьший прирост — в ОЭС Средней Волги (+0,5%).

В табл. 1.2 перечислены субъекты Российской Федерации, в которых по итогам 2012 г. отмечен наибольший прирост электропотребления по сравнению с 2011 г.

Таблица 1.2 Субъекты Российской Федерации, в которых по итогам 2012 г. отмечен наибольший прирост электропотребления по сравнению с 2011 г.

Субъект Российской Федерации	Прирост к 2011 г., %
1. Тверская область	7,4
2. Амурская область	6,9
3. Липецкая область	6,8
4. Калужская область	5,6
5. Республика Мордовия	5,4
6. Воронежская область	4,7
7. Калининградская область	4,7
8. Забайкальский край	4,5
9. Новосибирская область	4,4
10. Псковская область	4,2
11. Республика Хакасия	4,1
12. Омская область	4,0
13. Республика Саха (Якутия)	3,8
14. Орловская область	3,8
15. Пензенская область	3,7
16. Краснодарский край	3,7
17. Брянская область	3,6
18. Томская область	3,6
19. Республика Татарстан	3,1
20. Новгородская область	2,9
21. Иркутская область	2,9
22. Республика Тыва	2,8
23. Москва и Московская область	2,7
24. Хабаровский край	2,7
25. Алтайский край	2,6
26. Приморский край	2,5
27. Республика Удмуртия	2,5
28. Ростовская область	2,3
29. Красноярский край	2,2
30. Республика Бурятия	2,1
31. Чувашская Республика	1,9

Субъект Российской Федерации	Прирост к 2011 г., %
32. Чукотский АО	1,9
33. Республика Ингушетия	1,7
34. Рязанская область	1,7
35. Ивановская область	1,6
36. Курская область	1,6

В Тверской области прирост электропотребления главным образом связан с увеличением собственного потребления электроэнергии Калининской АЭС, обусловленным началом работы энергоблока № 4. В Воронежской области увеличилось собственное электропотребление Нововоронежской АЭС из-за большого прироста объема производства электроэнергии по сравнению с 2011 г. Основная причина роста электропотребления в Липецкой, Калужской, Калининградской, Вологодской областях, Республиках Мордовия и Хакасия — увеличение объемов промышленного производства, в Амурской области, Забайкальском крае, Республике Саха (Якутия) — увеличение объемов добычи и транспортировки полезных ископаемых.

В табл. 1.3 перечислены субъекты Российской Федерации, в которых по итогам 2012 г. отмечено снижение электропотребления по сравнению с 2011 г.

Таблица 1.3 Субъекты Российской Федерации, в которых по итогам 2012 г. отмечено снижение электропотребления по сравнению с 2011 г.

Субъект Российской Федерации	Снижение к 2011 г., %
1. Республика Карелия	-2,9
2. Карачаево-Черкесская Республика	-2,6
3. Саратовская область	-2,0
4. Республика Марий Эл	-1,7
5. Нижегородская область	-1,7
6. Ставропольский край	-1,6
7. Волгоградская область	-1,5
8. Республика Дагестан	-0,9
9. Вологодская область	-0,5
10. Оренбургская область	-0,3
11. Самарская область	-0,2
12. Кемеровская область	-0,2

В 2012 г. снижение электропотребления к уровню предыдущего года отмечено в 12 субъектах РФ. В Республике Карелия электропотребление снизилось из-за перепрофилирования Надвоицкого алюминиевого завода (РУСАЛ), в Саратовской области — из-за длительного ремонта энергоблоков Балаковской АЭС, в Нижегородской области и Республике Марий Эл — в результате уменьшения объемов транспорта нефтепродуктов по нефтепроводам, расположенным на их территориях. В регионах ОЭС Юга снижение электропотребления объясняется более комфортными температурами наружного воздуха по сравнению с 2011 г.

1.4 Установленная мощность электростанций. Вводы генерирующих мощностей и электросетевого оборудования в 2012 г.

1.4.1 Установленная мощность

По состоянию на 01.01.2013 установленная мощность электростанций ЕЭС России составила 223,1 млн кВт, в т. ч. ТЭС — 151,8 млн кВт (68,1%), ГЭС — 46,0 млн кВт (20,6%), АЭС — 25,3 млн кВт (11,3%) (рис. 1.2).

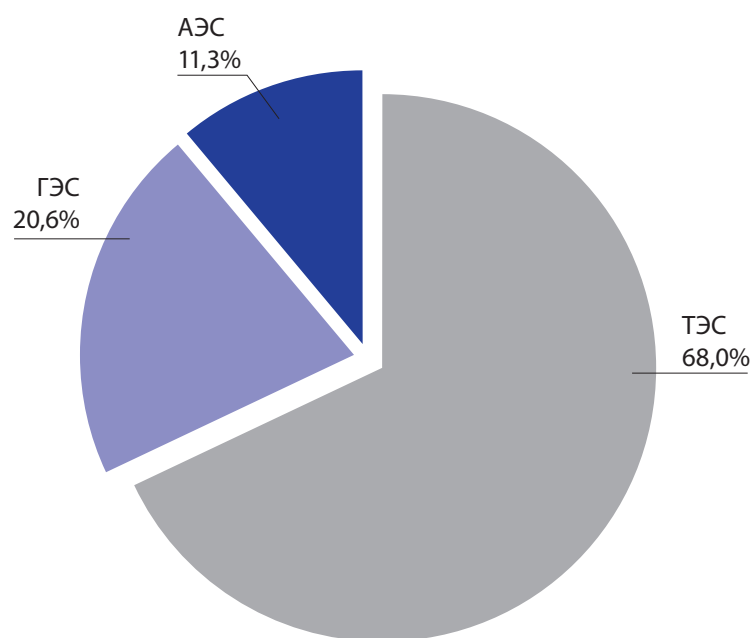


Рис. 1.2 Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России на 01.01.2013 г.

По сравнению с январем 2012 г. установленная мощность ТЭС ЕЭС России увеличилась на 2,5 млн кВт, ГЭС — на 1,4 млн кВт, АЭС — на 1,0 млн кВт. В целом структура установленной мощности электростанций изменилась незначительно.

По данным ОАО «СО ЕЭС» число часов использования установленной мощности электростанций в целом по ЕЭС России в 2012 г. составило 4689 ч (53,4% календарного времени).

При этом число часов использования установленной мощности составило:

- тепловых электростанций — около 4635 ч или 52,4% календарного времени (коэффициент использования установленной мощности);
- атомных электростанций — 7241 ч (82,4% календарного времени);
- гидроэлектростанций — 3473 ч (39,5% календарного времени).

Средний возраст генерирующего оборудования России на конец 2012 г. составил 32,8 года. За прошедший год он уменьшился на полгода, в то время как за предыдущие 11 лет он увеличился на 7 лет. Реализация программы вводов генерирующего оборудования в рамках ДПМ и программы вводов новых ГЭС и АЭС привела к смене тенденции (рис. 1.3).

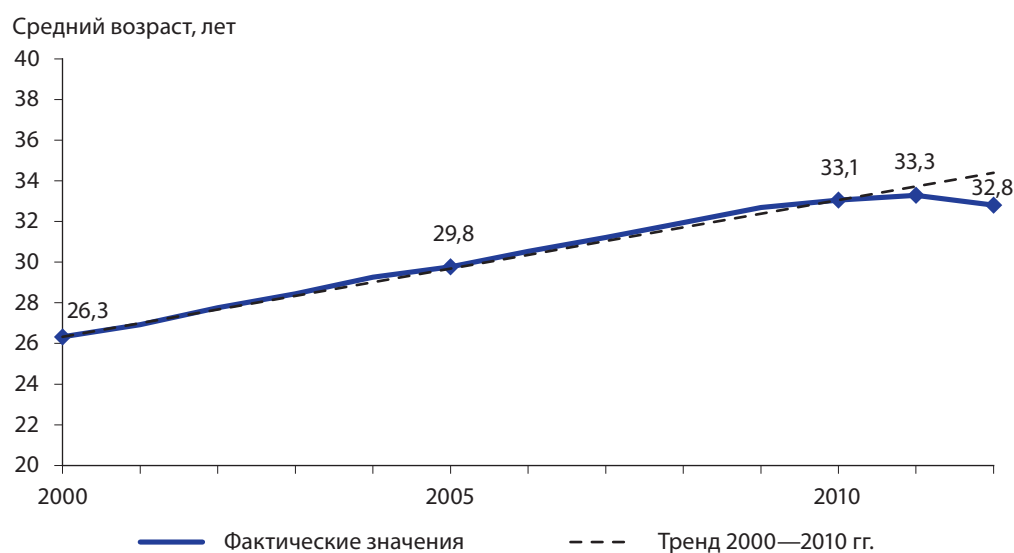


Рис. 1.3 Динамика среднего возраста оборудования электростанций

Источник данных: Минэнерго России

На рис. 1.4 представлена возрастная структура оборудования электростанций¹ на конец 2012 г. Доля оборудования, введенного в 2001—2012 гг., составляет 15% от всей установленной мощности электростанций по России.

¹ Возраст оборудования рассчитывается с учетом восстановления ресурса на ГЭС и ТЭС (в том числе учитываются 4 новых агрегата на Саяно-Шушенской ГЭС). В случае надстройки существующей паровой турбины до ПГУ (Новгородская ТЭЦ, Киришская ГРЭС, Рязанская ГРЭС) ее возраст также отсчитывается от начала использования в составе парогазовой установки.

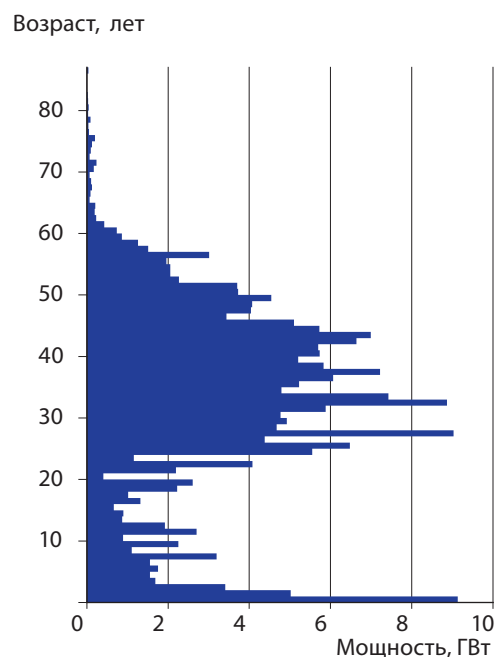


Рис. 1.4 Возрастная структура оборудования электростанций на конец 2012 г.

Источник данных: Минэнерго России

1.4.2 Вводы генерирующих мощностей

В 2012 г. по данным ОАО «СО ЕЭС» в ЕЭС России введено в эксплуатацию 6474 МВт генерирующих мощностей. По сравнению с 2011 г. объем введенных мощностей вырос на 32%

Большая часть вводов, а именно 3383 МВт приходится на государственные компании, 3091 МВт — на частные. Из 6474 МВт введенных мощностей 3625 МВт приходится на объекты ДПМ.

Перечень введенного в 2012 г. генерирующего оборудования приведен в приложении П-1.1.

Наиболее крупные объекты генерации, введенные в 2012 г.:

- Богучанская ГЭС, г/а 1—4 — 1332 МВт;
- Калининская АЭС, бл. 4 — 1000 МВт;¹
- Киришская ГРЭС, бл. 6 — 564 МВт;
- Правобережная ТЭЦ-5, бл. 2 — 463 МВт;
- Уренгойская ГРЭС, бл. 3 — 460 МВт;
- Краснодарская ТЭЦ, бл. 5 — 411 МВт;
- Адлерская ТЭС, бл. 1, 2 — 360 МВт;
- Ивановские ПГУ, бл. 2 — 325 МВт;

¹ Пуск энергоблока состоялся в 2011 году, мощность была аттестована ОАО «СО ЕЭС» в 2012 г.

Кроме того, в изолированной энергосистеме Сахалинской области осуществлен крупнейший ввод в тепловой генерации региона за последние 30 лет — 5-й энергоблок Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 на базе двух газотурбинных установок General Electric общей мощностью 91,2 МВт.

В рамках комплексного восстановления на Саяно-Шушенской ГЭС введены в эксплуатацию новые гидроагрегаты № 7 и № 8 мощностью 640 МВт каждый.

Богучанская ГЭС, г/а 1—4 — 1332 МВт

В 2012 г. введены в эксплуатацию первые 4 из 9 гидроагрегатов Богучанской ГЭС.

Гидроагрегаты Богучанской ГЭС являются крупнейшими среди всех произведенных в России за последние десятилетия.

Ряд передовых решений, примененных в проекте строительства Богучанской ГЭС, связан с ужесточением требований к надежности и безопасности после аварии на Саяно-Шушенской ГЭС. Среди них — автоматическое закрытие затворов на турбинных водоводах и направляющих аппаратов гидротурбин при отключении питания; резервное энергоснабжение при полной потере электропитания; новая система виброконтроля гидроагрегатов, которая при превышении допустимых пределов вибрации немедленно остановит гидроагрегат и отключит его от сети; вынос на незатопляемые отметки помещений для персонала, ремонтных мастерских и оборудования, отвечающего за энергоснабжение самой станции.

Достройка Богучанской ГЭС возобновлена в 2006 г. компаниями ОАО «РусГидро» и ОК РУСАЛ после заключения Соглашения о совместной реализации проекта по созданию Богучанского энерго-металлургического объединения (БЭМО) в составе Богучанской ГЭС с планируемой средней выработкой электроэнергии 17 600 млн кВт·ч и алюминиевого завода производительностью 600 тыс. т металла в год.

Калининская АЭС, бл. 4 — 1000 МВт

25 сентября 2012 г. состоялась приемка энергоблока № 4 Калининской АЭС в промышленную эксплуатацию. В 2011 г. состоялся его физический и энергетический пуск.

Решение о возобновлении остановленного в 1991 г. строительства энергоблока № 4 было принято в 2005 г. В 2007 г. после получения решения Главэкспертизы и лицензии Ростехнадзора работы возобновились. В ноябре 2011 года энергоблок № 4 был включен в сеть. 12 сентября 2012 года Калининской АЭС было выдано заключение Ростехнадзора о соответствии построенного энергоблока № 4 требованиям технических регламентов (норм и правил), иных нормативных правовых актов и проектной документации.

Это первый блок, который в новейшей российской истории, построен практически с нуля, с опережением графика и с экономией государственных средств. При стоимости сооружения блока в 76 млрд руб. экономия составила 7 млрд руб.

Таким образом, возведение Калининской атомной станции, проект сооружения которой предусматривал строительство четырех энергоблоков, можно считать полностью завершенным.

Киришская ГРЭС, бл. 6 — 564 МВт

Проект ПГУ-800, реализованный на Киришской ГРЭС, является уникальным для России. Был модернизирован энергоблок № 6 (введенный в эксплуатацию в 1975 г.) и к существующей паровой турбине мощностью 300 МВт надстроили две самые современные газовые турбины — каждая мощностью по 270 МВт (производства Siemens) с двумя новейшими котлами-утилизаторами. Таким образом, прирост новой мощности составил 564 МВт.

Впервые в истории отечественной электроэнергетики проведена масштабная модернизация существующего энергоблока, позволившая значительно увеличить его мощность и коэффициент полезного действия. Так, КПД энергоблока увеличился с 38 до 55%, а удельный расход условного топлива уменьшился почти на 32% с 324 до 221,5 г/кВт·ч.

ПГУ-800 Киришской ГРЭС — крупнейший объект тепловой генерации, введенный за последние 30 лет и работающий единым блоком. Установка стала самым мощным парогазовым энергоблоком России.

Правобережная ТЭЦ-5, бл. 2 — 463 МВт

ПГУ-450 Правобережной ТЭЦ — это третий (после ввода ПГУ-450 Южной ТЭЦ и двух ПГУ-180 Первомайской ТЭЦ) крупный проект строительства современных энергоблоков на основе технологии парогазового цикла, реализованный ОАО «Газпром» за последние годы в г. Санкт-Петербурге.

С вводом нового энергоблока Правобережной ТЭЦ значительно повысились надежность и качество теплоснабжения юго-восточных районов города, обеспечен резерв электрической и тепловой мощности для потребностей развивающихся прилегающих районов. Кроме того, новый энергоблок снижает нагрузку на подстанции «энергетического кольца», что повышает надежность энергосистемы города.

Станция обеспечивает тепловой энергией промышленные предприятия, жилые и общественные здания Невского и Красногвардейского районов г. Санкт-Петербурга с населением около 700 тыс. человек. Первый энергоблок мощностью 180 МВт введен в эксплуатацию в 2006 г. С вводом нового ПГУ-энергоблока мощность Правобережной ТЭЦ выросла до 640 МВт, а установленная тепловая мощность — до 1283 Гкал/ч.

Уренгойская ГРЭС, бл. 3 — 460 МВт

С вводом нового парогазового энергоблока (ПГУ-460) установленная мощность Уренгойской ГРЭС выросла с 24 до 484 МВт. ПГУ-460 соответствует самым современным нормам экологической безопасности и энергоэффективности. Сочетание газотурбинных и паротурбинных установок, объединённых общим технологическим циклом, позволяет получить дополнительную тепловую и электрическую энергию, повысив, таким образом, коэффициент полезного действия (КПД) оборудования электростанции. КПД нового энергоблока достигает 52,5%, что значительно выше показателей традиционных газотурбинных установок (35—40%). Это позволяет экономить до 20—25% топлива по сравнению с паросиловыми энергоблоками.

Пуск нового энергоблока на Уренгойской ГРЭС способствует решению проблемы энергодефицита севера Тюменской области. Социально-экономический эффект не менее значителен: северный энергорайон автономного округа (города Новый Уренгой, Надым, Губкинский, Тарко-Сале с прилегающими производственными объектами и нефтегазовыми месторождениями) получает необходимый запас прочности по энергообеспечению, создаются условия для реализации инфраструктурных проектов, строительства, развития малого и среднего бизнеса.

Краснодарская ТЭЦ, бл. 5 — 411 МВт

В результате ввода в эксплуатацию ПГУ мощность Краснодарской ТЭЦ увеличилась до 1090 МВт. Расширение станции обеспечит потребности в электроэнергии объектов Олимпийских игр 2014 г., а также теплоснабжение более 200 тыс. м² жилой площади в Краснодаре. Кроме того, применение современного оборудования снизит вредное воздействие станции на окружающую среду, сократится выброс парниковых газов, что особенно важно для курортного региона.

Ввод в эксплуатацию ПГУ-450 МВт позволит на 25% снизить удельный расход условного топлива на отпускаемую электроэнергию, обеспечит высокую надежность и эффективность эксплуатации оборудования без ухудшения воздействия на окружающую среду. Коэффициент полезного действия ПГУ в конденсационном режиме равен 57,4%.

Адлерская ТЭС, бл. 1, 2 — 360 МВт

Адлерская ТЭС — современная парогазовая электростанция, состоящая из двух автономных энергоблоков ПГУ по 180 МВт каждый, тепловой мощностью — 227 Гкал/ч. Современная технология парогазового цикла, на основе которой функционирует основное оборудование Адлерской ТЭС, обеспечивает высокий КПД (52%), низкий расход топлива и снижение уровня выбросов в атмосферу в среднем на 30% по сравнению с традиционными паросиловыми установками.

Ввод новейшей электростанции в эксплуатацию позволил значительно улучшить энергоснабжение Сочи, обеспечить надежное электро- и теплоснабжение объектов спортивной и туристической инфраструктуры в Имеретинской низменности и объектов развития Сочи как горноклиматического курорта. При этом существенно снизилась зависимость Сочинского энергорайона от соседних энергосистем: мощность Адлерской ТЭС обеспечит более трети прогнозируемой пиковой нагрузки во время спортивных соревнований 2014 г. Планируется, что в перспективе Адлерская ТЭС будет также обеспечивать теплоснабжение микрорайона Блиново в Сочи.

Ивановские ПГУ, бл. 2 — 325 МВт

Энергоблок № 2 ПГУ-325 Ивановских ПГУ, входящих в группу «ИНТЕР РАО ЕЭС», успешно прошел комплексное опробование (проработав 72 часа при номинальной нагрузке с выдачей электроэнергии в сеть), а также испытания по аттестации мощности в рамках программы, согласованной с ОАО «СО ЕЭС».

Проект по строительству электростанции Ивановские ПГУ с установкой двух энергоблоков ПГУ-325 общей мощностью 650 МВт реализуется в г. Комсомольске Ивановской области в рамках Федеральной целевой программы «Топливо и энергия». Проект уникален тем, что в рамках строительства электростанции создается и дорабатывается первая российская газовая турбина большой мощности — ГТД-110. Таким образом, на энергоблоках Ивановских ПГУ испытываются новейшие технологии и энергооборудование российского производства, которые могут быть использованы в ходе дальнейшего технического перевооружения электростанций страны.

1.4.3 Вводы электросетевых объектов

По итогам 2012 г., согласно данным Минэнерго России, в эксплуатацию было введено 27 146 км сетевых объектов¹ и подстанций суммарной мощностью 29 868 МВА, в т. ч.:

- ОАО «ФСК ЕЭС» ввело 3669 км сетевых объектов (91% от плана 4023 км) и подстанций суммарной мощностью 17 827 МВА (126% от плана 14 152 МВА);
- ОАО «Холдинг МРСК» — 22 695 км сетевых объектов (115% от плана 19 748 км) и подстанций суммарной мощностью 11 196 МВА (120% от плана 9 313 МВА);
- Прочие компании — 782 км сетевых объектов и подстанций суммарной мощностью 844 МВА.

¹ Данные по фактическим вводам электросетевых объектов в 2012 г. не являются окончательными и будут уточнены после получения окончательного отчета от ОАО «Холдинг МРСК».

Выполнение плана вводов в 2012 г. электросетевыми компаниями представлено в табл. 1.4.

Таблица 1.4 Выполнение плана вводов электросетевого оборудования в 2012 г.

Компания		План 2012 г.	Факт за 2012 г.	Выполнение, %
ОАО «ФСК ЕЭС»	трансформаторные мощности, МВА	14 152	17 827	126
	ЛЭП, км	4023	3669	91
ОАО «Холдинг МРСК»	трансформаторные мощности, МВА	9313	11 196	120
	ЛЭП, км	19 748	22 695	115
Прочие	трансформаторные мощности, МВА	1298	844	65
	ЛЭП, км	820	782	95
Итого	трансформаторные мощности, МВА	24 763	29 868	121
	ЛЭП, км	24 591	27 146	110

Источник данных: Минэнерго России

В таблице 1.5 представлены вводы электросетевого оборудования, произведенные в 2012 г. в сравнении с 2011 г.

Таблица 1.5 Вводы электросетевого оборудования в 2011—2012 гг.

Компания		2011 г.	2012 г.	2012 г. к 2011 г., %
ОАО «ФСК ЕЭС»	МВА	18 501	17 827	96
	км	2963	3669	124
ОАО «Холдинг МРСК»	МВА	8324	11 196	135
	км	18 433	22 695	123
Прочие	МВА	620	844	136
	км	829	782	94
Итого	МВА	27 445	29 868	109
	км	22 225	27 146	122

Источник данных: Минэнерго России

1.5 Динамика производства электроэнергии

По данным ОАО «СО ЕЭС» с учетом фактических данных ОАО «Норильско-Таймырская энергетическая компания» 2012 г. в Российской Федерации было произведено 1053,5 млрд кВт·ч электроэнергии, что на 1,3% больше, чем в 2011 г.

Тепловые электростанции произвели в 2012 г. 710,5 млрд кВт·ч электроэнергии (+1,2% к уровню 2011 г.), что объясняется приростом объема электропотребления.

На гидроэлектростанциях в 2012 г. производство электроэнергии увеличилось по сравнению с 2011 г. на 0,2% (165,4 млрд кВт·ч). При этом что в целом 2012 г. был скорее маловодным, в октябре — декабре из-за чрезвычайно обильного дождевого паводка сложились весьма благоприятные гидрологические условия на реках и водохранилищах Центрального, Северо-Западного, Приволжского, Южного и Дальневосточного федеральных округов. В этот период ГЭС Волжско-Камского каскада, ОАО «ТГК-1», Зейская и Бурейская ГЭС работали с повышенными расходами воды. На Нижегородской, Чебоксарской, Жигулевской и Каскаде Верхневолжских ГЭС в ноябре, на Бурейской ГЭС в сентябре — октябре производились холостые сбросы воды. Такая ситуация в осенний период является исключительно редкой для этих электростанций. Весомый вклад в увеличение объемов производства электроэнергии внесли первые гидроагрегаты Богучанской ГЭС, введенные в эксплуатацию с ноября 2012 г. В то же время запасы гидроресурсов в водохранилищах Ангаро-Енисейского каскада ГЭС, особенно в Красноярском и Братском, продолжали оставаться сниженными.

Атомные электростанции произвели 177,6 млрд кВт·ч (+2,7% к уровню 2011 г.). Прирост был обеспечен повышенной выработкой Калининской и Нововоронежской АЭС. В то же время объемы производства электроэнергии Ленинградской, Балаковской и Кольской АЭС снизились по сравнению с 2011 г.

В общей выработке электроэнергии в 2012 г. доля ТЭС составила 67,4% (в 2011 г. — 67,6%), ГЭС — 15,7% (в 2011 г. — 15,8%), АЭС — 16,9% (в 2011 г. — 16,6%).

Объемы производства электроэнергии ТЭС, ГЭС, АЭС по ОЭС и энергозонам в 2011—2012 гг. представлены в табл. 1.6.

Таблица 1.6 Производство электроэнергии ТЭС, ГЭС, АЭС по ОЭС и энергозонам в 2011—2012 гг., млрд кВт·ч

ОЭС	2011 г.	2012 г.	2012 г. к 2011 г., %
Россия, всего	1040,4	1053,5	1,3
ТЭС	702,2	710,5	1,2
ГЭС	165,1	165,4	0,2
АЭС	173,0	177,6	2,6
ОЭС Центра	239,3	243,0	1,6
ТЭС	154,4	148,4	-3,9
ГЭС	3,5	3,5	-0,1
АЭС	81,4	91,1	12,0
ОЭС Средней Волги	110,3	110,0	-0,2
ТЭС	57,9	56,5	-2,5
ГЭС	19,6	21,6	10,3
АЭС	32,8	32,0	-2,4
ОЭС Урала	255,8	259,1	1,3
ТЭС	246,8	249,7	1,2
ГЭС	4,8	5,1	6,7
АЭС	4,2	4,3	0,2
ОЭС Северо-Запада	105,9	104,9	-0,9
ТЭС	55,1	57,0	3,4
ГЭС	12,0	13,6	12,5
АЭС	38,7	34,4	-11,1
ОЭС Юга	78,9	79,5	0,8
ТЭС	44,9	44,7	-0,5
ГЭС	18,2	19,1	5,1
АЭС	15,8	15,7	-0,6
Энергозона Сибири*	206,8	210,6	1,8
ТЭС	115,0	125,0	8,7
ГЭС	91,8	85,6	-6,7
Энергозона Востока*	43,4	46,3	6,7
ТЭС	28,0	29,2	4,3
ГЭС	15,2	16,9	11,0
АЭС	0,2	0,2	9,5

* С учетом изолированных энергорайонов.

1.6 Экспорт — импорт электроэнергии в 2012 г.

Экспорт электроэнергии

В 2012 г. объем экспортных поставок составил 18,4 млрд кВт·ч, что на 4,3 млрд кВт·ч меньше, чем в 2011 г. (-19,1%). Снижение экспорта объясняется снижением объемов покупки электроэнергии Финляндской Республикой (-60,6% к объему 2011 г.).

Основными направлениями экспортных поставок в 2012 г. были Литва (26,0% от общего объема экспорта), Финляндия (20,7%) и Беларусь (20,1%). Электроэнергия также поставлялась в Китай (14,3%), Казахстан (12,4%), Грузию, Монголию, Южную Осетию, Украину и Азербайджан.

На рис. 1.5 представлены данные по структуре экспорта электроэнергии в 2012 г.

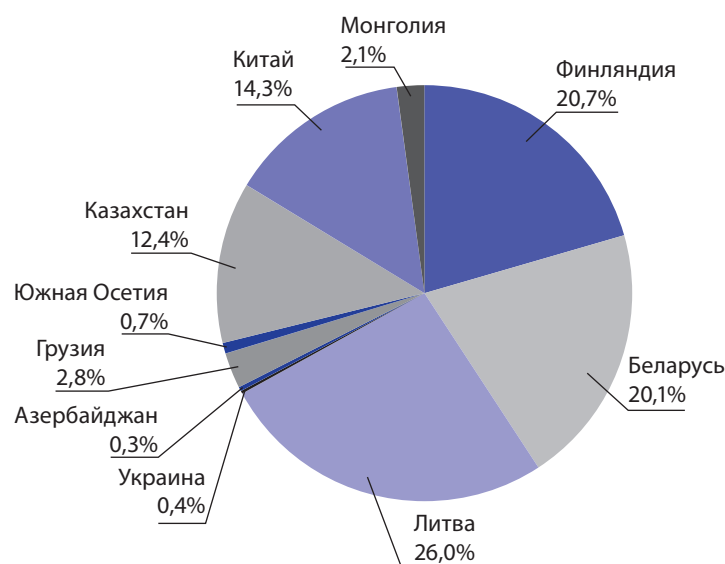


Рис. 1.5 Структура экспорта электроэнергии в 2012 г.

Импорт электроэнергии

В 2012 г. объем импорта электроэнергии составил 2,6 млрд кВт·ч, что на 0,8 млрд кВт·ч меньше, чем в 2011 г. (-23,8%). Снижение объемов импорта отмечено по всем направлениям.

Основным источником приобретения импортной электроэнергии в 2012 г., так же как и в 2011 г., были энергосистемы Казахстана (75,7% от общего объема импорта) и Грузии (14,1%). Электроэнергия также импортировалась из Азербайджана, Монголии и Беларуси.

На рис. 1.6 представлены данные по структуре импорта электроэнергии в 2012 г.

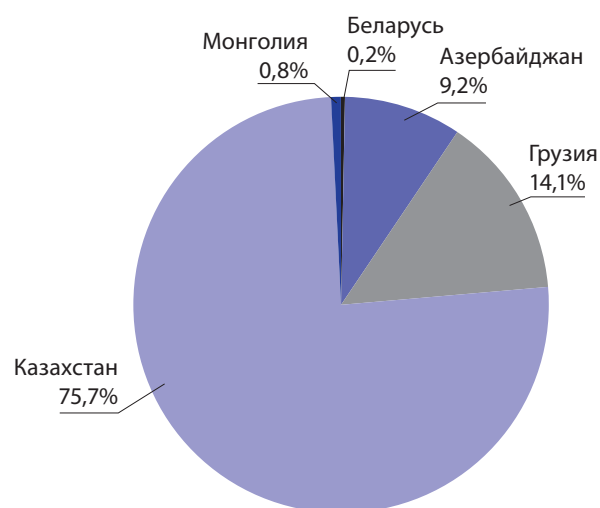


Рис. 1.6 Структура импорта электроэнергии в 2012 г.

1.7 Фактический баланс электроэнергии в 2012 г.

Основные показатели функционирования электроэнергетики Российской Федерации в 2012 г. приведены в табл. 1.7.

Таблица 1.7 Фактический баланс электроэнергии в 2012 г.

Статья баланса	2012 г., млрд кВт·ч	2012 г. к 2011 г., %
Электропотребление	1037,7	+1,6
Производство электроэнергии — всего, в т. ч.	1053,5	+1,3
ТЭС	710,5	+1,2
ГЭС	165,4	+0,2
АЭС	177,6	+2,6
Экспорт (сальдо)	15,8	-18,3

Электропотребление в 2012 г. увеличилось по сравнению с 2011 г. по ряду причин, среди которых следует отметить повышенный спрос на электроэнергию отдельными промышленными потребителями, вызванный увеличением объемов промышленного производства, строительство новых промышленных и непромышленных объектов, температурный и календарный факторы. Рост потребности в электроэнергии несмотря на снижение объемов экспорта электроэнергии (на 3,5 млрд кВт·ч в годовом исчислении) привел к увеличению объемов производства электроэнергии.

1.8 Отпуск тепловой энергии источниками централизованного теплоснабжения

По оперативным данным, полученным из отраслевой отчетности, полезный отпуск теплоэнергии источниками централизованного теплоснабжения (с учетом изолированных энергосистем) в 2012 г. составил 490,6 млн Гкал, что ниже уровня 2011 г. на 0,6%. Снижение полезного отпуска теплоэнергии в основном вызвано более высокими средними температурами наружного воздуха в регионах Южного, Приволжского, Северо-Кавказского и Уральского ФО во время отопительного периода 2012 г. по сравнению с 2011 г.

В табл. 1.8 представлен отпуск тепловой энергии в 2011—2012 гг.

Таблица 1.8 Отпуск тепловой энергии за 2011—2012 гг.

Федеральный округ	Отпуск теплоэнергии, млн Гкал		
	2011 г.	2012 г.	2012 г. к 2011 г., %
Центральный	106,2	107,9	+1,6
Северо-Западный	42,1	42,7	+1,5
Южный	15,7	15,0	-4,4
Северо-Кавказский	2,4	2,3	-2,8
Приволжский	148,0	141,6	-4,3
Уральский	50,4	49,2	-2,4
Сибирский	100,9	103,3	+2,4
Дальневосточный	28,0	28,6	+2,1
Итого	493,7	490,6	-0,6

Наибольшее увеличение отпуска теплоэнергии (+2,4% к уровню 2011 г.) произошло в Сибирском федеральном округе. При этом среднегодовая температура наружного воздуха в Сибирском ФО сложилась на 0,7 °С ниже средней температуры 2011 г. Наибольшее снижение объемов полезного отпуска теплоэнергии к уровню 2011 г. отмечалось в Южном ФО (-4,4%) и Приволжском ФО (-4,3%) при среднегодовой температуре наружного воздуха на 1,2 и 1,1 °С выше средней температуры 2011 г. соответственно.

1.9 Поставка и использование топлива на тепловых электростанциях

Особенности топливообеспечения тепловых электростанций отрасли в 2012 г. приведены ниже:

- благоприятные погодные условия в первой половине осенне-зимнего периода 2012—2013 гг. позволили на 01.01.2013 на электростанциях отрасли сохранить запасы топлива на высоком уровне;
- по всем случаям возникновения затруднений транспортировки угля своевременно принимались совместные меры Минэнерго России и ОАО «РЖД», что позволило нормализовать процесс топливообеспечения, в том числе за счет передачи в оперативное управление службами ОАО «РЖД» части подвижного состава;
- в связи с резким повышением со стороны ОАО «Кузбассразрезуголь» цен при заключении договоров на поставки угля в 2012 г. на угли кузнецких месторождений марок СС и Т для электростанций ОАО «СИБЭКО» были прекращены поставки угля в январе 2012 г. и срабатывались эксплуатационные запасы угля. После ряда согласительных мероприятий, совещаний в Минэнерго России и вмешательства Правительства РФ только 25.01.2012 был заключен договор на поставку угля между ОАО «Кузбассразрезуголь» и ОАО «СИБЭКО»;
- в течение 2012 г. возникали случаи нарушения газоснабжения объектов Приморской генерации ОАО «Дальневосточная генерирующая компания». Благодаря принятым мерам ситуация была стабилизирована, и газоснабжение объектов ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» в течение осенне-зимнего периода осуществлялось без значительных ограничений;
- тяжелое финансовое положение электростанций ОАО «Тверские коммунальные системы» ОАО «ТГК-2» привело к большой задолженности перед поставщиками газа и мазута. Причина задолженности энергокомпании — неплатежи за поставки тепла муниципальных образований г. Твери. Кардинально вопросы финансирования поставок топлива для этой энергокомпании до настоящего времени не решены. Однако оперативное решение возникавших проблем по поставкам топлива позволило своевременно подготовиться к осенне-зимнему периоду 2012—2013 гг. и обеспечить работу электростанций в зимний период. В ОАО «Тверские коммунальные системы» введено конкурсное производство;
- недостаточные объемы поставки в 1-й половине 2012 г. углей определенных марок, которые принимались при проектировании электростанций в качестве проектного топлива, а также в ряде случаев решения собственников энергетических активов об утилизации низкокачественных углей и отходов угольного производства, приводившие к сжиганию непроектных или ранее не использовавшихся углей. Практика использования непроектного топлива без квалифицированного предварительного анализа

и организации опытного сжигания в необходимых объемах приводит к техническим нарушениям, снижению эффективности работы энергетического оборудования и надежности энергоснабжения.

По данным оперативной отчетности в 2012 г. на ТЭС отрасли было поставлено 165,47 млрд куб. м газа, 127,8 млн т угля, 1,82 млн т мазута. По сравнению с 2011 г. поставка газа снизилась на 1,95 млрд куб. м (на 1,2%), угля увеличилась на 0,6 млн т (на 0,5%), мазута уменьшилась на 0,93 млн т (на 33,8%).

В табл. 1.9 приведены объемы поставки основных видов топлива на электростанции по месяцам в 2011—2012 гг.

Таблица 1.9 Поставка основных видов топлива на электростанции по месяцам в 2011—2012 гг.

Месяц года	Газ, млн куб. м			Мазут, тыс. т			Уголь, тыс. т		
	2012 г.	2011 г.	2012 г. к 2011 г., %	2012 г.	2011 г.	2012 г. к 2011 г., %	2012 г.	2011 г.	2012 г. к 2011 г., %
Январь	18 320,3	18 690,8	98,0	220,3	355,2	62,0	12 034,9	12 915,2	93,2
Февраль	17 947,1	16 844,3	106,5	464,5	382,1	121,6	11 648,2	11 483,2	101,4
Март	16 941,9	16 845,0	100,6	131,4	335,6	39,2	12 221,6	11 424,6	107,0
1-й квартал	53 209,3	52 380,1	101,6	816,2	1072,9	76,1	35 904,7	35 823,0	100,2
Апрель	12 655,1	13 666,7	92,6	95,9	143,7	66,7	10 272,3	9384,6	109,5
Май	10 182,1	10 640,7	95,7	84,5	142,2	59,4	9575,6	9458,8	101,2
Июнь	9451,1	10 496,8	90,0	94,0	110,4	85,1	8912,6	9045,9	98,5
2-й квартал	32 288,3	34 804,2	92,8	274,4	396,3	69,2	28 760,5	27 889,3	103,1
1-е полугодие	85 497,6	87 184,3	98,1	1090,6	1469,2	74,2	64 665,2	63 712,3	101,5
Июль	10 537,0	10 910,4	96,6	84,9	83,7	101,4	9118,6	9221,9	98,9
Август	10 638,2	10 576,6	100,6	97,4	195,2	49,9	10 092,2	9553,1	105,6
Сентябрь	11 168,0	11 277,4	99,0	175,9	246,6	71,3	10 792,0	10 159,6	106,2
3-й квартал	32 343,2	32 764,4	98,7	358,2	525,5	68,2	30 002,8	28 934,6	103,7
9 месяцев	117 840,8	119 948,7	98,2	1448,8	1994,7	72,6	94 668,0	92 646,9	102,2
Октябрь	13 608,4	13 719,7	99,2	124,2	113,2	109,7	10 787,6	11 133,7	96,9
Ноябрь	14 927,0	16 451,3	90,7	131,1	144,2	90,9	11 149,2	11 539,1	96,6
Декабрь	19 096,6	17 264,4	110,6	120,3	249,7	48,2	11 194,0	11 963,9	93,6
4-й квартал	47 632,0	47 435,4	100,4	375,6	507,1	74,1	33 130,8	34 636,7	95,7
Год	165 472,8	167 426,1*	98,8	1824,4	2756,2*	66,2	127 798,8	127 183,6*	100,5

* Росстат России. Форма 6-тп

Расход топлива электростанциями на производство электрической и тепловой энергии в 2012 г. по данным оперативной отчетности составил 165,47 млрд куб. м газа, 129,0 млн т угля и 1,8 млн т мазута. По сравнению с 2011 г. расход газа снизился на 1,2%, расход мазута уменьшился на 32,5%, а расход угля увеличился на 4,7%. Запасы угля выросли по состоянию на 1 октября 2012 г. и составили 20,87 млн т, или 164,34% к утвержденному на этот срок суммарному нормативу.

В общем объеме органического топлива, израсходованного электростанциями в 2012 г., доля газа составила 70,3%, угля — 28,3%, мазута — 0,9%, прочих видов топлива — 0,5%. По сравнению с 2011 г. в структуре топливного баланса доля газа снизилась на 1,4%, доля мазута — на 0,4%, а доля угля увеличилась на 1,7%. Доля прочих видов топлива в структуре топливного баланса выросла на 0,1%.

В 2012 г. средневзвешенная годовая стоимость газа, поставленного на электростанции отрасли, составила 3242 руб./тыс. куб. м, угля — 1127 руб./т, мазута — 12 739 руб./т. По сравнению с 2011 г. средневзвешенная годовая стоимость газа увеличилась на 6,3%, угля — на 6,8%, мазута — на 8,2%.

1.10 Торговля электрической и тепловой энергией

1.10.1 Оптовый рынок электроэнергии и мощности

Рынок электроэнергии

За период с января по декабрь 2012 г. объем торговли электроэнергией составил 1120,47 млн МВт·ч, что на 1,2% больше, чем в 2011 г..

Структура объемов продаж электроэнергии на оптовом рынке представлена в табл. 1.10.

Таблица 1.10 Структура объемов реализации электроэнергии в зонах и секторах оптового рынка электроэнергии в 2012 г.

Сектор рынка	Объем продаж электроэнергии в 2012 г., млн МВт·ч	Изменение относительно 2011 г., %
Первая ценовая зона		
Регулируемые договоры (РД)	121,35	4,2
Рынок на сутки вперед (РСВ)	610,83	0,40
Свободные двусторонние договоры (СДД)	22,98	-45,80
Балансирующий рынок (БР)	47,09	-2,40
Вторая ценовая зона		
Регулируемые договоры (РД)	24,48	-10,90
Рынок на сутки вперед (РСВ)	176,92	7,50
Свободные двусторонние договоры (СДД)	59,38	35,60
Балансирующий рынок (БР)	13,32	-18,00
Неценовые зоны		
По регулируемым ценам (тарифам)	44,12	10,20
ВСЕГО	1120,47	1,20

Источник данных: ОАО «АТС»

Наиболее существенные изменения в структуре объемов продаж электроэнергии были отмечены во второй ценовой зоне — снижение в секторе регулируемых договоров (РД) и на балансирующем рынке (БР) и рост на рынке на сутки вперед (РСВ).

Снижение объемов электроэнергии, реализуемых по регулируемым договорам, и рост объемов на РСВ в 2012 г. во второй ценовой зоне (Сибирь) по сравнению с 2011 г. обусловлены тем, что с 1 января 2012 г. рынок электроэнергии в Республике Бурятия функционирует в рамках общих Правил оптового рынка для ценовых зон, что предусматривает куплю-продажу электроэнергии по нерегулируемым ценам, за исключением объемов поставки населению и приравненным к нему категориям потребителей. До 2012 г. в соответствии с постановлением Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172 электроэнергия в Бурятию поставлялась по РД в объеме полного фактического потребления¹.

¹ В настоящее время к территориям субъектов Российской Федерации, объединенных в ценовые зоны оптового рынка, в границах которых не формируется равновесная цена, относятся Республики Дагестан, Ингушетия, Кабардино-Балкарская, Карачаево-Черкесская, Северная Осетия (Алания), Тыва и Чеченская Республика.

Кроме того, плановый объем спроса на РСВ во второй ценовой зоне увеличился в связи с изменением ценовых заявок на покупку электроэнергии на РСВ одним из крупных потребителей Сибири (начиная с декабря 2011 г.). До 2012 г. этот объем не проходил конкурентный отбор на РСВ и приобретался на балансирующем рынке.

Наблюдаемые существенные изменения объемов электроэнергии, реализуемых по свободным двусторонним договорам, вызваны изменением состава участников, заключивших такие договоры в 2012 г.

Средние цены электроэнергии

В 2012 г. наблюдался сдержанный рост цен РСВ в первой ценовой зоне и заметный рост этих цен во второй ценовой зоне.

Средние цены на электроэнергию в зонах и секторах оптового рынка электроэнергии в декабре 2012 г. и с начала 2012 г., а также их изменение в сравнении с аналогичным периодом 2011 г. приведены в табл. 1.11.

Таблица 1.11 Средние цены на электроэнергию в 2012 г.

Сектор рынка	Средняя цена в декабре 2012 г., руб./МВт·ч	Средняя цена с начала 2012 г., руб./МВт·ч	Изменение относительно 2011 г., %
Первая ценовая зона			
Регулируемые договоры	601,32	578,82	-1,5
Рынок на сутки вперед	984,00	963,75	1,5
Балансирующий рынок	925,53	905,94	4,4
Небаланс РСВ, млн руб.	689,17	—	—
Небаланс БР, млн руб.	-608,96	—	—
Вторая ценовая зона			
Регулируемые договоры	274,98	244,62	-10,7
Рынок на сутки вперед	761,00	679,78	25,7
Балансирующий рынок	615,98	522,03	-0,2
Небаланс РСВ, млн руб.	-110,09	—	—
Небаланс БР, млн руб.	-126,82	—	—

Источник данных: ОАО «АТС»

Основой для установления цен РСВ и БР служат формирующиеся в ходе конкурентного отбора заявок равновесные цены РСВ и индикаторы БР, откорректированные по результатам финансовых расчетов между участниками оптового рынка с учетом распределения стоимостного небаланса. Стоимостной небаланс образуется в случае несовпадения суммы денежных

требований поставщиков и обязательств покупателей. Положительный стоимостной небаланс снижает, а отрицательный — увеличивает обязательства покупателей¹.

Индекс равновесных цен РСВ в первой ценовой зоне

Аналогичную динамику роста цен дает анализ индекса равновесных цен РСВ². В табл. 1.12 показано изменение индекса равновесных цен РСВ на покупку электроэнергии в отдельных зонах и в целом по оптовому рынку в 2012 г. по сравнению с 2011 г.

Таблица 1.12 Среднегодовые индексы равновесных цен РСВ в 2011—2012 гг.

Зоны рынка	Индекс равновесных цен РСВ в 2011—2012 гг.		
	2011 г.	2012 г.	Изменение относительно 2011 г., %
Две ценовые зоны	901,4	936	4
Первая ценовая зона	989,1	1001,2	1,2
Вторая ценовая зона	566,8	704,0	24,1

Источник данных: ЗАО «АПБЭ» (по данным ОАО «АТС»)

В первой ценовой зоне в 2012 г. отмечен рост индекса равновесных цен РСВ (далее индекс РСВ) относительно уровня 2011 г. на 1,2%.

В первом полугодии 2012 г. среднемесячный индекс РСВ в первой ценовой зоне формировался на 7—9% ниже уровня аналогичного периода 2011 г. Это было обусловлено увеличением объема предложения АЭС на 8%, увеличением объема ценопринимающего предложения ТЭС на 11% и снижением цен на 6—8% в ценовых заявках крупных поставщиков ценовой зоны.

Во втором полугодии 2012 г. среднемесячный индекс РСВ в первой ценовой зоне превысил значение за аналогичный период предшествующего года. Основными причинами этого роста стали увеличение ценовых параметров

¹ Отрицательный небаланс балансирующего рынка распределяется между участниками пропорционально их объемам отклонений по собственным инициативам, положительный небаланс балансирующего рынка распределяется между поставщиками (пропорционально величине исполнения внешних инициатив) и потребителями, максимально точно придерживающимися планового потребления. Небаланс рынка на сутки вперед распределяется между участниками пропорционально их полному плановому потреблению (производству), небаланс РСВ не распространяется на участников рынка, действующих в неценовых зонах, осуществляющих экспортно-импортные операции, а также на поставщиков, поставляющих электроэнергию и мощность в вынужденном режиме.

² Под индексом равновесных цен понимается средневзвешенное значение равновесных узловых цен по объемам планового почасового потребления в узлах расчетной модели ОАО «АТС».

в заявках поставщиков в связи с 15%-ным ростом тарифов на газ с 1 июля 2012 г. и снижение объема предложения АЭС более чем на 500 МВт·ч в среднем за час.

В зонах свободного перетока (ЗСП) Кольская и Запад наблюдалось снижение цен РСВ (рис. 1.7), обусловленное существенным сокращением экспорта электроэнергии в Финляндию (с 9,64 млрд кВт·ч в 2011 г. до 3,79 млрд кВт·ч в 2012 г.).

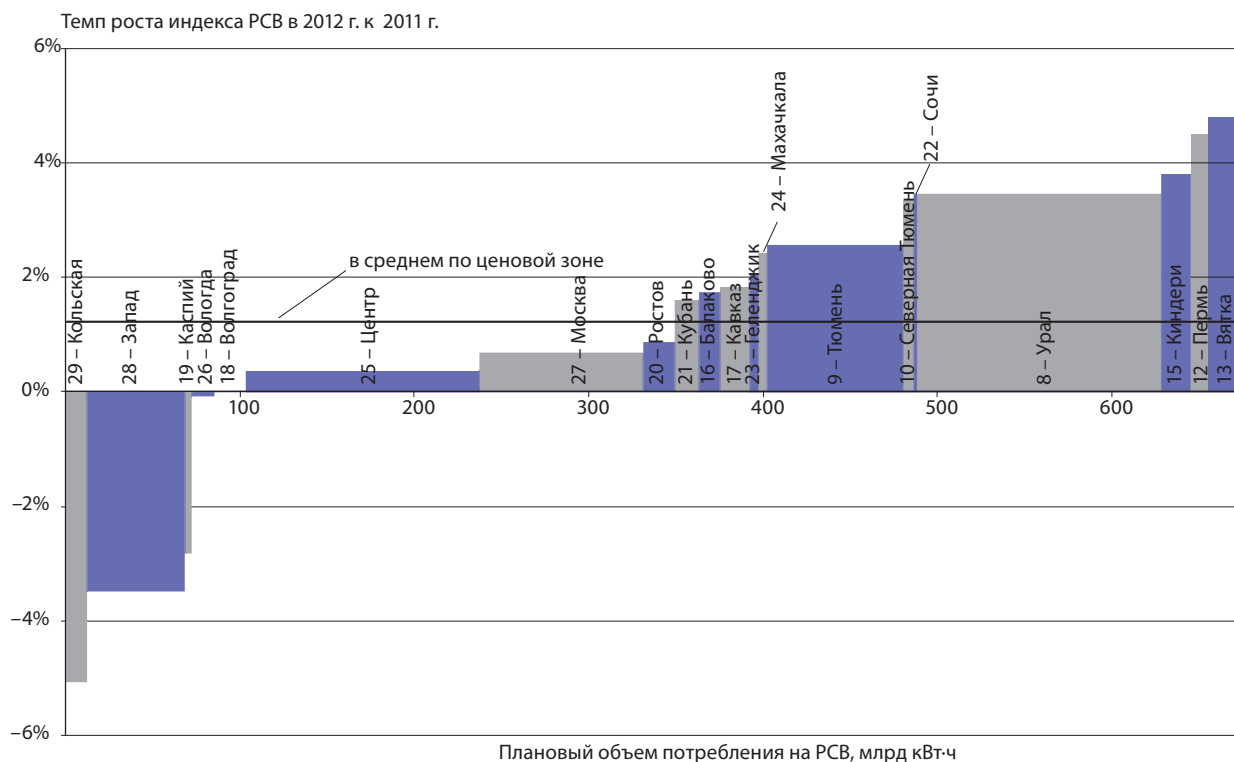


Рис. 1.7 Темп роста индекса равновесных цен РСВ в 2012 г. к 2011 г. в ЗСП первой ценовой зоны

Источник данных: ЗАО «АПБЭ» (по данным отчетов ОАО «АТС» о торгах по зонам свободного перетока)

Индекс равновесных цен РСВ во второй ценовой зоне

Во второй ценовой зоне в 2012 г. отмечен рост индекса РСВ относительно уровня 2011 г. на 24,1%. Рост наблюдался во всех ЗСП ценовой зоны — наиболее низкие темпы наблюдались в ЗСП Алтай, а наиболее высокие — в ЗСП Сибирь (рис. 1.8) и был обусловлен следующими факторами:

- изменением ценовых заявок на покупку электроэнергии на РСВ одним из крупных потребителей, включившим в начале декабря 2011 г. весь ценовой объем в заявках (более 600 МВт) в ценопринимающую пару (цена — количество), в результате чего увеличился плановый объем спроса на РСВ,

и стал востребованным большой объем выработки по более высоким ценам. Ранее указанный объем не проходил конкурентный отбор на РСВ и приобретался на балансирующем рынке;

- ростом спроса на электроэнергию;
- снижением среднечасового объема выработки ГЭС более чем на 6% из-за складывающейся маловодной гидрологической обстановки;
- ростом цен на топливо.

НП «Совет рынка» также отмечает, что наряду с общими причинами роста индекса РСВ можно выделить локальные факторы, оказавшие дополнительное влияние на цены РСВ в определенные периоды года:

- ограничения на передачу электроэнергии из Иркутской области в сторону Красноярского края в сентябре 2012 г., которые привели к разделению ценовой зоны на два «локальных» рынка, в результате в регионах Западной Сибири складывались высокие узловые цены;
- снижение суммарного объема выработки ГЭС Ангарского каскада более чем на 2000 МВт·ч в среднем за час в целях поддержания необходимой отметки Богучанского водохранилища в ноябре 2012 г.;
- увеличение планового объема потребления и вывод в капитальный ремонт крупного генерирующего оборудования ГРЭС в ноябре 2012 г.

Темп роста индекса равновесных цен РСВ в 2012 г. к 2011 г.

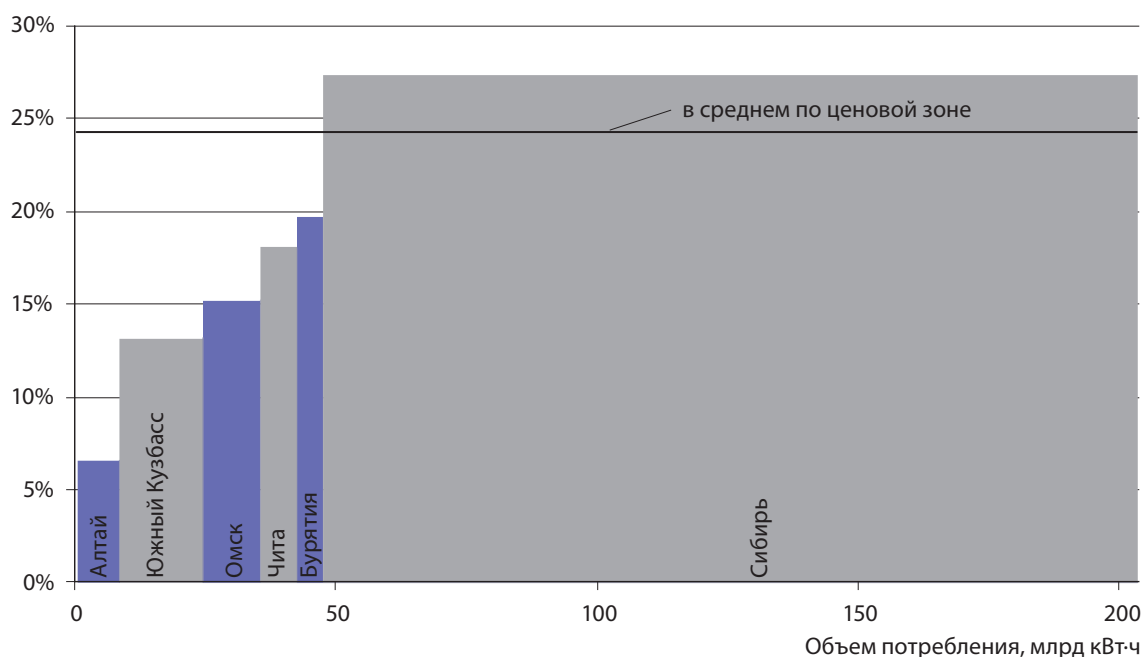


Рис. 1.8 Темп роста индекса равновесных цен РСВ в 2012 г. к 2011 г. в ЗСП второй ценовой зоны

Источник данных: ЗАО «АПБЭ» (по данным отчетов ОАО «АТС» о торгах по зонам свободного перетока)

Рынок мощности

Конкурентный отбор мощности (КОМ) на 2012—2013 гг.

При проведении КОМ спрос на электрическую мощность определяет ОАО «СО ЕЭС». Спрос на мощность в ЗСП — это суммарная располагаемая мощность генерирующих объектов, необходимая для покрытия максимума нагрузки в ЗСП и расчетного резерва мощности, обеспечивающего необходимый уровень балансовой надежности. При этом спрос может покрываться как генерирующими объектами ЗСП, так и генерирующими объектами смежных ЗСП, но с учетом допустимых перетоков мощности между ЗСП¹.

1 ноября 2011 г. ОАО «СО ЕЭС» подвел итоги КОМ с поставкой мощности в 2012 г. Ценовые заявки на продажу мощности подали 63 компании в отношении 391 электростанции. По результатам КОМ отобраны заявки на продажу мощности 55 компаний по 326 электростанциям.

24 сентября 2012 г. ОАО «СО ЕЭС» подвел итоги КОМ с поставкой мощности в 2013 г. Ценовые заявки на продажу мощности поданы в отношении 390 электростанций. По результатам КОМ отобраны заявки на продажу мощности 60 компаний по 313 электростанциям.

В табл. 1.13 приведены прогнозируемые объемы потребления мощности, объем спроса на мощность и плановые коэффициенты резервирования, учтенные при проведении КОМ на 2012—2013 гг.

¹ Порядок определения объема спроса на мощность утвержден приказом Минэнерго России от 07.09.2010 № 431. Приказ Минэнерго России от 27.06.2011 № 245 внес изменения в указанный порядок, в частности, с 2012 г. реализован учет совмещения максимумов нагрузки.

Таблица 1.13 Прогноз потребления электроэнергии, объем спроса на мощность и плановые коэффициенты резервирования, учтенные при проведении КОМ на 2012—2013 гг.

Показатель	2012 г.		2013 г.	
	Первая ценовая зона	Вторая ценовая зона	Первая ценовая зона	Вторая ценовая зона
Максимальный объем потребления мощности в ЗСП, входящих в ценовую зону, МВт	157 252		157 823	
	124 211	33 041	124 641	33 182
Прогнозируемый максимальный объем потребления мощности в ценовой зоне (с учетом совмещения), МВт	152 912		152 874	
	120 459	32 453	120 279	32 595
Прогнозируемый максимальный объем потребления мощности с учетом влияния температурного фактора, МВт	159 257		159 243	
	125 449	33 808	125 291	33 952
Суммарный коэффициент резервирования (с учетом базовых 17%, прогнозного недоиспользования мощности и экспорта электроэнергии), %	19,4		19,3	
	19,6	19,0	19,4	19,3
Выработка объектов розничной генерации, МВт	6569		6527	
	5543	1026	5445	1082
Спрос на мощность, МВт	183 651		183 476	
	144 441	39 210	144 173	39 303
Плановый коэффициент резервирования (к прогнозируемому максимальному объему потребления мощности)*, %	23,7		23,7	
	23,6	23,8	23,7	23,7

* Плановый коэффициент резервирования подсчитан по следующей формуле:

$$(\text{Спрос на мощность} + \text{Мощность розничной генерации} - \text{Экспорт}) / \text{Максимум нагрузки ценовой зоны} - 1.$$

Источник данных: ЗАО «АПБЭ» (по данным ОАО «СО ЕЭС»)

За счет снижения прогнозируемого объема потребления мощности в 2013 г. в некоторых субъектах РФ, учтенного в Схеме и программе развития ЕЭС России на 2012—2018 гг., относительно соответствующих объемов, приведенных в Схеме и программе развития ЕЭС на 2011—2017 гг., а также за счет снижения коэффициентов резервирования в большинстве ЗСП спрос на мощность в 2013 г. практически не изменился.

Основные параметры КОМ на 2012—2013 гг. представлены в таблице 1.14. При проведении КОМ на 2012 и 2013 гг. учтены предложения ОАО «СО ЕЭС» по объединению ЗСП, в соответствии с которыми число ЗСП уменьшилось в 2012 г. до 27, а в 2013 г. — до 23.

Таблица 1.14 Основные параметры конкурентных отборов мощности (КОМ) на 2012—2013 гг.

Показатель	2012 г.	2013 г.
Начало и окончание срока подачи ценовых заявок	19—30 сентября 2011 г.	3—14 сентября 2012 г.
Предельная цена на мощность, руб./МВт в месяц	Первая ценовая зона — 118 125 Вторая ценовая зона — 126 367,5	Первая ценовая зона — 127 837,24 Вторая ценовая зона — 136 757,44
Состав зон свободного перетока	27 ЗСП (ЗСП «Хакассия» вошла в ЗСП «Сибирь», ЗСП «СБУ» — в ЗСП «Урал»)	23 ЗСП (ЗСП «Киндери» вошла в ЗСП «Вятка», ЗСП «Сочи» — в ЗСП «Кубань», ЗСП «Геленджик» — в ЗСП «Кубань», ЗСП «Вологда» — в ЗСП «Центр»)
ЗСП, в которых КОМ проводился без применения предельной цены на мощность	«Центр», «Урал», «Сибирь»	«Центр», «Урал», «Сибирь», «Волга», «Вятка»

Источник данных: ОАО «СО ЕЭС»

В большинстве ЗСП отбор проводится с применением предельной цены на мощность (price cap), которая в 2012 г. была установлена равной 118 125 руб./МВт в месяц для первой ценовой зоны и 126 367,5 руб./МВт в месяц для второй ценовой зоны. В 2013 г. предельная цена была установлена равной 127 837,24 руб./МВт в месяц для первой ценовой зоны и 136 757,44 руб./МВт в месяц для второй ценовой зоны.

В 2012 г. предельная цена не применялась в ЗСП «Центр», «Урал» и «Сибирь». Суммарно в трех ЗСП, в которых КОМ проводился без применения предельной цены, сосредоточено 45% объема спроса на мощность. В 2013 г. предельная цена не применялась также в ЗСП «Вятка» и «Волга». Суммарно в этих пяти ЗСП сосредоточено 55,4% спроса на мощность.

В табл. 1.15 приведены ценовые результаты КОМ на 2012—2013 гг.

Таблица 1.15 Цены на мощность, учитываемые при определении обязательств по покупке мощности в 2012—2013 гг.

№ ЗСП	Код ЗСП	Краткое название	Цена, руб./МВт в месяц	
			2012 г.	2013 г.
1	FZSBOE01	Сибирь	146 787,92	156 000
2	FZSBKZ02	Южный Кузбасс	126 367,5	136 757,44
3	FZSBOM03	Омск	126 367,5	136 757,44
4	FZSBCH04	Чита	126 367,5	136 757,44
5	FZSBBU05	Бурятия	126 367,5	136 757,44
6	FZSBBO06	Алтай	126 367,5	136 757,44
8	FZUROE07	Урал	118 118	127 100
9	FZURTU08	Тюмень	118 125	127 837,24
10	FZURNT09	Северная Тюмень	118 125	127 837,24
12	FZURPZ11	Пермь	118 125	127 837,24
13	FZURKR12	Вятка	118 125	125 330,62
14	FZVLOE13	Волга	118 125	117 999
15	FZVLKZ14	Киндери	118 125	—
16	FZVLBS15	Балаково	118 125	127 837,24
17	FZYUOE16	Кавказ	118 125	127 837,24
18	FZYUUG17	Волгоград	118 125	127 837,24
19	FZYUAS18	Каспий	118 125	127 837,24
20	FZYURS19	Ростов	118 125	127 837,24
21	FZYUKU20	Кубань	118 125	127 837,24
22	FZYUSK21	Сочи	118 125	—
23	FZYUSO22	Геленджик	118 125	—
24	FZYUDA23	Махачкала	118 125	127 837,24
25	FZZNOE24	Центр	118 100	127 656
26	FZZNVL25	Вологда	118 125	—
27	FZZMSK26	Москва	118 125	127 837,24
28	FZSZOE27	Запад	118 125	127 837,24
29	FZSZKO28	Кольская	118 125	127 837,24

Источник данных: ОАО «СО ЕЭС»

В табл. 1.16 приведены основные результаты КОМ на 2012—2013 гг.

Таблица 1.16 Основные результаты КОМ на 2012—2013 гг.

Показатель	2012 г.		2013 г.	
	Первая ценовая зона	Вторая ценовая зона	Первая ценовая зона	Вторая ценовая зона
Спрос на мощность, МВт	183 651		183 476	
	144 441	39 210	144 173	39 303
Суммарная мощность, предложенная в заявках, МВт	185 696		187 114	
	147 515	38 181	147 837	39 277
Отобрано в КОМ	55 участников, 326 электростанций		60 участников, 313 электростанций	
Объем отобранной в КОМ мощности*, МВт	164 109		159 674	
	131 734	32 375	127 224	32 450
Объем мощности, подлежащей обязательной покупке на ОРЭМ (ДПМ, новые АЭС и ГЭС), МВт	13 775		16 252	
	12 094	1 681	14 790	1 463
Мощность, в отношении которой до КОМ получен запрет на вывод из эксплуатации (поставляется в вынужденном режиме), МВт	2 630		8 541	
	1 280	1 350	4 560	3 981
Суммарный объем мощности, подлежащей оплате на ОРЭМ**, МВт	180 513		184 467	
	145 107	35 406	146 574	37 893
Объем не отобранной в КОМ мощности, МВт	5 183		2 647	
	2 408	2 775	1 263	1 384
в том числе по цене, МВт	3 621		2 154	
	1 081	2 540	983	1 171
в том числе по техническим требованиям, МВт	1 562		493	
	1 327	235	280	213

* Без учета генерирующих объектов, мощность которых учитывается при проведении КОМ как подлежащая обязательной покупке на ОРЭМ.

** Сумма отобранной в КОМ мощности, подлежащей обязательной покупке, и мощности, поставляемой в вынужденном режиме.

Источник данных: ЗАО «АПБЭ» (по данным ОАО «СО ЕЭС»)

Поставка мощности в вынужденном режиме в 2012—2013 гг.

В табл. 1.17 приведена информация о суммарных объемах обязательств по поставке мощности в вынужденном режиме в январе 2012 — марте 2013 гг.

Увеличение объема в 2012 г. связано с тем, что в течение года все большее количество генерирующих объектов, не прошедших КОМ на 2012 г., получали статус генерирующего объекта, поставляющего мощность в вынужденном режиме¹.

Таблица 1.17 Суммарные объемы поставки мощности генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме

Период поставки	Объем мощности, МВт
2012 г.	
Январь	3541
Февраль	3745
Март	3819
Апрель	3834
Май	3784
Июнь	3748
Июль	4157
Август	4210
Сентябрь	4767
Октябрь	6160
Ноябрь	6008
Декабрь	6121
2013 г.	
Январь	8816
Февраль	8798
Март	8701

Источник данных: ОАО «АТС»

При проведении КОМ на 2013 г. суммарный объем мощности генерирующего оборудования, включенного в реестр генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, составил 8541 МВт, в т. ч.:

- в отношении 7685 МВт получен запрет на вывод объекта из эксплуатации;
- в отношении 856 МВт принято решение Правительства РФ о включении в указанный реестр по рекомендациям Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики.

¹ Через процедуру подачи заявки на вывод из эксплуатации или в результате рассмотрения на Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики.

1.10.2 Розничный рынок электроэнергии¹

В 2012 г. продажа электроэнергии (мощности) осуществлялась по регулируемым и свободным ценам.

В соответствии с предварительными данными формы статистической отчетности 46-ЭЭ средняя цена на электроэнергию для конечных потребителей в 2012 г. составила 220,4 коп./кВт·ч и снизилась относительно уровня 2011 г. на 3,5% (табл. 1.18).

Снижение розничных цен на электроэнергию в 2012 г. главным образом связано с исключением из выручки энергосбытовых организаций с 1 апреля 2012 г. нерегулируемого дохода от продажи мощности на розничных рынках электроэнергии (постановление Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии»).

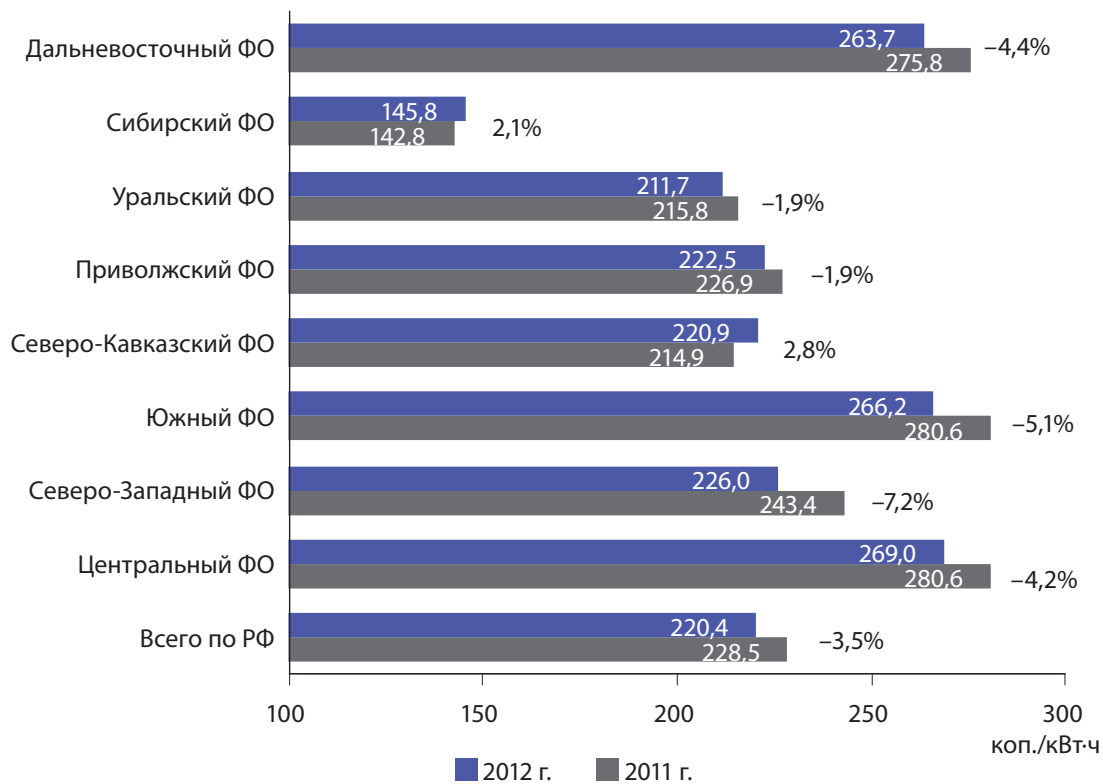
Таблица 1.18 Среднеотпускные цены на электроэнергию на розничном рынке в 2011—2012 гг., коп./кВт·ч

Сектор рынка	2011 г.	2012 г.	Прирост/снижение к 2011, %
Регулируемый сектор розничного рынка	201,7	205,4	1,8
Нерегулируемый сектор розничного рынка	238,7	225,8	-5,4
Розничный рынок в целом	228,5	220,4	-3,5

В 2012 г. незначительно выросли регулируемые цены на электроэнергию (на 1,8%), при этом уровень нерегулируемых цен снизился на 5,4%. Средний уровень регулируемых цен на электроэнергию в РФ в 2012 г. составил 205,4 коп./кВт·ч, нерегулируемых — 225,8 коп./кВт·ч.

Наибольшее снижение среднего уровня цен на электроэнергию на розничном рынке наблюдалось в Северо-Западном и Южном федеральных округах — 7,2 и 5,1% соответственно. Незначительное снижение средней розничной цены произошло в Приволжском и Уральском федеральных округах — на 1,9% в каждом. В Северо-Кавказском и Сибирском федеральных округах был зафиксирован прирост среднеотпускной цены на 2,8 и 2,1% соответственно (рис. 1.9).

¹ Цены указываются без учета стоимости электроэнергии, отпущенной сторонним электрическим станциям и районным котельным, покупающим электроэнергию для производственных и хозяйственных нужд, а также без учета стоимости электроэнергии, приобретаемой сетевыми организациями для компенсации расхода электроэнергии на передачу (потерь).



Примечание. Цены указаны с учетом цен приобретения электроэнергии крупными потребителями — субъектами оптового рынка. В предыдущих аналогичных отчетах данные по ценам на электроэнергию по Сибирскому ФО были приведены без учета крупных потребителей. Без учета указанных потребителей уровень розничных цен за 2011 г. по Сибирскому ФО составил 149,4 коп./кВт·ч, за 2012 г. — 152,5 коп./кВт·ч.

Рис. 1.9 Среднеотпускные цены на электроэнергию и темп их прироста/снижения в федеральных округах РФ в 2011—2012 гг.

Средние цены на электроэнергию и темп их прироста/снижения по группам потребителей РФ в 2011—2012 гг. представлены на рис. 1.10.

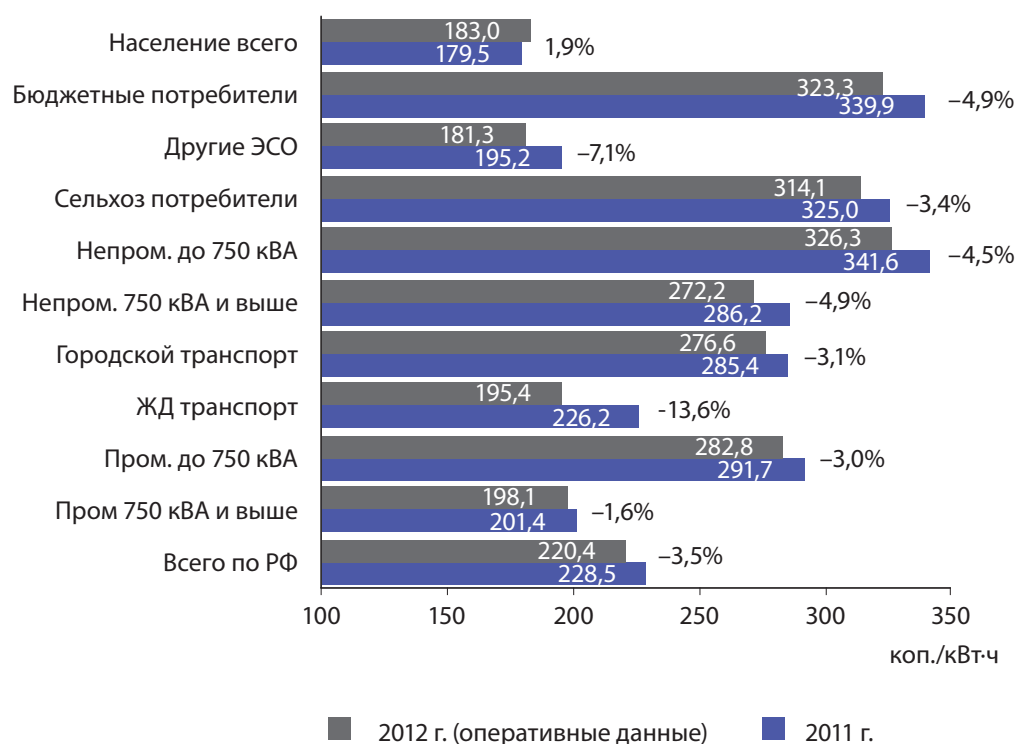


Рис. 1.10 Средние цены на электроэнергию и темп их прироста/снижения по группам потребителей в 2011—2012 гг.

В 2012 г. в целом по РФ для всех групп потребителей, кроме населения, произошло снижение цен на электроэнергию по сравнению с уровнем 2011 г. Наибольшее снижение средних цен на электроэнергию наблюдалось в группе «железнодорожный транспорт» — на 13,6%, наименьшее снижение цены — для группы «промышленные потребители с присоединенной мощностью 750 кВА и выше» — на 1,6%. В группе «население» наблюдался незначительный рост средней цены на электроэнергию — на 1,9%.

В 2012 г. фактическая розничная цена на электроэнергию для населения составила 183,0 коп./кВт·ч. Данная величина не превышает расчетный средний по РФ предельный максимальный уровень тарифа для населения. Темп роста утвержденных тарифов для населения в среднем по стране не превышает заданные Правительством РФ ограничения по темпам роста цен на электроэнергию для населения в 2012 г. (103% в среднем за год).

В соответствии с решениями Правительства Российской Федерации регулируемые цены на электроэнергию с начала календарного 2012 г. остались неизменными (на уровне декабря 2011 г.). Пересмотр уровней регулируемых цен состоялся с 1 июля 2012 г. Уровень цен на электроэнергию, утвержденный с 01 июля 2012 г. для городского населения (с НДС) в целом по Российской Федерации, составил 270 коп./кВт·ч., к уровню 2011 г. он вырос на 6%, что подтверждается данными отраслевой отчетности (форма № 46-ЭЭ).

Средние по федеральным округам РФ утвержденные тарифы на электроэнергию, поставляемую населению, приведены в табл. 1.19.

Таблица 1.19 Средние утвержденные тарифы для населения по федеральным округам РФ в 2011—2012 гг. (с НДС), коп./ кВт·ч

Федеральный округ	2011 г.	2012 г.	Прирост/снижение к 2011 г., %
Центральный	315,3	333,8	5,9
Северо-Западный	271,2	287,3	5,9
Южный	294,4	310,4	5,4
Северо-Кавказский	235,0	249,0	6,0
Приволжский	228,9	242,1	5,8
Уральский	220,4	233,9	6,1
Сибирский	160,4	169,7	5,8
Дальневосточный	301,6	286,1	-5,3
Итого по РФ	256,3	270,4	5,5

Прирост среднего утвержденного региональными органами регулирования тарифа для населения в 2012 г. по федеральным округам изменялся от 5,8% (в Приволжском и Сибирском федеральных округах) до 6,1% (в Уральском федеральном округе).

Как уже отмечалось выше, в целом за 2012 г. наблюдалось снижение розничных цен на электроэнергию для потребителей.

Тем не менее, в ряде субъектов РФ за 2012 г. в целом наблюдался небольшой рост цен на электроэнергию для конечных потребителей. Данные о сложившихся в 2012 г. фактических средних ценах в этих регионах приведены в табл. 1.20.

Таблица 1.20 Рост цен на электроэнергию в 2011—2012 гг.

№ п/п	Субъект РФ	Средняя цена на электроэнергию, коп./кВт·ч		Рост к 2011 г., %
		2011 г.	2012 г.	
Центральный ФО				
1	Тульская область	256,1	263,7	103,0
2	Архангельская область	341,6	343,8	101,0
Северо-Кавказский ФО				
3	Республика Дагестан	151,7	158,3	104,4
4	Республика Северная Осетия-Алания	206,6	211,4	102,3
5	Республика Карачаево-Черкесия	226,8	231,4	102,0
6	Чеченская Республика	159,5	172,3	108,0
Приволжский ФО				
7	Кировская область	229,6	241,1	105,0
8	Республика Марий Эл	280,2	290,8	103,8
Сибирский ФО				
9	Алтайский край	204,6	210,4	102,8
10	Красноярский край	108,4	117,3	108,2
11	Кемеровская область	155,7	164,8	105,8
12	Новосибирская область	158,4	169,3	106,9
13	Республика Бурятия	187,0	201,6	107,8
Дальневосточный ФО				
14	Амурская область	215,4	217,7	101,1

1.10.3 Тарифы на тепловую энергию¹

В 2012 г. цена на тепловую энергию для конечных потребителей составила 1110,73 руб./Гкал. Цены на тепловую энергию в 2012 г. по сравнению с 2011 г. выросли на 3%.

В 2012 г. в соответствии с решениями Правительства России цены на тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, утверждались с календарной разбивкой в соответствии с ограничениями по темпам роста цен на теплоэнергию:

¹ Цены на тепловую энергию для конечных потребителей представлены с учетом всех источников теплоснабжения. Данные по уровням цен на теплоэнергию в России приведены согласно решениям органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации.

- с 01.01.2012 по 30.06.2012 (ограничения — без роста относительно уровня декабря 2011 г.);
- с 01.07.2012 по 31.08.2012 (ограничения — предельный рост к уровню, утвержденному с 01.01.2012, — 106%);
- с 01.09.2012 по 31.12.2012 (ограничения — предельный рост к уровню, утвержденному с 01.07.2012, — 106%).

В табл. 1.21 представлены утвержденные органами исполнительной власти субъектов РФ уровни цен на тепловую энергию с учетом передачи (транспортировки) тепловой энергии за 2011—2012 гг. по федеральным округам.

Таблица 1.21 Динамика цен на тепловую энергию (с учетом транспортировки) за 2011—2012 гг., руб./Гкал

Федеральный округ	2011 г.	01.01.2012	01.07.2012	01.09.2012	Темпы прироста/снижения, %		
					01.01.2012 / 2011	01.07.2012 / 01.01.2012	01.09.2012 / 01.07.2012
Центральный	1230,6	1220,6	1290,6	1336,4	-0,8	5,7	3,5
Северо-Западный	1198,0	1197,1	1266,6	1315,5	-0,1	5,8	3,9
Южный	1134,0	1160,1	1232,7	1282,2	2,3	6,3	4,0
Северо-Кавказский	1015,8	1042,1	1125,2	1165,2	2,6	8,0	3,6
Приволжский	880,8	874,7	919,2	957,3	-0,7	5,1	4,1
Уральский	873,8	861,6	911,3	950,9	-1,4	5,8	4,4
Сибирский	914,0	885,4	930,0	958,5	-3,1	5,0	3,1
Дальневосточный	1882,6	1864,2	1921,5	2018,7	-1,0	3,1	5,1
По Российской Федерации	1082,1	1070,0	1124,6	1169,1	-1,1	5,1	4,0

Источник данных: ФСТ России¹

Региональные различия в уровнях и темпах роста цен на тепловую энергию связаны с особенностями функционирования тепловой энергетики в каждом субъекте Российской Федерации: структура источников теплоснабжения, схема и состояние теплосетей, вид используемого топлива, динамика изменения потребления тепловой энергии, региональная политика органов исполнительной власти в области ценообразования на тепловую энергию, в т. ч. объем инвестиционных программ, учитываемых при регулировании цен.

¹ По данным органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации без учета организаций-перепродавцов.

1.11 Задолженность за электроэнергию¹ и топливо

1.11.1 Динамика задолженности за электроэнергию на розничном рынке электроэнергии

По состоянию на 01.01.2013 задолженность всех потребителей электроэнергии на розничном рынке электроэнергии перед гарантирующими поставщиками (ГП) — участниками ОРЭ составила 112,5 млрд руб. (с НДС) (рис. 1.11). В течение 2012 г. задолженность потребителей перед ГП увеличилась на 35,5 млрд руб. или 46,1% (к уровню задолженности на 01.01.2012). Средний уровень расчетов на розничном рынке за январь — декабрь 2012 г. составил 97,7%.

Следует отметить, что обычная динамика задолженности на розничных рынках электроэнергии с 2009 г. характеризовалась увеличением в начале года с последующим снижением, начиная с марта — апреля.

В 2012 г. эта динамика изменилась в результате реализации принятых правительственных решений о переносе срока изменения уровней цен на электроэнергию с начала календарного года на 1 июля. С 1 июля по 1 августа текущего года задолженность выросла на 13,9 млрд руб., что несколько больше прироста задолженности за первое полугодие 2012 г.

Структура задолженности на розничном рынке электроэнергии по группам потребителей представлена на рис. 1.11.

¹ Информация о задолженности за электроэнергию на 1 января 2013 г. представлена по данным НП «Совет рынка» и ОАО «ЦФР», рассчитанным 15 февраля 2013 г.

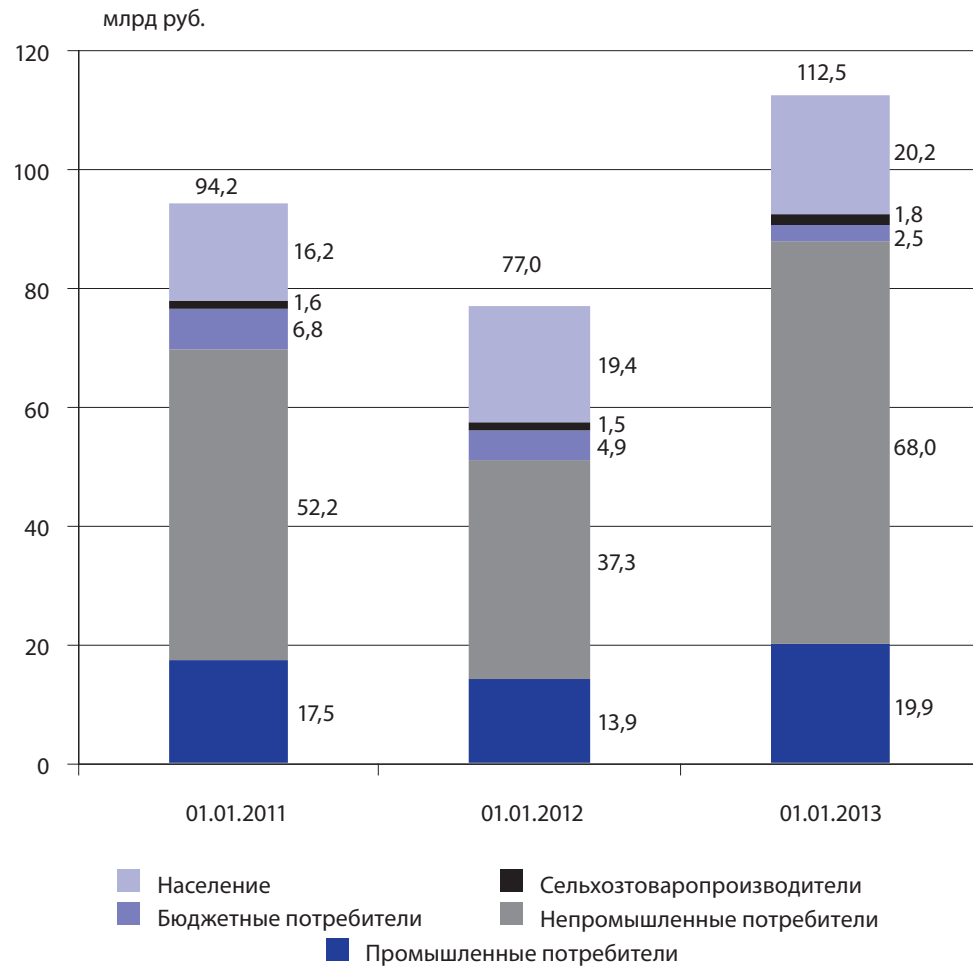


Рис. 1.11 Структура задолженности за электроэнергию на розничном рынке по группам потребителей

В структуре общей задолженности наибольшую долю занимает группа «Непромышленные потребители». На 01.01.2013 долги «Непромышленных потребителей» перед гарантирующими поставщиками составили 68,0 млрд руб. (с НДС), или 60,5% от общей суммы задолженности на розничных рынках. На втором месте — группа «Население» — 20,2 млрд руб. (18,0%). Третье место занимает группа «Промышленные потребители» — 19,9 млрд руб. (17,7%).

В 2012 г. задолженность потребителей электроэнергии на розничном рынке увеличилась в большинстве федеральных округов. Наиболее сильно задолженность потребителей электроэнергии на розничном рынке выросла в Центральном и в Северо-Западном федеральных округах с одинаковым темпом прироста — 81% относительно уровня на 01.01.2012. Структура этой задолженности по федеральным округам представлена на рис. 1.12.

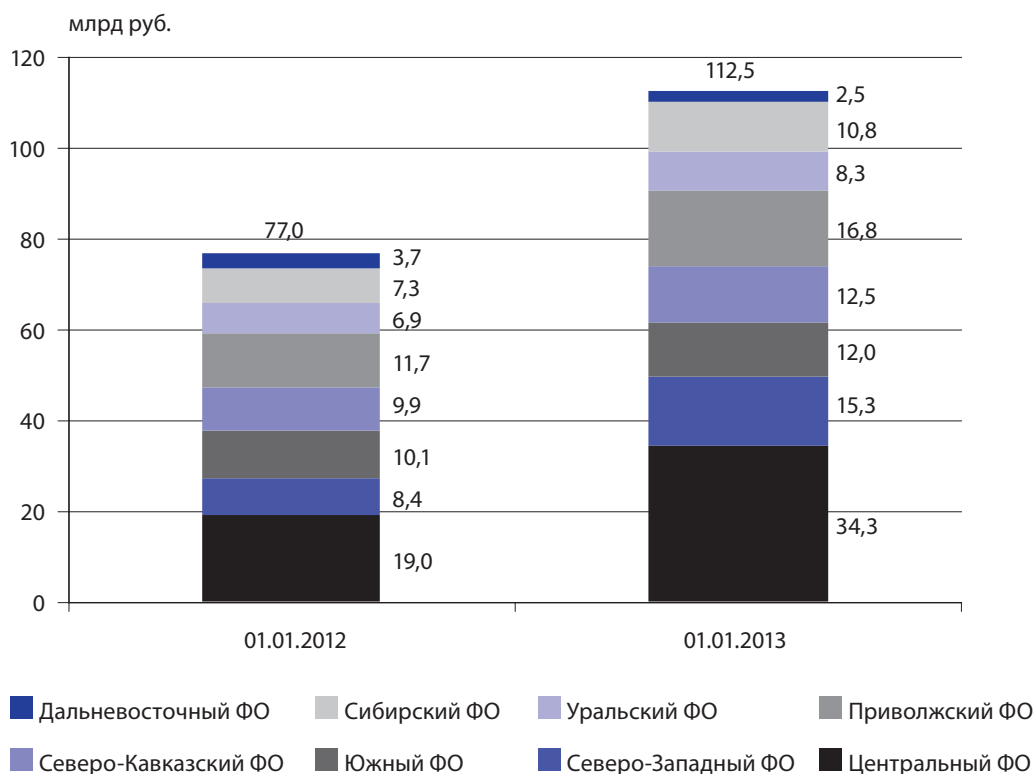


Рис. 1.12 Задолженность перед ГП на розничных рынках по федеральным округам

Прирост задолженности потребителей электроэнергии перед ГП на розничном рынке по федеральным округам представлен на рис. 1.13.

По итогам 2012 г. наибольший абсолютный прирост задолженности потребителей за электроэнергию наблюдался в Центральном федеральном округе (на 15,4 млрд руб.). Задолженность снизилась только в Дальневосточном федеральном округе (на 1,2 млрд руб. или 32,7%).

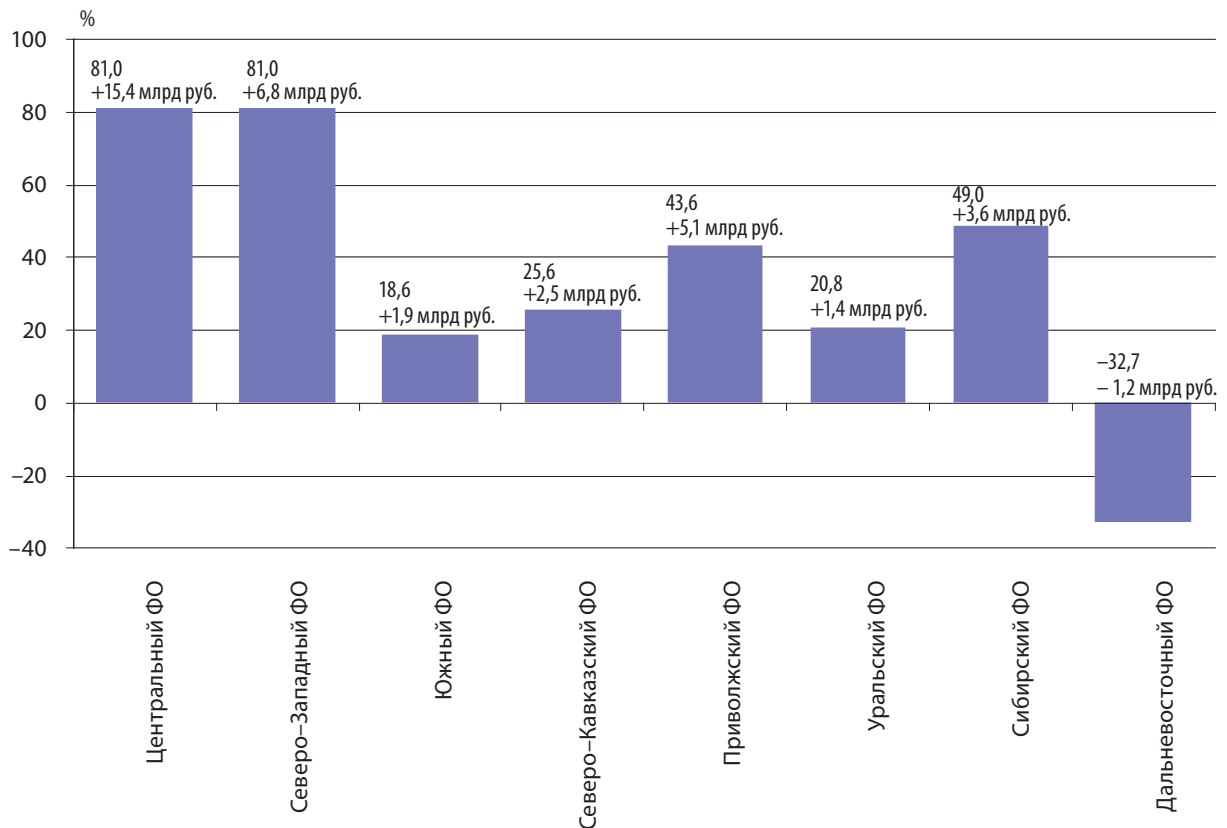


Рис. 1.13 Прирост задолженности потребителей электроэнергии перед ГП по федеральным округам

1.11.2 Динамика задолженности на оптовом рынке электроэнергии (мощности)

Общая задолженность на оптовом рынке электроэнергии (ОРЭ) по состоянию на 01.01.2013 составила 49 012 млн руб. (с НДС) и с 01.01.2012 увеличилась на 19 000 млн руб. или 63,3% (рис. 1.14).

За 2012 г. в ценовой зоне рынка задолженность увеличилась по сравнению с 01.01.2012 на 18 998 млн руб. и составила 47 746 млн руб. (с НДС).

В неценовой зоне задолженность по сравнению с 01.01.2012 увеличилась на 2 млн руб. и составила 1266 млн руб.

Уровень расчетов на ОРЭ за январь — декабрь 2012 г. в целом составил 98,4%, в т. ч. по ценовым зонам — 98,2%, по неценовым зонам — 99,99%.

Основной объем задолженности на ОРЭМ по состоянию на 01.01.2013 — 46,7 млрд руб. (95,2%) приходится на гарантирующих поставщиков, а оставшийся объем — на крупных потребителей — участников ОРЭ и независимые сбытовые компании.

В структуре задолженности покупателей 38,9% или 19,1 млрд руб. составляет задолженность энергосбытовых компаний Северного Кавказа.

Среди ГП Северного Кавказа наиболее крупными должниками являются: ОАО «Дагестанская энергосбытовая компания» (8,0 млрд руб. или около 16,3% всей задолженности на ОРЭ), ОАО «Нурэнерго» (7,2 млрд руб. или около 14,7%), ОАО «Севкавказэнерго» (2,0 млрд руб. или 4,2%), ОАО «Ингушэнерго» (1,3 млрд руб. или 2,5%), ОАО «Каббалкэнерго» (0,3 млрд руб. или 0,7%), ОАО «Карачаево-Черкесскэнерго» (0,3 млрд руб. или 0,5%).

В других регионах РФ наиболее крупными должниками являются следующие энергосбытовые компании: ОАО «Волгоградэнергобыт»* (4,2 млрд руб. или около 8,6% всей задолженности на ОРЭ), ОАО «Колэнергобыт» (3,5 млрд руб. или около 7,2%), ОАО «Омскэнергобыт»* (2,0 млрд руб. или 4,1%), ОАО «Брянскэнергобыт»* (1,9 млрд руб. или 3,8%), ОАО «Пензаэнергобыт»* (1,5 млрд руб. или 3,1%), ОАО «Тулаэнергобыт»* (1,4 млрд руб. или 2,9%), ОАО «Тверьэнергобыт»* (1,3 млрд руб. или 2,7%), ОАО «Курскрегионэнергобыт»* (1,1 млрд руб. или 2,3%), ОАО «Ивэнергобыт»* (1,1 млрд руб. или 2,1%), ОАО «Белгородэнергобыт»* (0,7 млрд руб. или 1,5%), ОАО «ДЭК» (0,7 млрд руб. или 1,4%), ОАО «Орелэнергобыт»* (0,4 млрд руб. или 0,9%), ОАО «Тываэнергобыт» (0,4 млрд руб. или 0,8%), ОАО «Калмэнергобыт» (0,3 млрд руб. или 0,7%), ОАО АК «Якутскэнерго» (0,08 млрд руб. или 0,2%).

Максимальный рост задолженности по состоянию на 01.01.2013 по сравнению с уровнем задолженности на 01.01.2012¹ наблюдался в следующих энергосбытовых компаниях²: ОАО «Пензаэнергобыт»** — в 14,7 раза, ОАО «Брянскэнергобыт»** — в 13,4 раза, ОАО «Тулаэнергобыт»** — в 13,1 раза, ОАО «Ивэнергобыт»** — в 12,4 раза, ОАО «Курскрегионэнергобыт»** — в 10,4 раза, ОАО «Омскэнергобыт»** — в 7,5 раза, ОАО «Тверьэнергобыт»** — в 3,8 раза, ОАО «Орелэнергобыт»** — в 2,6 раза, ОАО «Волгоградэнергобыт»** — в 2,3 раза, а также ОАО «Ингушэнерго» — в 1,5 раза, ОАО «Дагестанская энергосбытовая компания» — в 1,3 раза и ОАО «Севкавказэнерго» — в 1,2 раза.

Структура задолженности покупателей на оптовом рынке электроэнергии по федеральным округам представлена на рис. 1.14.

* В 2012 г. эти энергосбытовые компании входили в Холдинг «Энергострим». По состоянию на 01.01.2013 задолженность данных компаний составила 15,7 млрд руб. или 32,0% от всей задолженности на ОРЭ.

¹ По ОАО «Пензаэнерго», ОАО «Брянскэнерго» темп роста задолженности указан по отношению к 01.02.2012.

² Данные компании относятся к числу организаций, контролируемых ЗАО «ЦФР».

** Рост задолженности энергосбытовых компаний Холдинга «Энергострим» в 2012 году составил 11,3 млрд руб. или 59% от общего увеличения задолженности на ОРЭ.

Справочно: Приказами Минэнерго ОАО «Пензаэнергобыт», ОАО «Брянскэнергобыт», ОАО «Ивэнергобыт», ОАО «Курскрегионэнергобыт», ОАО «Омскэнергобыт» и ОАО «Орелэнергобыт» — лишены статуса ГП с 01.02.2013 г.; ОАО «Колэнергобыт» и ОАО «Тулаэнергобыт» — лишены статуса ГП с 01.03.2013 г.

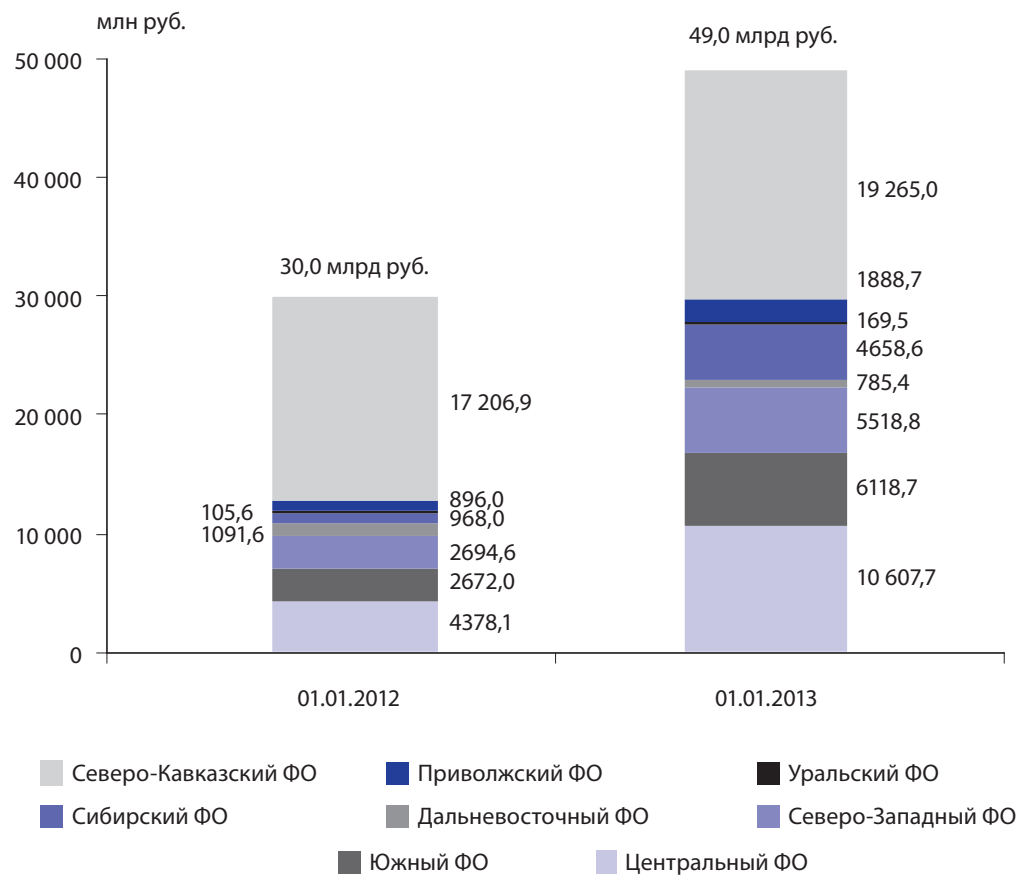


Рис. 1.14 Структура задолженности покупателей на оптовом рынке электроэнергии по федеральным округам

1.11.3 Взаимная задолженность энергосбытовых и электросетевых компаний

Структура взаимной задолженности энергосбытовых компаний перед распределительными сетевыми компаниями приведена в табл. 1.22.

Таблица 1.22 Взаимная задолженность энергосбытовых и распределительных компаний

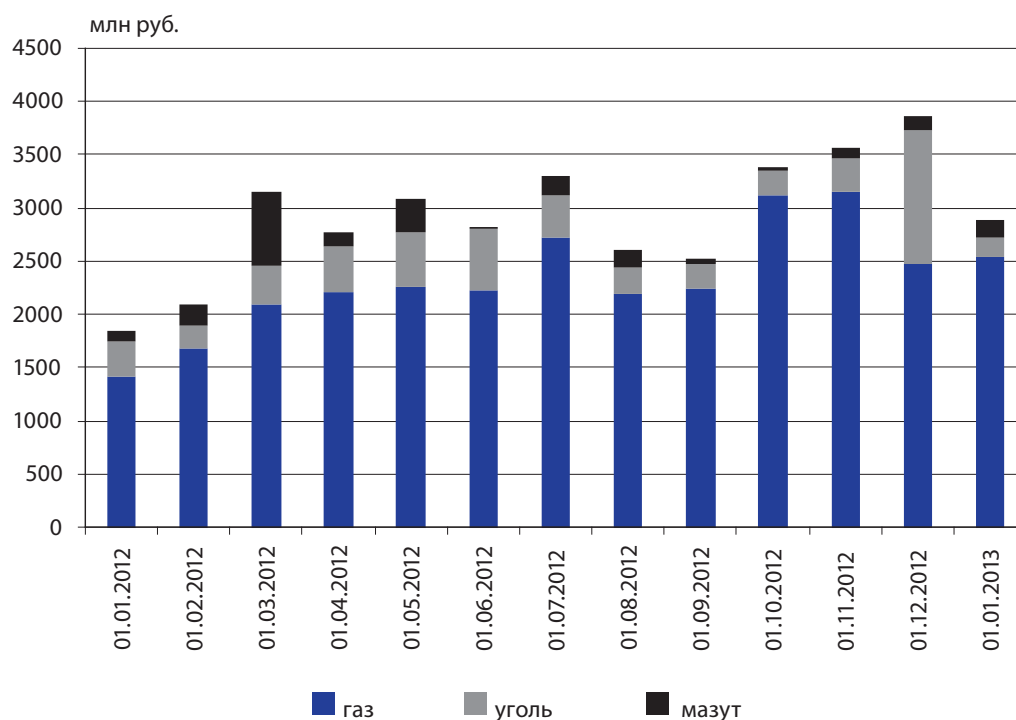
Задолженность	Всего на 31.12.2012, млрд руб.	
	По данным ОАО «Холдинг МРСК»	По данным ЭСК
ЭСК ГП перед региональными сетевыми компаниями за передачу	76,0	57,5
Задолженность РСК перед ЭСК ГП за потери	3,1	39,5

Сальдированная взаимная задолженность энергосбытовых и распределительных сетевых компаний за период январь-декабрь 2012 г. увеличилась на 4,9 млрд руб.

1.11.4 Динамика задолженности за топливо

За период с 01.01.2012 по 01.01.2013 задолженность генерирующих компаний за поставленное топливо увеличилась на 1053,0 млн руб. и по состоянию на 01.01.2013 составила 2889,4 млн руб., в том числе за газ — 2534,1 млн руб., за уголь — 189,3 млн руб., за мазут — 166,0 млн руб.

В течение 2012 г. увеличение задолженности происходило неравномерно (рис. 1.15).

**Рис. 1.15** Динамика задолженности генерирующих компаний за поставленное топливо

В первом полугодии 2012 г. задолженность за поставленное топливо увеличилась в 1,79 раза (с 1836,4 до 3294,6 млн руб.). В 3-м квартале 2012 г. задолженность генерирующих компаний за поставленное топливо увеличилась до 3373,5 млн руб., а в 4-м квартале снизилась до 2889,4 млн руб.

Задолженность генерирующих компаний за поставленный газ в течение 2012 г. увеличилась в 1,79 раза (с 1414,9 до 2534,1 млн руб.). В результате на конец 2012 г. в общем объеме задолженности доля задолженности за газ оказалась основной и составила 87,7%.

За поставленный уголь задолженность генерирующих компаний в первой половине 2012 г. увеличилась в 1,18 раза (с 337,4 до 399,0 млн руб.). Во 2-м полугодии задолженность снизилась на 209,7 млн руб. и на конец года она составила 189,3 млн руб. Доля задолженности за этот вид топлива в общем объеме задолженности является существенной и составила 6,6% на конец 2012 г.

Задолженность генерирующих компаний за поставленный мазут увеличилась в течение 2012 г. в 2,0 раза (с 84,0 до 166,0 млн руб.). Доля задолженности за поставленный мазут в общем объеме задолженности к концу 2012 г. составила 5,7%.

На рис. 1.16 представлена структура задолженности генерирующих компаний за поставленный газ, уголь и мазут на начало, середину и конец 2012 г.



Рис. 1.16 Структура задолженности генерирующих компаний за поставленные газ, уголь и нефтетопливо в 2012 г.

1.12 Инновационное развитие теплоэнергетики

В 2012 г. продолжала активно развиваться теплоэнергетика на природном газе, и были введены новые мощности в основном в соответствии с программой ДПМ. По данным ОАО «СО ЕЭС» вводы мощности с использованием

высокоэффективных экологически чистых парогазовых технологий в 2012 г. составили 3334,2 МВт, в том числе на КЭС 1523,1 МВт (45,7%) и на ТЭЦ 1811,1 МВт (54,3%).

Опережающий ввод теплофикационных ПГУ-ТЭЦ и ГТУ-ТЭЦ по сравнению с конденсационными установками позволяет улучшить экологические показатели и повысить эффективность топливоиспользования за счет когенерации электроэнергии и тепла, а также ускорить технологическое обновление морально и физически устаревших теплоэлектроцентралей, расположенных, как правило, вблизи или в черте городской застройки.

Опережающее обновление ТЭЦ на базе теплофикационных ПГУ-ТЭЦ и ГТУ-ТЭЦ прогнозируется и в последующие годы, за исключением 2016—2018 гг., когда вводы ПГУ становятся минимальными (табл. 1.23).

Таблица 1.23 Фактические и ожидаемые вводы ПГУ и ГТУ до 2020 г., МВт*

Вводы	до 2010	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Вводы ПГУ и ГТУ												
всего	5636,6	1676,7	4368,9	3334,2	5143,1	3714,7	2088,2	427,2	304,4	100,2	5634,2	6131,1
Перешло с 2012 г.**)					3326,4**							
ПГУ КЭС	—	686,3	1903,0	1523,1	3302,5	1577,2	1705,2	427,2	7,2	7,2	973,0	2096,0
ПГУ-ТЭЦ и ГТУ-ТЭЦ	—	990,4	2465,9	1811,1	5167,0	2137,5	383,0	0,0	297,2	93,0	4661,2	4035,1

* По данным ОАО «СО ЕЭС» и Схемы и программы развития ЕЭС России на 2012—2018 гг.

** Перечень объектов, являющихся предметом ДПМ, ввод которых был запланирован на 2012 г., приведен в табл. 1.24.

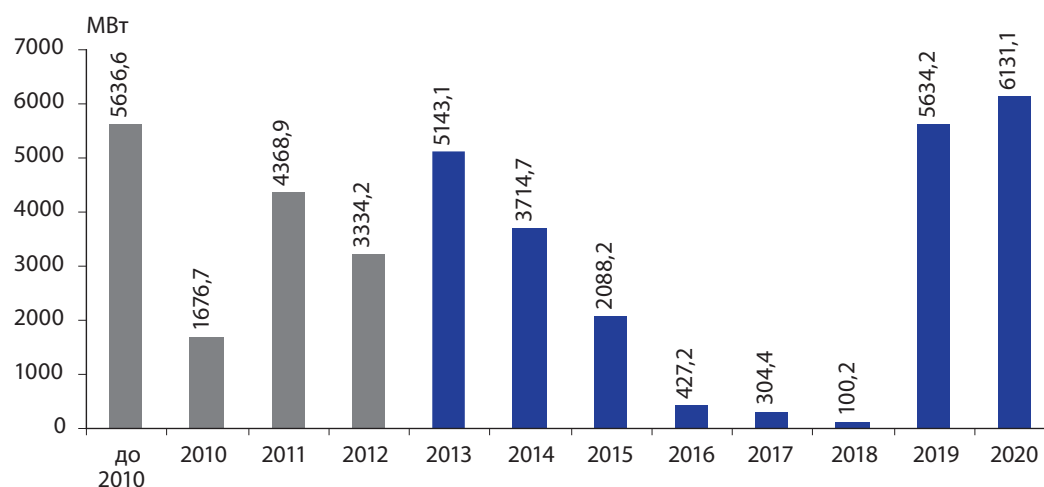
Как следует из табл. 1.23 и рис. 1.17, активные вводы ПГУ предполагаются в 2013—2015 гг. В этот период ожидаемые среднегодовые вводы ПГУ составят 4757 МВт. В 2016—2018 гг. среднегодовые вводы ПГУ уменьшатся до 277 МВт в связи с завершением программы ДПМ.

В 2019—2020 гг. вводы ПГУ должны существенно вырасти в соответствии с Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2030 г. для обеспечения баланса покрытия нагрузок, выполнения программы модернизации электроэнергетики с учетом ожидания окупаемости затрат на базе разрабатываемых механизмов, аналогичных ДПМ.

Таблица 1.24 Объекты ДПМ, сроки ввода которых перешли с 2012 г. на 2013 г.

	Генерирующая компания	Электростанция	Агрегат	Мощность, МВт
1	ТГК-2	Вологодская ТЭЦ-4	4 ПГУ-110 (Т)	110,0
2	Мосэнерго (ТГК-3)	ТЭЦ-9 Мосэнерго	6 ГТ ТЭЦ	61,5
3	ОАО «Квадра» (ТГК-4)	ГРЭС Новомосковская	8 ПГУ-190 (Т)	190,0
4	ЗАО «КЭС»	Новокуйбышевская ТЭЦ-1	13 ГТУ-80 (Т) 14 ГТУ-80 (Т) 15 ГТУ-80 (Т)	80,0 80,0 80,0
5	ОАО «ЛУКОЙЛ»	Центральная котельная (г. Астрахань)	1 ПГУ (Т) 2 ПГУ (Т)	117,5 117,5
6	ЗАО «КЭС»	Пермская ТЭЦ-9	12 ГТ ТЭЦ	165,0
7	Фортум (ТГК-10)	Няганская ТЭС Няганская ТЭС	1 ПГУ КЭС 2 ПГУ КЭС	418,9 418,9
8	ОГК-3	Южно-Уральская ГРЭС-2	1 ПГУ-400	400,0
9	ТГК-11	Омская ТЭЦ-3	14 ПГУ-90 (Т)	90,0
			ИТОГО	2329,3

Источник данных: сайт ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

**Рис. 1.17** Фактические и ожидаемые вводы ПГУ до 2020 г.

На конец 2012 г. суммарная мощность установок, использующих прогрессивные парогазовые и газотурбинные технологии, составит 16 757,2 МВт или 15,2% от общей мощности газомазутных ТЭС и дополнительной мощности оборудования угольных ТЭС, спроектированного для работы только на газе (табл. 1.25).

К 2020 г. установленная мощность ПГУ и доля прогрессивного оборудования в этом секторе ТЭС может возрасти до 43 362 МВт (33,4%) или одной трети. Вместе с тем, потенциал обновления устаревших паросиловых ТЭС на природном газе остается высоким и после 2020 г.

Таблица 1.25 Установленная мощность ПГУ и доля прогрессивных парогазовых и газотурбинных технологий в суммарной установленной мощности газомазутных ТЭС и газовых очередей угольных ТЭС

Показатель	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Установленная мощность ПГУ и ГТУ нарастающим итогом, МВт	8871	13 127	16 757	25 044	28 752	30 448	30 868	31 165	31 210	37 249	43 362
Установленная мощность газомазутных ТЭС и газовых очередей угольных ТЭС нарастающим итогом, МВт	105 330	107 000	110 116	118 312	122 036	122 344	121 655	121 150	120 797	125 499	129 929
Доля ПГУ и ГТУ в установленной мощности газомазутных ТЭС и газовых очередей угольных ТЭС, %	8,4	12,3	15,2	21,2	23,6	24,9	25,4	25,7	25,8	29,7	33,4

В результате реализации программы ДПМ в последние годы парк ТЭС ряда генерирующих компаний (ОАО «ЭОН Россия» (ОГК-4), КЭС-Холдинг, ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ООО «Газпром Энергохолдинг» и др.) пополнился современными ПГУ на базе газовых турбин ведущих зарубежных фирм с высокими показателями топливоиспользования (табл. 1.26).

В результате роста вводов и освоения такого оборудования повысился технический уровень российской теплоэнергетики на природном газе. Этот рост может продолжиться и в последующий период, если будут пролонгированы условия программы ДПМ или аналогичные механизмы компенсации затрат инвесторов.

В то же время анализ структуры вводов новых парогазовых технологий по производителям показывает негативную динамику развития ПГУ на базе отечественных газовых турбин. Доля ПГУ на базе ГТЭ-160 ОАО «Силловые машины» упадет в установленной мощности ПГУ с 50,8% в 2010 г. до 20,8% в 2016 г. (табл. 1.27), а во вводах мощности ПГУ с 13,2% в 2011 г. до 9,3% в 2014 г. (табл. 1.28). Модернизация ГТД-110 ОАО «Сатурн» позволит в ближайшей перспективе улучшить его положение на рынке, однако в настоящее время

картина с вводами ПГУ на базе ГТД-110 остается неясной. Причины такой ситуации — недостаточно высокий технический уровень отечественных ГТУ.

Таблица 1.26 Объемы поставки и технический уровень некоторых ПГУ зарубежных фирм в российской электроэнергетике по состоянию на конец 2012 г.

Фирма-изготовитель	ПГУ-420—400 МВт, КПД= 57%		ПГУ-110—220 МВт, КПД=54—55%	
	Суммарная мощность, МВт	Тип ГТУ	Суммарная мощность, МВт	Тип ГТУ
General Electric	2000	PG9351FA	790	MS6001FA (6FA), LM6000 PD
Siemens	2400	SGT-PAC 4000F	124	—
Alstom	420	GT-26	—	—
Ansaldo Energia	800	V64.3A	360	—
Mitsubishi Heavy Industries	410	M701F4	—	—

Спрос отечественных генерирующих компаний на газовые турбины удовлетворяется все возрастающим участием зарубежных фирм. Суммарная доля во вводах ПГУ только двух из них — General Electric и Siemens — в 2016 г. приблизится к 68%. В 2011 г. доля участия этих компаний во вводах составила 31,1 и 21,9% соответственно (табл. 1.28).

Таблица 1.27 Доля участия производителей оборудования в установленной мощности ПГУ, %

Фирма-изготовитель	до 2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
General Electric	8,3	20,2	23,8	22,4	25	23,6	24,2
ОАО «Силловые машины»	50,8	31,2	30,1	28	24,4	21,8	20,8
НПО «Сатурн»	7	3,4	4,4	3,7	3	3,5	3,3
Siemens	5,8	14,2	13,1	19	19,4	23,2	23,6
Alstom	0	3,3	2,4	2,1	3,3	3	4,2
Ansaldo Energia	5,8	6,1	8	8,2	8,5	7,6	7,2
Mitsubishi Heavy Industries	0	3,2	2,4	2	1,6	1,4	1,4
Холдинг «ГТ-ТЭЦ Энерго»	0	1,5	1,6	1,1	1,1	0,8	0,7
Другие фирмы	22,3	18,4	15,8	14,6	14,8	15,9	15,3

Таблица 1.28 Доля участия отечественных и иностранных фирм во вводах ПГУ, %

Фирма-изготовитель	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
General Electric	31,1	34,8	14,6	35,8	12,3	35,7
ОАО «Силовые машины»	13,2	27,5	16,4	9,3	0	0
НПО «Сатурн»	0	7,5	0	0	7,4	0
Siemens	21,9	9,7	50,2	21,5	53	31,8
Alstom	6,3	0	0	8,7	0	32,6
Ansaldo Energia	6,4	13,6	9,1	9,8	0	0
Mitsubishi Heavy Industries	6,1	0	0	0	0	0
Холдинг «ГТ-ТЭЦ Энерго»	3	0,4	0	0	0	0
Другие фирмы	12	6,5	9,7	14,9	27,4	0

Учитывая актуальность проблемы обеспечения отечественной теплоэнергетики современными газовыми турбинами средней мощности и в целях локализации их производства в России, в сентябре 2011 г. ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ОАО «УК ОДК» и фирма General Electric под патронажем Правительства Российской Федерации заключили соглашение о создании в России совместного предприятия (СП) по сборке газовых турбин типа MS6001FA (6FA), начиная с 2015 г.

Единичная мощность и технический уровень газовых турбин 6FA обеспечивают создание на их базе высокоэффективных преимущественно теплофикационных энергоблоков ПГУ средней мощности 110—115 МВт в двухвальном (моноблоки) и 220—230 МВт в трехвальном (дубль-блоки) исполнении для установки на новых и реконструкции действующих ТЭЦ с замещением и выводом из эксплуатации устаревшего низкоэкономичного оборудования.

На этой технологической основе должен быть повышен технический уровень ТЭЦ на природном газе, степень когенерации электрической и тепловой энергии, сбалансированность регионов по электроэнергии и мощности.

Благодаря увеличению термического КПД (брутто) при работе в конденсационном цикле до 54%, росту удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении до 1500—1600 кВт·ч/Гкал при полной загрузке по электрической и тепловой мощности эффективность топливоиспользования на таких энергоблоках ПГУ может достичь в среднем за год 205—210 г/кВт·ч, а эмиссия NO_x — 18 ppm.

В отличие от теплоэнергетики на природном газе, в угольной теплоэнергетике в 2012 г., как и в предыдущие годы, можно констатировать инновационный застой. Между тем, ее развитие и обновление на инновационной основе для Европейской части России и Урала, а также для Сибирского и Дальневосточного ФО жизненно необходимы.

Из 124 угольных электростанций суммарной мощностью 53,6 ГВт в Сибирском ФО находятся 48 ТЭС (почти 40%) суммарной мощностью 21,4 ГВт. При этом в Европейской части России и на Урале большинство угольных ТЭС в настоящее время неэффективно использует газ с его долей в балансе ряда из этих станций, составляющей почти 100%.

В период до 2020 г. на ряде ГРЭС срок службы угольных энергоблоков 300 и 200 МВт достигнет 57—60 лет. Из трех освоенных и осваиваемых в мире прогрессивных технологий использования твердого топлива в энергетике (энергоблоки на суперсверхкритические параметры пара (ССКП), котлы с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС), внутрицикловая газификация угля с использованием синтезгаза в парогазовом цикле (ПГУ ВЦГ)) в России нет ни одной даже демонстрационной установки. Только в текущем году ООО «Газпром Энергохолдинг» предполагает ввести в эксплуатацию новый энергоблок СКД ЦКС 330 МВт, ст. № 9 на Новочеркасской ГРЭС ОАО «ОГК-2».

В настоящее время ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» предпринимает меры по разработке и реализации проекта модернизации устаревших угольных энергоблоков СКД 300 МВт Каширской ГРЭС с переводом их на близкие к ССКП пара. С участием инофирм Общество разрабатывает проект энергоблока 660 МВт для Демидовской ГРЭС (УГМК Холдинг) на Урале с предполагаемым сроком ввода в эксплуатацию в 2017—2018 гг.

Необходимо, чтобы Минэнерго России совместно с генерирующими компаниями более жестко проводило инновационную техническую политику в этой области, используя все возможности государственно-частного партнерства, технологических платформ, вновь создаваемых кластеров, НИИ и проектных организаций. В первую очередь это касается создания пилотных (демонстрационных) энергоблоков на базе новых современных технологий.

Вместе с тем, их реализации неизбежно препятствует неспособность существующих механизмов долгосрочного рынка мощности (ДРМ) обеспечить окупаемость проектов, использующих новые технологии. Поэтому важнейшей задачей государства и отрасли в 2013 г. являются разработка и ввод в действие системы регулирования ДРМ, нацеленной на широкую поддержку новых технологий, создание пилотных проектов и их широкое внедрение.

2 Подготовка и прохождение энергетическими компаниями осенне-зимнего периода 2012—2013 гг.

2.1 Основные организационные мероприятия к прохождению осенне-зимнего периода

При подготовке к прохождению осенне-зимнего периода (ОЗП) предприятия электроэнергетики провели следующие основные работы:

- выпущен приказ Минэнерго России от 18.05.2012 № 265 «О первоочередных мероприятиях по подготовке субъектов электроэнергетики к прохождению осенне-зимнего периода 2012—2013 годов». Организован контроль исполнения мероприятий;
- организована работа по мониторингу подготовки и прохождения субъектами электроэнергетики осенне-зимнего периода 2012—2013 гг. (приказ Минэнерго России от 29.09.2011 № 437);
- проверена готовность 72 субъектов электроэнергетики к работе в осенне-зимний период 2012—2013 гг. По итогам работы комиссий Минэнерго России выданы паспорта готовности без замечаний 63 субъектам электроэнергетики. 5 субъектам электроэнергетики выданы паспорта готовности по специальному решению комиссии и 4 субъекта электроэнергетики получили паспорта готовности с особым мнением членов комиссии;
- утвержден перечень регионов с высокими рисками нарушения электроснабжения и перечень мероприятий по снижению рисков нарушения электроснабжения в этих регионах в осенне-зимний период 2012—2013 гг. (приказ Минэнерго России от 03.09.2012 № 415);
- были утверждены нормативы запасов топлива по месяцам и ежесуточный мониторинг динамики запасов топлива на предприятиях электроэнергетики;
- проведено Всероссийское совещание по ходу подготовки субъектов электроэнергетики к осенне-зимнему периоду 2012—2013 гг.

2.2 Запасы топлива на ТЭС

Одним из ключевых условий устойчивого энергоснабжения потребителей в осенне-зимний период является наличие запасов топлива на складах электростанций в объемах, предусмотренных нормативами.

При подготовке к ОЗП 2012—2013 гг. все энергокомпании отрасли выполнили нормативы по запасам топлива с превышением, кроме Экспериментальной ТЭС, на которой запасы угля к началу ОЗП составили 1,33 тыс. т, или 8,74% от норматива. На рис. 2.1 представлена динамика накопления запасов угля и мазута в отрасли в период апрель — сентябрь 2012 г.

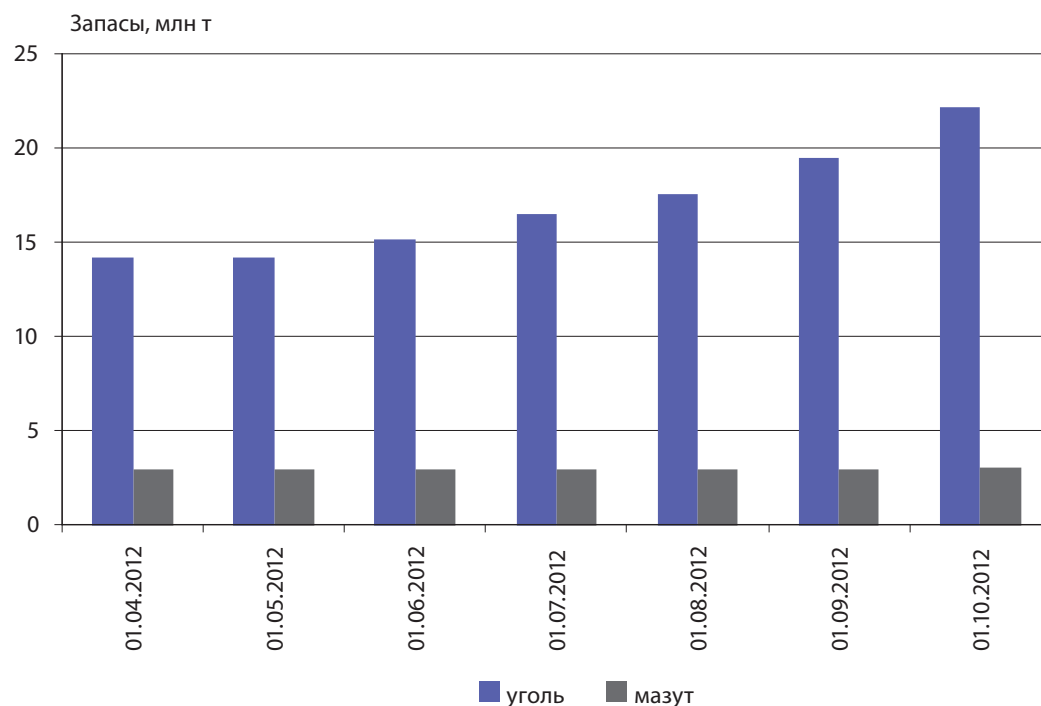


Рис. 2.1 Динамика накопления запасов угля и мазута в отрасли в период апрель — сентябрь 2012 г.

На начало ОЗП 2012—2013 гг. (на 01.10.2012) на ТЭС, для которых Минэнерго России осуществляет нормирование запасов топлива, запасы угля составили 20,87 млн т (164,34% от норматива), запасы мазута — 2,85 млн т (119,13% от норматива). Фактические запасы угля на 01.10.2012 были больше фактических запасов угля на 01.10.2011 на 0,68 млн т, запасы мазута — на 0,014 млн т меньше.

В период прохождения ОЗП 2012—2013 гг. практически все генерирующие компании выполняли нормативы по запасам угля и мазута. Повышенные запасы топлива способствовали надежному прохождению ОЗП 2012—2013 гг.

На 01.03.2013 запасы угля составили 13,86 млн т (195,4% от норматива) и были больше запасов на 01.03.2012 на 0,015 млн т, запасы мазута — 2,87 млн т (184,98% от норматива) и больше запасов на 01.03.2012 на 0,186 млн т.

2.3 Исполнение ремонтных программ¹

2.3.1 Ремонт основного генерирующего оборудования электростанций и предприятий тепловых сетей

В годовом плане ремонтов основного оборудования электрических станций и объектов электрических сетей на 2012 г. предусмотрено проведение капитальных и средних ремонтов в следующих объемах:

- турбоагрегаты — 63 436,2 МВт (464 шт.);
- котлоагрегаты — 176 159,0 т/ч (508 шт.);
- ЛЭП 110—750 кВ — 97 961,6 км;
- трансформаторы (автотрансформаторы) напряжением 110 кВ и выше — 69 199 МВА (72 шт.);
- устройства компенсации реактивной мощности — 5900 МВар (1 шт.);
- магистральные тепловые сети — 576,1 км (180 шт.).

По итогам 2012 г. субъекты электроэнергетики выполнили капитальные и средние ремонты в следующих объемах:

- турбоагрегаты — 59 567,5 МВт (417 шт.), выполнение плана — 93,9%;
- котлоагрегаты — 167 201 т/ч (313 шт.), выполнение плана — 94,9%;
- ЛЭП 110—750 кВ — 97 650,162 км, выполнение плана — 99,7%;
- трансформаторы (автотрансформаторы) напряжением 110 кВ и выше — 67 042 МВА (63 шт.), выполнение плана — 96,9%;
- устройства компенсации реактивной мощности — 5900 МВар (1 шт.), выполнение плана — 100%;
- магистральные тепловые сети — 587,861 км (168 шт.), выполнение плана — 102,0%.

Сведения об отклонениях от годового плана капитальных и средних ремонтов генерирующими компаниями за 2012 г. приведены в табл. 2.1.

¹ Раздел подготовлен по материалам ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС».

Таблица 2.1 Генерирующие компании, не выполнившие запланированные объемы капитальных и средних ремонтов

Генерирующая компания	Объект электроэнергетики	План года		Факт		Отклонение		% выполнения плана	
		Турбины (гидротурбины)							
		шт.	МВт	шт.	МВт	шт.	МВт	шт.	МВт
ОАО «РусГидро»	Баксанская ГЭС	1	8,4	0	0	-1	-8,4	0	0
	Жигулевская ГЭС	4	465	3	350	-1	-115	75	75,27
	Колымская ГЭС	1	180	0	0	-1	-180	0	0
	Майнская ГЭС	3	321	2	214	-1	-107	66,67	66,67
	Саяно-Шушенская ГЭС	1	640	0	0	-1	-640	0	0
ОАО «Енисейская ТГК» (ТГК-13)	Красноярская ТЭЦ-1	1	87	0	0	-1	-87	0	0
ОАО «ТГК-1»	Волховская ГЭС	2	21	0	0	-2	-21	0	0
	Дубровская ТЭЦ	1	50	0	0	-1	-50	0	0
	Кондопожская ГЭС	1	4,2	0	0	-1	-4,2	0	0
	Маткожненская ГЭС	1	21	0	0	-1	-21	0	0
	Палокоргская ГЭС	1	10	0	0	-1	-10	0	0
	Первомайская ТЭЦ	3	180	0	0	-3	-180	0	0
	Южная ТЭЦ	1	250	0	0	-1	-250	0	0
	Янискоски ГЭС	1	15,1	0	0	-1	-15,1	0	0
ОАО «ОГК-1»	Верхнетагильская ГРЭС	2	293	1	88	-1	-205	50	30,03
ООО «БГК»	Стерлитамакская ТЭЦ	1	60	0	0	-1	-60	0	0
	Уфимская ТЭЦ-3	1	30	0	0	-1	-30	0	0
	Уфимская ТЭЦ-4	1	45	0	0	-1	-45	0	0
	Юмагузинская ГЭС	1	15	0	0	-1	-15	0	0
ОАО «ТГК-6»	Игумновская ТЭЦ	1	25	0	0	-1	-25	0	0
ОАО «Южно-Кузбасская ГРЭС»	Южно-Кузбасская ГРЭС	2	141	1	88	-1	-53	50	62,41
ОАО «ИНТЕР РАО — Электрогенерация»	Сочинская ТЭС	3	84	2	56	-1	-28	66,67	66,67
ЗАО «Саровская генерирующая компания»		2	8	1	4	-1	-4	50	50
ООО «Шахтинская ГТЭС»	Шахтинская ГТЭС	1	25	0	0	-1	-25	0	0
ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго»	Новочеркасская ГТ-ТЭЦ	2	18	0	0	-2	-18	0	0
	Элистинская ГТ-ТЭЦ	2	18	0	0	-2	-18	0	0

2 Подготовка и прохождение энергетическими компаниями осенне-зимнего периода 2012—2013 гг.

Генерирующая компания	Объект электроэнергетики	План года		Факт		Отклонение		% выполнения плана	
		шт.	т/ч	шт.	т/ч	шт.	т/ч	шт.	т/ч
ОАО «ОГК-2»	Красноярская ГРЭС-2	2	310	1	150	-1	-160	50	48,39
	Серовская ГРЭС	3	238	1	88	-2	-150	50	63,77
	Сургутская ГРЭС-1	3	600	2	390	-1	-210	66,67	65
ОАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-20	6	335	5	305	-1	-30	83,33	91,04
	ТЭЦ-21	1	150	0	0	-1	-150	0	0
ОАО «Энел ОГК-5»	Невинномысская ГРЭС	3	560	1	150	-2	-410	33,33	26,79
	Рефтинская ГРЭС	1	300	0	0	-1	-300	0	0
ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»	Майкопская ГЭС	1	2	0	0	-1	-2	0	0
ОАО «ТГК-14»	Читинская ТЭЦ-2	1	6	0	0	-1	-6	0	0
ОАО «Курганская ГК»	Курганская ТЭЦ	1	100	0	0	-1	-100	0	0
ОАО «МОЭК»	ГТУ-ТЭЦ «Переделкино»	1	6	0	0	-1	-6	0	0
	ГТЭС «Строгино»	3	130	0	0	-3	-130	0	0
		Энергетические котлы							
		шт.	т/ч	шт.	т/ч	шт.	т/ч	шт.	т/ч
ОАО «ППГХО»	ТЭЦ ОАО «ППГХО»	3	740	1	210	-2	-530	33,33	28,38
ОАО «ТГК-16»	Нижнекамская ТЭЦ-1	3	1320	2	900	-1	-420	66,67	68,18
ОАО «ИНТЕР РАО — Электрогенерация»	Калининградская ТЭЦ-2	2	600	0	0	-2	-600	0	0
ООО «БГК»	Кумертауская ТЭЦ	1	220	0	0	-1	-220	0	0
ОАО «ОГК-1»	Верхнетагильская ГРЭС	4	1100	2	460	-2	-640	50	41,82
ОАО «Кузбассэнерго»	Барнаульская ТЭЦ-2	1	170	0	0	-1	-170	0	0
ОАО «ТГК-1»	Выборгская ТЭЦ	2	520	0	0	-2	-520	0	0
	Дубровская ТЭЦ	1	210	0	0	-1	-210	0	0
	Первомайская ТЭЦ	2	228	0	0	-2	-228	0	0
	Южная ТЭЦ	1	1000	0	0	-1	-1000	0	0
ОАО «ДГК»	Владивостокская ТЭЦ-2	4	840	2	420	-2	-420	50	50
ОАО «ОГК-2»	Красноярская ГРЭС-2	4	1080	2	540	-2	-540	50	50
	Серовская ГРЭС	3	690	2	460	-1	-230	66,67	66,67
	Сургутская ГРЭС-1	3	2010	2	1340	-1	-670	66,67	66,67
ОАО «Энел ОГК-5»	Невинномысская ГРЭС	2	920	1	500	-1	-420	50	54,35
	Рефтинская ГРЭС	2	950	0	0	-2	-950	0	0
ОАО «ТГК-14»	Читинская ТЭЦ-1	2	440	0	0	-2	-440	0	0

2.3 Исполнение ремонтных программ

Генерирующая компания	Объект электроэнергетики	План года		Факт		Отклонение		% выполнения плана	
		шт.	МВА	шт.	МВА	шт.	МВА	шт.	МВА
ОАО «Иркутскэнерго»	Иркутская ТЭЦ-1	2	355	1	230	-1	-125	50	64,79
	Иркутская ТЭЦ-7 (ТЭЦ-6 ТИИТС)	1	75	0	0	-1	-75	0	0
ОАО «Курганская ГК»	Курганская ТЭЦ	1	420	0	0	-1	-420	0	0
ОАО «МОЭК»	ГТЭС «Строгино»	2	130	0	0	-2	-130	0	0
		Трансформаторы электростанций							
		шт.	МВА	шт.	МВА	шт.	МВА	шт.	МВА
ОАО «ТГК-1»	Апатитская ТЭЦ	1	60	0	0	-1	-60	0	0
ОАО «ОГК-2»	Сургутская ГРЭС-1	2	500	1	250	-1	-250	50	50
ОАО «Мосэнерго»	ГЭС-1 им. П. Г. Смидовича	1	63	0	0	-1	-63	0	0
ОАО «Энел ОГК-5»	Рефтинская ГРЭС	1	400	0	0	-1	-400	0	0
ОАО «ТГК-9»	Сосногорская ТЭЦ	1	63	0	0	-1	-63	0	0
ОАО «МОЭК»	ГТЭС «Строгино»	1	220	0	0	-1	-220	0	0
ОАО «Концерн Росэнергоатом»	Ленинградская АЭС	6	2165	3	1139	-3	-1026	50	52,61
		Тепловые магистральные сети							
		шт.	км	шт.	км	шт.	км	шт.	км
ОАО «Квадра»	Данковская ТЭЦ	0	2,33	0	2,314	0	-0,016		99,31
	Липецкие ТС	0	8,78	0	8,609	0	-0,171		98,05
	Орловские ТС	0	4,395	0	4,129	0	-0,266		93,95
	ПП «Смоленсктеплосеть»	0	4,637	0	3,662	0	-0,975		78,97
	Северные ТС Квадра	0	28,64	0	21,139	0	-7,505		73,8
ОАО «ТГК-2»	Архангельские городские ТС	0	8,842	0	8,629	0	-0,213		97,59
ОАО «СХК»	ТЭЦ ОАО «СХК»	1	1,37	0	0	-1	-1,37	0	0
ООО «БашРТС»		66	45,54	66	25,964	0	-19,577	100	57,01
ОАО «ТГК-6»	Нижегородская ГРЭС	0	5,067	0	5,056	0	-0,011		99,78
ОАО «Кузбассэнерго»	Тепловые сети (п. Инской)	0	2,756	0	2,044	0	-0,712		74,17

Данные о выполнении годовых планов капитальных и средних ремонтов за 2009—2012 гг. приведены в табл. 2.2. Следует отметить относительно устойчивые средние показатели выполнения годовых планов ремонтов по указанным типам оборудования и ЛЭП.

Таблица 2.2 Выполнение годовых планов капитальных и средних ремонтов в 2009—2012 гг., %

Тип оборудования	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Турбоагрегаты	93,9	94,6	90,0	93,9
Котлоагрегаты	91,6	93,9	94,9	94,9
ЛЭП (110 —750 кВ)	100	100,3	99,7	99,7
Трансформаторы	98,6	97,0	95,9	96,9

По итогам 12 мес. 2012 г. выявлено 87 отклонений в выполнении ремонтов от сроков, утвержденных в годовых планах капитальных и средних ремонтов генерирующих компаний (табл. 2.3).

Таблица 2.3 Отклонения в выполнении капитальных и средних ремонтов по основным видам оборудования генерирующих компаний

Оборудование	Отклонение, количество	Отклонение, ед. измерения	% от годового плана
Турбоагрегаты (гидроагрегаты)	47 шт.	3868,7 МВт	6,1
Энергетические котлы	31 шт.	8958 т/ч	5,1
Трансформаторы (автотрансформаторы) напряжением 110кВ и выше	9 шт.	2082, МВА	14,1

Информация о компаниях, имеющих наибольшие объемы невыполнения годового плана капитальных и средних ремонтов основного оборудования электростанций, приведена в табл. 2.4.

Таблица 2.4 Энергокомпании, имеющие наибольшие объемы невыполнения годового плана капитальных и средних ремонтов основного оборудования электростанций в 2012 г.

Компания	Оборудование	План ремонтов	Невыполнение плана, %
ОАО «ОГК-1»	Турбоагрегаты	2380,5 МВт	8,6
	Котлоагрегаты	8265 т/ч	7,7
ОАО «ОГК-2»	Турбоагрегаты	4974 МВт	10,5
	Котлоагрегаты	17 800 т/ч	8,1
ОАО «РусГидро»	Гидроагрегаты	5793,7 МВт	18,1
ОАО «Энел ОГК-5»	Турбоагрегаты	3235 МВт	21,9
	Котлоагрегаты	10 180 т/ч	13,5
ОАО «ТГК-1»	Турбоагрегаты	1179,3 МВт	46,7
	Котлоагрегаты	3518 т/ч	55,7
ОАО «Енисейская ТГК» (ТГК-13)	Турбоагрегаты	824 МВт	10,6
ООО «Башкирская генерирующая компания»	Турбоагрегаты	1488,2 МВт	10,1
	Котлоагрегаты	6320 т/ч	3,5
ОАО «Московская объединенная энергетическая компания»	Турбоагрегаты	148 МВт	91,9
	Котлоагрегаты	130 т/ч	100
ОАО «Концерн Росэнергоатом»	Трансформаторы	4572 МВА	22,4

Наиболее существенно влияют на ухудшение технического состояния и возможное увеличение аварийности в работе оборудования генерирующих компаний следующие факторы:

- 1) исключение ремонтов из годового плана ремонтов;
- 2) сокращение продолжительности ремонтов;
- 3) вывод оборудования в неплановый ремонт в отчетном году.

Каждый из вышеназванных факторов ниже рассмотрим более подробно.

1. Исключение ремонтов из годового плана ремонтов

По итогам 2012 г. из плана капитальных и средних ремонтов оборудования исключено (заменено на другой вид ремонта):

- 40 турбоагрегатов (гидроагрегатов) суммарной мощностью 2884,7 МВт (4,7% от плана 2012 г.);
- 22 котлоагрегата суммарной мощностью 5973 т/ч (3,4% от плана 2012 г.);
- 5 трансформаторов суммарной мощностью 1149 МВА (1,7% от плана 2012 г.).

В табл. 2.5 перечислены энергокомпании, которые имеют наибольшее число исключений/изменений вида ремонтов оборудования в 2012 г.

Таблица 2.5 Энергокомпании, имеющие наибольшее число исключений/изменений вида ремонтов оборудования в 2012 г.

Энергокомпания	Турбоагрегаты			Котлоагрегаты		
	количество	мощность, МВт	отклонение от плана 2012 г., %	количество	паропроизводительность, т/ч	отклонение от плана 2012 г., %
ОАО «ОГК-1»	1	205	8,6	2	640 (суммарная)	7,7
ОАО «ОГК-2»	2	150 (суммарная)	3	1	230	1,3
ОАО «Энел ОГК-5»	2	410 (суммарная)	12,7	1	420	4,1
ОАО «РусГидро»	3	763,4 (суммарная)	0,1			
ОАО «ТГК-1»	10	530,3 (суммарная)	44,9	6	1958 (суммарная)	55,6
ОАО «Мосэнерго»	2	180 (суммарная)	5,2			
ОАО «Московская объединенная энергетическая компания»	3	130 (суммарная)	87,8	2	130 (суммарная)	100
ОАО «Курганская генерирующая компания»	1	100	100	1	420	100
ОАО «Дальневосточная генерирующая компания»				2	420 (суммарная)	8,3
ООО «Башкирская генерирующая компания»	4	150 (суммарная)	10,1	1	220	3,5
ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»	1	28	4,1	2	600 (суммарная)	50

Данные о капитальных и средних ремонтах оборудования, исключенных из календарных планов ремонта на 2009—2012 гг. приведены в табл. 2.6.

Таблица 2.6 Капитальные и средние ремонты оборудования, исключенные из календарных планов ремонта на 2009—2012 гг.

Тип оборудования	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Турбоагрегаты, шт.	63	22	17	40
Котлоагрегаты, шт.	45	13	9	22
Трансформаторы, шт.	3	2	8	5

С 2009 по 2011 гг. число исключенных ремонтов снижалось, а в 2012 г. оно существенно возросло.

Основными причинами исключения/изменения вида ремонтов в 2012 г. являются:

- решение собственника о признании технического состояния оборудования удовлетворительным;
- несвоевременная поставка оборудования и запасных частей;
- неотложный ремонт другого оборудования.

В 2009—2011 гг. одной из основных причин исключения капитальных и средних ремонтов из календарных планов было недостаточное финансирование.

2. Сокращение продолжительности ремонтов

По итогам 2012 г. продолжительность капитальных и средних ремонтов оборудования уменьшена на 15% и более:

- 30 турбоагрегатов (гидроагрегатов) суммарной мощностью 6842,9 МВт (10,8% от плана 2012 г.);
- 31 котлоагрегат суммарной паропроизводительностью 13 280 т/ч (7,5% от плана 2012 г.).

В табл. 2.7 перечислены энергокомпании, в которых сроки ремонтов уменьшены на 15% и более.

Таблица 2.7 Энергокомпании, в которых сократилась продолжительность капитальных и средних ремонтов оборудования в 2012 г.

Энергокомпания	Турбоагрегаты			Котлоагрегаты		
	количество	мощность, МВт	отклонение от плана 2012 г., %	количество	паропроизводительность, т/ч	отклонение от плана 2012 г., %
ОАО «ОГК-1»	1	300	12,6	3	1025	12,4
ОАО «ОГК-2»	1	264	5,3	2	1020	5,7
ОАО «Энел ОГК-5»	3	1500 (суммарная)	59,4	4	5430 (суммарная)	53,3
ОАО «РусГидро»	2	649	11,2			
ОАО «ТГК-1»				1	120	10,2
ОАО «ТГК-2»	1	110	24,4	1	200	4,2
ОАО «Мосэнерго»	2	110	3,2	1	500	3,6
ОАО «ТГК-5»	1	5,3	0,6			
ОАО «ТГК-6»	1	93	13,2	1	150	3,0
ОАО «Волжская ТГК»	1	110	6,8	1	420	3,7
ОАО «ТГК-9»	3	182	13,8	6	2110	18,1
ОАО «ТГК-11»	1	175	28,9	2	230	7,1
ОАО «Кузбассэнерго»	1	200	21,4	1	320	6,9
ООО «Башкирская генерирующая компания»	1	41,6	2,8			
ОАО «Концерн Росэнергоатом»	5	3000 (суммарная)	17,3			

Основные причины уменьшения сроков ремонтов на 15% и более:

- несвоевременная поставка запасных частей;
- оптимизация загрузки ремонтного персонала;
- исключение объемов работ по техническому перевооружению и реконструкции (как правило, связано с недостаточным финансированием);
- аварийное отключение оборудования на других генерирующих и сетевых объектах.

3. Вывод оборудования в неплановый ремонт в отчетном году

По итогам 2012 г. в неплановые капитальные и средние ремонты были выведены 13 турбоагрегатов (гидроагрегатов) суммарной мощностью 552 МВт и 3 котлоагрегата суммарной производительностью 1265 т/ч.

В табл. 2.8 перечислены генерирующие компании, допустившие вывод оборудования в неплановый ремонт в 2012 г.

Таблица 2.8 Энергокомпании, допустившие вывод оборудования в неплановый ремонт в 2012 г.

Энергокомпания	Турбоагрегаты		Котлоагрегаты		Гидроагрегаты	
	количество	мощность, МВт	количество	паропроизводительность, т/ч	количество	мощность, МВт
ОАО «ОГК-1»	1	165	1	495		
ОАО «РусГидро»					5	203,7 (суммарная)
ОАО «ТГК-1»			1	350	1	41,6
ОАО «Квадра»	1	31				
ОАО «ТГК-16»			1	420		
ООО «Башкирская генерирующая компания»	1	18,7			1	15
ОАО «Южно-Кузбасская ГРЭС»	1	53				
ОАО «Ногликская ГТЭС»	2	24 (суммарная)				

Основной причиной вывода оборудования в неплановые капитальные и средние ремонты в 2012 г. является неудовлетворительное техническое состояние оборудования.

В некоторых энергокомпаниях одновременно исключались ремонты из годового плана ремонтов, сокращалась продолжительность ремонтов и выводилось оборудование в неплановый ремонт в отчетном году. Так, в ОАО «ТГК-1» такие отклонения произошли для 19 единиц оборудования, в ОАО «РусГидро» — для 10 единиц оборудования, в ООО «Башкирская генерирующая компания» — для 8 единиц оборудования. В компании ОАО «Энел ОГК-5» был существенно высоким процент невыполнения годового плана ремонта (21,9% по турбоагрегатам и 13,5% по котлоагрегатам) и сокращена продолжительность ремонтов на 15% и более от утвержденных сроков для 7 единиц оборудования. Основные причины: несовершенство корпоративных процедур по подготовке и проведению ремонтов, недостаточная организация планирования ремонта оборудования.

Отклонения в выполнении календарных и годовых планов ремонта генерирующих компаний в целом по отрасли с разбивкой по месяцам текущего года наглядно представлены на рис. 2.2 и 2.3.

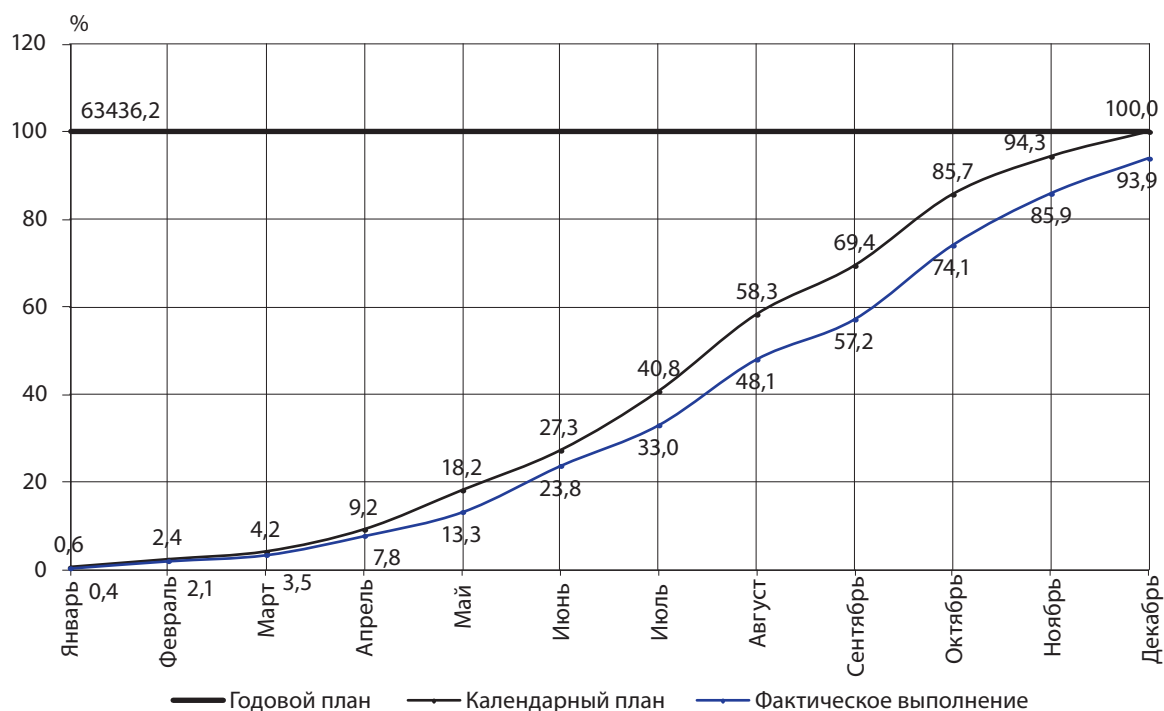


Рис. 2.2 Выполнение генерирующими компаниями плана окончания капитальных и средних ремонтов турбоагрегатов (гидроагрегатов) в целом по отрасли за 12 мес. 2012 г.

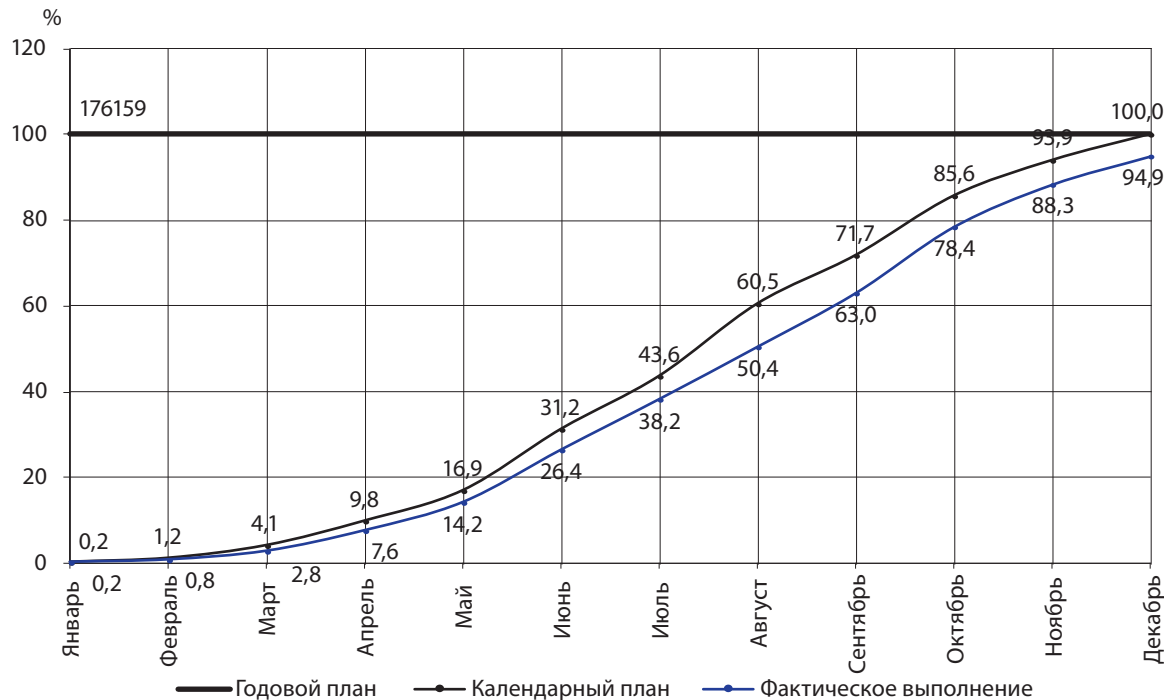


Рис. 2.3 Выполнение генерирующими компаниями плана окончания капитальных и средних ремонтов котлоагрегатов в целом по отрасли за 12 мес. 2012 г.

Для сравнения на рис. 2.4 и 2.5 представлены диаграммы выполнения плана окончания капитальных и средних ремонтов турбоагрегатов (гидроагрегатов) двух энергокомпаний — ОАО «Э.ОН Россия» и ОАО «ТГК-1» с лучшими и худшими показателями по итогам 12 мес. 2012 г.

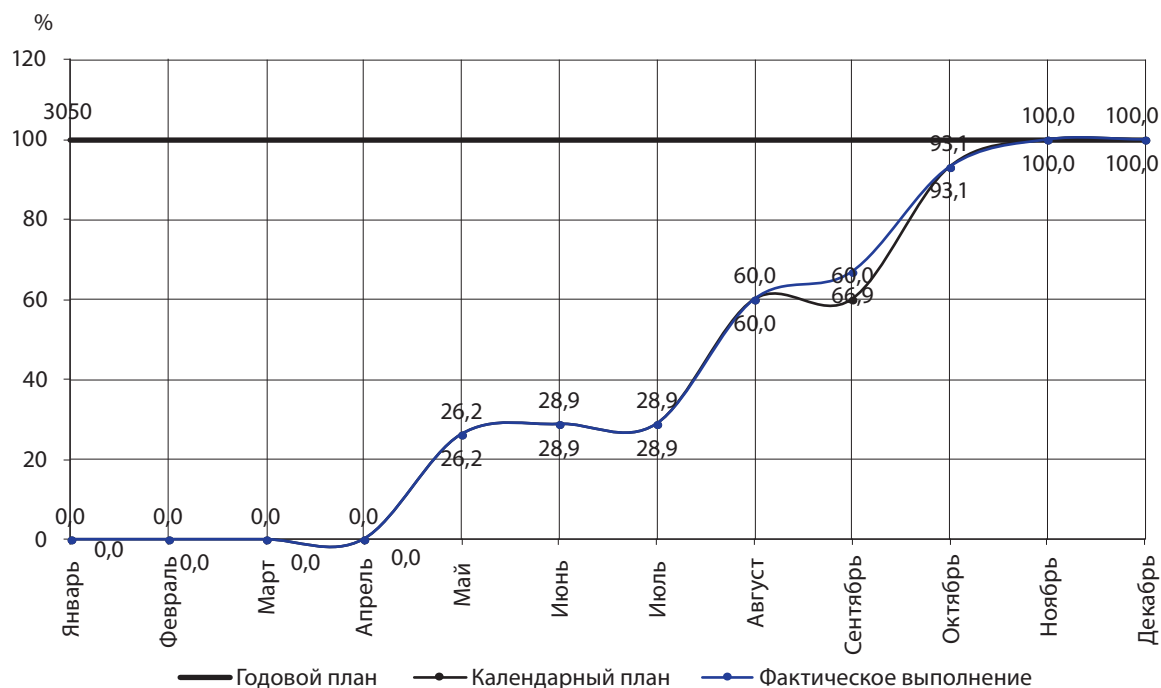


Рис. 2.4 Выполнение плана окончания капитальных и средних ремонтов турбоагрегатов (гидроагрегатов) ОАО «Э.ОН Россия» за 12 мес. 2012 г.

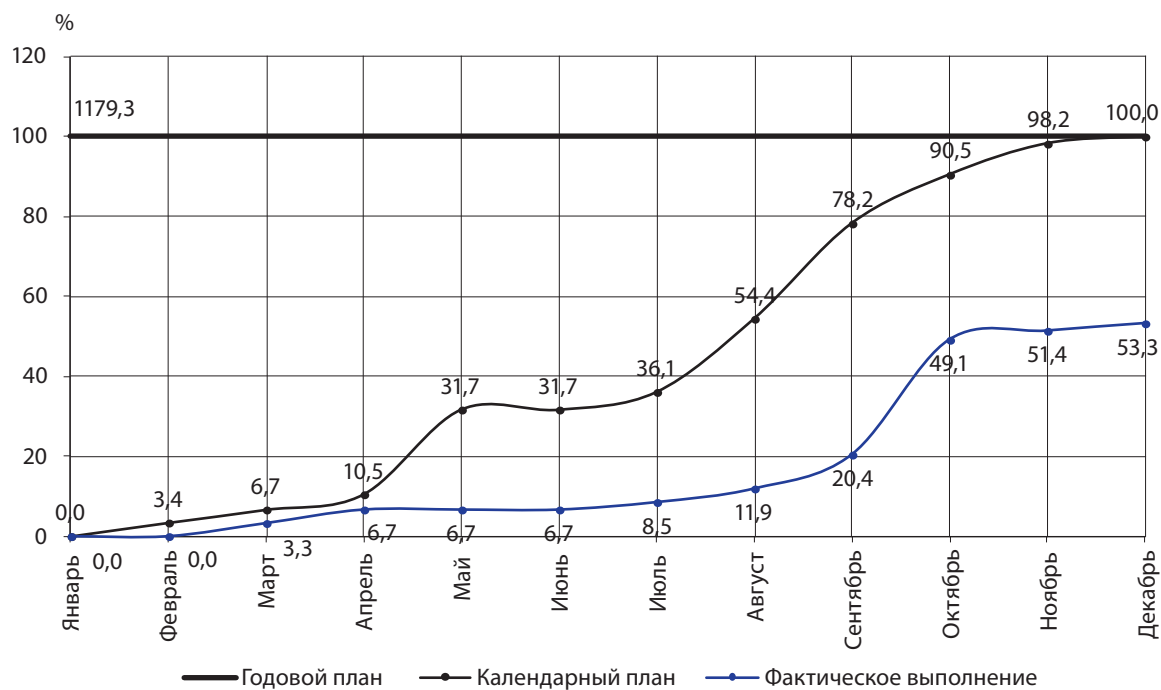


Рис. 2.5 Выполнение плана окончания капитальных и средних ремонтов турбоагрегатов (гидроагрегатов) ОАО «ТГК-1» за 12 мес. 2012 г.

На диаграмме, представленной на рис. 2.4, фактическое выполнение капитальных и средних ремонтов турбоагрегатов (гидроагрегатов) компанией ОАО «Э.ОН Россия» в начале ремонтной кампании происходит без отклонений, затем с незначительным отклонением от календарного плана в сентябре (на 6,9%). Отклонение от плана по ОАО «ТГК-1» (рис. 2.5) в начале ремонтной кампании (в мае) составляет 25% и достигает максимума в декабре — 46,7%. Годовое отклонение складывается из одного скорректированного срока ремонта (1,8% от годового плана) и 10 исключенных ремонтов (44,9% от годового плана).

На рис. 2.6 представлена динамика причин отклонений от годового плана ремонта 2012 г.

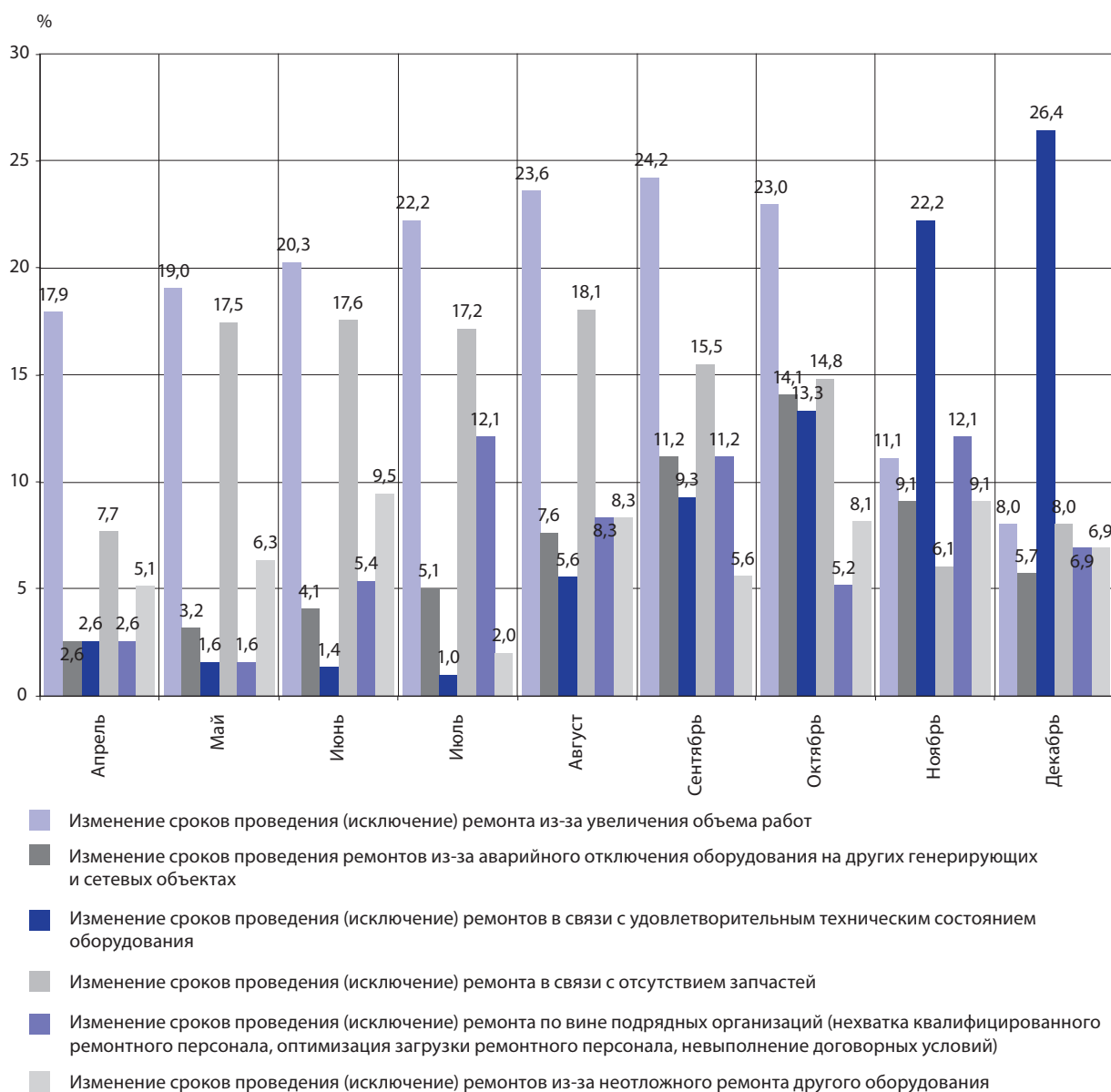


Рис. 2.6 Основные причины отклонений в выполнении капитальных и средних ремонтов в целом по отрасли за 12 мес. 2012 г.

Из анализа динамики причин отклонений от выполнения плана капитальных и средних ремонтов в 2012 г. можно сделать следующие выводы:

1. *Увеличение объема работ.* Объем работ увеличивается к маю и в последующем стабильно растет. Это обычно связано с тем, что в результате дефектации оборудования в период проведения активной фазы ремонтной кампании 2012 г. (июнь — сентябрь) возникают дополнительные работы. Затем происходит снижение до 5%, связанное с уменьшением объемов ремонтных работ и завершением ремонтной кампании субъектами электроэнергетики к декабрю 2012 г.
2. *Аварийное отключение оборудования на других генерирующих и сетевых объектах.* Частота отклонений от плана ремонтов увеличивается с 2,6 до 13,3% в период с апреля по октябрь и снижается до 6,3% в октябре — декабре. Это связано с аварийным отключением оборудования на других генерирующих и сетевых объектах в период массового вывода основного оборудования в плановые ремонты.
3. *Удовлетворительное техническое состояние оборудования.* С июля (1%) происходит постоянный рост доли данной причины до декабря (28,8%). Как правило, это связано с недостаточным финансированием запланированных работ и несвоевременным заключением договоров подряда, что приводит к решению собственника об исключении ремонта из годового плана капитальных и средних ремонтов.
4. *Отсутствие запчастей.* Доля этой причины растет с апреля (7,7%) по июнь (17,6%) в период развертывания ремонтной кампании и остается достаточно высокой на протяжении всего ремонтного периода с постепенным снижением роста к декабрю. Это обычно связано с несовершенством корпоративных процедур по проведению закупочной деятельности и поздним заключением договоров с подрядными организациями.
5. *Вина подрядных организаций.* Доля этой причины изменяется по месяцам неравномерно: с периодическим возрастанием и снижением. В начале ремонтной кампании (апрель — май) это связано с несвоевременным заключением договорных обязательств с подрядными организациями, затем (май — июль) — с несовершенством планирования оптимальной численности и загрузки ремонтного персонала, неисполнением подрядчиком договорных обязательств. Дальнейшие колебания связаны с необходимостью проведения неотложных ремонтов на другом оборудовании с привлечением ремонтного персонала на устранение накопленных дефектов (в период максимальной занятости ремонтного персонала на выполнении плановых ремонтных работ и ликвидации отставаний от графика ремонта).
6. *Неотложный ремонт другого оборудования.* Рост и снижение доли данной причины непосредственно связаны с некачественным или несвоевременным выполнением плановых капитальных и средних ремонтов подрядными организациями.

2.3.2 Ремонт тепловых сетей

Повреждения оборудования и трубопроводов магистральных тепловых сетей в неотапительный период

В течение неотапительного периода в 2012 г. на магистральных тепловых сетях субъектов электроэнергетики произошло 12 666 повреждений. Из них:

- порыв трубопровода — 10 530 шт. (83% от общего количества повреждений);
- повреждение компенсатора — 963 шт. (7,6%);
- повреждение запорной арматуры — 646 шт. (5,1%);
- повреждения прочих элементов тепловой сети (опора, отвод, дренаж, воздушник) — 527 шт. (4,3%).

Распределение повреждений, произошедших в неотапительный период 2012 г. по элементам тепловой сети, представлено на рис. 2.7.

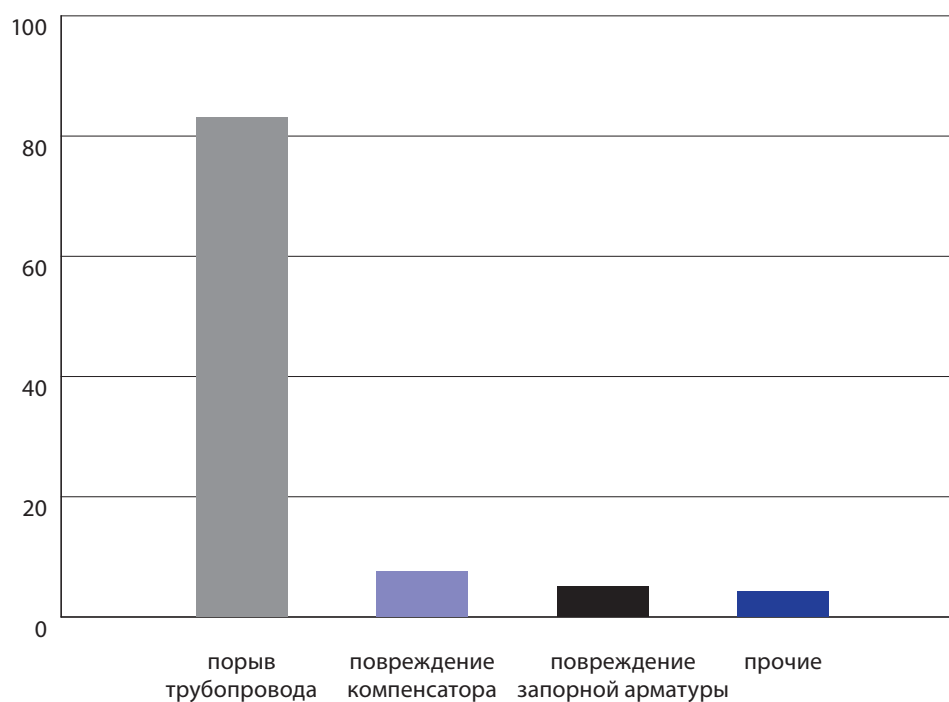


Рис. 2.7 Распределение количества повреждений по элементам тепловой сети

Порывы (повреждения) трубопроводов непосредственно связаны со сроками эксплуатации трубопроводов тепловых сетей.

На рис. 2.8 представлено количество повреждений трубопроводов тепловых сетей с различными сроками эксплуатации, произошедших во время неотапительного сезона 2012 г.

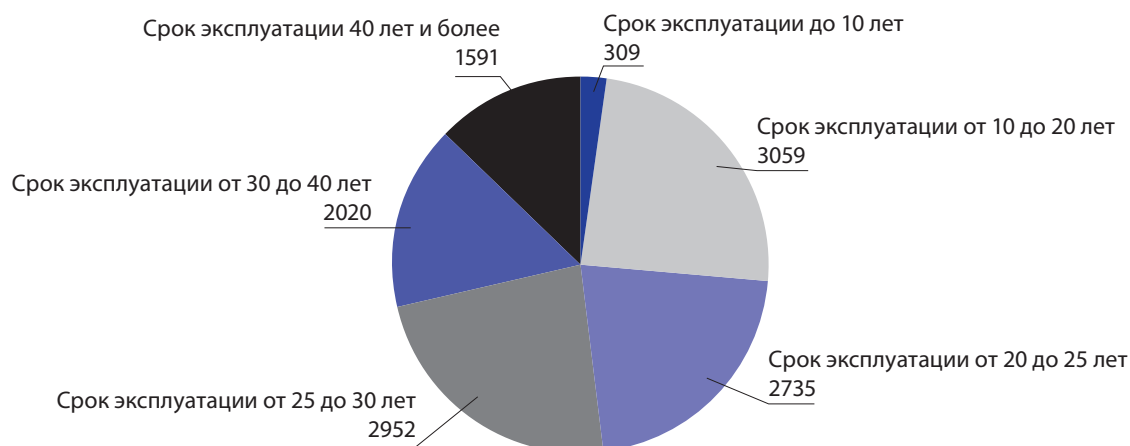


Рис. 2.8 Количество повреждений трубопроводов тепловых сетей в зависимости от срока эксплуатации (во время неотапительного сезона 2012 г.)

Наибольшее количество повреждений (3059 шт. — 24,2%) трубопроводов магистральных тепловых сетей произошло на трубопроводах, срок эксплуатации которых достиг 10—20 лет при нормативном сроке службы 25 лет. Данная тенденция прослеживается при прохождении осенне-зимних периодов за последние 3 года. Таким образом, магистральные трубопроводы тепловых сетей не дорабатывают до нормативного срока службы, что предположительно свидетельствует о низком уровне эксплуатации тепловых сетей.

Основные причины, которые привели к повреждениям трубопроводов тепловых сетей, произошедшим при подготовке к осенне-зимнему периоду, перечислены ниже:

- наружная коррозия металла трубопроводов (8773 повреждений или 69% от общего количества повреждений);
- внутренняя коррозия металла трубопроводов (2898 повреждений или 23%);
- дефекты ремонта и монтажа (389 повреждений или 3%);
- другие причины повреждений (606 повреждений или 5%).

На рис. 2.9 отображены основные причины повреждений труб тепловых сетей.



Рис. 2.9 Причины повреждений трубопроводов тепловых сетей

К большому количеству повреждений приводит наружная и внутренняя коррозия, что подтверждает заключение о низком уровне эксплуатации магистральных трубопроводов тепловых сетей.

Замены (перекладки) трубопроводов магистральных тепловых сетей при капитальных ремонтах, реконструкции и техперевооружении

Основной задачей капитального ремонта тепловых сетей является обеспечение безаварийной работы тепловых сетей путем своевременного проведения ремонтных работ, в процессе которых восстанавливаются изношенные конструкции, заменяются новыми или более экономичными, улучшающими качество ремонтируемых тепловых сетей.

При нормативном сроке службе трубопроводов 25 лет фактическая долговечность магистральных трубопроводов субъектов электроэнергетики составляет 10—15 лет. В значительной степени снижение долговечности обусловлено низким качеством строительства и проводимых капитальных ремонтов тепловых сетей.

Субъекты электроэнергетики при подготовке магистральных трубопроводов к осенне-зимнему периоду в 2012 г. запланировали заменить 355,8 км трубопроводов тепловых сетей, что составляет 2,9% от общей протяженности эксплуатируемых магистральных трубопроводов.

Фактически было заменено 348,8 км трубопроводов, что составляет 2,8% от общей протяженности магистральных трубопроводов. На замену 1 км трубопровода было затрачено 56,4 млн руб., в 2011 г. эти затраты составили 56,7 млн руб. Одним из показателей достаточности проведенных замен трубопровода является удельная повреждаемость. Удельная повреждаемость магистральных трубопроводов тепловых сетей субъектов электроэнергетики в год составляет 1,3 шт./км при допустимом значении 0,13—0,15 шт./км.

В табл. 2.9 приведены сведения о заменах трубопроводов за последние 4 года с показателями удельной повреждаемости.

Таблица 2.9 Сведения о заменах трубопроводов в 2009—2012 гг.

Отчетный период	% замены трубопроводов от общей протяженности	Приведенные затраты на замену 1 км тепловых сетей, млн руб.	Удельная повреждаемость в отопительный период, шт./км
2009 г.	2,93	39,2	1,4
2010 г.	3,63	51,7	1,2
2011 г.	3,83	56,7	1,1
2012 г.	2,8	56,4	1,5 (прогнозное значение)

На рис. 2.10 представлена динамика удельной повреждаемости в зависимости от года замены трубопроводов.

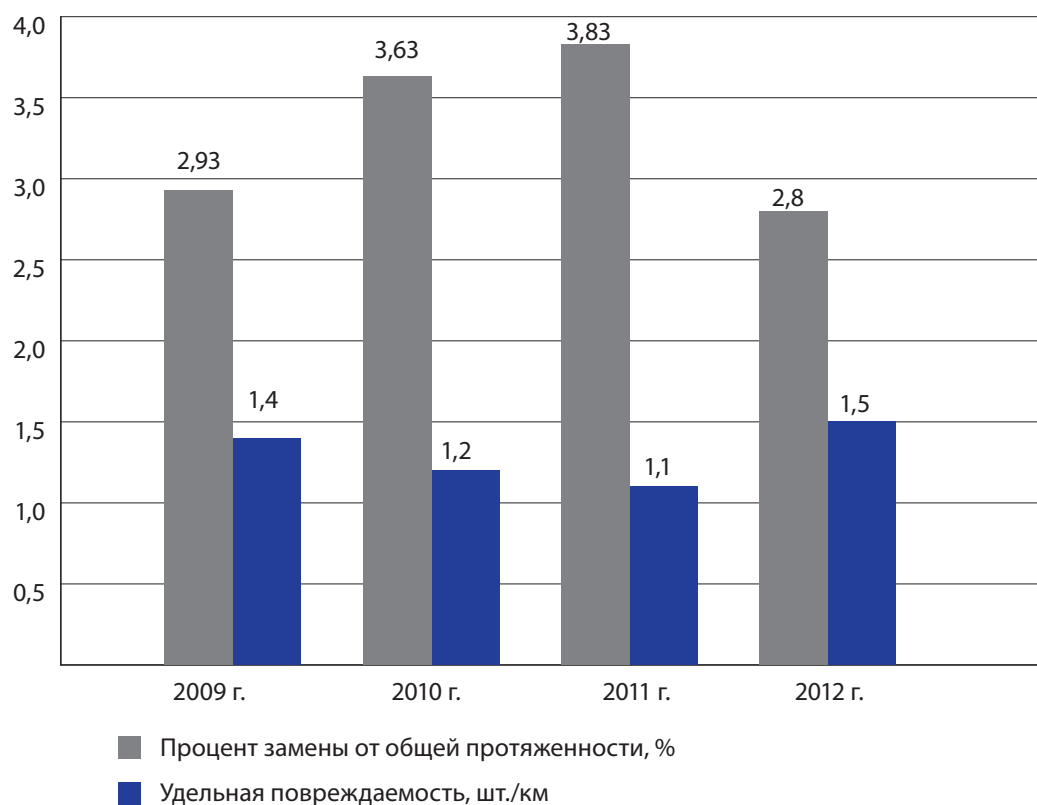


Рис. 2.10 Зависимость удельной повреждаемости от года замены трубопроводов

При увеличении процента замены трубопроводов заметно снижение удельной повреждаемости. Так, в 2009 г. процент замены составил 2,93, удельная повреждаемость составила 1,4 шт./км. В 2011 г. процент замены составил 3,83, удельная повреждаемость снизилась с 1,2 до 1,1.

В 2012 г. процент замены составил 2,8, поэтому следует ожидать увеличения удельной повреждаемости более 1,5 шт./км. Также возможно увеличение аварийных ситуаций в осенне-зимний период 2012—2013 гг., приведших к отключению потребителей.

2.4 Балансовая ситуация

В соответствии с планом первоочередных мероприятий по подготовке субъектов электроэнергетики к прохождению осенне-зимнего периода 2012—2013 гг., утвержденным приказом Минэнерго России от 18.05.2012 № 265, был сформирован прогнозный баланс электроэнергии и мощности на ОЗП 2012—2013 гг. по территориям субъектов Российской Федерации.

При формировании баланса на ОЗП 2012—2013 гг. за основу были приняты условия холодной зимы.

Значения электропотребления по территориям субъектов РФ, были определены ОАО «СО ЕЭС» на основании прогноза, сформированного при разработке проекта «Схемы и программы развития ЕЭС России на период 2012—2018 гг.», с учетом фактических значений потребления электроэнергии за 7 месяцев 2012 г. и информации, полученной в ходе согласительных совещаний в ФСТ России по определению прогнозных объемов электропотребления для включения в сводный прогнозный баланс производства и поставок электрической энергии (далее — Сводный прогнозный баланс) на 2013 г.

Для учета условий холодной зимы расчетные значения потребления электроэнергии в декабре, январе и феврале увеличены исходя из предположения, что в каждом из зимних месяцев температура наружного воздуха в течение пяти дней подряд будет соответствовать климатическим условиям холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 по СНиП 23-01-99 Строительная климатология.

Прогнозный объем электропотребления ЕЭС России в ОЗП 2012—2013 гг., рассчитанный в соответствии с принятыми условиями на уровне 572,5 млрд кВт·ч, на 2,3% превышает объем фактического электропотребления в аналогичном периоде прошлого года (АППГ). С учетом приведения электропотребления в феврале 2012 г. к расчетным условиям невисокосного года прирост составит 2,9%. В IV квартале 2012 г. электропотребление было принято на уровне 280,8 млрд кВт·ч (+2,8% к АППГ), в I квартале 2013 г. — 291,7 млрд кВт·ч (+1,8% к АППГ).

В условиях сохранения объемов экспорта и производства электроэнергии на ГЭС и АЭС, соответствующих Сводным прогнозным балансам, утвержденным ФСТ России на 2012—2013 гг., была определена замыкающая баланс выработка электроэнергии тепловыми электростанциями объемом 384,6 млрд кВт·ч, обеспечивающая покрытие прогнозируемого электропотребления.

Распределение производства электроэнергии между отдельными тепловыми электростанциями ЕЭС России было проведено исходя из:

- определенных ОАО «СО ЕЭС» интегральных ограничений по объемам минимально и максимально возможной выработки электроэнергии;
- выполнения условий неперевышения максимально допустимых перетоков мощности в контролируемых сечениях;
- графиков ремонтов оборудования электростанций;
- показателей экономической эффективности ТЭС, в качестве которых использовались показатели удельных расходов условного топлива на производство электрической энергии (получены по договору с ЗАО «АПБЭ»).

Прогнозные значения отпуска теплоэнергии электростанциями и котельными отрасли по месяцам ОЗП 2012—2013 гг. были рассчитаны ЗАО «АПБЭ» из условий холодной зимы на основании прогнозных величин производства электроэнергии ТЭС ЕЭС России, принятых в Сводном прогнозном балансе, и фактических данных о производстве электроэнергии и отпуске тепла за предыдущий осенне-зимний период.

В целом по ЕЭС России в ОЗП 2012—2013 гг. отпуск тепловой энергии электростанциями и котельными отрасли был определен на уровне 372,5 млн Гкал. Это на 1,3% выше фактического отпуска тепла в прошлом ОЗП и на 1,9% выше фактического отпуска тепла в ОЗП 2011—2012 гг., приведенного к температурной норме.

Фактические температурные условия в целом за осенне-зимний период 2012—2013 гг. оказались более благоприятными, чем это было предусмотрено при планировании.

В ноябре, а также в начале декабря 2012 г. температура наружного воздуха значительно превышала нормальные климатические значения. Однако, начиная со второй декады и до конца декабря, в большинстве регионов Российской Федерации сохранялась устойчивая морозная погода. При этом трижды, 19, 20 и 21 декабря при средневзвешенной температуре около -23°C было обновлено значение исторического максимума потребления мощности в ЕЭС России. Новое значение исторического максимума составило 157 425 МВт. Имеющийся в ЕЭС России резерв мощности на тепловых электростанциях, а также использование на гидроэлектростанциях сверхнормативных запасов воды, накопленных за время осеннего дождевого паводка в водохранилищах Волжско-Камского каскада, позволили без особых затруднений пройти этот напряженный период.

В январе и марте 2013 г. средняя температура наружного воздуха во всех ОЭС, кроме ОЭС Юга и Сибири, сложилась несколько ниже соответствующих значений предыдущего года, но при этом выше климатической нормы. Это привело к приросту электропотребления и отпуска тепла на Юге и в Сибири и в России в целом, но не составило сколько-нибудь серьезных трудностей для генерирующих компаний. В феврале 2013 г. температура наружного воздуха в среднем по России сложилась на 6 °С выше, чем в морозном феврале 2012 г., что вызвало резкое снижение электропотребления и отпуска теплоэнергии.

Фактическое электропотребление ЕЭС России в целом за ОЗП 2012—2013 гг. в сложившихся температурных условиях составило 559,7 млрд кВт·ч, что на 12,8 млрд кВт·ч или на 2,2% ниже прогнозного объема (табл. 2.10). При этом объем сальдированного экспорта электроэнергии за пределы ЕЭС России на 1,4 млрд кВт·ч (или на 19,5%) превысил прогнозный объем. На покрытие этих объемов потребовалось производство 568,2 млрд кВт·ч электроэнергии, что на 11,7 млрд кВт·ч (2,0%) ниже прогнозного объема.

Объем производства электроэнергии ГЭС увеличился на 10,1 млрд кВт·ч (или на 14,5%) по сравнению с прогнозным объемом благодаря благоприятным гидрологическим условиям на большинстве рек и водохранилищ ЕЭС России, сохранявшимся на протяжении всего осенне-зимнего периода 2012—2013 гг.

Объем производства электроэнергии АЭС в соответствии с производственной программой ОАО «Концерн Росэнергоатом» оказался ниже прогнозного объема на 0,9 млрд кВт·ч (–0,9%).

Электростанции промышленных предприятий снизили объемы выработки электроэнергии на 1,3 млрд кВт·ч (–4,3%) относительно прогнозных объемов.

Выработка электроэнергии тепловыми электростанциями в условиях сниженного электропотребления и сверхвысокой выработки ГЭС также оказалась на 19,6 млрд кВт·ч или 5,1% ниже объема, спрогнозированного на ОЗП 2012—2013 гг.

Фактический объем отпуска тепловой энергии источниками централизованного теплоснабжения составил 364,3 млн Гкал. Это на 8,2 млн Гкал или 2,2% ниже, чем было запланировано на ОЗП 2012—2013 гг. Снижение объемов отпуска теплоэнергии вызвано более благоприятными температурами наружного воздуха текущего ОЗП по сравнению с расчетными значениями.

Таблица 2.10 Баланс электроэнергии ЕЭС России на осенне-зимний период 2012—2013 гг. (прогноз и факт), млрд кВт·ч

	4-й квартал 2012 г.			1-й квартал 2013 г.*			ОЗП 2012—2013 гг.		
	План	Факт	Факт к плану, %	План	Факт	Факт к плану, %	План	Факт	Факт к плану, %
Выработка по ЕЭС, всего	285,3	282,2	-1,1	294,6	286,0	-2,9	579,9	568,2	-2,0
ТЭС	187,4	180,3	-3,8	197,2	184,7	-6,3	384,6	365,0	-5,1
ГЭС	34,9	40,8	16,9	34,8	39,0	12,1	69,7	79,8	14,5
АЭС	47,6	46,7	-1,9	48,0	48,0	0,0	95,6	94,7	-0,9
Электростанции промышленных предприятий	15,4	14,4	-6,5	14,6	14,3	-1,8	30,0	28,7	-4,3
Электропотребление	280,8	278,0	-1,0	291,7	281,7	-3,4	572,5	559,7	-2,2
Сальдо экспорт	4,5	4,2	-6,7	2,9	4,3	48,3	7,4	8,5	14,9
Отпуск теплоэнергии	164,3	167,1	1,7	208,2	197,2	-5,3	372,5	364,3	-2,2

* по оперативным данным

3 Прогноз основных показателей функционирования электроэнергетики в 2013 г.

3.1 Прогноз потребления электроэнергии

В сводном прогнозном балансе электроэнергии на 2013 г., утвержденном ФСТ России, электропотребление принято на уровне 1059,0 млрд кВт·ч. Прирост электропотребления составляет 2,0% к фактическому электропотреблению 2012 г., приведенному к структуре баланса ФСТ России.

В январе 2013 г. прирост фактического электропотребления в России составил 1,7% к уровню января 2012 г., в феврале 2013 г. по сравнению с февралем високосного 2012 г. электропотребление снизилось на 7,7%. По итогам марта 2013 г. прирост электропотребления составил 1,2%. Всего за первый квартал 2012 г. электропотребление снизилось на 1,6% к объему в аналогичном периоде прошлого года (АППГ) (и на 2,0% к прогнозу ФСТ России), без учета дополнительного дня високосного 2012 г. — на 0,3%.

В то же время, если привести значения электропотребления к равным температурным и календарным условиям, то прирост электропотребления по сравнению с АППГ будет составлять 2,0% в январе, -1,1% в феврале и 0,1% в марте. Средний прирост электропотребления, определяемый экономическими факторами, в январе-марте 2013 г. составит 0,3%.

При этом в 2013 г. в Российской Федерации ожидается ввод нескольких крупных промышленных предприятий: ОАО «Богучанский алюминиевый завод», ООО «Евраз Южный Стан», ОАО «НЛМК-Калуга», ЗАО «Северсталь — сортовой завод Балаково». Ряд крупных промышленных предприятий предполагают существенно увеличить объемы производства готовой продукции в 2013 г. Это ОАО «Пермский моторный завод», ОАО «Тагмет», ООО «Абинский электрометаллургический завод». Ожидаются крупные вводы генерирующего оборудования на тепловых электростанциях суммарной мощностью более 3 ГВт: Няганьской ГРЭС, Новосалаватской ТЭЦ, Южно-Уральской ГРЭС-2, Джубгинской ТЭС, Кудепстинской ТЭС и т. д. В Краснодарском крае рост электропотребления будет обеспечен заключительным этапом подготовки к проведению Олимпийских игр 2014 г.

Указанные факторы дают основание рассчитывать на более высокий темп роста электропотребления по итогам года, чем сложившийся в первом квартале.

С учетом фактических значений электропотребления в январе — марте текущего года наиболее вероятным представляется объем электропотребления Российской Федерации на 2013 г. в диапазоне 1042,4—1048,5 млрд кВт·ч (+0,5 — +1,0% к объему 2012 г.).

Величину 1042,4 млрд кВт·ч будем считать базовым прогнозом электропотребления, а величину 1048,5 млрд кВт·ч — оптимистичным прогнозом. Первый прогноз выполнен инерционным методом, который учитывает макроэкономические тенденции, сложившиеся во второй половине 2012 г. — первом квартале 2013 г. Во втором прогнозе учитывается вероятный прирост электропотребления от ввода новых промышленных предприятий и увеличения объемов промышленного производства существующих предприятий. Оба прогноза рассчитаны на нормальные (среднегодовые) температурные условия.

Рассчитанные прогнозные значения электропотребления также соответствуют актуальным прогнозам темпа роста ВВП Российской Федерации на 2013 г. в диапазоне 2,4—3,0% с определенными на основании статистических данных коэффициентами эластичности электропотребления к ВВП в диапазоне 0,35—0,45.

Фактическое электропотребление в 2011—2012 гг. и прогноз электропотребления на 2013 г. показаны на рис. 3.1.

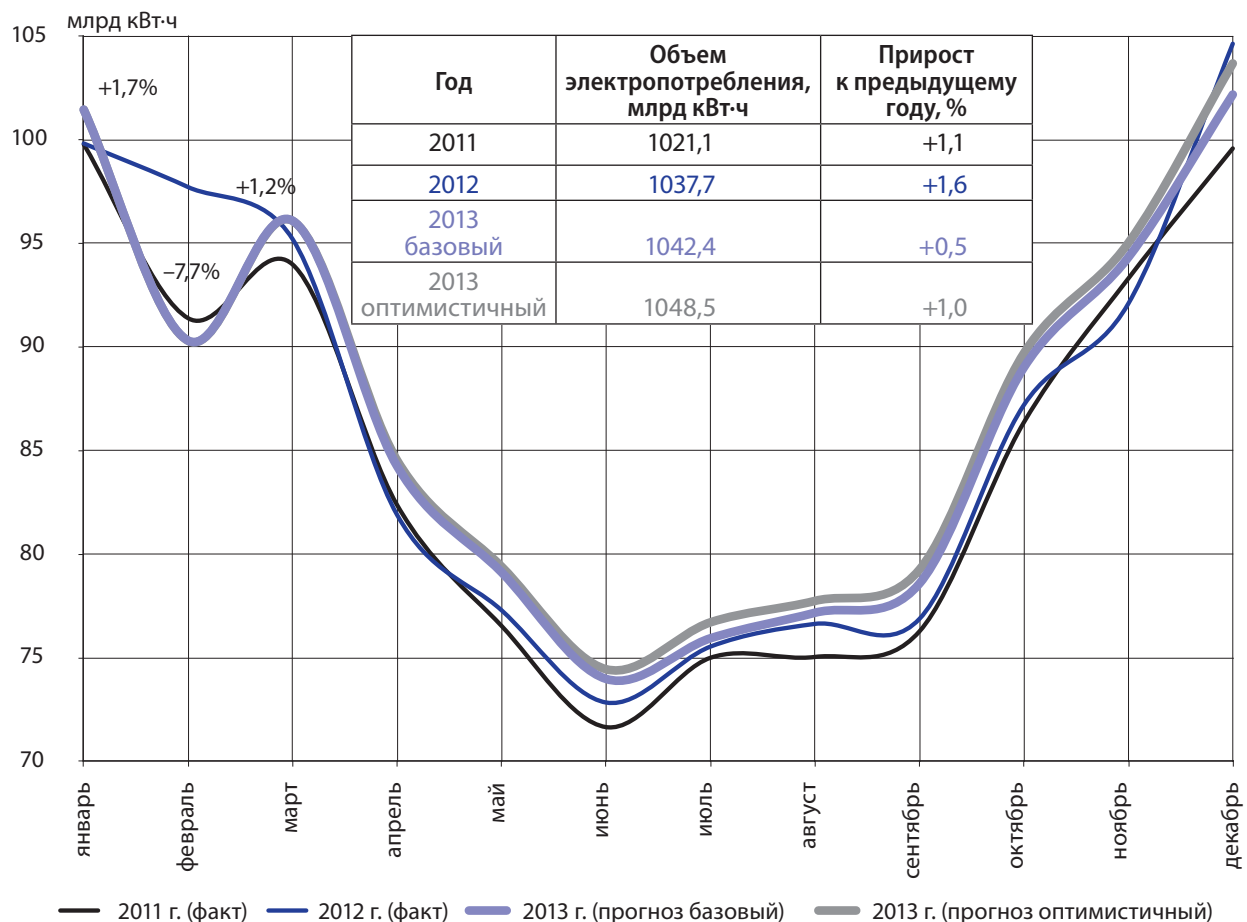


Рис. 3.1 Электропотребление в Российской Федерации по месяцам в 2011—2012 гг. и прогноз электропотребления на 2013 г.

3.2 Прогноз производства электроэнергии

Объем производства электроэнергии в Российской Федерации в 2013 г. определен ЗАО «АПБЭ» из следующих условий.

Общий объем производства электроэнергии должен покрывать сумму объемов электропотребления и сальдированного экспорта электроэнергии в 2013 г.

Объем сальдированного экспорта электроэнергии рассчитан на основании объемов экспорта-импорта электроэнергии, принятых в прогнозном балансе электроэнергии ФСТ России на 2013 г. В связи с тем, что в балансе ФСТ России объемы экспорта электроэнергии в Республику Беларусь, КНР и страны Балтии были приняты заниженными, годовой объем сальдированного экспорта электроэнергии был увеличен на 6,7 млрд кВт·ч и составил 16,7 млрд кВт·ч. Это увеличение подтверждается фактическими данными за январь — март 2013 г.

Таким образом, общий объем производства электроэнергии в Российской Федерации в 2013 г. составит 1059,1 млрд кВт·ч в базовом варианте прогноза (+0,5% к фактическому объему 2012 г.) и 1065,2 млрд кВт·ч в оптимистичном варианте прогноза (+1,1% к объему 2012 г.).

Объем производства электроэнергии гидроэлектростанциями в базовом варианте (177,2 млрд кВт·ч) рассчитан на основании значений, принятых в прогнозном балансе ФСТ России, с поправками на фактическое производство электроэнергии в январе — марте 2012 г. Учитывая весьма высокие запасы воды в водохранилищах большинства ГЭС России на протяжении всего первого квартала 2013 г., а также большую толщину снежного покрова по состоянию на конец марта, мы можем надеяться на увеличение объема выработки электроэнергии ГЭС в оптимистичном варианте прогноза на 2,0 млрд кВт·ч до уровня 179,2 млрд кВт·ч.

Объем производства электроэнергии атомными электростанциями (169,9 млрд кВт·ч) соответствует предложениям ОАО «Концерн Росэнергоатом», учтенным в прогнозном балансе ФСТ России, с поправкой на фактическое производство электроэнергии в январе — марте 2013 г.

Объем производства электроэнергии тепловыми электростанциями замыкает баланс между общим производством электроэнергии и производством электроэнергии на ГЭС и АЭС. В базовом варианте прогноза объем производства электроэнергии ТЭС составит 712,0 млрд кВт·ч (+0,3% к объему 2012 г.), в оптимистичном варианте — 716,1 млрд кВт·ч (+0,8%).

3.3 Показатели прогнозного баланса электроэнергии на 2013 г.

Показатели прогнозного баланса электроэнергии на 2013 г. в сравнении с фактическим балансом электроэнергии 2013 г. представлены в табл. 3.1.

Таблица 3.1 Показатели прогнозного баланса электроэнергии на 2013 г.

Показатель	Факт 2012 г., млрд кВт·ч	Базовый прогноз		Оптимистичный прогноз	
		2013 г., млрд кВт·ч	2013 г. к факту 2012 г., %	2013 г., млрд кВт·ч	2013 г. к факту 2011 г., %
Электропотребление	1037,7	1042,4	+0,5	1048,5	+1,0
Производство электроэнергии, в т. ч.	1053,5	1059,1	+0,5	1065,2	+1,1
ТЭС	710,5	712,0	+0,3	716,1	+0,8
ГЭС	165,4	177,2	+7,1	179,2	+8,3
АЭС	177,6	169,9	-4,3	169,9	-4,3
Экспорт (сальдо)	15,8	16,7	+5,7	16,7	+5,7

3.4 Ожидаемые вводы генерирующего и электросетевого оборудования в 2013 г.

3.4.1 Генерирующее оборудование

В 2013 г. по данным Минэнерго России планируется ввести 6,3 ГВт генерирующих мощностей.¹

Наиболее крупные планируемые вводы в 2013 г.:

- Няганьская ГРЭС — 1254 МВт;
- Богучанская ГЭС — 999 МВт;
- Назаровская ГРЭС — 415 МВт;
- Южноуральская ГРЭС-2—400 МВт;
- Котельная «Центральная», г. Астрахань — 235 МВт;
- Владимирская ТЭЦ-2—230 МВт;
- Черепетская ГРЭС — 225 МВт.

¹ В соответствии с планами, предусмотренными энергокомпаниями в рамках постановления Правительства от 01.12.2009 г. № 977 (Приложение № 14 — графики реализации инвестиционной программы на 2013 г.).

3.4.2 Электросетевое оборудование

Суммарные вводы в электросетевом комплексе по данным Минэнерго России в 2013 г. планируются в объеме 27 494 МВА трансформаторной мощности (на 8% меньше, чем в 2012 г.) и 19 105 км линий электропередач (на 30% меньше, чем в 2012 г.) (табл. 3.2).

Таблица 3.2 Вводы электросетевого оборудования в 2012—2013 гг.

Компания	Единица измерения	2012 г.*	План 2013 г.	2013 г. к 2012 г.,%
ОАО «ФСК ЕЭС»	МВА	17 827	17 034	96
	км	3669	3358	92
ОАО «Холдинг МРСК»	МВА	11 196	10 031	90
	км	22 695	14 746	65
Прочие	МВА	844	428	51
	км	782	1002	128
Всего	МВА	29 868	27 494	92
	км	27 146	19 105	70

* Данные будут уточнены после получения окончательного отчета от ОАО «Холдинг МРСК».

Источник данных: Минэнерго России

3.5 Прогноз средних цен на электроэнергию для конечных потребителей

С 1 января 2011 г. электроэнергия (мощность) поставляется на оптовый рынок в ценовых зонах по свободным (нерегулируемым) ценам. Исключением являются поставки электроэнергии для населения и приравненных к нему категорий потребителей, а также поставки электроэнергии в регионы, определенные Правительством Российской Федерации. К последним относятся республики Северного Кавказа, Республики Тыва и Бурятия.

В неценовых зонах электроэнергия поставляется по регулируемым ценам в полном объеме. В соответствии с федеральным законом от 26.03.2010 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» к неценовым зонам оптового рынка относятся субъекты Российской Федерации, на территории которых функционирование энергосистемы проходит в условиях отсутствия конкуренции, что вызвано территориальной замкнутостью, ограниченным числом участников рынка, а также существенными ограничениями или отсутствием перетока электроэнергии. К неценовым зонам относятся ОЭС Востока (Приморский и Хабаровский края, Амурская область и южные районы Республики Саха), Калининградская область, Республика Коми и Архангельская область.

Кроме того, в соответствии с федеральным законом от 26.03.2010 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» регулированию подлежат уровни цен (тарифов) на электроэнергию (мощность), поставляемую потребителям в территориально изолированных системах.

В целом по Российской Федерации в 2012 г. доля нерегулируемого сектора оптового рынка электроэнергии и мощности составила 82%, при этом доля либерализации рынка мощности (74%) меньше, чем электроэнергии (86%). В последующие годы прогнозного периода (до 2015 г.) предполагается, что доля нерегулируемого рынка электроэнергии на ОРЭМ будет составлять 83—86%, в т. ч. рынок электроэнергии — 85—88%, рынок мощности — 75—79%.

Основными факторами роста средних цен на электроэнергию являются рост цен на газ (в 2013—2015 гг. ежегодно на 15%) и другие виды топлива, рост оплаты труда, учет в цене инвестиционной составляющей в соответствии с установленным порядком ценообразования.

Прогнозная динамика изменения цен на электрическую и тепловую энергию представлена в табл. 3.3.

Таблица 3.3 Темпы роста средних розничных цен на электрическую и тепловую энергию на период 2013—2015 гг. (в среднем за год к предыдущему г.)¹, %

Рост цен	2013 г.	2014 г.	2015 г.
на электроэнергию для всех категорий потребителей	112—113,5 (в рабочих проектировках МЭР — 109,3; оценка АПБЭ — 110,5)	110,5—112,5	111—113
на электроэнергию для населения	110	112—115	112—115
на электроэнергию для всех категорий потребителей, кроме населения	112—114	110—112	110,8—112,5
на тепловую энергию	110,2	111	111

С 2012 г. регулирование цен на электрическую и тепловую энергию осуществляется с календарной разбивкой, при этом с начала года цены остаются на уровне декабря прошлого года, а изменение цен происходит со второго полугодия (с 1 июля) каждого прогнозного года.

Так, например, на 2013 г. утверждены предельные минимальные и максимальные уровни тарифов на электроэнергию, поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей. Утвержденные уровни приняты с разбивкой по полугодиям 2013 г. и с детализацией по субъектам Российской Федерации.

¹ По данным Минэкономразвития России.

На первое полугодие 2013 г. предельные уровни тарифов на электроэнергию утверждены без роста относительно предыдущего периода регулирования (второе полугодие 2012 г.), исключением являются Сахалинская область и Приморский край, где тарифы снижены на 41 и 5% соответственно.

Во втором полугодии 2013 г. в субъектах Российской Федерации рост предельного минимального уровня тарифов составит 105—113% относительно первого, а рост предельных максимальных тарифов — 105—119%.

В целом по Российской Федерации рост предельных минимального и максимального уровней тарифов на электроэнергию за 2013 г. соответствует прогнозу социально-экономического развития (см. табл. 3.3).

О предельных уровнях тарифов на услуги по передаче электроэнергии, утвержденных на 2013 г., можно сказать следующее.

На второе полугодие 2013 г. прирост предельных максимальных уровней сетевых тарифов в среднем по стране составит 10% к уровню первого полугодия текущего года. Минимальные предельные уровни на второе полугодие 2013 г. утверждены без роста относительно первого полугодия.

Следует отметить, что принятые темпы роста предельных тарифов на услуги по передаче электроэнергии в субъектах РФ незначительно отличаются от среднего темпа роста, т. е. наблюдается несущественная региональная дифференциация темпов роста сетевых тарифов на 2013 г.

С учетом принятых регуляторных решений (для тарифов сетевых организаций, сбытовых надбавок, регулируемых цен поставщиков оптового рынка электроэнергии и мощности и тарифов инфраструктурных организаций), а также с учетом прогнозируемого роста нерегулируемых (свободных) цен на электроэнергию средняя цена на электроэнергию на розничном рынке в 2013 г. в целом ожидается (по оценкам ЗАО «АПБЭ») на уровне 243 коп./кВт·ч, что на 10% больше среднего уровня цены на электроэнергию для конечных потребителей в 2012 г. (220,4 коп./кВт·ч).

Данная оценка — ниже уровня, предусмотренного опубликованным прогнозом Минэкономразвития России¹ (113,5%). В настоящее время Минэкономразвития России подготовило проект долгосрочного прогноза социально-экономического развития РФ до 2030 г., где предусмотрен рост розничных цен на электроэнергию в 2013 г. на 109,3%.

В 2014—2015 гг. прогнозируемый ежегодный темп роста цен на электроэнергию для всех категорий потребителей составит не выше 113%.

¹ Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2013—2015 гг. (от 14.12.2012).

4 Основные итоги и направления деятельности по совершенствованию нормативного регулирования

4.1 Формирование нормативно-правовой базы в 2012 г.

В 2012 г. было принято большое количество нормативных актов в области функционирования электроэнергетики, которые играют существенную роль в формировании «правил игры» для субъектов отрасли и потребителей.

Наиболее значимые документы приведены ниже.

Нормативно-правовые акты, принятые в 2011 г., но вступившие в силу в 2012 г.

Федеральный закон от 03.12.2011 № 382-ФЗ «О государственной информационной системе топливно-энергетического комплекса».

Вступил в силу 01.01.2012.

Закон регулирует отношения, возникающие в связи с созданием, эксплуатацией и совершенствованием государственной информационной системы ТЭК, включая сбор, обработку информации для включения в данную систему, хранение информации, обеспечение доступа к ней, ее предоставление и распространение.

Федеральный закон от 06.12.2011 № 401-ФЗ «О внесении изменений в федеральный закон «О защите конкуренции» и некоторые другие законодательные акты Российской Федерации».

Вступил в силу с 06.01.2012.

Законом предусмотрено, в частности, внесение изменений в федеральный закон «Об электроэнергетике» в части определения понятия манипулирования ценами на оптовом и (или) розничных рынках электрической энергии, уточнения условий признания положения хозяйствующего субъекта (группы лиц) доминирующим.

Постановление Правительства Российской Федерации от 21.02.2011 № 97 «Об утверждении Типового положения об органе исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов».

Вступило в силу с 11.02.2012.

Типовое положение определяет основные задачи, порядок формирования и основные полномочия органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов.

Постановление Правительства Российской Федерации от 31.12.2010 № 1242 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования розничных рынков электрической энергии».

Вступило в силу с 24.03.2012.

Постановление направлено на обеспечение правового регулирования функционирования розничных рынков после окончания действия переходного периода реформирования электроэнергетики до принятия целевых Правил функционирования розничных рынков.

Постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности».

Вступило в силу с 01.02.2012.

Постановление определяет основные принципы функционирования оптового рынка электроэнергии (мощности) после окончания переходного периода реформирования электроэнергетики.

Правила содержат ряд важных изменений, в т. ч.:

- уточнение порядка определения объема мощности, фактически поставленного на оптовый рынок, и порядок покупки/продажи электроэнергии и мощности вынужденных генераторов;
- установление с 01.01.2012 обязанности продавать производимую электрическую энергию (мощность) только на оптовом рынке для субъектов электроэнергетики, владеющих на праве собственности или ином законном основании объектом (объектами) по производству электроэнергии (мощности), присоединенным к ЕЭС, установленная генерирующая мощность каждого из которых равна или превышает 25 МВт;
- установление критериев для субъектов оптового рынка — производителей электроэнергии (мощности), обязанных заключить регулируемые договоры поставки с гарантирующими поставщиками, энергоснабжающими и энергосбытовыми организациями, к числу покупателей которых относится население и приравненные к нему категории потребителей; а также с субъектами оптового рынка — покупателями электроэнергии (мощности), функционирующими на отдельных территориях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством РФ установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков. Правилами также определяется порядок заключения и учета регулируемых договоров.

Кроме того, вносятся изменения в механизмы ценообразования на оптовом рынке, а именно вводятся требования для поставщиков по подаче ценопринимающих заявок на объемы, производимые с использованием технологического минимума генерирующего оборудования электростанций, и уточняется принцип расчета стоимости производимой поставщиком электроэнергии в случае установления системным оператором дополнительных ограничений на минимальные объемы производства электроэнергии на генерирующем оборудовании поставщика.

Указы Президента Российской Федерации

Указ Президента Российской Федерации № 1567 от 22.11.2012 «Об открытии акционерном обществе «Российские сети».

Вступил в силу с 22.11.2012.

Указ издан в целях дальнейшего развития электросетевого комплекса Российской Федерации, координации работы по управлению этим комплексом, сдерживания роста тарифов для конечных потребителей электроэнергии. По этому указу ОАО «Холдинг МРСК» (г. Москва), 54,52% акций которого находится в федеральной собственности, переименовывается в ОАО «Российские сети» и в качестве вклада Российской Федерации в уставный капитал ОАО «Российские сети» вносятся 79,55% акций ОАО «ФСК ЕЭС», находящихся в федеральной собственности.

Федеральные законы Российской Федерации, принятые в 2012 г.

Федеральный закон № 291 от 30.12.2012 «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в части совершенствования регулирования тарифов в сфере электроснабжения, теплоснабжения, газоснабжения, водоснабжения и водоотведения».

Вступает в силу (за исключением отдельных положений) с 01.04.2013.

До 01.01.2016 предусмотрен поэтапный переход к регулированию тарифов на тепловую энергию, а также основных тарифов в сфере водоснабжения и водоотведения на основе долгосрочных параметров регулирования на срок не менее трех и не более пяти лет.

При существенном ухудшении экономической конъюнктуры Правительство РФ вправе принимать решение об изменении долгосрочных тарифов, долгосрочных параметров регулирования, размеров необходимой валовой выручки без компенсации недополученных доходов регулируемых организаций из бюджета, а также определять параметры такого изменения.

Федеральный закон № 324 от 30.12.2012 «О внесении изменений в федеральный закон «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц».

Вступил в силу с 31.12.2012.

Действие федерального закона «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц» не распространяется на юридические лица, в уставном капитале которых доля участия Российской Федерации, субъекта РФ, муниципального образования в совокупности не превышает 50%.

Закон также не распространяется на дочерние хозяйственные общества таких юридических лиц и дочерние хозяйственные общества последних, а именно на:

- субъекты естественных монополий, организации, осуществляющие регулируемые виды деятельности в сфере электроснабжения, газоснабжения, теплоснабжения, водоснабжения, водоотведения, очистки сточных вод, утилизации (захоронения) твердых бытовых отходов, если общая выручка соответственно таких субъектов, организаций от деятельности,

относящейся к сфере деятельности естественных монополий, и от указанных видов деятельности составляет не более чем 10% общей суммы выручки соответственно от всех видов осуществляемой ими деятельности за предшествующий календарный год;

- дочерние хозяйственные общества субъектов естественных монополий, организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере электроснабжения, газоснабжения, теплоснабжения, водоснабжения, водоотведения, очистки сточных вод, утилизации (захоронения) твердых бытовых отходов, если выручка от закупки товаров, работ, услуг основными хозяйственными обществами и их иными дочерними хозяйственными обществами составляет не более чем 5% суммы выручки за предыдущие четыре квартала от всех видов осуществляемой ими деятельности;
- дочерние хозяйственные общества вышеуказанных дочерних хозяйственных обществ, если выручка от закупки товаров, работ, услуг основными хозяйственными обществами (в том числе иными дочерними хозяйственными обществами основных хозяйственных обществ) составляет не более чем 5% суммы выручки за предыдущие четыре квартала от всех видов осуществляемой ими деятельности.

Постановления и распоряжения Правительства Российской Федерации, принятые и вступившие в силу в 2012 г.

Постановление Правительства Российской Федерации № 1180 от 29.12.2011 «О внесении изменения в Типовое положение об органе исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов».

Вступило в силу с 11.02.2012.

Постановление вносит изменения в части включения в состав органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области регулирования тарифов представителей федерального антимонопольного органа и НП «Совет рынка».

Постановление Правительства Российской Федерации № 437 от 04.05.2012 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности»

Вступило в силу с 22.05.2012.

Постановление вносит изменения в части сроков и процедуры проведения конкурентного отбора мощности на 2013 и последующие годы (КОМ).

Постановление Правительства Российской Федерации № 442 от 04.05.2012 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии».

Вступило в силу с 19.01.2013.

Постановлением утверждаются «целевые» правила розничного рынка: основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии, Правила полного и (или) частичного ограничения режима потребления электроэнергии.

Распоряжение Правительства Российской Федерации № 744-р от 05.05.2012 «Об утверждении плана мероприятий по реализации Федерального закона «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике».

Вступило в силу с 05.05.2012.

Распоряжением предусмотрена разработка проектов нормативных правовых актов, в том числе внесение изменений в Правила оптового рынка в целях определения конкретного механизма стимулирования использования ВИЭ, разработка правил организации учета электроэнергии на розничных рынках, разработка правил технологического функционирования электроэнергетических систем.

Постановление Правительства Российской Федерации № 663 от 30.06.2012 «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178».

Вступило в силу с 19.07.2012.

Постановлением уточнены различные, зависящие от определенных условий, сроки пересмотра в 2012 г. долгосрочных параметров регулирования деятельности территориальных сетевых организаций, сроки перехода регулирования тарифов на услуги по передаче электроэнергии этими организациями с метода доходности инвестированного капитала на метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки и сроки представления органами исполнительной власти субъектов РФ предложений в ФСТ России о таком переходе.

Распоряжение Правительства Российской Федерации № 1144-р от 30.06.2012 «Об утверждении плана мероприятий («дорожной карты») «Повышение доступности энергетической инфраструктуры».

Вступило в силу с 06.09.2012.

Разработано в целях облегчения условий подключения пользователей к энергетической инфраструктуре в Российской Федерации. Реализация «дорожной карты» позволит существенно уменьшить число этапов присоединения (с 10 до 5), сократить время на прохождение всех этапов по получению доступа к энергосети (с 281 до 40 дней), а также снизить затраты на получение доступа к энергосети (с 1852 до 25% от внутреннего валового продукта на душу населения) к 2018 г. Реализация «дорожной карты» будет осуществляться с 2012 по 2017 гг.

Постановление Правительства Российской Федерации № 808 от 08.08.2012 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

Вступило в силу с 28.08.2012.

В соответствии с Федеральным законом «О теплоснабжении» Правительство Российской Федерации постановляет утвердить прилагаемые, в частности, Правила организации теплоснабжения в Российской Федерации.

Постановление Правительства РФ № 889 от 06.09.2012 «О выводе в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей».

Вступило в силу с 18.09.2012.

Постановление устанавливает порядок вывода в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей. Оно не касается объектов, которые используются исключительно для нужд их владельцев и с помощью которых не осуществляется теплоснабжение иных потребителей. Вывод в ремонт и из эксплуатации необходимо согласовать с местной администрацией, а вывод из эксплуатации тепловых сетей — еще и с потребителями тепловой энергии. Электростанции, функционирующие в режиме комбинированной выработки электро- и теплоэнергии и включенные в перечень объектов диспетчеризации либо имеющие мощность 5 МВт и более, выводятся с согласия местных властей и субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Постановление Правительства Российской Федерации № 154 от 22.02.2012 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Вступило в силу с 13.03.2012.

Постановление утверждает требования к схемам теплоснабжения и к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения. Установлены особенности их применения в населенных пунктах в зависимости от численности населения. Схема теплоснабжения разрабатывается на основе документов территориального планирования поселения, городского округа, утвержденных в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности, и состоит из 10 разделов и обосновывающих их материалов, описывающих, в частности, показатели перспективного спроса на тепловую энергию (мощность), перспективные балансы тепловой мощности источников и тепловой нагрузки потребителей, предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и тепловых сетей.

Распоряжение Правительства Российской Федерации № 1839-р от 04.10.2012 «Об утверждении комплекса мер стимулирования производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии».

Вступило в силу с 04.10.2012.

Постановление Правительства Российской Федерации № 1075 от 22.10.2012 «Об основах ценообразования в сфере теплоснабжения».

Вступило в силу с 06.11.2012.

Определен порядок установления регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, порядок учета обстоятельств и принятия решений для отмены регулирования тарифов в сфере теплоснабжения, решений о введении регулирования в системах теплоснабжения, в отношении которых действовало решение об отмене регулирования тарифов.

Постановление Правительства Российской Федерации от 30.12.2012 № 1482 «О внесении изменений в акты Правительства Российской Федерации по вопросам изменения процедуры смены гарантирующих поставщиков»

Вступило в силу с 15.01.2013.

Документ подготовлен в целях совершенствования и ускорения процедуры замены гарантирующих поставщиков, имеющих задолженность на оптовом рынке электрической энергии и мощности, а также детального распределения ответственности уполномоченных органов и иных лиц при проведении такой процедуры.

Постановлением вносятся изменения, которые позволят при возникновении любого из оснований для лишения организации статуса гарантирующего поставщика в максимально короткие сроки присвоить данный статус сетевой организации, присутствующей на территории соответствующего субъекта Российской Федерации. После чего уполномоченным органом принимается решение о проведении конкурса на присвоение статуса гарантирующего поставщика другой организации.

Такой механизм обеспечит возможность оперативной передачи функций гарантирующего поставщика сетевой организации и позволит не допустить дополнительного увеличения задолженности организацией-неплательщиком. В качестве сетевой организации выбирается самая крупная (по объему полезного отпуска электрической энергии в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электроэнергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России) территориальная сетевая организация в зоне деятельности заменяемого гарантирующего поставщика, являющаяся субъектом оптового рынка электроэнергии и мощности. Статус территориальной сетевой организации присваивается не более чем на год.

Документ будет способствовать повышению надежности энергоснабжения и платежной дисциплины на оптовом рынке электроэнергии и мощности.

Минэнерго России разработало проект федерального закона о внесении изменений в федеральный закон «О теплоснабжении» и внесло в Правительство Российской Федерации в установленном порядке. Затем законопроект был направлен Правительством Российской Федерации письмом от 03.12.2012 № 6609п-П9 в Государственную Думу, где 20.02.2013 был принят в первом чтении.

4.2 Планы разработки нормативно-правовой базы на 2013 г.

1. Внесение изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с укреплением платежной дисциплины потребителей энергоресурсов.
2. Внесение изменений в федеральный закон № 261 от 23.11.2009 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
3. Внесение изменений в федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» и в Положение о Министерстве энергетики Российской Федерации, утвержденное постановлением Правительства Российской Федерации от 28.05.2008 № 400, с целью наделения Министерства энергетики Российской Федерации полномочиями по утверждению нормативных правовых актов, устанавливающих обязательные требования к объектам электроэнергетики и энергопринимающим устройствам, входящим в их состав, к процессам проектирования, создания, реконструкции, модернизации и эксплуатации оборудования и устройств.
4. Внесение изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики», предусматривающих в том числе внедрение обязательного технологического аудита как части процесса утверждения инвестиционных программ электросетевых компаний».
5. Внесение изменений в действующее законодательство Российской Федерации в части введения понятия интеллектуального учета, установления требований к интеллектуальному учету и устранения барьеров для внедрения систем интеллектуального учета.
6. Разработка постановления Правительства Российской Федерации о поэтапном переходе на оплату максимальной сетевой мощности.
7. Разработка и принятие соответствующих изменений в нормативно-правовую базу отрасли в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 04.10. 2012 № 1839-р, утверждающим комплекс мер стимулирования производства электроэнергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии.

5 Важнейшие задачи Минэнерго России (совместно с другими органами исполнительной власти) в сфере электроэнергетики

1. **Планирование развития электроэнергетической отрасли России, в том числе:**
 - 1) утверждение Схемы и программы развития ЕЭС России на 2013—2019 гг.;
 - 2) утверждение и корректировка инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;
 - 3) начало 1-го этапа корректировки Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2030 года, в том числе организация выполнения внестадийных научных работ, необходимых для формирования долгосрочного прогноза спроса на электроэнергию.
2. **Реализация проектов федерального значения в части полномочий Министерства, в том числе:**
 - 1) завершение подготовки объектов энергетики к проведению XXII Олимпийских зимних игр и XI Паралимпийских зимних игр 2014 г. в городе Сочи;
 - 2) ввод в эксплуатацию восьми гидроагрегатов (из девяти) Богучанской ГЭС;
 - 3) формирование Программы подготовки к проведению в Российской Федерации Чемпионата мира по футболу 2018 г. в части объектов энергоснабжения.
3. **Разработка мер по ликвидации перекрестного субсидирования в электроэнергетике, в том числе:**
 - 1) легализация понятия «перекрестное субсидирование»;
 - 2) введение социальной нормы электропотребления для населения;
 - 3) совершенствование методик ценообразования.
4. **Разработка мер по решению проблемы «последней мили», в том числе:**
 - 1) продление действия «последней мили»;
 - 2) реализация мероприятий по снижению объемов перекрестного субсидирования;
 - 3) совершенствование оплаты услуг моносетей;
 - 4) совершенствование оплаты услуг ОАО «ФСК ЕЭС».
5. **Ограничение деятельности недобросовестных территориальных сетевых организаций путем установления критериев отнесения организации (ИП) к ТСО, введения института страхования ответственности/банковских гарантий.**

6. **Разработка мер по повышению операционной и инвестиционной эффективности деятельности сетевых организаций, в том числе:**
 - 1) разработка методики сравнительного анализа (бенчмаркинга) и его учет при тарифном регулировании;
 - 2) установление ключевых показателей эффективности для менеджмента компаний по результатам бенчмаркинга;
 - 3) совершенствование порядка разработки и согласования инвестиционных программ.
7. **Разработка информационной системы по оперативному контролю хода реализации ключевых инвестиционных проектов.**
8. **Внедрение новой модели нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях на основе сравнительного анализа (бенчмаркинга) сетевых организаций по уровню фактических потерь электроэнергии, в том числе:**
 - 1) разработка методики бенчмаркинга сетевых организаций по уровню фактических потерь электроэнергии;
 - 2) проведение бенчмаркинга сетевых организаций по уровню фактических потерь электроэнергии за 2010—2012 гг.;
 - 3) внесение необходимых изменений в нормативно-правовые акты Российской Федерации.
9. **Проработка предложений по совершенствованию оптового и розничных рынков электрической энергии (мощности).**
10. **Проведение конкурентного отбора мощности на 2014 г., в том числе:**
 - 1) разработка проекта постановления Правительства Российской Федерации для целей проведения конкурентного отбора мощности на 2014 г.;
 - 2) пересмотр положений нормативно-правовых актов Минэнерго России в целях обеспечения проведения конкурентного отбора мощности на 2014 г.
11. **Актуализация государственной программы Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики» в части включения мероприятий по развитию энергетики, предусмотренных государственной программой Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Дальнего Востока и Байкальского региона на период до 2025 года».**

Приложения

Приложение П-1.1

Перечень введенного в 2012 г. генерирующего оборудования

№ п/п	Наименование генерирующей компании, электростанции, блока	МВт
Государственные компании		
	ОАО «Концерн Росэнергоатом»	
1	Калининская АЭС, бл. 4	1000,0
	ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»	
2	Ивановские ПГУ, бл. 2	325,0
	ОАО «ОГК-1»	
3	Уренгойская ГРЭС, бл. 3	460,0
	ОАО «ОГК-3»	
4	Харанорская ГРЭС, бл. 3	225,0
	ОАО «ТГК-11»	
5	Томская ПРК, бл. 1	14,7
	ОАО «РусГидро»	
6	Волжская ГЭС	15,5
7	Камская ГЭС	9,0
8	Баксанская ГЭС	2,0
9	Богучанская ГЭС, г/а 1—4	1332,0
Частные компании		
	ОАО «ОГК-2»	
10	Адлерская ТЭС, бл. 1, 2	360,0
11	Киришская ГРЭС, бл. 6	540,0
12	Новочеркасская ГРЭС	36,0
	ОАО «ОГК-5»	
13	Среднеуральская ГРЭС	56,0
14	Невинномысская ГРЭС	25,0
15	Конаковская ГРЭС	20,0
	ОАО «ТГК-1»	
16	Лесогорская ГЭС-10, г/а 3	6,0
17	Светогорская ГЭС-11, г/а 2	7,5
18	Правобережная ТЭЦ-5, бл. 2	463,0
19	Южная ТЭЦ-22 (модернизация)	32,0
	ОАО «ТГК-2»	
20	Новгородская ТЭЦ, бл. 4	168,0
21	Ярославская ТЭЦ-3	15,0
	ОАО «Квадра»	
22	Ливенская ТЭЦ, бл. 3	30,0
	ОАО «ТГК-6»	
23	Владимирская ТЭЦ	14,0
	ОАО «Волжская ТГК»	
24	Сызранская ТЭЦ	227,4
25	Саратовская ТЭЦ-2	23,0
26	Саратовская ТЭЦ-5	5,0
27	Балаковская ТЭЦ-4	5,0
28	Энгельсская ТЭЦ-3	2,0

Приложение П-1.1

№ п/п	Наименование генерирующей компании, электростанции, блока	МВт
	ОАО «ЮГК ТГК-8»	
29	Краснодарская ТЭЦ, бл. 5	411,0
30	Астраханская ГРЭС	7,0
31	Цимлянская ГЭС	2,5
	ОАО «ТГК-9»	
32	Пермская ТЭЦ-6, бл. 1	119,0
	ОАО «Енисейская ТГК»	
33	Красноярская ТЭЦ-3, бл. 1	208,0
	Прочие компании	
34	ДЭС Коми	0,5
35	Шахтинская ГТЭС	23,9
36	Касимовская ГТТЭЦ	18,0
37	Приуфимская ТЭЦ	10,0
38	Уфимская ТЭЦ-2	3,0
39	ДЭС ОАО "РГК"	4,3
40	Мобильные ГТЭС "ПС Кызылская"	22,5
41	ГТЭС Западно-Малобалыкское	7,2
42	Приобская ГТЭС	45,0
43	ГТЭС «Сибай»	16,0
44	Иркутская ТЭЦ-9	35,0
45	Фаснальская ГЭС	6,4
46	ТЭЦ ОАО «Волжский Оргсинтез»	8,5
47	Мезинская ДЭС	0,3
48	ГТЭС ОАО «УралКалий»	12,9
49	ГТЭС ОАО «ФосАгроЧереповец»	32,0
50	Зауральская ТЭЦ	2,5
51	ГТЭС Вачимского м/р	36,0
Итого, в т. ч.:		6473,7
	по государственным компаниям	3 383,2
	по частным компаниям	3 090,5
	из них по ДПМ	3624,6

Источник данных: ОАО «СО ЕЭС»