

К ЧИТАТЕЛЯМ

В настоящее время существующие информационно-аналитические материалы о функционировании электроэнергетической отрасли, публикуемые субъектами рынка электрической энергии и органами исполнительной власти Российской Федерации, не предоставляют комплексного обзора работы электроэнергетики страны.

Основной задачей доклада «Электроэнергетика России: ключевые цифры и анализ показателей функционирования за 2014 год» стало формирование единого информационно-аналитического документа, включающего как производственные, так и финансово-экономические показатели функционирования отрасли, что позволит читателям получить максимально полную картину о результатах деятельности и основных направлениях развития электроэнергетики России.

В Докладе представлен обзор состояния отрасли за 2012-2014 годы. Принимая во внимание актуальность и востребованность такого обзора со стороны профессионального сообщества, авторский коллектив планирует дальнейшее его издание на регулярной основе.

Для повышения качества Доклада, в том числе в отношении спектра рассматриваемых тем и вопросов, их актуальности, глубины анализа отдельных показателей, важным для авторов является получение обратной связи от читателей (отзывов, предложений, рецензий). Авторы будут благодарны за любые комментарии от участников рынка, которые позволят сделать Доклад более информативным и интересным для широкого круга читателей.

Авторский коллектив открыт для обсуждения перспектив дальнейшего сотрудничества (включая информационную поддержку) и надеется на успешную реализацию и развитие данной инициативы в будущем.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
1 Технические показатели работы электроэнергетической системы России	4
1.1 Структура установленной электрической мощности.....	4
1.2 Потребление электроэнергии.....	10
1.3 Экспорт-импорт электроэнергии.....	15
1.4 Производство электроэнергии	16
1.5 Производство тепловой энергии.....	20
1.6 Использование топлива	22
1.7 Электросетевой комплекс	27
2 Анализ цен на рынках электрической и тепловой энергии	38
2.1 Оптовый рынок электрической энергии и мощности	39
2.2 Тарифы сетевых организаций	49
2.3 Сбытовые надбавки гарантирующих поставщиков	52
2.4 Тарифы инфраструктурных организаций	55
2.5 Цены на электрическую энергию для потребителей.....	56
2.6 Цены на тепловую энергию для потребителей	60
3 Анализ инвестиций в электроэнергетике.....	62
3.1 Генерирующие компании.....	62
3.2 Электросетевые компании	65
4 Анализ финансовых результатов деятельности генерирующих компаний.....	69
5 Динамика задолженности за электроэнергию.....	76
5.1 Задолженность на розничном рынке.....	76
5.2 Задолженность на оптовом рынке электроэнергии (мощности).....	78
6 Обращение акций энергетических компаний на рынке ценных бумаг.....	81
7 Обзор изменений законодательства, связанного с функционированием отрасли	88
7.1 В сфере электроэнергетики	88
7.2 В сфере теплоснабжения	96
ПРИЛОЖЕНИЕ П-2.1	99
ПРИЛОЖЕНИЕ П-2.2	102

ВВЕДЕНИЕ

Доклад «Электроэнергетика России: ключевые цифры и анализ показателей функционирования за 2014 год» представляет собой информационно-аналитический обзор о функционировании электроэнергетической отрасли Российской Федерации за 2014 год в разрезе федеральных округов и энергетических систем.

В Докладе представлены ключевые показатели работы электроэнергетики Российской Федерации. Рассмотрены особенности производственной структуры электроэнергетики, динамика производства и потребления электроэнергии за 2012-2014 годы, представлен анализ показателей функционирования оптового и розничных рынков электроэнергии, включая аналитический обзор цен и тарифов на электрическую и тепловую энергию за рассматриваемый период, приведен обзор нормативных правовых актов, регулирующих порядок функционирования отрасли.

Доклад может быть использован федеральными и региональными органами исполнительной власти, потребителями, энергокомпаниями, инвесторами и другими заинтересованными лицами для анализа сложившейся ситуации и выработки стратегий развития отрасли, компаний и регионов.

Для анализа использовались данные из открытых источников информации: Росстата, ОАО «СО ЕЭС», Ассоциации "НП Совет Рынка", ОАО «Администратор торговой системы», Минэнерго России, ФСТ России, ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС» и официальных сайтов генерирующих компаний.

1 Технические показатели работы электроэнергетической системы России

В рамках данного раздела представлены основные технические показатели работы электроэнергетической системы России: данные о структуре установленной мощности, объемах потребления и производства электрической энергии, использовании топлива на электростанциях, а также показатели, характеризующие состояние электросетевого комплекса.

1.1 Структура установленной электрической мощности

По состоянию на 1 января 2014 года¹ установленная мощность действующих на территории Российской Федерации электростанций составила 242,1 ГВт, из них тепловых электростанций (ТЭС) - 167,1 ГВт (69,0%), гидроэлектростанций (ГЭС) - 49,7 ГВт (20,5%) и атомных (АЭС) – 25,3 ГВт (10,4%), таблица 1.1.

Наибольшие объемы установленной мощности генерирующего оборудования характерны для Сибирского, Центрального, Приволжского и Уральского федеральных округов Российской Федерации, их суммарная мощность на начало 2014 года составила 181,3 ГВт или 75% от общероссийского уровня (рисунок 1.1).

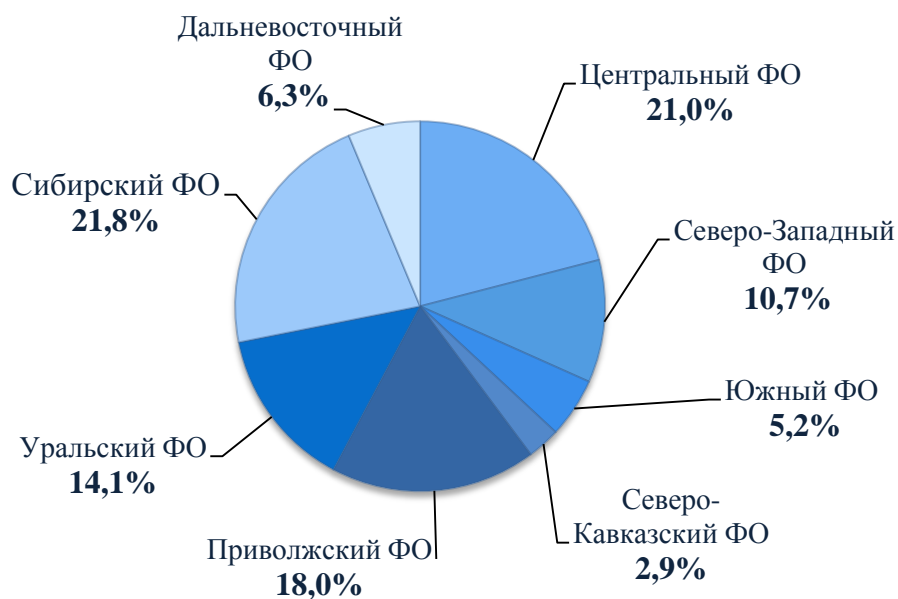


Рисунок 1.1 – Структура установленной электрической мощности по федеральным округам Российской Федерации на 1 января 2014 года

Источник данных: Росстат

¹ К моменту подготовки настоящего отчета официальная информация Росстат по установленной мощности электростанций на конец 2014 г. не опубликована

Таблица 1.1 – Динамика установленной мощности электростанций по федеральным округам Российской Федерации

Федеральный округ	на 01.01.2013	на 01.01.2014	Изменение 01.01.2014 к 01.01.2013	
	ГВт		ГВт	%
Центральный	50,6	50,8	0,1	0,3
Северо-Западный	25,5	26,0	0,5	2,0
Южный	11,8	12,7	0,9	7,4
Северо-Кавказский	7,0	7,0	0,0	0,1
Приволжский	43,2	43,5	0,4	0,8
Уральский	34,7	34,2	-0,6	-1,6
Сибирский	51,9	52,8	1,0	1,9
Дальневосточный	15,1	15,3	0,1	1,0
Крымский				
Российская Федерация	239,7	242,1	2,5	1,0
в том числе:				
ТЭС	165,8	167,1	1,3	0,8
ГЭС	48,5	49,7	1,2	2,5
АЭС	25,3	25,3	0,0	0,0

Источник данных: Росстат

Функционирование объектов электроэнергетики Российской Федерации осуществлялось в рамках Единой энергетической системы России (далее – ЕЭС России).

ЕЭС России состоит из 69 региональных энергосистем, которые, в свою очередь, образуют 7 объединенных энергетических систем² (далее – ОЭС). Централизованное оперативно-диспетчерское управление ЕЭС России осуществляет ОАО «СО ЕЭС»³.

Установленная мощность электростанций, входящих в ЕЭС России, на 1 января 2014 года составила 94% от общероссийского уровня (242,1 ГВт, таблица 1.1) или 226,5 ГВт.

В течение 2014 года мощность генерирующих объектов ЕЭС России увеличилась на 5,98 ГВт и составила на начало 2015 года 232,5 ГВт. Данное изменение обусловлено вводом нового оборудования (7,3 ГВт), выводом из эксплуатации генерирующего оборудования электростанций (1,76 ГВт),

² Объединенная энергетическая система (ОЭС) - совокупность нескольких энергетических систем, объединенных общим режимом работы, имеющая общее диспетчерское управление как высшую ступень управления по отношению к диспетчерским управлениям входящих в нее энергосистем

³ Открытое акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы»

перемаркировками в сторону увеличения и прочими изменения суммарной мощностью 0,45 ГВт (таблица 1.2).

В 2014г. объем вводов и выводов генерирующих объектов в ЕЭС России сложился выше уровня 2013 г. в 2 и 2,6 раза соответственно. Наиболее крупными объектами генерации, введенными в 2014г. являлись: Ростовская АЭС (блок №7 - 1,1 ГВт) и Богучанская ГЭС (блоки 7 и 9 - 1 ГВт).

В структуре установленной мощности электростанций ЕЭС России преобладающая доля приходилась на ТЭС (68,1% по состоянию на 1 января 2015г.). Доля ГЭС и АЭС составила 20,5% и 11,3% соответственно.

В зависимости от территориальных особенностей (топливных ресурсов, климатических условий, наличия гидроресурсов и др.) структура установленной электрической мощности по ОЭС различна.

Наличие АЭС характерно для энергетических объединений, расположенных в Европейской части России и на Урале, в которых на долю атомных станций в 2014 году приходилось от 1,2% (ОЭС Урала) до 25% (ОЭС Северо-Запада) установленной мощности, рисунок 1.2. При этом установленная мощность АЭС в энергосистеме Центра составила примерно половину суммарной установленной мощности атомных электростанций в ЕЭС России.

На территории ОЭС Сибири и Востока действуют тепловые и гидроэлектростанции. Объем установленной мощности ГЭС Сибири составляет примерно половину суммарной установленной мощности гидроэлектростанций в ЕЭС России.

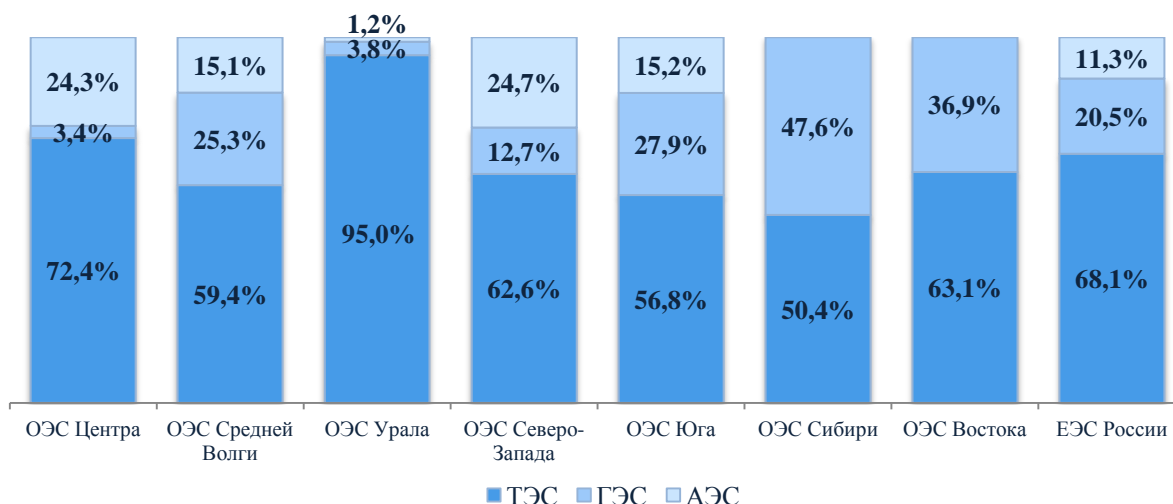


Рисунок 1.2 – Структура установленной электрической мощности по объединенным энергетическим системам ЕЭС России в 2014 году

Источник данных: ОАО «СО ЕЭС»

Наибольший объем установленной мощности генерирующих объектов в 2014 году приходился на ОЭС Центра, Урала, Сибири - доля каждой свыше 20%. На

ОЭС Юга, Средней-Волги и Северо-Запада приходились меньшие доли - от 8,7% до 11,6%, рисунок 1.3.

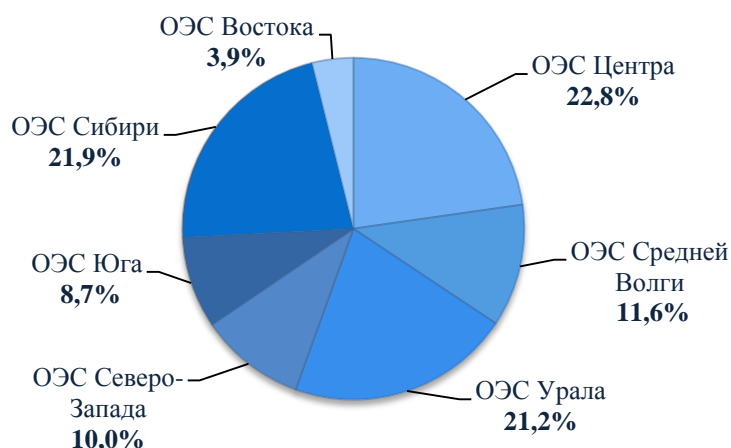


Рисунок 1.3 – Структура установленной электрической мощности по объединенным энергетическим системам ЕЭС России 2014 году

Источник данных: ОАО «СО ЕЭС»

В связи со значительным объемом вводов генерирующих объектов в 2014 г. произошло увеличение установленной мощности во всех ОЭС за исключением энергосистем Северо-Запада и Востока. Наибольший прирост установленной мощности в 2014 г. по сравнению с уровнем 2013 г. сложился в ОЭС Сибири – 1,71 ГВт (3,46%), наименьший – в ОЭС Средней Волги - 0,72 ГВт (2,76%), рисунок 1.4.

В ОЭС Северо-Запада в 2014 году наблюдалось снижение величины установленной электрической мощности в связи с преобладанием объемов вывода генерирующих мощностей по сравнению с вводами. В ОЭС Востока существенных изменений установленной мощности в 2014 году не произошло.

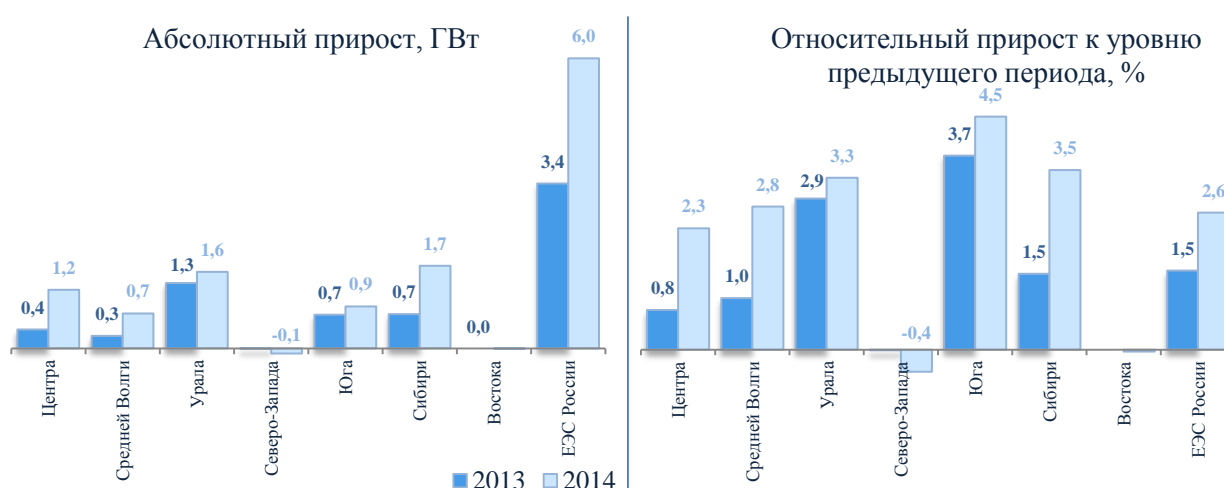


Рисунок 1.4 – Прирост установленной мощности по объединенным энергетическим системам ЕЭС России 2014 году

Источник данных: ОАО «СО ЕЭС»

Таблица 1.2 – Изменение установленной мощности электростанций по объединенным энергетическим системам ЕЭС России

Объединенная энергетическая система	На 01.01.2013, ГВт	с 01.01.2013-01.01.2014		На 01.01.2014, ГВт	с 01.01.2014-01.01.2015		На 01.01.2015, ГВт
		Вводы, ГВт	Вывод, ГВт		Вводы, ГВт	Вывод, ГВт	
Центра	51,29	0,63	0,19	51,68	1,47	0,28	52,89
ТЭС	36,62	0,63	0,19	37,07	1,47	0,28	38,27
ГЭС	1,84	-	-	1,78	-	-	1,79
АЭС	12,83	-	-	12,83	-	-	12,83
Средней Волги	25,95	0,23	0,05	26,21	0,68	0,03	26,93
ТЭС	15,08	0,23	0,05	15,31	0,68	0,03	16,00
ГЭС	6,80	-	-	6,83	-	-	6,86
АЭС	4,07	-	-	4,07	-	-	4,07
Урала	46,24	1,31	0,13	47,59	2,35	0,86	49,17
ТЭС	43,80	1,31	0,13	45,14	2,35	0,86	46,71
ГЭС	1,84	-	-	1,85	-	-	1,85
АЭС	0,60	-	-	0,60	-	-	0,60
Северо-Запада	23,39	0,14	0,13	23,39	0,01	0,07	23,29
ТЭС	14,68	0,14	0,13	14,67	0,005	0,07	14,57
ГЭС	2,95	0,001	-	2,95	0,001	-	2,96
АЭС	5,76	-	-	5,76	-	-	5,76
Юга	18,61	0,63	-	19,30	1,21	0,40	20,17
ТЭС	11,00	0,63	-	11,67	0,14	0,40	11,45
ГЭС	5,61	-	-	5,63	-	-	5,65
АЭС	2,00	-	-	2,00	1,070	-	3,07
Сибири	48,53	0,80	0,18	49,24	1,59	0,12	50,95
ТЭС	24,93	0,13	0,18	24,97	0,59	0,12	25,68
ГЭС	23,60	0,67	-	24,27	1,00	-	25,27
АЭС	-	-	-	-	-	-	-
Востока	9,06	-	-	9,06	-	-	9,06
ТЭС	5,72	-	-	5,72	-	-	5,72
ГЭС	3,34	-	-	3,34	-	-	3,34
АЭС	-	-	-	-	-	-	-
ЕЭС России	223,07	3,74	0,68	226,47	7,30	1,76	232,45
ТЭС	151,83	3,07	0,68	154,55	5,23	1,76	158,40
ГЭС	45,98	0,67	-	46,65	1,00	-	47,71
АЭС	25,27	-	-	25,27	1,07	-	26,34

Источник данных: ОАО «СО ЕЭС»

Основной характеристикой эффективности работы электростанций является коэффициент использования установленной мощности (КИУМ). На данный показатель оказывают влияние такие факторы, как: объем и структура потребления электроэнергии; тепловая нагрузка (для ТЭС); уровень воды в водохранилищах (для ГЭС); качество ремонтов и обслуживания.

В 2014 г. КИУМ АЭС, расположенных в Европейской части России и на Урале, сложился существенно выше ТЭС и ГЭС (в 1,6 и 2,2 раза соответственно), рисунок 1.5.

Дифференциация КИУМ по типам электростанций обусловлена особенностями их работы. Так, для ГЭС данный показатель обычно ниже, в связи с неравномерностью стока рек (см. данные по ОЭС Сибири, рисунок 1.5). Гидроэлектростанции работают в половодье и паводки, часть гидроагрегатов включается в работу по необходимости. АЭС по своим технологическим особенностям могут работать только в глубоком базовом режиме⁴. Переменная часть графика нагрузки обеспечивается ТЭС.



Рисунок 1.5 – Динамика коэффициентов использования установленной мощности по типам электростанций в ЕЭС России, %

Источник данных: НП «Совет Рынка»

⁴ Режим работы электростанции с заданной, практически постоянной, мощностью, поддерживаемой в течение установленного интервала времени

1.2 Потребление электроэнергии

Уровень электропотребления в Российской Федерации определяется спросом на электроэнергию со стороны экономики и бытового сектора, включая собственные нужды электростанций, а также потери при её передаче и распределении.

В целом по Российской Федерации в 2014 г. уровень потребления электрической энергии составил 1065 млрд. кВт·ч (по данным Росстат), что на 1% выше уровня 2013 года. Без учета объемов электропотребления присоединенных территорий Крымского ФО рост оказался ниже и составил менее 0,3%.

Невысокий рост объемов электропотребления в 2014 г. и снижение объемов в 2013 году, в большей степени обусловлены замедлением темпов экономического развития страны в данный период (рисунок 1.6).

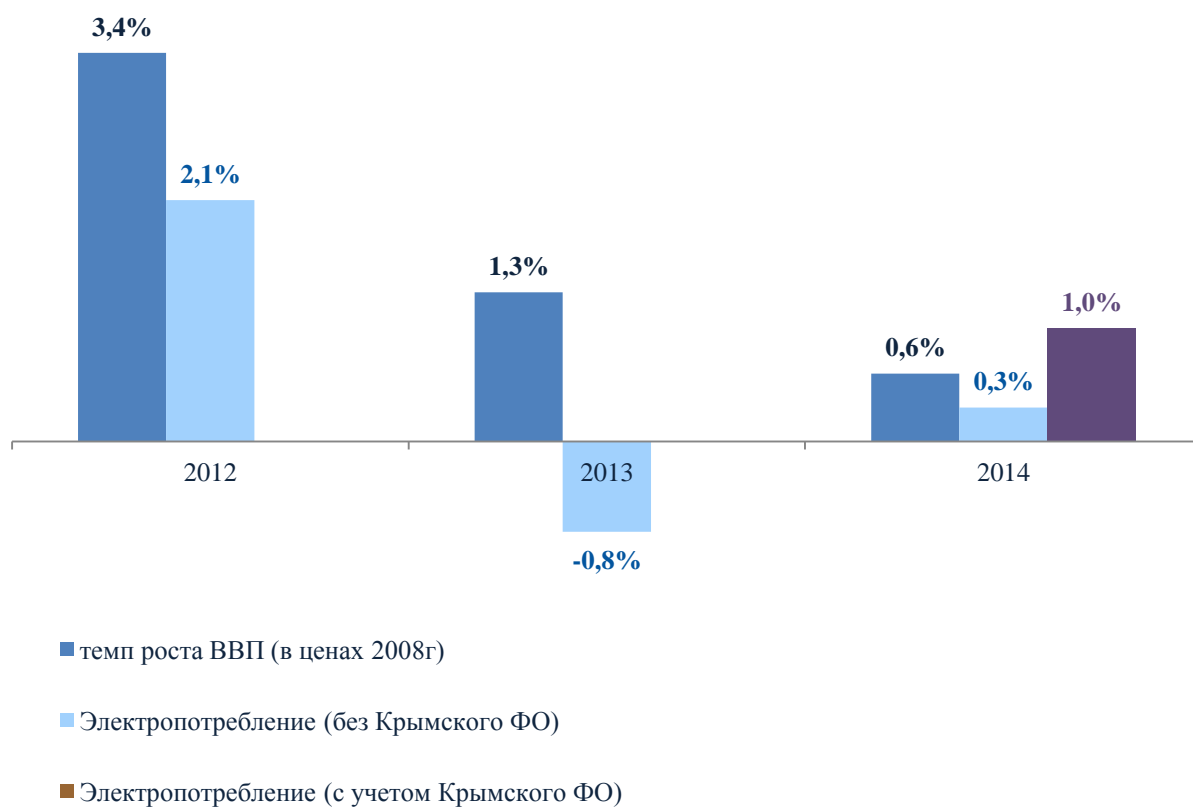


Рисунок 1.6 – Темпы роста ВВП и электропотребления в Российской Федерации

Источник данных: Росстат

Распределение объемов электропотребления по основным секторам экономики России в период 2012-2014 гг. существенно не изменилось. В структуре потребления преобладала доля секторов промышленного производства («Добыча полезных ископаемых» и «Обрабатывающие производства») - 41% (рисунок 1.7).



Рисунок 1.7 – Структура электропотребления России в 2014 г.

Источник данных: Росстат

По основным секторам экономики России рост электропотребления может существенно отличаться от среднероссийского уровня. Наибольший рост электропотребления в 2014 г. наблюдался в секторах с наименьшими объемами электропотребления «Сельское и лесное хозяйство, охота» и «Строительство» на 4,3% и 4% соответственно (на 3-3,3 процентных пункта выше среднероссийского).

В период 2013-2014 гг. по секторам «Обрабатывающие производства» и «Транспорт и связь» зафиксировано снижение объемов электропотребления (таблица 1.3)

Таблица 1.3 – Структура электропотребления по секторам экономики Российской Федерации

Сектор потребления	2012	2013	2014*	2013/ 2012	2014/ 2013
	млрд. кВт·ч			%	
Добыча полезных ископаемых	126,2	131,2	132,5	4,0	0,9
Обрабатывающие производства	328,9	318,8	312,6	-3,1	-1,9
Строительство	13,8	12,3	12,8	-11,2	4,0
Транспорт и связь	91,1	90,4	90,3	-0,8	-0,1
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	15,3	15,3	15,9	0,1	4,3
Бытовой сектор	137,3	141,0	146,2	2,6	3,7
Прочее потребление, включая услуги	184,0	175,3	178,4	-4,7	1,8
Собственные нужды электростанций	60,1	68,4	69,5	13,8	1,7
Потери в электросетях	106,7	102,2	106,7	-4,2	4,4
Итого	1063,3	1054,8	1065,0	-0,8	1,0

* с учетом Крымского федерального округа

Источник данных: Росстат

Территориальная структура электропотребления неравномерна, 77% от общего объема потребления приходилось на четыре федеральных округа Российской Федерации - Сибирский, Центральный, Приволжский и Уральский. Оставшаяся часть - 23% объемов электропотребления распределялась между Северо-Западным, Южным, Дальневосточным, Северо-Кавказским и Крымским федеральными округами (рисунок 1.8).

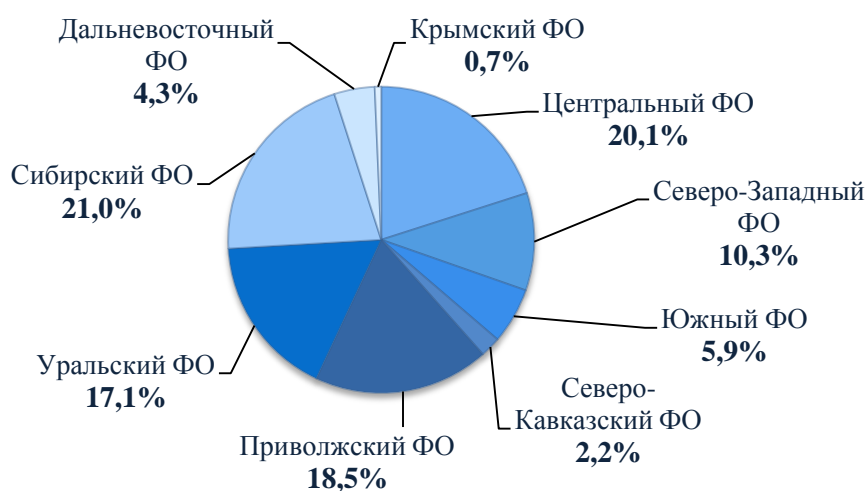


Рисунок 1.8 – Структура электропотребления России по федеральным округам Российской Федерации в 2014 году

Источник данных: Росстат

Наибольшее увеличение электропотребления в 2014г. (более 1%) отмечено в Северо-Западном и Центральном федеральных округах. При этом отрицательный прирост показали: Уральский (на 1,5%) и Северо-Кавказский (на 1,2%) федеральные округа, таблица 1.4.

Таблица 1.4 – Динамика объемов потребления электрической энергии по федеральным округам Российской Федерации

Федеральный округ	2012	2013	2014*	2013/ 2012	2014/ 2013
	млрд. кВт·ч			%	
Центральный	208,4	211,4	213,6	1,4	1,1
Северо-Западный	109,8	107,8	109,7	-1,8	1,7
Южный	63,7	62,5	63,1	-2,0	1,0
Северо-Кавказский	22,1	23,3	23,0	5,2	-1,2
Приволжский	197,2	197,0	197,4	-0,1	0,2
Уральский	187,3	185,0	182,3	-1,2	-1,5
Сибирский	229,4	222,4	223,2	-3,0	0,3
Дальневосточный	45,4	45,5	45,5	0,2	0,1
Крымский			7,2		
Российская Федерация	1063,3	1054,8	1065,0	-0,8	0,3(1,0)*

* Без учета Крымского федерального округа (с учетом Крымского федерального округа)

Источник данных: Росстат

На территории Российской Федерации основная часть электроэнергии потребляется в ЕЭС России. Объем электропотребления ЕЭС России в 2014 г. составил 1013,9 млрд. кВт·ч или 95% от общероссийского уровня (1065,0 млрд. кВт·ч, по данным Росстат).

Оставшаяся часть объемов электропотребления (5%) в 2014 г. приходилась в основном на зоны децентрализованного электропотребления, технологически изолированные энергорайоны Востока, а также на территории Крымского ФО Российской Федерации, которые не входят в ЕЭС России.

Распределение объемов электропотребления по объединенным энергосистемам неравномерно. Наибольшие доли (свыше 20% в общем объеме потребления ЕЭС России) приходились на ОЭС Урала, Центра и Сибири (рисунок 1.9). Высокий уровень электропотребления в данных энергетических системах обусловлен большим количеством энергоемких производств.

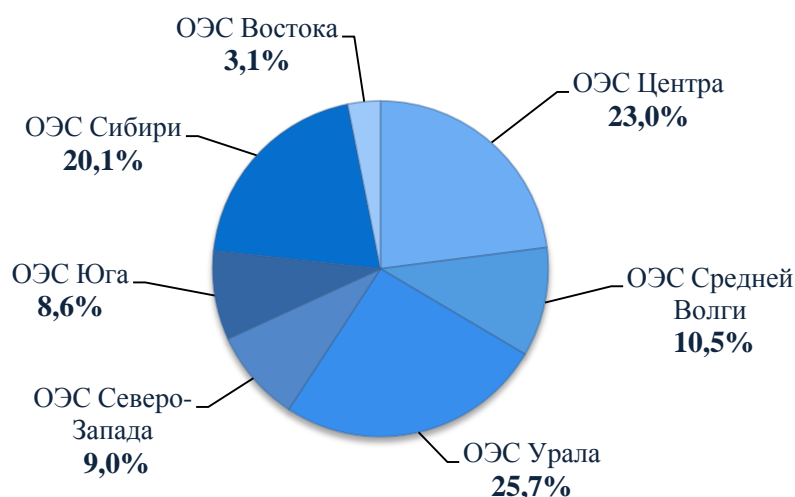


Рисунок 1.9 – Структура электропотребления России по объединенным энергетическим системам ЕЭС России в 2014 году

Источник данных: Росстат

В 2014 году темп роста электропотребления по ЕЭС России несущественно превышал темп роста электропотребления в целом по Российской Федерации (без учета Крымского федерального округа) – отклонение составило 0,1 п.п.

При общем росте электропотребления в целом по ЕЭС России в 2014 году наблюдалась различная динамика данного показателя по отдельным энергосистемам (от снижения на 1,9% в ОЭС Средней Волги до роста на 1,1% в ОЭС Центра и ОЭС Урала), таблица 1.5.

Таблица 1.5 – Динамика объемов потребления электрической энергии по объединенным энергетическим системам ЕЭС России

Объединенная энергетическая система	2012	2013	2014	2013/ 2012	2014/ 2013
	млрд. кВт·ч			%	
Центра	229,4	230,4	232,9	0,4	1,1
Средней Волги	108,5	108,8	106,7	0,3	-1,9
Урала	257,0	257,8	260,7	0,3	1,1
Северо-Запада	92,5	90,3	90,8	-2,3	0,5
Юга	86,5	85,6	86,9	-1,1	1,6
Сибири	210,2	205,3	204,1	-2,3	-0,6
Востока	31,7	31,6	31,8	-0,2	0,6
ЕЭС России	1015,7	1009,8	1013,9	-0,6	0,4

Источник данных: ОАО «СО ЕЭС»

1.3 Экспорт-импорт электроэнергии

В 2014 году оператором экспорта-импорта электроэнергии в России являлось ОАО «Интер РАО».

Основными направлениями экспортных поставок ОАО «Интер РАО» в 2014 г. являлись Китай (24% от общего объема экспорта), Литва (22,9%), Финляндия (21,3%), Казахстан (11,7%) и Белоруссия (10,1%), рисунок 1.10.

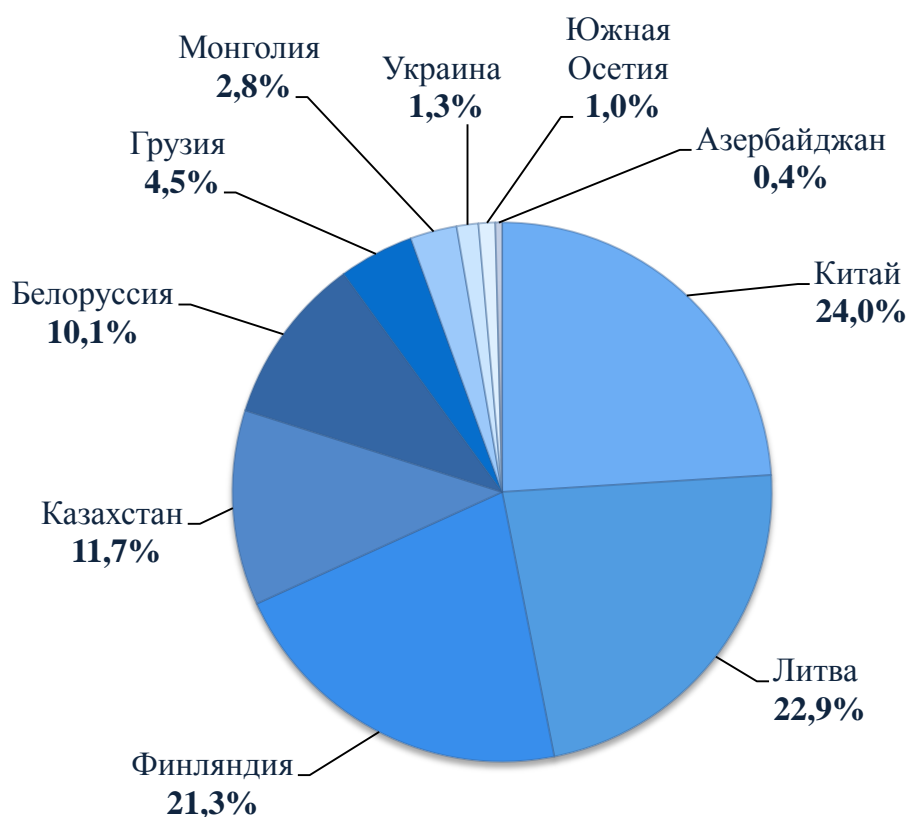


Рисунок 1.10 – Структура экспорта электроэнергии в 2014 году

Источник данных: ПАО «ИНТЕР РАО»

Практически по всем странам-импортерам в период 2013-2014 гг. наблюдалось сокращение объемов приобретаемой электроэнергии. Наиболее существенное сокращение объемов поставки наблюдалось по Белоруссии (в 2014 г. -60,4% от уровня предыдущего года) и Финляндии (-27%) в связи с отсутствием экономической эффективности поставок в отдельные периоды (таблица 1.6).

Таблица 1.6 – Динамика объемов экспорта электроэнергии

Страна	2012*	2013*	2014*	2013/ 2012	2014/ 2013
	млн. кВт·ч			%	
Китай	2 630	3 495	3 376	32,9	-3,4
Литва	4 780	3 568	3 216	-25,4	-9,9
Финляндия	3 794	4 107	2 995	8,2	-27,1
Казахстан	2 284	1 668	1 644	-27,0	-1,4
Белоруссия	3 698	3 597	1 425	-2,7	-60,4
Иные страны	1 178	1 105	1 388	-6,2	25,6
Всего	18 364	17 540	14 044	-4,5	-19,9

*Перетоки через границу Российской Федерации с учетом агентских договоров с ОАО «ВЭК»

Источник данных: ПАО «ИНТЕР РАО»

В 2014 г. также наблюдалось сокращение объемов импорта электроэнергии ОАО «Интер РАО» по сравнению с предыдущим годом на 24,3%. Такое падение было обусловлено снижением поставок из Казахстана как основного импортера электроэнергии на 21,5% (таблица 1.7). Снижение поставок из Грузии на 56,8% было вызвано экспортной ориентированностью энергосистемы Грузии на Турцию ввиду более благоприятной ценовой конъюнктуры по отношению к российскому рынку электроэнергии.

Таблица 1.7 – Динамика объемов импорта электроэнергии

Страна	2012	2013	2012	2013/ 2012	2014/ 2013
	млн. кВт·ч			%	
Казахстан	1 973	3 931	3 084	99,2	-21,5
Грузия	369	262	160	-29,0	-38,9
Иные страны	266	371	160	39,5	-56,9
Всего	2 608	4 564	3 404	75,0	-25,4

*Перетоки через границу Российской Федерации с учетом агентских договоров с ОАО «ВЭК»

Источник данных: ПАО «ИНТЕР РАО»

1.4 Производство электроэнергии

Потребление электрической энергии на территории Российской Федерации обеспечивается в основном за счет действующих на территории страны электростанций.

Объем производства электроэнергии в целом по стране в 2014 г. составил 1 064,2 млрд. кВт·ч (по данным Росстат), что на 0,5% выше уровня 2013 года. Без учета присоединенных территорий Крымского ФО рост производства сложился бы ниже и составил 0,4%.

Распределение объемов производства электроэнергии по федеральным округам страны неравномерно и в процентном отношении сопоставимо со структурой электропотребления. Более 76% электроэнергии вырабатывалось на электростанциях, расположенных в Центральном, Сибирском, Приволжском и Уральском федеральных округах (рисунок 1.11).

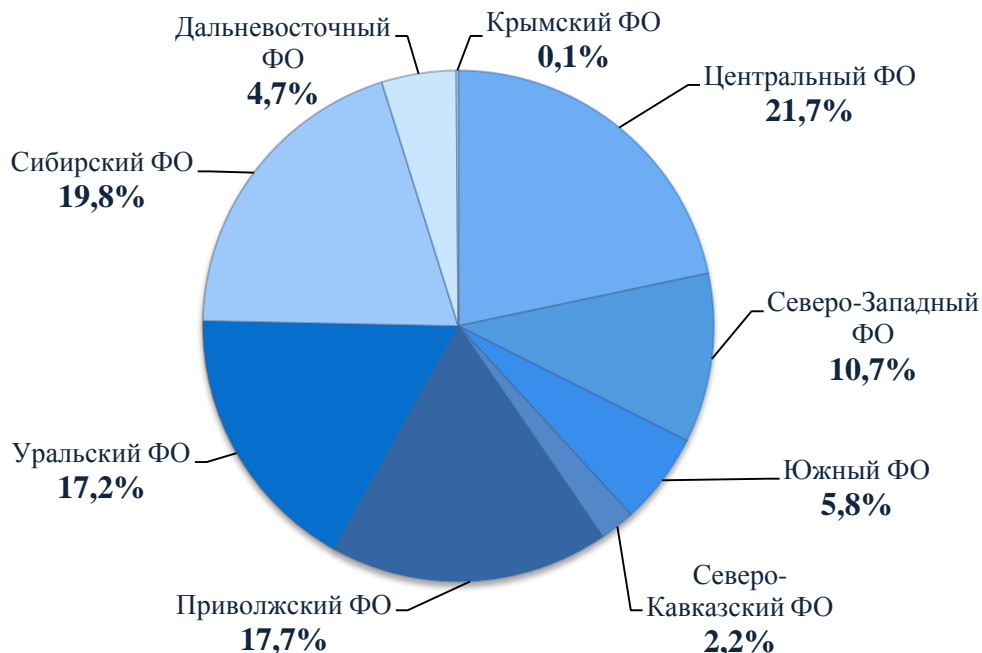


Рисунок 1.11 – Структура производства электроэнергии по федеральным округам Российской Федерации в 2014 году

Источник данных: Росстат

Стоит отметить, что из всех федеральных округов Российской Федерации, существенная зависимость от импорта электроэнергии наблюдалась в Крымском ФО, где объем производства (1,3 млрд. кВт т·ч в 2014 году) в 5 раз меньше объемов электропотребления (7,2 млрд. кВт т·ч в 2014 году), таблица 1.8).

В 2014 г. по всем федеральным округам Российской Федерации наблюдался рост выработки электроэнергии, за исключением Приволжского (снижение на 3,6% к уровню 2013 года).

Наибольший рост производства электроэнергии в 2014 г. сложился в Северо-Кавказском (3,8%) и Северо-Западном (2,7%) федеральных округах, где в 2012-2013 гг. наблюдалось снижение объемов производства (таблица 1.8).

Таблица 1.8 – Динамика объемов производства электрической энергии по федеральным округам Российской Федерации

Федеральный округ	2012	2013	2014*	2013/ 2012	2014/ 2013
	млрд. кВт·ч			%	
Центральный	235,8	227,5	230,9	-3,5	1,5
Северо-Западный	114,4	111,0	114,0	-2,9	2,7
Южный	55,8	60,6	61,7	8,7	1,8
Северо-Кавказский	24,3	22,9	23,8	-5,8	3,8
Приволжский	192,8	195,0	188,1	1,2	-3,6
Уральский	184,7	182,9	183,2	-1,0	0,2
Сибирский	212,7	209,3	211,1	-1,6	0,8
Дальневосточный	49,0	49,8	50,2	1,7	0,8
Крымский			1,3		
Российская Федерация	1069,3	1059,1	1064,2	-1,0	0,5* (0,4**)

* с учетом Крымского федерального округа

** без учета Крымского федерального округа

Источник данных: Росстат

Значительное количество электроэнергии на территории Российской Федерации вырабатывается на электростанциях, работающих в составе ЕЭС России, объем их производства в 2014 г. составил 1024,9 млрд. кВт·ч (рост 0,1% к уровню 2013 года) или 96% в общем объеме производства электроэнергии в стране (1064,2 млрд. кВт·ч по данным Росстат).

В целом по ЕЭС России увеличение объемов выработки электроэнергии в 2014г. к уровню 2013 г. обусловлено ростом объемов производства на АЭС - на 4,8% и незначительным его увеличением на ТЭС – на 0,1%. В связи с маловодностью рек в 2014 г. выработка электроэнергии на ГЭС снизилась на 7,7% относительно уровня 2013 года (таблица 1.9).

Структура производства электроэнергии по ОЭС определяется структурой генерирующих мощностей, функционирующих на соответствующих территориях. В Европейской части России и на Урале преобладает выработка электроэнергии на ТЭС (в 2014 г. - 68,5%). На территории ОЭС Сибири производство электроэнергии в 2014 году распределялось практически поровну между ТЭС и ГЭС – 52,3% и 47,8% соответственно (рисунок 1.12).

Снижение объема производства электроэнергии в 2014 г. сложилось только в ОЭС Средней Волги – на 7,4%, что в большей степени обусловлено и снижением объемов электропотребления в данной системе (на 1,9%, таблица 1.5).

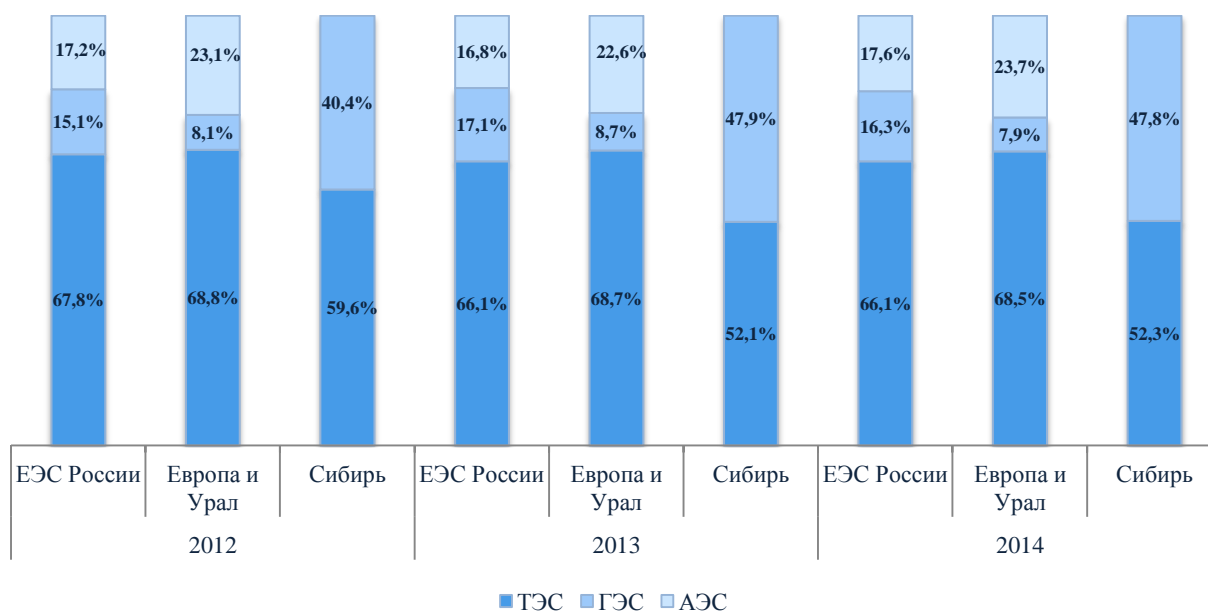


Рисунок 1.12 – Структура производства электроэнергии по типам электростанций в целом по Российской Федерации

Источник данных: ОАО «СО ЕЭС»

В остальных энергосистемах в 2014 г. наблюдался рост производства электроэнергии от 0,4% (ОЭС Востока) до 2,3% (ОЭС Юга) (таблица 1.9).

Стоит отметить, что после существенного снижения объемов производства электроэнергии в 2013 г. по ОЭС Центра (на 3,0%) и Северо-Запада (на 3,7%) в 2014 г. по данным системам сложился рост выработки на 1,4%.

Таблица 1.9 – Динамика объемов производства электрической энергии по объединенным энергетическим системам ЕЭС России и типам электростанций

Объединенная энергетическая система	2012	2013	2014	2013/2012	2014/2013
	млрд. кВт·ч			%	
Центра	243,0	235,8	239,2	-3,0	1,4
Средней Волги	110,0	113,4	105,0	3,0	-7,4
Урала	259,1	258,2	259,8	-0,3	0,6
Северо-Запада	104,9	101,1	102,5	-3,7	1,4
Юга	79,5	82,8	84,8	4,1	2,3
Сибири	201,1	197,0	198,3	-2,0	0,7
Востока	34,6	35,2	35,4	2,0	0,4
ЕЭС России	1032,3	1023,5	1024,9	-0,8	0,1
в том числе:					
ТЭС	699,8	676,8	677,6	-3,3	0,1
ГЭС	155,4	174,7	167,1	12,5	-4,4
АЭС	177,1	172,0	180,3	-2,9	4,8

Источник данных: ОАО «СО ЕЭС»

1.5 Производство тепловой энергии

Следует отметить ряд проблем, связанных с формированием статистических данных в сфере теплоснабжения.

Фактическое производство тепловой энергии, фиксируемое Росстатом, определяется по приборам учета при отпуске тепловой энергии с объектов генерации (с коллекторов электростанций и котельных) в тепловую сеть. На динамику данной величины влияют в большей степени естественные процессы – изменение температуры наружного воздуха, внедрение энергосберегающих технологий, темпы промышленного производства и ввода объектов жилищного фонда. В ряде случаев приборами учета оборудованы не все котельные установки. Особенно эта проблема характерна для малых систем теплоснабжения, обслуживаемых одной организацией.

Фактический полезный отпуск тепловой энергии фиксируется на основании счетов, выставленных за потребленную тепловую энергию, объемы в которых зачастую определены расчетным методом, в связи с низким уровнем оснащения приборами учета. Таким образом, на динамику полезного отпуска тепловой энергии, кроме естественных процессов, влияют также пересмотр нормативов потребления коммунальных услуг и темпы оснащения потребителей приборами учета.

Кроме того, отсутствуют достоверные статистические данные об объеме потребления тепловой энергии промышленными предприятиями, имеющими собственные мощности по выработке тепловой энергии. Отчетность по объему производства формируют те из них, которые, помимо собственного потребления, поставляют тепловую энергию другим потребителям. При этом отчетность об объеме поставки потребителю содержит объемы продажи, а отчетность об объеме выработки – полный объем производства.

Системы централизованного теплоснабжения зачастую представлены несколькими теплоснабжающими организациями, которые заключают между собой договора о поставке тепловой энергии или об оказании услуг по передаче. В этом случае при формировании статистической отчетности имеет место удвоение величины полезного отпуска тепловой энергии. Низкая дисциплина теплоснабжающих организаций при предоставлении фактической отчетности не позволяет агрегировать данные таким образом, чтобы получить сводные оценки полезного отпуска тепловой энергии.

Существующая система учета не позволяет корректно учитывать все обозначенные проблемы. С учетом изложенного, целесообразен анализ динамики производства тепловой энергии за 2012-2014 гг. на основании данных, публикуемых Росстат.

Для анализа изменения производства тепловой энергии были использованы данные Росстата за 2012-2014 гг. в целом по стране и в разрезе федеральных округов.

В 2014 г. объем производства тепловой энергии в целом по Российской Федерации составил 1 322 млн. Гкал. Объем производства тепловой энергии в 2014 г. по сравнению с 2013 г. вырос на 2,2%. Данная динамика наблюдалась по всем федеральным округам, кроме Сибирского федерального округа. В Сибирском федеральном округе продолжала наблюдаться тенденция по снижению объема производства тепловой энергии, что связано со снижением промышленного производства, которое преобладало в этом регионе, таблица 1.10.

Таблица 1.10 – Динамика объемов производства тепловой энергии по федеральным округам Российской Федерации

Федеральный округ	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2013/2012	2014/2013
	млн. Гкал			%	
Центральный	310	302	309	-2,6	2,3
Северо-Западный	161	157	163	-2,5	3,8
Южный	64	59	61	-7,8	3,4
Северо-Кавказский	19	18	19	-5,3	5,6
Приволжский	316	307	313	-2,8	2,0
Уральский	165	161	165	-2,4	2,5
Сибирский	234	221	220	-5,6	-0,5
Дальневосточный	68	67	68	-1,5	1,5
Крымский	-	-	4		
Российская Федерация	1337	1293	1322	-3,3	2,2

Источник данных: Росстат

В общем объеме производства тепловой энергии наибольшая доля приходилась на Центральный и Приволжский федеральные округа – 23,4% и 23,7% соответственно, а наименьшая - на Крымский ФО – 0,3% (рисунок 1.13).

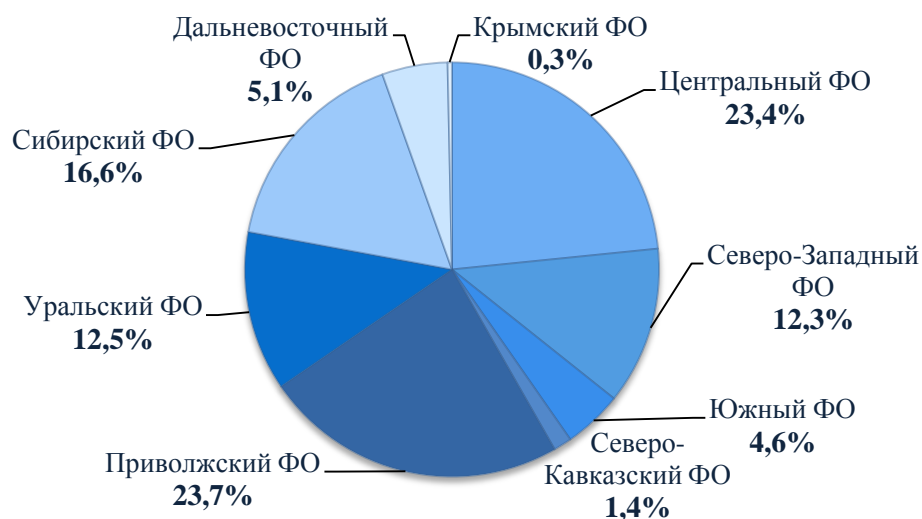


Рисунок 1.13 – Территориальная структура потребления тепловой энергии в 2014 году

Источник данных: Росстат

Структура производства тепловой энергии по видам теплоисточников за 2014 г. представлена на рисунке 1.14. Производство (отпуск) тепловой энергии котельными в 2014 году составляет 48,4%, электростанциями в режиме комбинированной выработки 44,8%



Рисунок 1.14 – Структура производства тепловой энергии по теплоисточникам в 2014 году

Источник данных: Росстат

1.6 Использование топлива

В 2014 г. на выработку электрической и тепловой энергии тепловые электростанции общего пользования израсходовали 264,6 млн. т. органического топлива, в том числе газа – 192,8 млн. т. угля – 70,0 млн. т. нефтетоплива – 1,6 млн. т. прочих видов топлива – 0,3 млн. т.

По сравнению с 2014 г. общий расход топлива изменился незначительно – снизился на 0,4%. Расход органического топлива электростанциями общего пользования представлен в таблице 1.11.

Таблица 1.11 – Расход органического топлива электростанциями общего пользования в Российской Федерации

Вид топлива	2012	2013	2014	2013/ 2012	2014/ 2013
	тыс. тунт			%	
Газ	201 282	195 059	192 757	-3,1	-1,2
Нефтетопливо	2 733	1 501	1 646	-45,1	9,7
Уголь	77 889	69 051	69 984	-11,3	1,4
Прочее топливо	1 236	193	251	-84,4	30,0
Итого	283 141	265 804	264 638	-6,1	-0,4

Источник данных: Росстат

В общем объеме органического топлива, потребленного электростанциями общего пользования, в 2014 г. доля газа составила 72,8%, доля угля – 26,4%, доля нефтетоплива – 0,6%, доля прочих видов топлива составляет меньше 0,1%, рисунок 1.15

По сравнению с 2013 г. структура топливного баланса электростанций общего пользования отрасли изменилась незначительно. Доля газа уменьшилась на 0,5 процентных пункта (п.п.), доля угля и нефтетоплива увеличилась на 0,5 и 0,1 п.п. соответственно, а доля прочих видов топлива не изменилась.

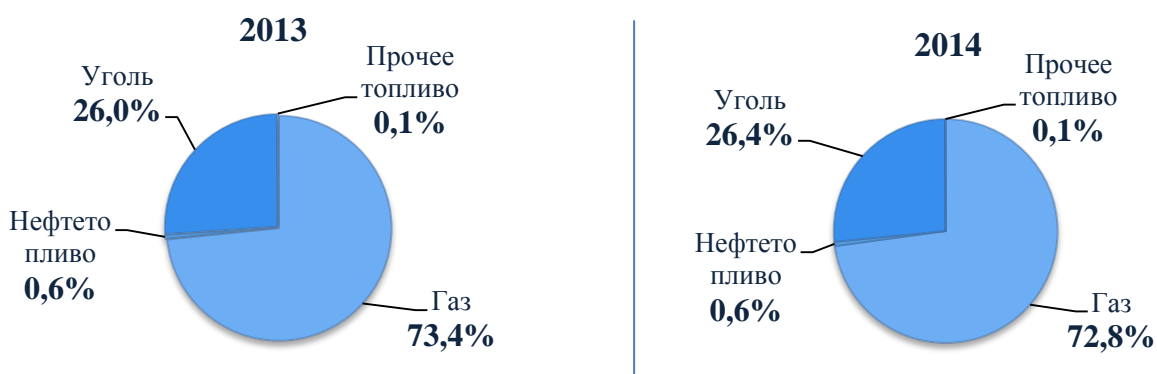


Рисунок 1.15 – Структура расхода электростанциями органического топлива в Российской Федерации в 2014 году

Источник данных: Росстат

В разрезе федеральных округов наибольший объем топлива при производстве электрической и тепловой энергии использовали электростанции Центрального, Приволжского, Уральского и Сибирского федеральных округов. Общий объем потребленного ими органического топлива в 2014 г. равнялся 212,2 млн. тунт и составил 80% от общего расхода топлива электростанциями общего пользования по отрасли, рисунок 1.16.

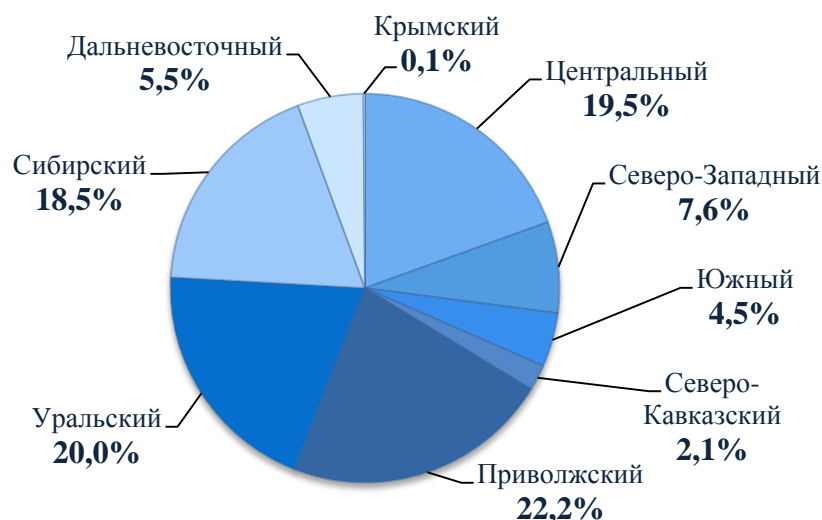


Рисунок 1.16 – Структура расхода электростанциями органического топлива по федеральным округам Российской Федерации в 2014 году

Источник данных: Росстат

В 2013 и 2014 гг. наблюдается снижение расхода органического топлива электростанциями общего пользования в целом по Российской Федерации на 6,1% и 0,4% соответственно. Такая тенденция, в основном обусловлена снижением объемов производства электроэнергии в 2013 г. (на 1%) и невысоким ростом в 2014 г. (на 0,5%), а также обширными вводами нового генерирующего оборудования в последние годы, таблица 1.12.

Таблица 1.12 – Расход органического топлива электростанциями общего пользования России по федеральным округам

Федеральный округ	2012	2013	2014	2013/ 2012	2014/ 2013
	тыс. тунт			%	
Центральный	58 650	52 733	51 585	-10,1	-2,2
Северо-Западный	20 905	21 293	20 014	1,9	-6,0
Южный	10 560	10 882	11 916	3,0	9,5
Северо-Кавказский	5 764	4 785	5 667	-17,0	18,5
Приволжский	60 598	58 804	58 838	-3,0	0,1
Уральский	56 321	54 623	52 808	-3,0	-3,3
Сибирский	55 355	48 666	48 981	-12,1	0,6
Дальневосточный	14 989	14 018	14 498	-6,5	3,4
Крымский			329		
Российская Федерация	283 141	265 804	264 638	-6,1	-0,4

Источник данных: Росстат

Таким образом, на электростанциях общего пользования в целом по отрасли наблюдается тенденция к снижению удельных расходов условного топлива (УРУТ). За последние шесть лет удельный расход топлива на электростанциях общего пользования в целом по отрасли на электрическую энергию снизился на 3,6% (в 2014 г. составил 320,4 г.у.т./кВт·ч), а на тепловую энергию незначительно увеличился на 0,2% (146,9 кг.у.т./Гкал) относительно уровня 2009 года, рисунок 1.17.

Данное снижение обусловлено изменением графика загрузки генерирующих мощностей, а также вводом новых генерирующих мощностей, в том числе по договорам о предоставлении мощности.

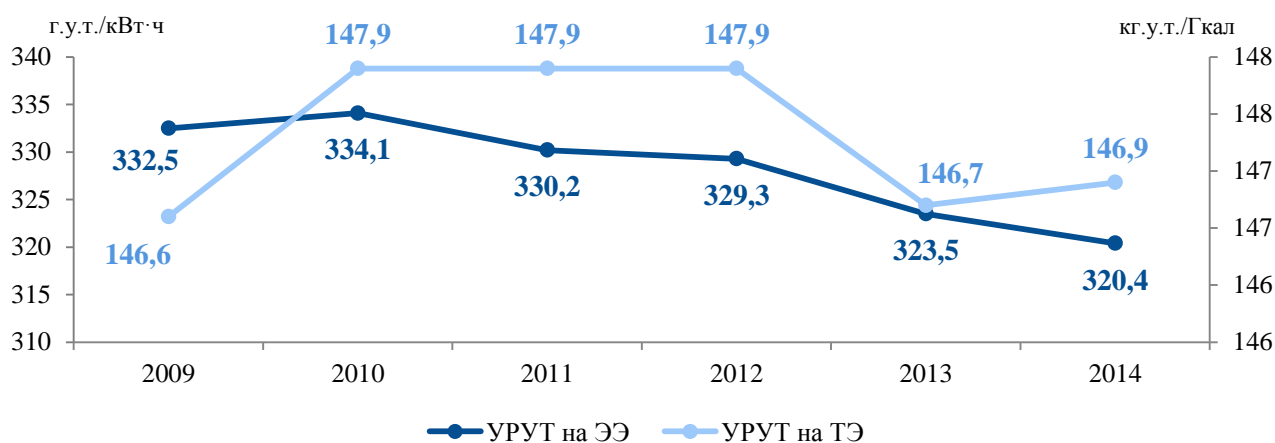


Рисунок 1.17 – Динамика удельного расхода условного топлива на электрическую и тепловую энергию

Источник данных: Росстат

Минимальный удельный расход условного топлива на производство электроэнергии в 2014 г., как и в предшествующем году, наблюдался на электростанциях Северо-Западного федерального округа – в среднем УРУТ составил 284,5 г.у.т./кВт·ч.

Максимальный УРУТ на производство электроэнергии в 2014 г. сложился на электростанциях Крымского и Дальневосточного федеральных округов – в среднем 432,4 и 381,8 г.у.т./кВт·ч соответственно. В данных федеральных округах также отмечена наибольшая величина УРУТ на производство теплоэнергии – 171,9 кг.у.т./Гкал в Крымском федеральном округе и 158,4 кг.у.т./Гкал в Дальневосточном федеральном округе, таблица 1.13.

При производстве тепловой энергии отклонение удельного расхода условного топлива по федеральным округам от среднего уровня по отрасли в 2014 г. находилось в пределах +/-3,9% (за исключением Крымского и Дальневосточного). По Дальневосточному федеральному округу отклонение составило – 7,8%, а по Крымскому – 17%.

Таблица 1.13 – Удельный расход условного топлива на электростанциях общего пользования по федеральным округам

Федеральный округ	2012	2013	2014	2013/ 2012	2014/ 2013	2012	2013	2014	2013/ 2012	2014/ 2013
	на отпущенную электроэнергию, г.у.т./кВт·ч			%		на отпущенную теплоэнергию, кг.у.т./Гкал			%	
Центральный	308,5	304,6	303,9	-1,3	-0,2	144,0	140,4	142,0	-2,5	1,1
Северо-Западный	296,5	288,5	284,5	-2,7	-1,4	144,9	144,3	143,8	-0,4	-0,3
Южный	342,5	334,4	325,9	-2,4	-2,5	148,5	148,9	148,1	0,3	-0,5
Северо-Кавказский	321,5	317,9	320,3	-1,1	0,8	141,2	139,8	139,4	-1,0	-0,3
Приволжский	326,9	322,3	318,4	-1,4	-1,2	144,6	143,9	144,7	-0,5	0,6
Уральский	328,7	322,5	313,5	-1,9	-2,8	149,2	149,5	148,9	0,2	-0,4
Сибирский	356,8	353,1	352,5	-1,0	-0,2	154,7	154,8	152,7	0,1	-1,4
Дальневосточный	384,6	381,8	381,8	-0,7	0,0	159,7	154,8	158,4	-3,1	2,3
Крымский			432,4					171,9		
Российская Федерация	329,3	323,5	320,4	-1,8	-1,0	147,9	146,7	146,9	-0,8	0,1

Источник данных: Росстат

В отношении УРУТ на производство электрической энергии наблюдался более широкий разброс значений по федеральным округам от -11% (в Северо-Западном) до +19% (в Дальневосточном). По Крымскому федеральному округу +35%, рисунок 1.18.

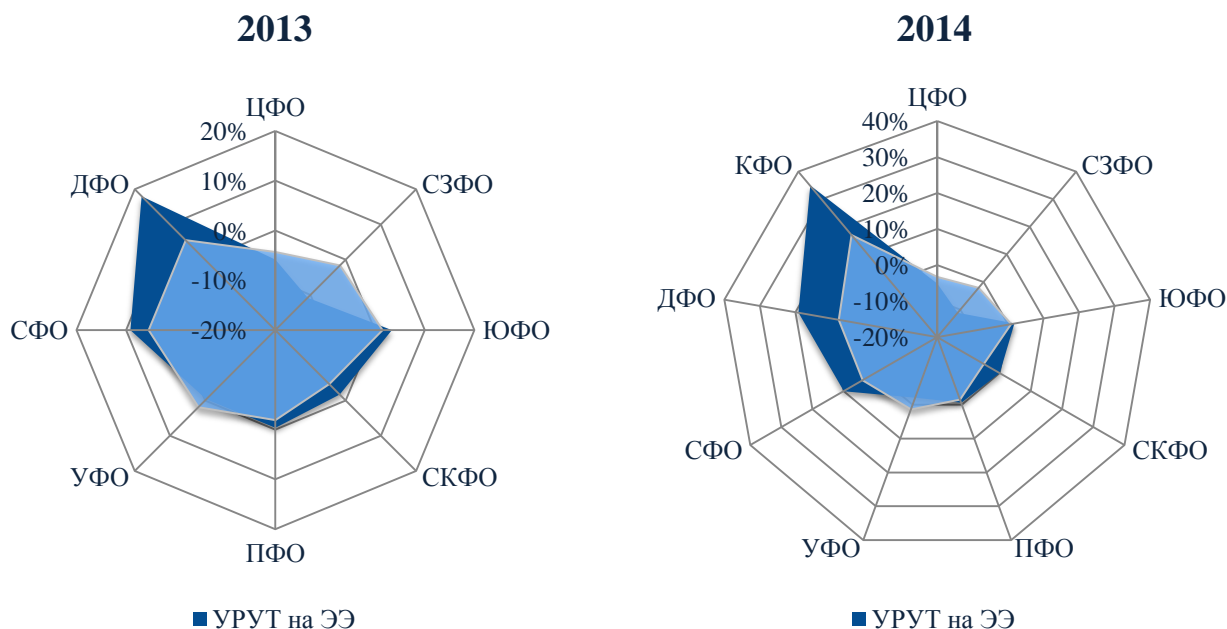


Рисунок 1.18 – Отклонение УРУТ по федеральным округам Российской Федерации от среднего уровня по отрасли

Источник данных: Росстат

1.7 Электросетевой комплекс

Передача электрической энергии на территории Российской Федерации осуществляется по единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее также – ЕНЭС) и территориальным распределительным сетям (далее также – ТСО)

Крупнейшей системообразующей электросетевой компанией является ПАО «Россети» (зарегистрирована 4 апреля 2013 г.). В ее управлении находилось 43 дочерних и зависимых общества (в том числе 16 межрегиональных и магистральная сетевая компания (ПАО «ФСК ЕЭС» - Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы, управляющая Единой национальной (общероссийской) электрической сетью ЕНЭС)).

На территориях субъектов Российской Федерации свою деятельность также осуществляют множество ТСО (свыше 3000 компаний), не входящих в состав ПАО «Россети». Доминирующее положение, в части оказания услуг по передаче электрической энергии, в регионах деятельности занимают: ОАО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (осуществляющая деятельность на территориях Дальнего Востока), ОАО «Сетевая компания» (Республика Татарстан), ООО «Башкирские распределительные электрические сети» (Республика Башкортостан), ОАО «Курганэнерго» (Курганская область), ОАО «Иркутская электросетевая компания» (Иркутская область), АО «Региональные электрические сети» (Новосибирская область).

В 2014 г. по объектам ПАО «Россети» общая протяженность линий электропередач составила 2,29 млн. км (прирост 1,3% к 2013 году), трансформаторная мощность подстанций – 751 ГВА (прирост 1,1%), объем передачи электроэнергии – 715 млрд. кВт·ч (прирост 0,1%).

Наибольшая протяженность магистральных линий электропередачи характерна для МЭС Центра и Сибири – 21% и 17% соответственно от общей протяженности магистральной сети.

Трансформаторная мощность подстанций МЭС Центра составляет почти 30% от суммарной мощности по магистральному комплексу, по МЭС Северо-Запада, Западной Сибири, Сибири, Волги, Урала, Юга – от 8 до 13%, и наименьшая приходилась на МЭС Востока – 4%, таблица 1.14.

В 2014 г. наблюдается увеличение протяженности линий электропередачи в целом по ПАО «ФСК ЕЭС» на 2,7% к уровню 2013 года. Положительная динамика в рассматриваемый период сложилась и по всем магистральным электрическим сетям.

Таблица 1.14 – Технические характеристики деятельности магистральных электрических сетей ПАО «ФСК ЕЭС»

Предприятие	Трансформаторная мощность подстанций			Протяженность линий электропередачи		
	2013	2014	2014/ 2013	2013	2014	2014/ 2013
	тыс. МВА		%	тыс. км		%
МЭС Центра	96,1	96,0	-0,1	28,9	29,0	0,1
МЭС Северо-Запада	38,7	38,6	-0,1	14,0	14,5	3,6
МЭС Западной Сибири	36,3	36,8	1,4	12,5	13,3	6,0
МЭС Сибири	43,5	44,3	1,9	23,8	24,2	1,8
МЭС Юга	28,2	27,5	-2,6	11,5	12,1	5,8
МЭС Волги	32,3	32,3	-0,2	12,1	12,5	3,3
МЭС Урала	42,6	41,9	-1,6	16,0	16,5	3,1
МЭС Востока	14,3	14,8	3,3	16,2	16,7	2,7
ПАО «ФСК ЕЭС»	332,0	332,1	0,0	135,1	138,8	2,7

Источник данных: ПАО «ФСК ЕЭС»

Среди крупнейших территориальных сетевых организаций наибольшая территория обслуживания приходилась на МРСК Сибири, Северо-Запада и Тюменьэнерго 8-10% от площади территории Российской Федерации, рисунок 1.19.

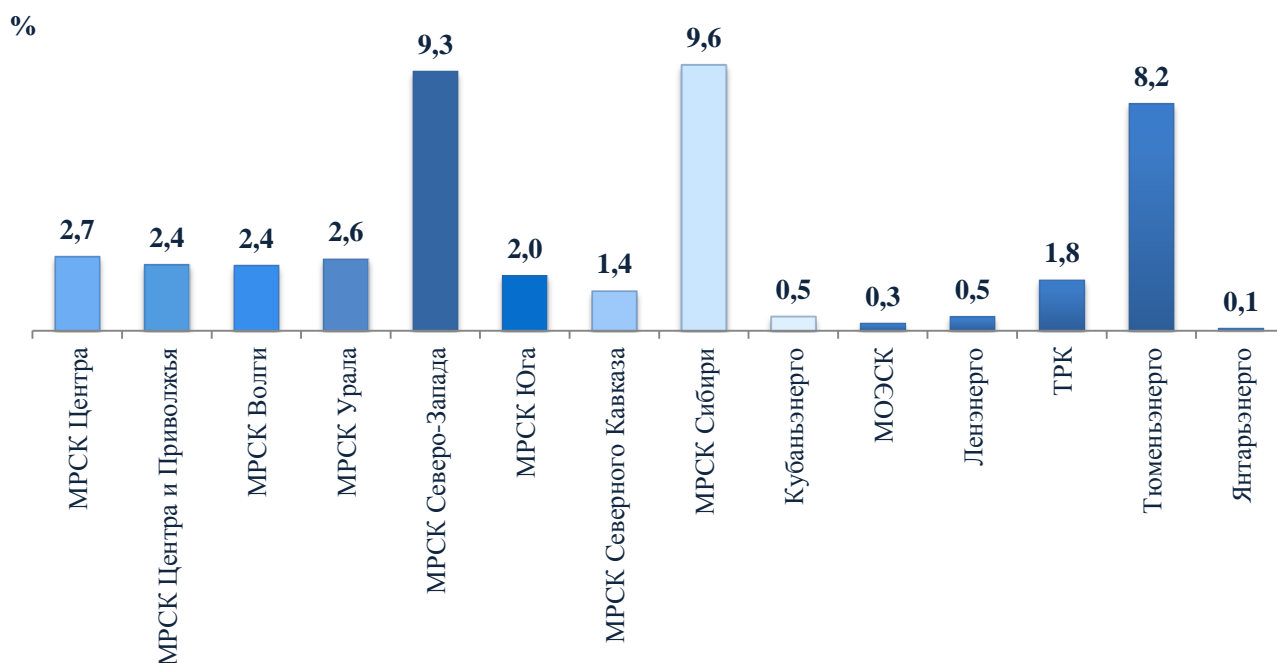


Рисунок 1.19 – Доля территории обслуживания крупнейших территориальных сетевых организаций в общей площади территории Российской Федерации

Источник данных: ПАО «Россети» и оценки НИУ ВШЭ

Стоит отметить, что наибольшая установленная мощность подстанций среди крупнейших ТСО характерна для ПАО «МОЭСК» и ПАО «МРСК Центра», мощность подстанций составляет выше 70 тыс. МВА.

Протяженность воздушных и кабельных линий электропередачи свыше 200 тыс. км наблюдалось в ПАО «МРСК Центра», ПАО «МРСК Центра и Приволжья», ПАО «МРСК Сибири», ПАО «МРСК Волги».

В целом по рассматриваемым крупнейшим ТСО в 2013-2014гг. наблюдается увеличение установленной мощности подстанций (на 1,7%-2,0%) и протяженности воздушных и кабельных линий электропередачи (на 0,7%-0,3%), таблица 1.15. Такая динамика характерна и для большинства рассматриваемых компаний.

Таблица 1.15 – Динамика технических характеристик крупнейших территориально сетевых организаций

Предприятие	Территория обслуживания	Установленная мощность подстанций			2013/2012	2014/2013	Протяженность воздушных и кабельных линий электропередачи (по ценам*)			2013/2012	2014/2013
		2012	2013	2014			2012	2013	2014		
	тыс. км кв.	тыс. МВА			%		тыс. км			%	
ПАО «МРСК Центра»	458,0	67,7	69,1	70,1	2,0	1,5	389,0	392,0	393,4	0,8	0,4
ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	408,0	29,5	29,7	29,8	0,7	0,5	265,5	267,3	268,9	0,7	0,6
ПАО «МРСК Волги»	403,5	34,7	35,0	35,2	0,8	0,8	224,4	225,2	226,4	0,4	0,5
ОАО «МРСК Урала»	443,0	29,5	29,8	30,2	1,2	1,1	130,1	131,6	133,1	1,1	1,2
ПАО «МРСК Северо-Запада»	1 600,0	25,0	25,2	25,9	0,9	2,8	175,9	175,4	175,8	-0,3	0,2
ПАО «МРСК Юга»	339,0	23,5	23,7	23,8	0,8	0,2	158,3	160,9	157,6	1,7	-2,0
ПАО «МРСК Северного Кавказа»	246,0	13,5	14,9	14,8	10,5	-0,5	109,7	114,3	110,0	4,2	-3,8
ПАО «МРСК Сибири»	1 640,0	40,3	40,5	41,0	0,5	1,0	250,4	249,3	250,2	-0,4	0,3
ПАО «Кубаньэнерго»	89,0	13,2	13,3	13,7	1,4	2,9	89,0	89,0	89,8	0,0	0,9
ПАО «МОЭСК»	46,9	67,6	69,4	71,4	2,6	2,9	139,0	139,3	142,3	0,2	2,2
ПАО «Ленэнерго»	87,0	22,0	23,1	24,0	5,0	3,9	60,5	61,6	63,4	1,8	3,0
ПАО «ТРК»	314,0	3,5	3,8	3,5	10,4	-7,5	17,5	17,6	17,4	0,4	-1,0
АО «Тюменьэнерго»	1 400,0	27,8	28,4	28,4	1,9	0,2	49,0	48,8	49,1	-0,4	0,6
АО «Янтарьэнерго»	15,0	2,6	2,6	3,8	0,8	44,5	13,5	14,1	13,7	4,2	-3,1
ОАО «ДРСК»		14,5	14,6	14,9	0,7	2,1	58,5	59,0	59,9	0,9	1,5
Всего	7489,4	414,8	423,1	430,5	2,0	1,7	2 130,3	2 145,4	2 151,1	0,7	0,3

*информация по ПАО «МРСК Центра» и ПАО «МРСК Юга» представлена по трассе

Источник данных: отчетность компаний⁵

⁵ Информация представлена на основании официальной отчетности представленных компаний

Потери в электрических сетях

По данным электробаланса Росстата потери электроэнергии в электрических сетях по России в 2014 г. составили 106,7 млрд. кВт·ч, что на 4,4% выше уровня 2013 года. При этом относительные потери по отношению к 2013 г. увеличились на 0,4 процентных пункта и составили 12,0%. Наибольшие потери в сетях характерны для Северо-Кавказского федерального округа, по которому относительные потери превышают средние по стране в 2,8 раза. Наименьшие относительные потери наблюдались в Уральском и Сибирском федеральных округах – не более 9,5% (таблица 1.16).

Таблица 1.16 – Динамика потерь электроэнергии в электрических сетях: абсолютная величина и относительное значение⁶ по Российской Федерации

Федеральный округ	2012		2013		2014	
	млрд. кВт·ч	отн. потери, %	млрд. кВт·ч	отн. потери, %	млрд. кВт·ч	отн. потери, %
Центральный	23,8	13,9	23,0	13,3	23,4	13,5
Северо-Западный	11,8	13,0	11,3	12,7	11,1	12,3
Южный	10,3	20,2	9,8	19,7	10,0	20,1
Северо-Кавказский	4,5	26,6	5,5	32,6	5,6	33,3
Приволжский	17,1	10,2	15,9	9,5	17,5	10,4
Уральский	15,6	9,5	15,3	9,5	14,6	9,3
Сибирский	18,3	9,3	16,6	8,7	18,0	9,4
Дальневосточный	5,2	14,3	4,8	13,4	5,4	15,3
Крымский					1,1	18,0
Российская Федерация	106,7	11,9	102,2	11,6	106,7	12,0

Источник данных: Росстат

В соответствии со Стратегией развития электросетевого комплекса Российской Федерации⁷ к 2017 г. целевой ориентир по уровню относительных потерь в электрических сетях составляет 10,6%⁸.

Потери электрической энергии в электрических сетях ЕНЭС в 2014 г. составили 21,3 млрд. кВт·ч или 4,13% от величины отпуска электроэнергии из ЕНЭС потребителям. Для распределительного сетевого комплекса в части объектов

⁶ Рассчитана как разность между полным электропотреблением и собственными нуждами электростанций и потерями в электросетях.

⁷ Распоряжение Правительства Российской Федерации от 03.04.2013 №511-р «Об утверждении Стратегии электросетевого комплекса Российской Федерации».

⁸ Рассчитано исходя из снижения к 2017 г. величины потерь на 11% по отношению к уровню 2012 года. В качестве базовой величины (2012 г.) принято относительное значение потерь на основании электробаланса Росстат.

ПАО «Россети» данный показатель составил 54,0 млрд. кВт·ч или 8,35% от выпуска из сети (рисунок 1.20).

Необходимо отметить наличие существенных потерь в сетях относительно зарубежных компаний аналогов: в магистральных сетях – 4,13% против 3,5% в сопоставимых зарубежных электросетевых компаниях; в распределительных сетях - 8,35% против 7,5% в сопоставимых зарубежных компаниях. Данные соотношения объяснялись, в том числе, высокой долей устаревшего оборудования.

По магистральным сетям объем оборудования со сверхнормативным⁹ сроком службы:

- 56% для оборудования подстанций (ПС);
- 61% для воздушных линий электропередачи (ВЛ).

По распределительным сетям объем оборудования со сверхнормативным сроком службы :

- 61% для оборудования подстанций (ПС);
- 42% для воздушных линий электропередачи (ВЛ).

Вместе с тем, можно отметить тенденцию к снижению величины относительных потерь как в магистральном сетевом комплексе (с 4,72% в 2009 г. до 4,13% в 2014 году), так и в распределительном, (с 8,54% в 2009 г. до 8,35 в 2014 году), рисунок 1.20.



Рисунок 1.20 – Динамика относительных потерь электроэнергии в магистральном и распределительном комплексах компании ПАО «Россети»¹⁰

Источник данных: ПАО «Россети»

⁹ Для оборудования подстанций более 25 лет, для воздушных линий электропередач более 35 лет

¹⁰ Расчет относительной величины за 2009-2011 гг. приведен в сопоставимые условия.

В магистральном сетевом комплексе мероприятия по сокращению потерь электроэнергии на 2014 г. утверждены в рамках Программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности ПАО «ФСК ЕЭС» на период 2010-2014 гг., утвержденной Правлением ПАО «ФСК ЕЭС» 27.07.2011 г., и включают в себя три ключевых направления: оптимизацию схемных и режимных параметров в условиях эксплуатации и оперативного управления электрических сетей; снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций; строительство, реконструкцию и развитие электрических сетей, ввод в работу энергосберегающего оборудования. В результате реализации этих мероприятий эффект сокращения потерь электроэнергии ПАО «ФСК ЕЭС» по итогам 2014 г. составил 96,1 млн. кВт·ч (при плановом значении 90,1 млн. кВт·ч).

В период 2012-2014 гг. относительные потери в электрических сетях ЕНЭС находились в пределах нормативов, установленных приказами Минэнерго России в целом по ЕНЭС, таблица 1.17.

Таблица 1.17 – Динамика объема фактических и нормативных потерь электроэнергии в магистральных сетях ПАО «ФСК ЕЭС»

Показатель	2012	2013	2014	2013/ 2012	2014/ 2013
	млн. кВт·ч			%	
Отпуск электроэнергии из ЕНЭС потребителям*	517 131	519 983	515 250	0,6	-0,9
Отпуск электроэнергии по сетям ЕНЭС в сопредельные государства в сальдированном выражении (по учтенным на ОРЭМ данным)	15 769	12 974	10 572	-17,7	-18,5
Объем фактических потерь электроэнергии в сетях	21 946	22 262	21 261	1,4	-4,5
ЕНЭС 330 кВ и выше	12 824	13 012	12 304	1,5	-5,4
ЕНЭС 220 кВ и ниже	9 122	9 250	8 957	1,4	-3,2
Относительные потери по ЕНЭС	4,24%	4,28%	4,13%	0,04 п.п.	-0,15 п.п.
ЕНЭС 330 кВ и выше	3,87%	3,84%	3,64%	-0,03 п.п.	-0,2 п.п.
ЕНЭС 220 кВ и ниже	4,42%	4,52%	4,38%	0,1 п.п.	-0,14 п.п.
Справочно					
Норматив потерь электроэнергии при ее передаче по ЕНЭС					
Напряжение 330 кВ и выше	3,85%	3,93%	3,93%	0,08 п.п.	0,00 п.п.
Напряжение 220 кВ и ниже	4,78%	4,76%	4,71%	-0,02 п.п.	-0,05 п.п.
Утверждающий документ	Приказ Минэнерго России №182 от 24.02.2012	Приказ Минэнерго России №460 от 28.09.2012	Приказ Минэнерго России №657 от 26.09.2013		

*Отпуск электроэнергии из сети потребителям и смежным территориальным сетевым организациям в границах балансовой и эксплуатационной ответственности

Источник данных: ПАО «ФСК ЕЭС»

Ниже приведены потери по межрегиональным и региональным сетевым предприятиям ПАО «Россети» в 2012-2014 гг. (таблица 1.18).

Таблица 1.18 – Объем потерь электроэнергии в распределительных сетях ПАО «Россети» в 2012-2014 годах

Наименование филиала ПАО «Россети»	2012	2013	2014	2012	2013	2014
	млн. кВт·ч			%		
ПАО «МРСК Центра»	6 098	5 832	5 949	9,50	9,20	9,27
ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	5 144	4 967	5 077	8,60	8,40	9,23
ПАО «МРСК Волги»	3 904	3 728	3 638	6,40	6,40	6,62
ПАО «МРСК Северо-Запада»	2 772	2 569	2 547	6,40	6,30	6,41
ПАО «МРСК Сибири»	6 563	5 744	5 669	8,20	7,60	7,58
ПАО «ТРК»	590	561	512	8,90	9,10	8,46
ОАО «МРСК Урала»	5 984	5 686	6 241	7,90	7,60	7,82
ПАО «МРСК Юга»	2 914	2 767	2 745	9,70	9,40	9,30
ПАО «МРСК Северного Кавказа»	1 570	1 655	3 573	14,10	14,60	19,78
АО «Чеченэнерго»	-	372	945	-	53,60	37,29
ПАО «Кубаньэнерго»	2 675	2 793	2 853	12,90	13,40	13,22
ПАО «МОЭСК»	8 370	8 082	7 785	9,60	9,20	8,77
ПАО «Ленэнерго»	3 578	3 432	3 792	10,40	10,10	11,08
АО «Тюменьэнерго»	1 809	1 838	1 868	2,60	2,60	2,55
АО «Янтарьэнерго»	726	796	776	17,90	19,30	18,48
Итого по распределительному комплексу	52 893	50 821	53 969	8,10	8,00	8,35

Источник данных: ПАО «Россети»

В 2014 г. общий объем потерь электрической энергии в сетях ПАО «Россети» достиг 53 969 млн. кВт·ч, на 6,2% выше уровня 2013 года. Наименьшие потери в сетях наблюдались в сетях АО «Тюменьэнерго» (2,6%), ПАО «МРСК Северо-Запада» (6,4%), ПАО «МРСК Волги» (6,6%). Наибольшие потери электроэнергии в распределительных сетях сложились по компаниям, обслуживающим южные регионы (ОАО «Чеченэнерго» – 37,3%, ОАО «МРСК Северного Кавказа» – 19,8%, ОАО «Кубаньэнерго» – 13,2%) и Калининградскую область (ОАО «Янтарьэнерго» – 18,5%).

Уменьшение величины потерь отмечено в половине филиалов распределительного комплекса ПАО «Россети», наиболее значительное сложилось в ПАО «ТРК» (-8,7%), ПАО «МОЭСК» (-2,5%). Значимый рост потерь в 2014 г. отмечен в АО «Чеченэнерго»¹¹ (в 2,5 раза), в ПАО «МРСК

¹¹ АО «Чеченэнерго» начало производственную деятельность в IV квартале 2013 года

Северного Кавказа» (в 2,2 раза), ПАО «Ленэнерго» (10,5%), ОАО «МРСК Урала» (9,7%).

Объемы технологического присоединения

За 2014 г. в дочерние и зависимые общества ПАО «Россети» поступило 488 324 заявки потребителей на технологическое присоединение энергопринимающих устройств. Количество поданных заявок на 17,4% выше уровня 2012 года, при этом количество исполненных договоров растет более интенсивными темпами – 64,3% к уровню 2012 года (рисунок 1.21).

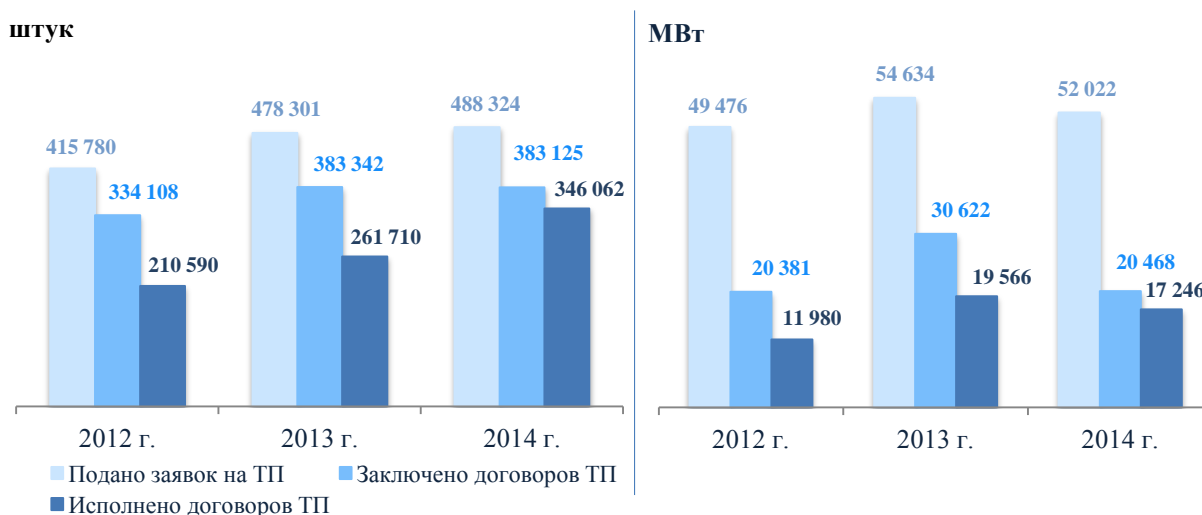
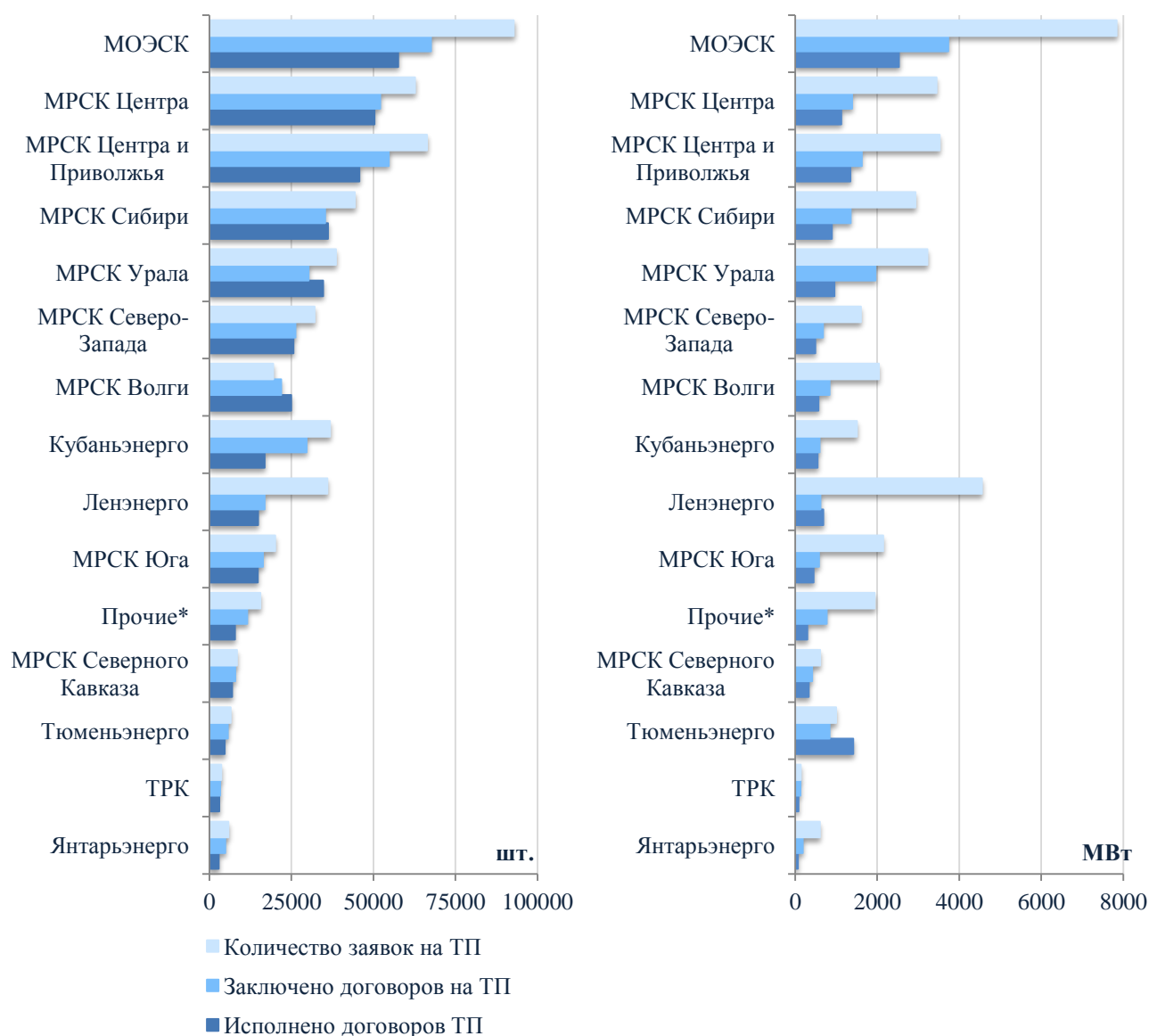


Рисунок 1.21 – Динамика объемов технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей к распределительным и магистральным сетям ПАО «Россети»

Источник данных: ПАО «Россети»

Следует отметить, что количество поданных заявок по обществу превышает количество фактически исполненных в 1,4 раза, в то время как, заявленная мощность превышает фактически подключенную более чем в 3 раза. Это говорит о тенденции со стороны потребителей к увеличению объемов заявляемой в рамках технологического присоединения мощности над реально необходимыми объемами.

Ниже приведены объемы технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей по дочерним и зависимым обществам, составляющим распределительный комплекс ПАО «Россети» (рисунок 1.22). Наибольшая активность заявителей прослеживалась в центральных регионах.



* Яргорэлектросеть, Царскосельская электросетевая компания, Курортэнерго, Дагэнергосеть, Чеченэнерго, Ингушэнергосеть, ЕЭСК, Тываэнерго

Рисунок 1.22 – Объемы технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей к распределительным сетям ПАО «Россети» в разрезе ДЗО в 2014 году¹²

Источник данных: ПАО «Россети»

В 2014 г. ПАО «ФСК ЕЭС» заключено с потребителями, распределительными сетевыми и генерирующими компаниями 226 договоров об осуществлении технологического присоединения, что на 65% меньше уровня 2013 года. Основным фактором снижения количества заключенных договоров стало законодательно закрепленное ограничение на прием заявок технологического

¹² В том числе с учетом информации по объектам производства электрической энергии.

присоединения на класс напряжения ниже 110 кВ, и сложившаяся экономическая ситуация в России (рисунок 1.23).

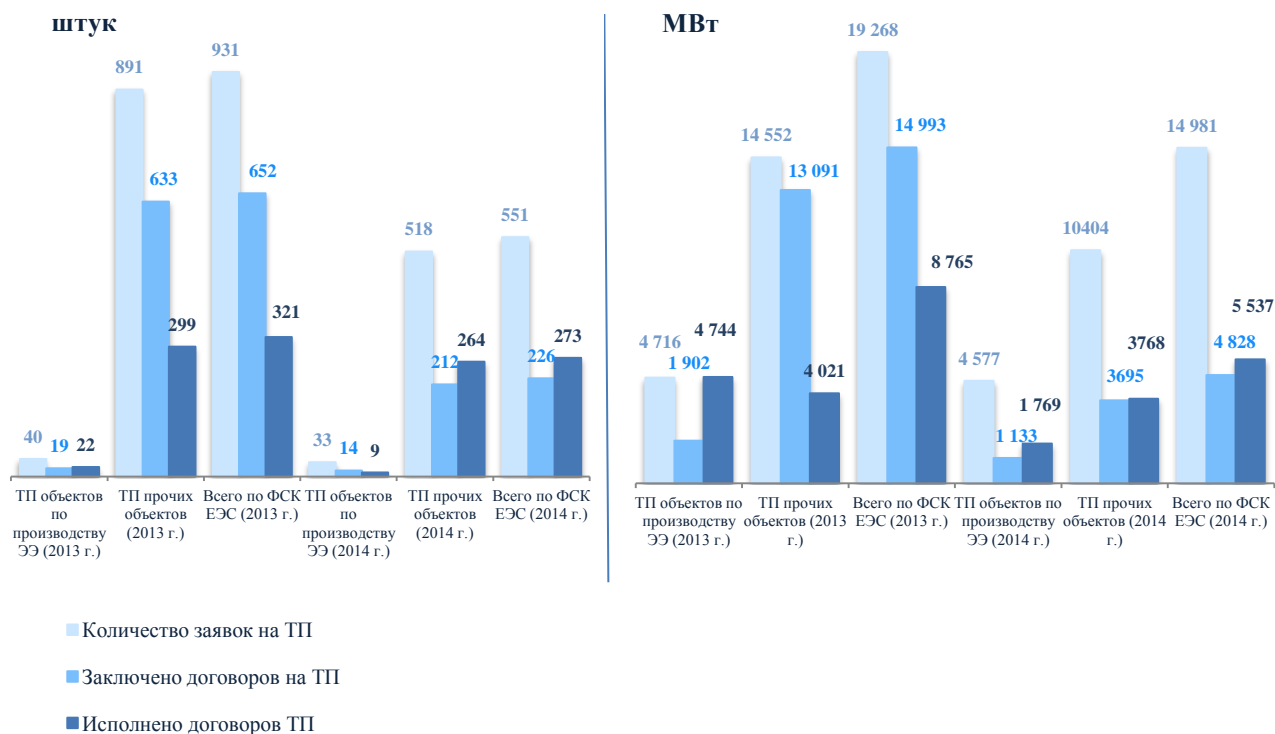


Рисунок 1.23 – Объемы технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей к магистральным сетям ПАО «ФСК ЕЭС» в 2014 году
Источник данных: ПАО «Россети»

С 2010 г. наблюдалась устойчивая тенденция по снижению платы за технологическое присоединение к распределительным сетям – на 72% к 2014 году (рисунок 1.24). Существенное снижение платы в рассматриваемый период в большей степени обусловлено изменениями в ценообразовании:

- установленным размером «льготной» ставки для энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт¹³ в размере не более 550 рублей;
- для заявителей с максимальной мощностью от 15 до 150 кВт предусмотрена возможность оформления беспроцентной рассрочки в размере 95% от размера платы за технологическое присоединение на срок до 3 лет;

¹³ Размер платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), электроснабжение которых предусматривается по одному источнику, устанавливается в размере не более 550 руб. при условии, что расстояние от границ участка заявителя до объектов электросетевого хозяйства необходимого заявителю класса напряжения сетевой организации, в которую подана заявка, составляет не более 300 м в городах и поселках городского типа и не более 500 м в сельской местности.

- исключение из состава платы за технологическое присоединение инвестиционной составляющей на покрытие расходов, связанных с развитием существующей инфраструктуры, в том числе связей между объектами территориальных сетевых организаций и объектами единой национальной (общероссийской) электрической сети, за исключением расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства – от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств.

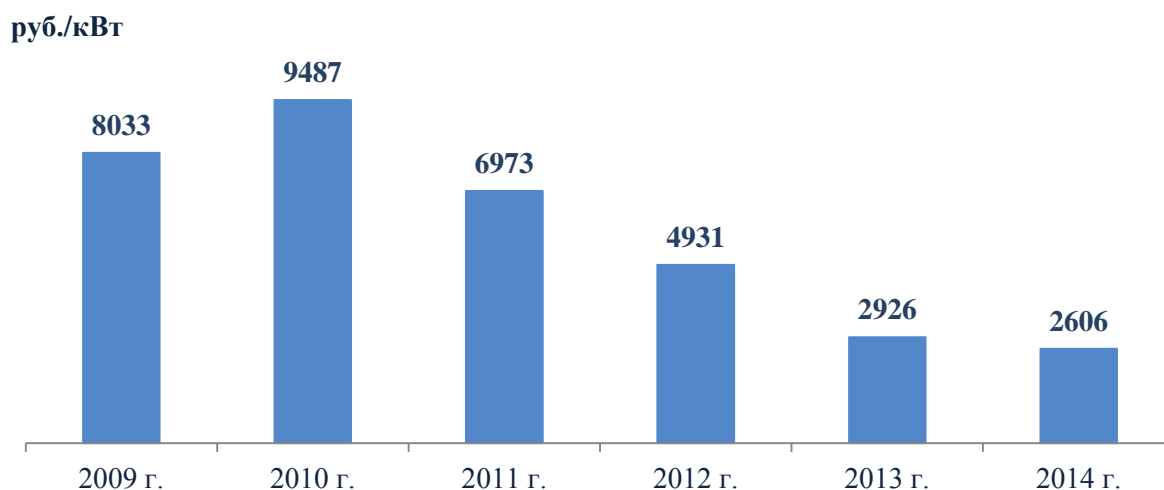


Рисунок 1.24 Средний размер платы за технологическое присоединение к распределительным сетям¹⁴

Источник данных: ПАО «Россети»

¹⁴ Расчет среднего размера ставки платы за технологическое присоединение (руб. за кВт) выполнен путем деления объема выручки от услуг по технологическому присоединению за период на объем присоединенной мощности в этом периоде.

2 Анализ цен на рынках электрической и тепловой энергии

Цена на электрическую энергию, поставляемую потребителям, формируется из стоимости покупки электроэнергии на оптовом и розничном рынках, стоимости оказания услуг по передаче и инфраструктурных услуг, оказываемых операторами рынка, сбытовыми организациями с учетом объемов спроса на электрическую энергию (мощность).

Наибольший вклад в формирование цен для потребителей электрической энергии оказывает оплата производства электрической энергии (мощности) на оптовом и розничном рынках электроэнергетики (мощности) - 67% рисунок 2.1.



Рисунок 2.1 – Структура цены на электрическую энергию для потребителей в 2014 году¹⁵

Источник данных: ФСТ России

В рамках данного раздела цены на электрическую энергию и мощность приведены без НДС.

¹⁵ Стоимость электроэнергии (мощности), приобретаемой для компенсации потерь электроэнергии в сетях, учитывается в структуре розничной цены в доле генерации, а не сетевых организаций, что позволяет анализировать собственные (на содержание) затраты сетей (без учета рыночной конъюнктуры цен на электроэнергию).

Доля оплаты услуг сбытовых компаний в целом по Российской Федерации представлена в части оплаты услуг гарантирующим поставщикам рынка электрической энергии (мощности). На рынках электрической энергии сбытовые услуги оказывают – гарантирующие поставщики и энергосбытовые, энергоснабжающие организации. По оценкам экспертов суммарная доля сбытовых услуг в структуре розничной цены на электроэнергию составляет 6%.

2.1 Оптовый рынок электрической энергии и мощности

Функционирование оптового рынка электрической энергии и мощности (далее также – ОРЭМ) осуществляется на территориях регионов объединенных в ценовые зоны, первую (Европейская часть России и Урал) и вторую (Сибирь) и неценовые зоны (регионы Дальнего Востока, Архангельская и Калининградская области, Республика Коми).

В Российской Федерации оптовый рынок состоит из двух сегментов – рынка электрической энергии и рынка мощности, где торговля осуществляется по регулируемым и нерегулируемым (свободным) ценам.

Государственное регулирование тарифов в электроэнергетике сохранено на территориях ценовых зон в части объемов поставки электроэнергии населению и приравненных к нему групп потребителей, а также на территориях, в границах которых не формируется равновесная цена, и в субъектах Российской Федерации, в отношении которых установлены особые условия функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности) и неценовых зонах оптового рынка.

В целях формирования регулируемых договоров ежегодно федеральным органом исполнительной власти Российской Федерации, исходя из особенностей производства электрической энергии, утверждаются индикативные цены на приобретаемую с оптового рынка электрическую энергию и мощность, таблица 2.1.

В 2014 г. уровень одноставочной¹⁶ индикативной цены на электрическую энергию для населения и приравненных к нему групп потребителей составил 1172 руб/МВт·ч, что на 2,2% выше уровня 2013 года.

Максимальный уровень индикативной цены на электрическую энергию для населения и приравненных к нему групп потребителей наблюдался в Северо-Западном федеральном округе (1383 руб/МВт·ч). Отклонение от максимального уровня в Центральном, Приволжском и Уральском федеральных округах не велико и находилось в пределах от 8,0% до 10,2%.

Самый низкий уровень индикативной цены на электроэнергию для населения характерен для Сибирского (669 руб/МВт·ч), Северо-Кавказского (810 руб/МВт·ч), Южного (1131 руб/МВт·ч) федеральных округов. В большей степени данный факт обусловлен структурой производственных мощностей в данных регионах, наличием гидрогенерации.

¹⁶ Здесь и далее: одноставочная цена на электроэнергию – цена, учитывающая стоимость электроэнергии и стоимость мощности

Таблица 2.1 – Динамика индикативных цен на электрическую энергию (мощность) по федеральным округам Российской Федерации

Федеральный округ	2012	2013	2014	2012	2013	2014	2012	2013	2014
	на электрическую энергию, руб./МВт·ч			на мощность, тыс. руб./Мвт в месяц			Одноставочная индикативная цена, руб./МВт·ч		
для населения и приравненных к нему групп потребителей									
Центральный	611	655	679	216,5	228,0	233,9	1 149	1 219	1 242
<i>среднегодовой рост, %</i>		7,1	3,7		5,3	2,6		6,0	2,0
Северо-Западный	690	738	769	237,0	246,5	254,4	1 289	1 352	1 383
<i>среднегодовой рост, %</i>		7,0	4,2		4,0	3,2		4,9	2,3
Южный	554	613	633	184,3	200,2	206,4	1 046	1 098	1 131
<i>среднегодовой рост, %</i>		10,5	3,3		8,6	3,1		5,0	3,0
Северо-Кавказский	424	436	443	148,5	151	152	793	806	810
<i>среднегодовой рост, %</i>		2,9	1,6		1,8	0,8		1,6	0,5
Приволжский	621	677	702	205,4	223	232	1 166	1 223	1 266
<i>среднегодовой рост, %</i>		9,1	3,7		8,4	4,3		4,8	3,5
Уральский	607	658	698	209,3	224	236	1 139	1 218	1 273
<i>среднегодовой рост, %</i>		8,3	6,0		6,8	5,6		6,9	4,6
Сибирский	251	264	271	154,3	169	161	646	682	669
<i>среднегодовой рост, %</i>		5,0	2,8		9,7	-4,8		5,7	-2,0
Дальневосточный	708	714	720	424,7	463	479	1 822	1 913	1 880
<i>среднегодовой рост, %</i>		0,9	0,9		9,1	3,5		5,0	-1,7
Российская Федерация	552	594	616	208,6	224,0	229,3	1 086	1 147	1 172
<i>среднегодовой рост, %</i>		7,5	3,8		7,4	2,4		5,7	2,2
для неценовых зон и субъектов Российской Федерации с особыми условиями функционирования									
Северо-Западный	1002	1050	834	310,2	306,3	313,6	1559	1560	1591
<i>среднегодовой рост, %</i>		4,8	-20,6		-1,3	2,4		0,1	2,0
Северо-Кавказский	371	432	486	184,0	213,5	239,7	686	772	785
<i>среднегодовой рост, %</i>		16,4	12,6		16,0	12,3		12,4	1,7
Сибирский	136	145	166	130,8	150,7	171,9	338	355	398
<i>среднегодовой рост, %</i>		6,7	14,2		15,3	14,0		5,1	12,1
Дальневосточный	708	713	720	423,7	465,0	478,9	1412	1458	1454
<i>среднегодовой рост, %</i>		0,7	1,1		9,7	3,0		3,2	-0,2

Источник данных: расчет основан на решениях ФСТ России

В 2014 г. одноставочная нерегулируемая цена на электрическую энергию и мощность на оптовом рынке в Европейской части России и Урале составила 1598 руб./МВт·ч, что на 6,6% выше уровня 2013 года. В зоне Сибири рост сложился выше и составил 12,5% (1152 руб./МВт·ч), таблица 2.2.

Таблица 2.2 – Динамика одноставочной нерегулируемой цены на электрическую энергию и мощность по ценовым зонам оптового рынка

Зоны рынка	2012	2013	2014	2013/ 2012	2014/ 2013
	руб/МВт·ч			%	
1 ценовая зона (Европейская часть России и Урал)	1298	1499	1598	15,5	6,6
2 ценовая зона (Сибирь)	948	1024	1152	8,0	12,5

Источник данных: НП «Совет рынка»

В структуре одноставочной цены на электрическую энергию на оптовом рынке наибольшую долю (более 70%) занимает оплата электроэнергии.

По свободным ценам на рынке электрической энергии в 2014 г. реализовано в первой ценовой зоне - 84% от общего объема, во второй ценовой зоне – 91%.

На рынке электрической энергии большая часть объемов реализуется по свободным ценам, сформированным на рынке на сутки вперед (далее также - РСВ), объем торговли на РСВ в ценовых зонах составляет 74%-76%, рисунок 2.2.

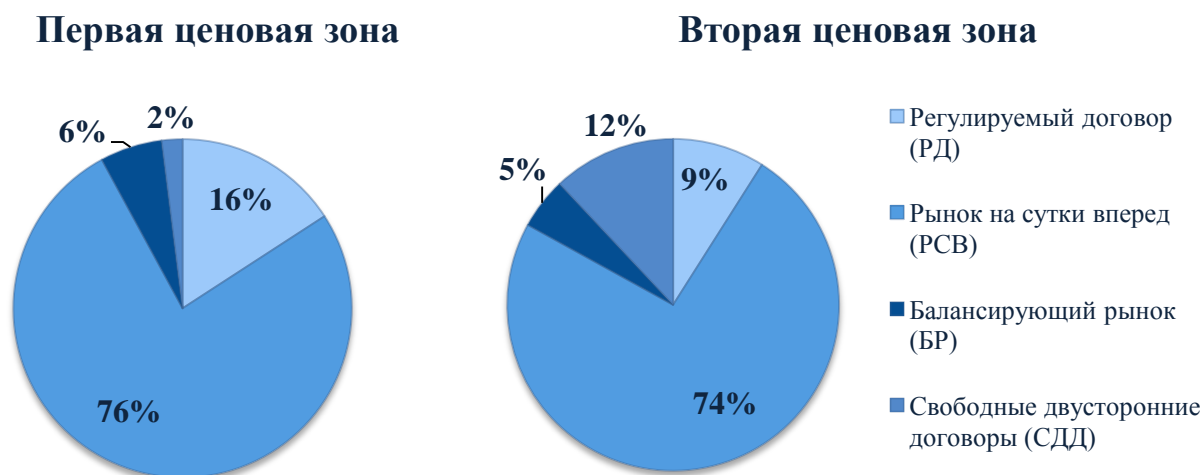


Рисунок 2.2 – Структура объемов продажи электроэнергии в ценовых зонах ОРЭМ по типам договоров в 2014 году

Источник данных: НП «Совет рынка»

Для потребителей первой ценовой зоны рост свободной (нерегулируемой) цены на электрическую энергию в 2014 г. сложился на 2,4 процентных пункта ниже, чем для потребителей второй ценовой зоны. При этом в 2013 г. наблюдалась обратная динамика по росту цены на электроэнергию, таблица 2.3.

Рост нерегулируемых цен на электрическую энергию в первой ценовой зоне в 2014 г. в основном обусловлен: увеличением спроса на электроэнергию (на фоне сокращения предложения ТЭС и ГЭС) и изменением ценовой ситуации в регионах ОЭС Юга (где вследствие системных ограничений складывался более

высокий, чем в соседних ОЭС Центра и Средней Волги уровень цен). Основным сдерживающим фактором роста цен на электроэнергию являлось снижение темпов роста цен на газ (как основного используемого на электростанциях топлива в данной зоне¹⁷) по сравнению с предыдущим периодом. Существенное влияние на динамику цены в первой ценовой зоне (сдерживание темпов роста) также оказывало снятие ограничений на переток между ценовыми зонами оптового рынка.

На динамику свободных цен на электроэнергию во второй ценовой зоне в 2014 г. влияли три основных фактора: сокращение предложения ГЭС за счет изменения гидрологического режима, системные ограничения на переток электроэнергии между восточными и западными¹⁸ регионами и снятие ограничений на переток между ценовыми зонами.

Таблица 2.3 – Динамика средних нерегулируемых цен на электрическую энергию в ценовых зонах оптового рынка

Зоны рынка	2012	2013	2014	2013/ 2012	2014/ 2013
	руб./МВт·ч			%	
1 ценовая зона	956	1054	1113	10,3	5,6
2 ценовая зона	672	689	744	2,5	8,0

Источник данных: НП «Совет рынка»

Основной принцип формирования цен на РСВ - маргинальное ценообразование: цена определяется по самой дорогой удовлетворенной заявке на поставку электроэнергии. Отбор ценовых заявок осуществляется за сутки до поставки электроэнергии и основан на объемах планового почасового производства и потребления и соответствующих им ценах.

В связи с существенным объемом рынка РСВ рост средних цен на электрическую энергию в целом по рынку электроэнергии повторяет динамику сложившихся цен на РСВ, таблица 2.4.

¹⁷ Среднегодовой рост цен на газ для всех потребителей (исключая населения) в 2014 г. составил 7,6%, а в 2013 г. – 15%.

¹⁸ Восточные регионы: Красноярский край, Иркутская область, Республика Бурятия, Забайкальский край. Западные регионы: Омская область, Новосибирская область, Томская область, Алтайский край, Республика Алтай, Кемеровская область, Республика Хакасия, Республика Тыва

Таблица 2.4 – Динамика индексов равновесных цен РСВ на покупку электроэнергии по ценовым зонам Российской Федерации

Объединенная энергетическая система	2012	2013	2014	2013/ 2012	2014/ 2013
	руб./МВт·ч			%	
1 ценовая зона	1001	1105	1164	10,3	5,4
Центра	1015	1152	1189	13,5	3,3
Средней Волги	1030	1129	1199	9,6	6,2
Урала	968	1027	1094	6,1	6,5
Северо-Запада	901	1027	1037	14,0	1,0
Юга	1116	1245	1370	11,6	10,0
2 ценовая зона (Сибири)	704	718	788	2,0	9,8
Ценовые зоны всего	936	1022	1085	9,1	6,1

Источник данных: НП «Совет рынка»

Таким образом, индекс цен РСВ в 2014 г. для потребителей первой ценовой зоны составил 1164 руб./МВт·ч, что на 5,4% выше уровня 2013 года. По объединенным энергосистемам рост цены на РСВ существенно отличался от среднего в зоне, отклонение составляло от -4,4 п.п. (ОЭС Северо-Запада) до +4,7 п.п. (ОЭС Юга).

Во второй ценовой зоне традиционно индекс цен РСВ сложился ниже, чем в первой, в 2014г. составил 788 руб./МВт·ч, что на 9,8% выше уровня 2013 года.

Стоит отметить высокую волатильность цен на рынке РСВ в течение года. В первой ценовой зоне на протяжении 2012-2014 гг. самые высокие значения индекса цен РСВ на покупку электроэнергии наблюдались в период с июня по сентябрь (в 2014 г. -1205-1267 руб./МВт·ч), а наименьшие в январе (1105 руб./МВт·ч, на 13% ниже максимального). Помимо перечисленных факторов, на уровень цен РСВ в летние месяцы оказывали влияние такие факторы как плановый ремонт генерирующего и электросетевого оборудования, а также индексация цен на газ с июля соответствующего года.

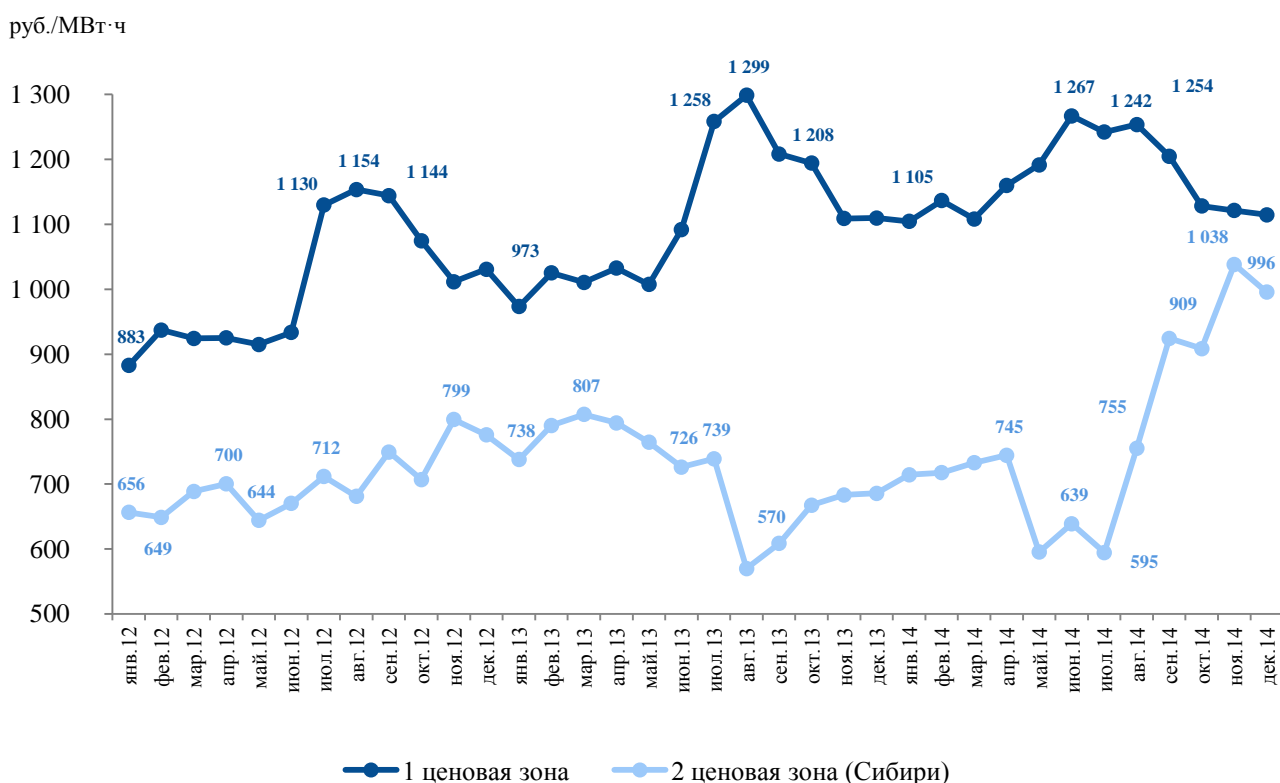


Рисунок 2.3 – Динамика индексов равновесных цен РСВ на покупку электроэнергии по ценовым зонам Российской Федерации, по месяцам соответствующего года

Источник данных: НП «Совет рынка»

Доля нерегулируемых объемов реализации на рынке мощности ниже, чем на рынке электрической энергии – 71,3% в первой ценовой зоне и 77,5% во второй ценовой зоне.

Средняя нерегулируемая цена покупки/продажи на рынке мощности в 2014 г. для потребителей Европейской части страны и Урала составила 221,2 тыс. руб./МВт в месяц (на 6,6% выше уровня 2013 года), для потребителей ОЭС Сибири цена составила 154,1 тыс. руб./МВт в месяц, что на 11,8% выше уровня 2013 года (таблица 2.5).

Таблица 2.5 – Динамика средних нерегулируемых цен покупки/продажи мощности в ценовых зонах оптового рынка

Зоны рынка	2012	2013	2014	2013/ 2012	2014/ 2013
	тыс. руб./МВт в месяц			%	
1 ценовая зона	165,1	207,5	221,2	25,7	6,6
2 ценовая зона	120,8	137,8	154,1	14,1	11,8

Источник данных: НП «Совет рынка»

Рост цен на рынке мощности обусловлен изменением ценовых параметров действующих на рынке механизмах.

В структуре объемов торгов на рынке мощности основную долю составлял объем конкурентного отбора мощности (51%-58%). Стоит отметить, что в связи с обширными вводами генерирующего оборудования, в том числе предусмотренного по договорам о предоставлении мощности, доля таких договоров в структуре торгов ежегодно увеличивался, рисунок 2.4.

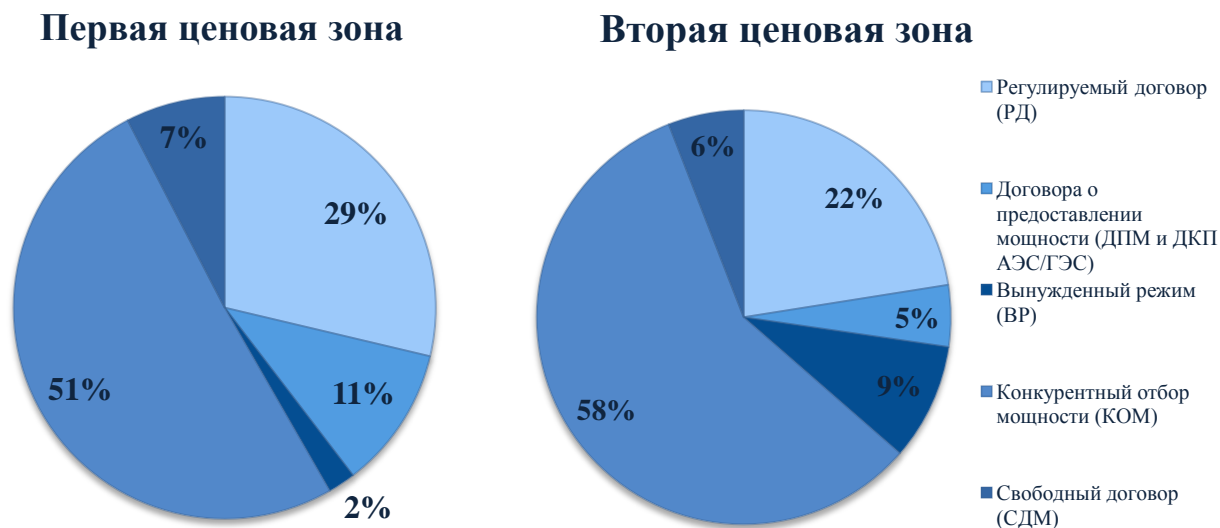


Рисунок 2.4 – Структура объемов торгов на рынке мощности в ценовых зонах ОРЭМ по типам договоров

Источник данных: НП «Совет рынка»

Формирование цен на КОМ осуществлялось в рамках зоны свободного перетока мощности (далее также - ЗСП) - территорий, на которых отсутствуют существенные системные ограничения и перетоки между которыми ограничены. ФАС России ежегодно осуществлялся мониторинг конкурентной ситуации на рынках электрической энергии и мощности, на основании проведенного анализа формируется перечень зон со слабой конкуренцией, в рамках которых применялся предельный уровень цены на мощность. В 2014 г. из 21 ЗСП в пяти не применялся предельный уровень цены на мощность. В данных зонах цена на мощность определялась по максимальной из цен в заявках, не попавших в объемы наиболее дорогого предложения с учетом спроса.

В 2013 г. определенная по итогам КОМ цена на мощность по ЗСП увеличилась на 6%-8%, за исключением ЗСП Волга, где ФАС России были выявлены признаки манипулирования ценами. Вследствие чего, в 2012 г. проводился повторный КОМ, в котором в ЗСП «Волга» отбору подлежали заявки с ценой не выше предельного размера цены на мощность (в других ЗСП использовались

ценовые заявки, поданные на первоначальный КОМ). В результате определенная цена на мощность в ЗСП «Волга» сложилась на уровне 124,6 тыс. руб./МВт в месяц, что на 0,1% ниже уровня 2012 года.

В 2014 г. существенное снижение цены на мощность КОМ наблюдается в ЗСП «Сибирь» (снижение составило 37,5% к уровню 2013 года). По оставшимся зонам рост цены на мощность в 2014 г. составил от 4% до 6%, за исключением ЗСП Урала (рост на 10,4% к 2013 году), таблица 2.6.

Таблица 2.6 – Динамика цен на мощность, учитываемых при определении обязательств по покупке мощности по ЗСП

Наименование ЗСП	2012	2013	2014	2013/ 2012	2014/ 2013
	тыс. руб./МВт в месяц			%	
1 ценовая зона					
ЗСП «Урал»	118,1	127,1	140,4	7,6	10,4
ЗСП «Вятка»	118,1	125,3	132,9	6,1	6,0
ЗСП «Волга»	118,1	118,0	124,6	-0,1	5,6
ЗСП «Центр»	118,1	127,7	133,8	8,1	4,8
ЗСП «Москва»	118,1	127,8	133,0	8,2	4,0
ЗСП «Каспий»	118,1	127,8	133,0	8,2	4,0
ЗСП «Кольская»	118,1	127,8	133,0	8,2	4,0
Остальные ЗСП 1 ценовой зоны	118,1	127,8	133,0	8,2	4,0
2 ценовая зона					
ЗСП «Сибирь»	146,8	156,0	97,5	6,3	-37,5
Остальные ЗСП 2 ценовой зоны	126,4	136,8	144,0	8,2	5,3

Источник данных: ОАО «СО ЕЭС»

Фактический уровень цены покупки/продажи мощности КОМ по ценовым зонам в 2014 г. составил 146,3 тыс. руб./МВт в месяц, что на 2,3% выше уровня 2013 года, таблица 2.7.

Стоит отметить, что в 2014 г. при существенном снижении цены на мощность по итогам КОМ в ЗСП «Сибирь» (на 37,5%, таблица 2.6), фактический уровень цены на мощность во второй ценовой зоне рынке увеличился на 1,1% (таблица 2.7).

С 2014 г. дополнительным фактором увеличения уровня цены на мощность во второй ценовой зоне рынка являлась частичная «либерализация мощности ГЭС». Ранее продажа мощности таких объектов в полном объеме осуществлялась по регулируемым договорам. При этом регулируемая цена на мощность ГЭС была существенно (более чем в два раза) ниже нерегулируемой, сложившейся по результатам КОМ. В соответствии с изменениями в Правилах оптового рынка¹⁹, часть объема мощности этих станций (с 1 мая 2014 года) продается по нерегулируемым ценам. За счет введения либерализации цена продажи мощности на КОМ для ГЭС второй ценовой зоны (одномоментно, в среднем за месяц) повысилась более чем в 2 раза, в результате чего выросла совокупная стоимость продажи мощности в рассматриваемой ценовой зоне.

На оптовом рынке в 2014 г. функционировали генерирующие объекты, осуществляющие поставку мощности в «вынужденном режиме»²⁰. Цена на мощность таких поставщиков была в 1,9 раза выше цены сложившейся по результатам КОМ (275,8 тыс. руб./МВт в месяц против 146,3 тыс. руб./МВт в месяц). С 2012 г. наблюдался рост данного отклонения, таблица 2.7.

В 2014 г. произошло снижение (на 10,4% к уровню 2013 года) объемов покупки/продажи мощности «вынужденных» генерирующих объектов, после существенного роста в 2013 году (в два раза).

¹⁹ Постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 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»

²⁰ Мощность объектов генерации, не отобранных по результатам КОМ в случае необходимости ее поддержания в работоспособном состоянии для обеспечения установленных техническими регламентами и иными обязательными требованиями параметров работы ЕЭС России, систем жизнеобеспечения, режимов водопользования, оплачивается по ценам на мощность определяемым федеральным органом исполнительной власти для генерирующих объектов, осуществляющих поставку мощности в вынужденном режиме.

Таблица 2.7 – Результаты торгов на рынке мощности в 2012-2014 годы

Наименование	2012	2013	2014	2013/ 2012	2014/ 2013
				%	
Суммарный объем покупки/продажи, тыс. МВт					
КОМ	1232,3	1139,2	1116,3	-7,6	-2,0
1 ценовая зона	938,3	849,4	840,5	-9,5	-1,0
2 ценовая зона	294,0	289,9	275,8	-1,4	-4,9
ВР	41,0	84,4	75,6	106,1	-10,4
1 ценовая зона	15,7	43,7	33,1	178,0	-24,3
2 ценовая зона	25,2	40,7	42,5	61,3	4,5
ДПМ (ТЭС)	107,2	133,8	170,5	24,7	27,5
ДКП (АЭС и ГЭС)	11,8	22,1	23,3	87,1	5,2
Всего по механизмам	1392,3	1379,5	1385,6	-0,9	0,4
Цена покупки/продажи мощности, тыс. руб./МВт в месяц					
КОМ	126,2	143,0	146,3	13,3	2,3
1 ценовая зона	134,5	160,0	163,4	19,0	2,1
2 ценовая зона	99,7	93,2	94,2	-6,5	1,1
ВР	213,9	249,4	275,8	16,6	10,6
1 ценовая зона	237,7	246,2	329,3	3,6	33,7
2 ценовая зона	199,0	252,9	234,3	27,1	-7,4
ДПМ (ТЭС)	468,4	549,0	559,5	17,2	1,9
ДКП (АЭС и ГЭС)	445,1	645,0	697,2	44,9	8,1
Всего по механизмам	157,8	196,9	213,5	24,8	8,4
Стоимость (без НДС), млрд. руб.					
КОМ	155,5	162,9	163,3	4,8	0,3
1 ценовая зона	126,1	135,9	137,4	7,7	1,1
2 ценовая зона	29,3	27,0	26,0	-7,9	-3,8
ВР	8,8	21,1	20,9	140,4	-1,0
1 ценовая зона	3,7	10,8	10,9	188,0	1,2
2 ценовая зона	5,0	10,3	10,0	104,9	-3,2
ДПМ (ТЭС)	50,2	73,4	95,4	46,2	29,9
ДКП (АЭС и ГЭС)	5,3	14,3	16,2	171,1	13,7
Всего по механизмам	219,7	271,6	295,8	23,6	8,9

Источник данных: НП «Совет рынка»

В результате реформирования отрасли с целью привлечения инвестиций для вновь вводимых объектов генерации продажа мощности осуществляется на основании договоров о предоставлении мощности, по цене, сформированной исходя из условия обеспечения гарантированного возврата вложенных средств

и получения установленного уровня доходности на инвестированный капитал, а также компенсацию эксплуатационных затрат. Перечень объектов, осуществляющих продажу мощности по данным договорам, определяется Правительством Российской Федерации.

Аналогичный механизм оплаты «новой» мощности действует в части АЭС и ГЭС (далее - ДКП (АЭС/ГЭС)), цены продажи мощности которых ежегодно устанавливаются федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов.

В 2014 г. наблюдается увеличение объемов поставки мощности по ДПМ. В первой ценовой зоне средневзвешенная цена мощности по ДПМ составила 512,4 тыс. руб./МВт в месяц, что более чем в 2,5 раза превышает средний уровень цены на мощность в данной зоне. Во второй ценовой зоне разница в цене мощности по ДПМ и средней ценой на мощность составила 6 раз при цене ДПМ в 874,6 тыс. руб./МВт в месяц

Средняя цена покупки/продажи мощности ДПМ (ТЭС) и ДКП (АЭС/ГЭС) в ценовых зонах в четыре раза превышает цену на мощность КОМ, а в связи с большим количеством вводов данных объектов в последние годы возрастает и их влияние на цену для потребителей.

Стоит отметить, что цены продажи мощности по ДПМ ТЭС сильно различались в зависимости от стоимости строительства/модернизации генерирующего объекта и вида используемого топлива.

По объектам модернизации цена продажи мощности по ДПМ формируется с учетом стоимости выполненных работ и может сложиться ниже цены КОМ. Данный факт привел к отказу ряда генерирующих объектов от пролонгации договора ДПМ (энергоблоки - Березовская ГРЭС, Новочеркасская ГРЭС, Сакмарская ТЭЦ, ГЭС филиала «Невский» ТГК-1).

2.2 Тарифы сетевых организаций

Тариф на услуги по передаче электрической энергии формируется на основании «котлового» принципа тарифообразования – все потребители, расположенные на территории субъекта Российской Федерации и принадлежащие к одной группе (уровню напряжения), оплачивают услуги по передаче электроэнергии по одинаковым тарифам.

В 2014 г. средневзвешенный котловой тариф по группе компаний ОАО «Россети», крупнейшей электросетевой компании России, составил

117 коп./кВт·ч, увеличившись на 10,4% относительно уровня 2013 года (рисунок 2.5).

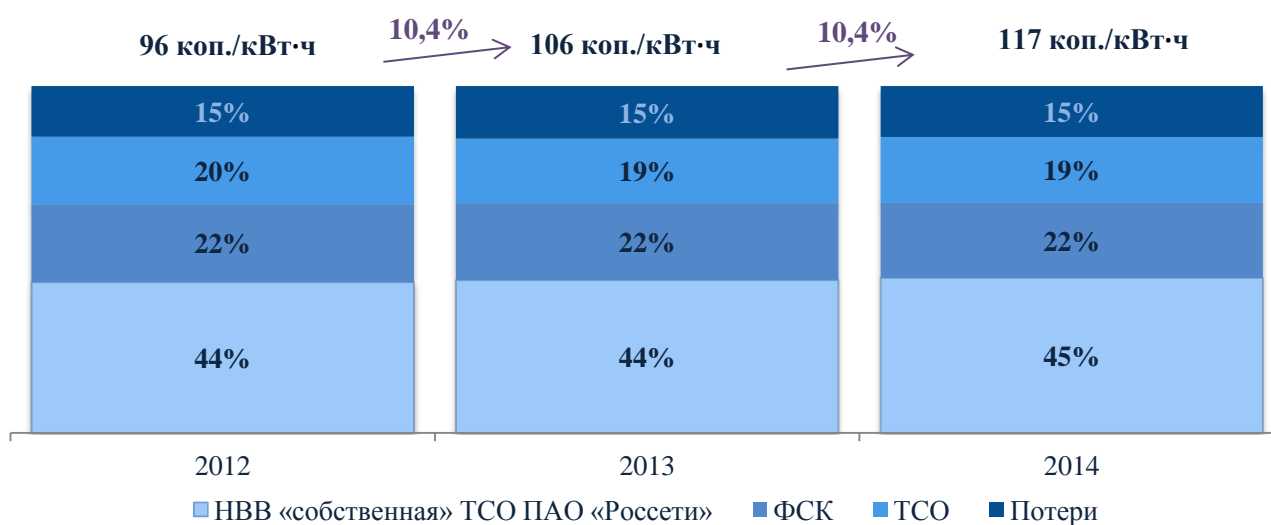


Рисунок 2.5 – Структура средневзвешенного котлового тарифа на услуги по передаче электроэнергии ПАО «Россети»

Источник данных: ПАО «Россети»

В соответствии с действующим законодательством, тарифы ПАО «ФСК ЕЭС» утверждаются на федеральном уровне, в двухставочном выражении (на содержание объектов электросетевого хозяйства и на оплату нормативных технологических потерь).

Согласно положениям Основ ценообразования²¹ для всех регулируемых цен (тарифов) предусмотрена календарная разбивка (по полугодиям), исходя из не превышения величины цен (тарифов) в первом полугодии очередного годового периода регулирования над величиной соответствующих цен (тарифов) во втором полугодии.

В связи с правительственными решениями, направленными на сдерживание темпов роста тарифов на электроэнергию в 2014 году, ставка тарифа на содержание объектов электросетевого хозяйства ПАО «ФСК ЕЭС» со второго полугодия не превысила уровень тарифа, действующий с 1 января 2014 года. С 01.07.2014 г. ставка тарифа на содержание объектов электросетевого хозяйства ПАО «ФСК ЕЭС» во всех субъектах Российской Федерации, кроме регионов Северного-Кавказа, составила 134,6 тыс. руб./МВт в месяц, что на 0,3% ниже уровня 1 полугодия 2014 г. (установленного с 01.07.2013), рисунок 2.6.

²¹ Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике».

Стоит отметить, что для потребителей услуг ПАО «ФСК ЕЭС», находящихся на территориях Республик Северного Кавказа, устанавливаются пониженные тарифы (по сравнению с другими регионами).

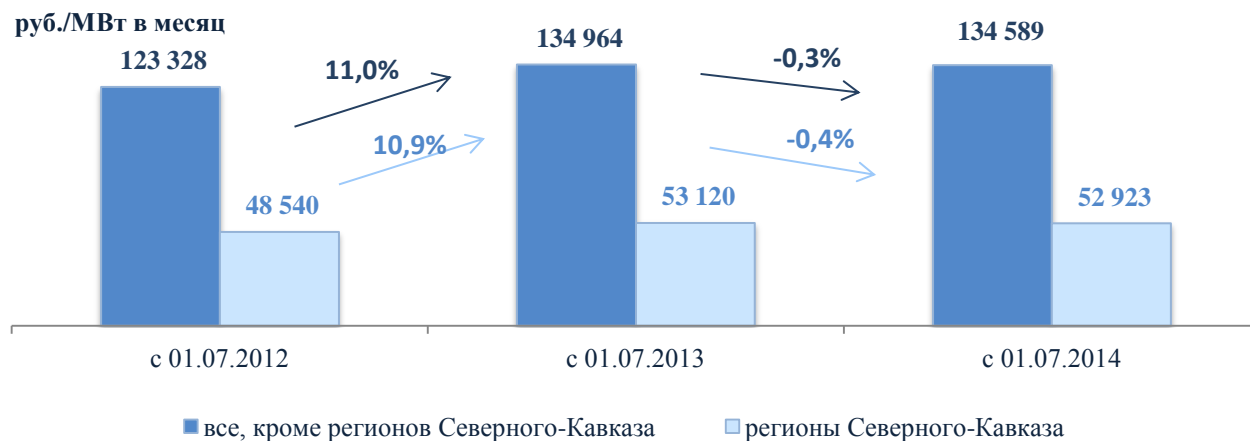


Рисунок 2.6 – Ставки тарифа на услуги по передаче электроэнергии на содержание объектов электросетевого хозяйства, ПАО «ФСК ЕЭС»

Источник данных: ФСТ России

Распределение ставок тарифа на оплату нормативных технологических потерь электрической энергии (мощности) в ЕНЭС не равномерно. Максимальное значение в 2014 г. сложилось в Архангельской области (2764 руб./МВт·ч), Хабаровском (1984 руб./МВт·ч) и Приморском (1931 руб./МВт·ч) крае. Минимальные значение в Республиках Хакасия (386 руб./МВт·ч), Тыва (524 руб./МВт·ч) и Бурятия (524 руб./МВт·ч), рисунок 2.7.

В 2014 г. рост тарифных ставок на оплату нормативных технологических потерь ПАО «ФСК ЕЭС» по всем субъектам деятельности компании установлен в размере 10% к уровню 2013 года.

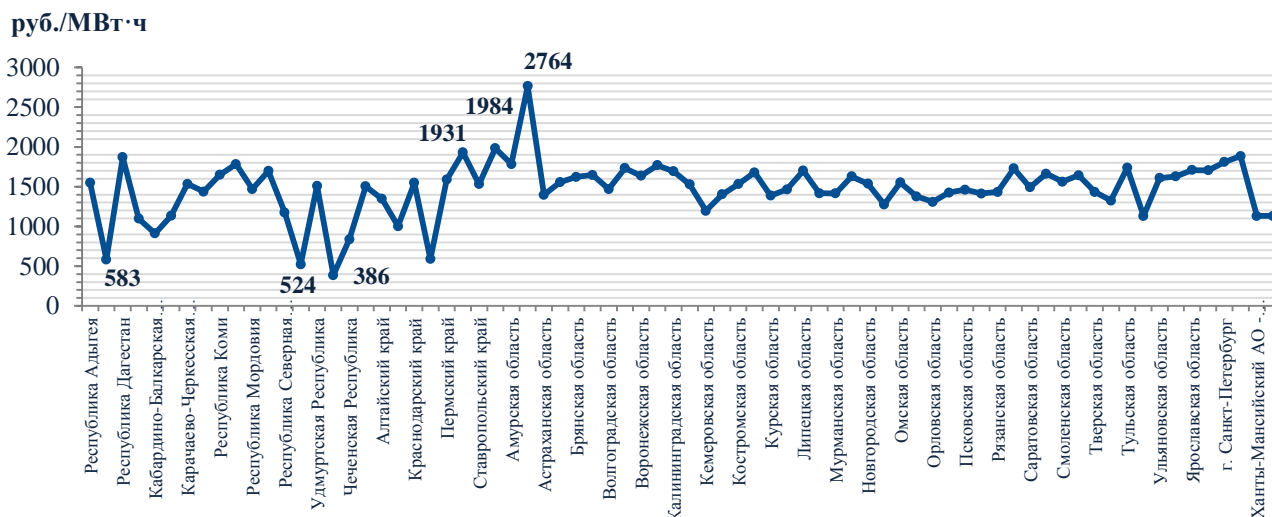


Рисунок 2.7 – Ставки тарифа на оплату нормативных потерь электрической энергии (мощности) в единой национальной (общероссийской) электрической сети в 2014 году

Источник данных: ФСТ России

2.3 Сбытовые надбавки гарантирующих поставщиков

В соответствии с действующим законодательством на розничном рынке утверждаются сбытовые надбавки гарантирующих поставщиков. С 2012 г. применяется новая методика определения сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков²². В соответствии с данной методикой сбытовая надбавка устанавливается отдельно для следующих групп потребителей:

- население и приравненные к нему потребители;
- сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии;
- прочие потребители, с дифференциацией исходя из максимальной мощности энергопринимающих устройств (менее 150 кВт, от 150 до 670 кВт, от 670 кВт до 10 МВт, не менее 10 МВт).

Для населения сбытовые надбавки определяются на основе экономически обоснованных расходов. Сбытовые надбавки для «прочих потребителей» устанавливаются в виде формулы как процент от цен на электрическую энергию и мощность, исходя из размера доходности гарантирующего поставщика (далее также – ГП) и дифференцируются в зависимости от объема потребления электроэнергии потребителями, доли объема потребления электрической энергии населением в балансе ГП, а также территориальных особенностей зоны деятельности ГП.

²² Приказ ФСТ России от 30 октября 2012 года №703-э «Об утверждении Методических указаний по расчету сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков и размера доходности продаж гарантирующих поставщиков».

Ниже (рисунки 2.8 и 2.9) приведены максимальные и минимальные сбытовые надбавки гарантирующих поставщиков по группам «население» и «прочие потребители» с максимальной мощностью энергопринимающих устройств от 150 кВт до 670 кВт в 2014 году.

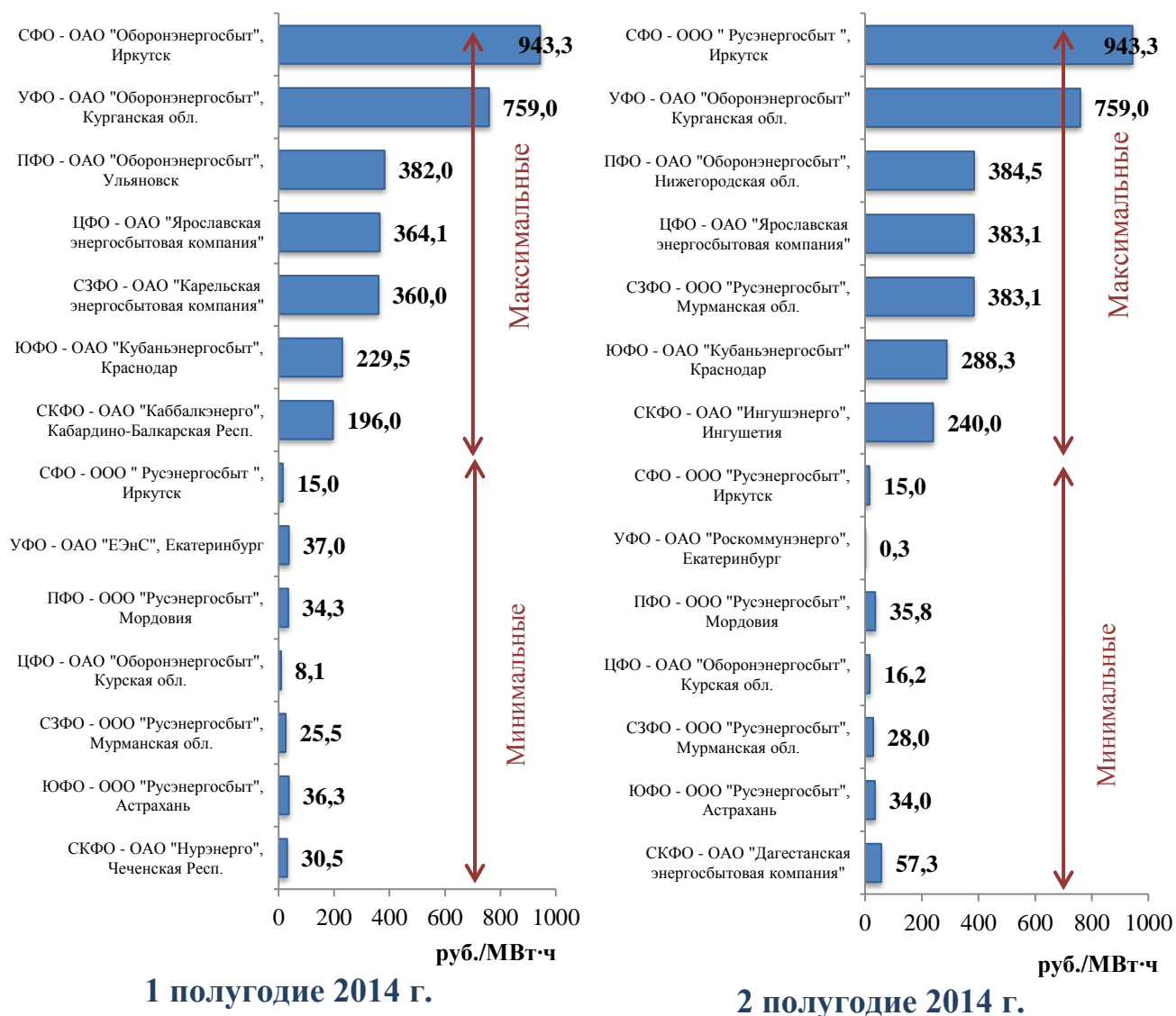


Рисунок 2.8 – Максимальные и минимальные сбытовые надбавки по группе «население» в 2014 г.

Источник данных: НП «Совет рынка»

Во втором полугодии 2014 г. максимальное значение сбытовой надбавки гарантирующих поставщиков для группы «население» сложилось в Иркутской области (ООО «Русэнергобыт») – 943,3 руб./МВт·ч. Минимальное – в Свердловской области (ОАО «Роскоммунэнерго»), 0,3 руб./МВт·ч. В разрезе федеральных округов наименьший разброс значений наблюдался в Северо-Кавказском и Южном федеральных округах – в 4 и 8 раз соответственно.

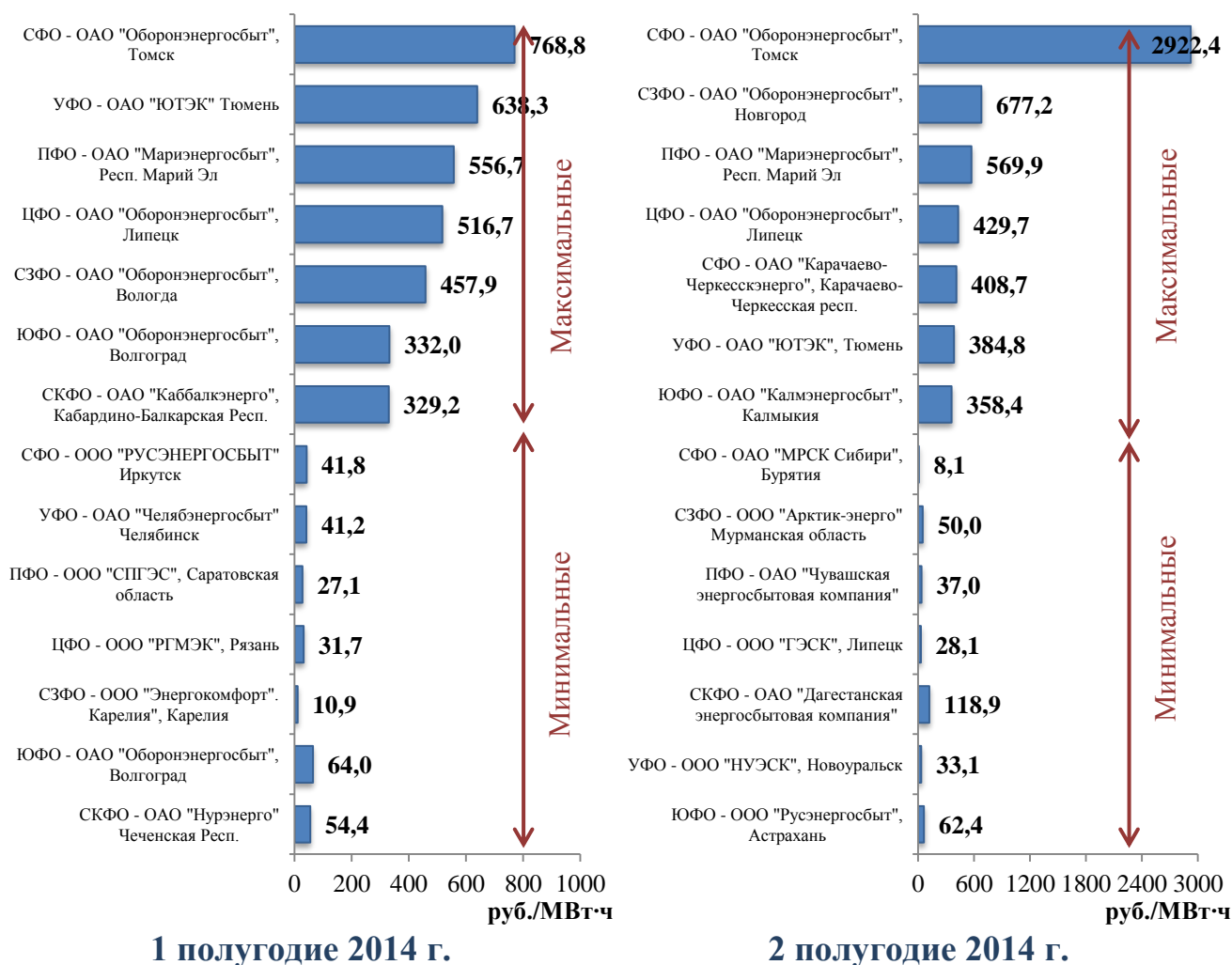


Рисунок 2.9 – Максимальные и минимальные сбытовые надбавки по группе «прочие потребители» с максимальной мощностью энергопринимающих устройств от 150 кВт до 670 кВт в 2014 г.²³

Источник данных: НП «Совет рынка»

Для группы «прочие потребители» с максимальной мощностью энергопринимающих устройств от 150 кВт до 670 кВт во втором полугодии 2014 г. наибольшая величина сбытовой надбавки сложилась в Томской области (ОАО «Оборонэнергосбыт») – 2922,44 руб./МВт·ч. Наименьшая – в Республике Бурятия (ОАО «МРСК Сибири») – 8,1 руб./МВт·ч. Наименьший разброс значений, как и для группы «населения», характерен для Северо-Кавказского и Южного федеральных округов Российской Федерации.

²³ В обзоре НП «Совет рынка» был осуществлен перевод сбытовых надбавок из процента от цены к цене за 1 мВт*ч с использованием данных сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации на 2014 год и прогнозных свободных (нерегулируемых) ценах на электрическую энергию (мощность) на 2014 год, опубликованных НП «Совет рынка».

2.4 Тарифы инфраструктурных организаций

Функционирование коммерческой и технологической инфраструктуры оптового рынка электроэнергии (мощности) (ОРЭМ) обеспечивают инфраструктурные организации:

- ОАО «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии» (ОАО «АТС») — коммерческий оператор, осуществляющий деятельность по организации торговли на оптовом рынке;
- ОАО «Центр финансовых расчетов» (ОАО «ЦФР»), оказывающее услуги по проведению финансовых расчетов между участниками оптового рынка электроэнергии;
- ОАО «Системный оператор ЕЭС» (ОАО «СО ЕЭС») — системный оператор, осуществляющий управление технологическими режимами работы объектов ЕЭС России.

Тарифы на услуги коммерческого оператора (ОАО «АТС») устанавливаются федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов, плата за комплексную услугу ОАО «ЦФР» – Наблюдательным советом НП «Совет рынка».

Для организации работы технологической инфраструктуры федеральный орган исполнительной власти в области регулирования тарифов утверждает тарифы на услуги ОАО «СО ЕЭС», при этом в соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике»²⁴ устанавливаются:

- тарифы на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части управления технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, обеспечения функционирования технологической инфраструктуры оптового и розничных рынков (далее – управление технологическими режимами работы);
- предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части организации отбора исполнителей и оплаты услуг по обеспечению системной надежности, услуг по обеспечению вывода ЕЭС России из аварийных ситуаций, услуг по формированию технологического резерва мощностей (далее — обеспечение надежности).

С 2012 г. тарифы на услуги рассматриваемых организаций устанавливаются с календарной разбивкой, по полугодиям.

²⁴ Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».

Во втором полугодии 2014 г. рост тарифов на услуги ОАО «АТС» и ОАО «ЦФР» составил 11,0% и 3,5% соответственно, к уровню 2013 года, таблица 2.8.

Тарифы на услуги ОАО «СО ЕЭС» в 2014 г. установлены на уровне второго полугодия 2013 года.

Таблица 2.8 – Тарифы на услуги инфраструктурных организаций в электроэнергетике

Наименование	Ед. изм.	2012		2013		2014		2013	2014
		1 ПГ	2 ПГ	1 ПГ	2 ПГ	1 ПГ	2 ПГ	2ПГ/ 2012 2ПГ	2ПГ/ 2013 2ПГ
Тариф на услуги ОАО «АТС»	руб./МВт·ч	0,696	0,750	0,776	0,920	0,920	1,021	22,7	11,0
Тариф на услуги ОАО «ЦФР»	руб./МВт·ч	0,239	0,267	0,267	0,282	0,282	0,292	5,6	3,5
На услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, оказываемые ОАО «СО ЕЭС»									
Управление технологическими режимами	руб./МВт в месяц	7550,2	8381,0	8381,0	9011,4	9011,4	9011,4	7,5	0,0
Обеспечение надежности	руб./МВт·ч	1,453	1,453	1,453	1,528	1,528	1,528	5,2	0,0

Источник данных: ФСТ России

2.5 Цены на электрическую энергию для потребителей

С учетом основных составляющих, формирующих конечную цену на электрическую энергию для потребителей, средний уровень розничной цены в 2014 г. составил 260,5 коп./кВт·ч. При этом темп роста цены замедлился по сравнению с 2013 г. –7,4% против 10,0% (таблица 2.9).

Основным сдерживающим фактором роста цен на электроэнергию в 2014 г. стала отмена индексации тарифов естественных монополий, что привело к снижению среднегодового темпа роста цен на газ, до 7,6% (индексация с июля 0%), росту регулируемых тарифов сетевых организаций до 4,8% (индексация с июля 0%).

По федеральным округам уровень розничных цен на электрическую энергию варьировался от 169,8 коп./кВт·ч (Сибирский федеральный округ) до 313,0 коп./кВт·ч (Центральный федеральный округ). Традиционно невысокий уровень цен на электроэнергию в Сибирском федеральном округе (в 2014 г. на 30% ниже среднероссийского уровня) складывается в связи с наличием в регионе существенного объема гидрогенерации (таблица 2.9).

В 2014 г. наибольший рост цен на электрическую энергию для конечных потребителей отмечен в Северо-Кавказском, Северо-Западном и Уральском федеральных округах – свыше 10%. Наименьший - сложился в Центральном федеральном округе – 4,4%.

Таблица 2.9 – Динамика розничных цен на электрическую энергию по федеральным округам Российской Федерации

Федеральный округ	2012	2013	2014	2013/ 2012	2014/ 2013
	коп./кВт·ч			%	
Центральный	269,2	299,8	313,0	11,4	4,4
Северо-Западный	226,4	254,9	282,6	12,6	10,9
Южный	266,4	296,5	315,9	11,3	6,6
Северо-Кавказский	221,1	241,1	277,7	9,1	15,2
Приволжский	222,7	245,3	265,5	10,1	8,2
Уральский	212,6	228,6	252,6	7,5	10,5
Сибирский	146,3	157,7	169,8	7,8	7,7
Дальневосточный	263,8	279,6	304,0	6,0	8,8
Российская Федерация	220,6	242,7	260,5	10,0	7,4

Источник данных: ЗАО «АПБЭ», НП «Совет рынка»²⁵

Средний утвержденный региональными органами исполнительной власти тариф на электрическую энергию для городского населения в 2014 г. составил 266,8 коп./кВт·ч (без НДС), что на 7,4% выше уровня 2013 года (таблица 2.10).

²⁵ Здесь и далее розничные цены на электроэнергию в 2013-2014 гг. рассчитаны исходя из базового уровня 2012 года (по данным ЗАО «АПБЭ») с учетом темпов изменения официально опубликованных фактических средних цен электроэнергии для конечных потребителей (по данным НП «Совета Рынка»).

Таблица 2.10 – Динамика средних уровней тарифов на электрическую энергию для городского населения по федеральным округам Российской Федерации (без НДС)²⁶

Федеральный округ	2012	2013	2014	2013/ 2012	2014/ 2013
	коп./кВт·ч			%	
Центральный	278,0	305,3	328,5	9,8	7,6
Северо-Западный	233,4	256,6	279,7	9,9	9,0
Южный	259,1	281,7	305,3	8,7	8,4
Северо-Кавказский	196,4	215,2	239,4	9,6	11,2
Приволжский	199,7	223,0	240,5	11,7	7,8
Уральский	184,3	202,5	220,4	9,9	8,8
Сибирский	163,2	183,2	187,7	12,3	2,5
Дальневосточный	250,6	271,5	293,0	8,3	7,9
Российская Федерация	225,5	248,4	266,8	10,2	7,4

Источник данных: расчет на основании решений ФСТ России, региональных органов исполнительной власти

В 2014 г. в шести пилотных регионах (Забайкальском и Красноярском краях, Владимирской, Нижегородской, Орловской и Ростовской областях²⁷) тарифы для населения устанавливались дифференцированно по объемам потребления электроэнергии («в рамках социальной нормы» и «сверх социальной нормы»²⁸).

Важно отметить, средний тариф на электрическую энергию для городского населения сложился выше уровня розничной цены в целом по Российской Федерации (2,4%), а также в Центральном (5,0%) и Сибирском (10,5%) федеральным округам.

В 2014 г. действовали понижающие коэффициенты, применяемые к тарифу, установленному для городского населения, для следующих подгрупп

²⁶ Здесь и далее представлена цена на электрическую энергию для городского населения, проживающего в городских населенных пунктах в домах, не оборудованных в установленном порядке стационарными электроплитами и (или) электроотопительными установками.

Цена рассчитана исходя из утвержденных региональными органами исполнительной власти уровней тарифов на электроэнергию для городского населения, проживающего в городах в домах без электроплит (в пределах и сверх социальной нормы потребления), а также плановых объемов потребления электрической энергии населением.

²⁷ Постановление Правительства Российской Федерации от 22.07.2013 №614 «О порядке установления и применения социальной нормы потребления электрической энергии (мощности) и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам установления и применения социальной нормы потребления электрической энергии (мощности)». Отметим, что в пяти из шести рассматриваемых регионов социальная норма потребления действовала и до принятия указанного документа.

²⁸ Введение социальной нормы электропотребления населением рассматривался как один из механизмов по сокращению перекрестного субсидирования между группами потребителей

населения: населения, проживающего в домах, оборудованных электроплитами и электроотопительными установками, а также в сельских населенных пунктах.

С учетом данных подгрупп средняя цена на электроэнергию для населения сложилась ниже приведенного значения.

В 2014 году сохранялась практика перекрестного субсидирования между группами потребителей. Объем перекрестного субсидирования составил – 229,4 млрд. рублей²¹.

Представленный тариф на электрическую энергию для городского населения не учитывает понижающие коэффициенты применяемые к группам населения, проживающего в домах оборудованных электроплитами и электроотопительными установками, а также в сельских населенных пунктах. С учетом данных групп населения цена на электроэнергию для населения сложится ниже приведенного значения.

В приложениях П-2.1 и П-2.2 представлены розничные цены на электрическую энергию и утвержденные региональными органами исполнительной власти тарифы на электрическую энергию для городского населения по субъектам Российской Федерации.

2.6 Цены на тепловую энергию для потребителей

В целом по Российской Федерации фактическая цена на тепловую энергию для промышленных потребителей на конец 2014 г. выросла на 3,4% по сравнению с аналогичным периодом 2013 года, составив 997 руб./Гкал (таблица 2.11).

При этом цены производителей на тепловую энергию в 2014 г. выросли на 6,5 %, составив в среднем по Российской Федерации 1 007 руб./Гкал.

Таблица 2.11 – Динамика цен на тепловую энергию

Наименование	Декабрь 2012	Декабрь 2013	Декабрь 2014	2013/ 2012	2014/ 2013
	руб./Гкал			%	
Цена тепловой энергии для промышленных потребителей	857	964	997	12,5	3,4
тепловая энергия, отпущенная электростанциями	828	919	968	11,0	5,3
тепловая энергия, отпущенная котельными	985	1175	1139	19,3	-3,1
Цена на отопление (с НДС) ²⁹	-	1399	1491	-	6,6
Цена производителей на тепловую энергию	818	945	1007	15,5	6,5
тепловая энергия, отпущенная электростанциями	697	789	814	13,2	3,1
тепловая энергия, отпущенная котельными	1291	1437	1480	11,3	3,0

Источник данных: Росстат

Данные по ценам на тепловую энергию в разрезе федеральных округов по отдельным группам потребителей на конец 2014 г. представлены на рисунке 2.11.

Наиболее высокая цена на отопление в конце 2014 г. наблюдалась в Центральном и Дальневосточном федеральных округах, а наименьшая - в Сибирском.

Для промышленных потребителей наиболее высокая цена на тепловую энергию сложилась в Дальневосточном федеральном округе – более 1700 руб./Гкал, наименьшая цена в Северо-Кавказском федеральном округе - 809 руб./Гкал.

²⁹ До 2013 г. в формах статистического наблюдения отсутствуют данные по цене на отопление в сопоставимых величинах.

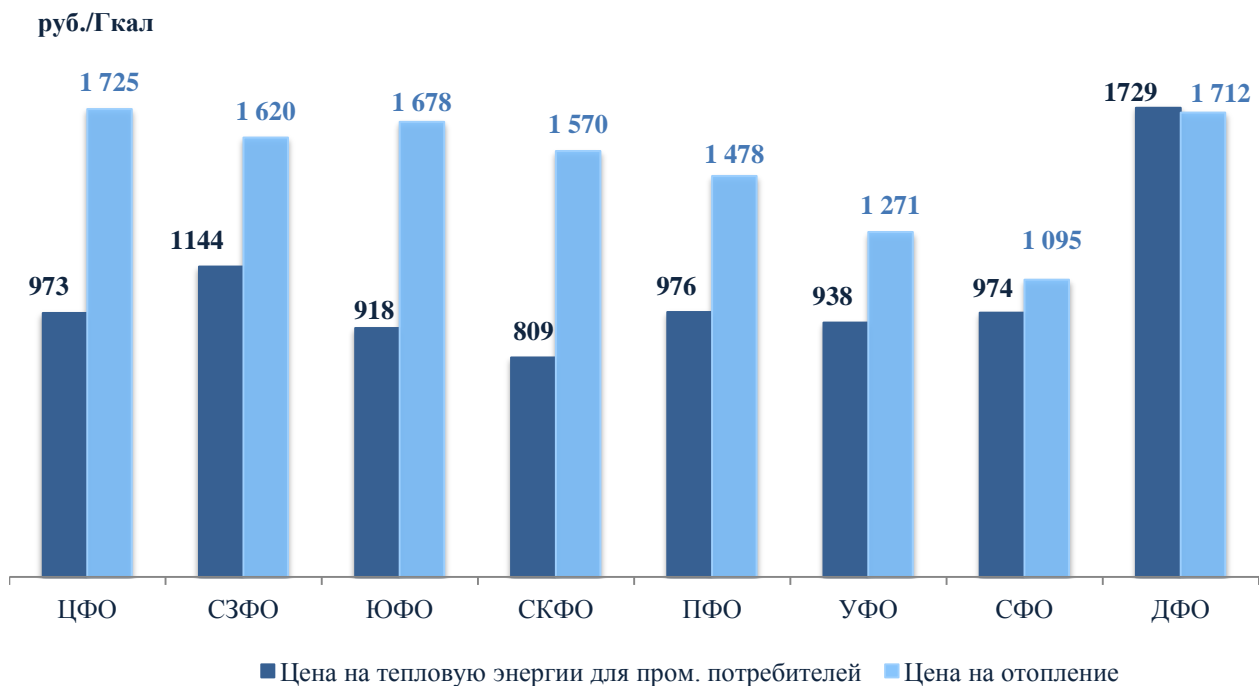


Рисунок 2.10 – Цены на тепловую энергию по федеральным округам Российской Федерации в декабре 2014 года

Источник данных: ОАО «СО ЕЭС»

Региональные различия в уровнях цен на тепловую энергию связаны с особенностями функционирования тепловой энергетики в каждом субъекте Российской Федерации: структурой источников теплоснабжения, схемой и состоянием теплосетей, видом используемого топлива, динамикой изменения потребления тепловой энергии, особенностями региональной политики органов исполнительной власти в области ценообразования на тепловую энергию, в т.ч. объемом инвестиционных программ, учитываемых при регулировании цен.

3 Анализ инвестиций в электроэнергетике

3.1 Генерирующие компании

В 2014 г. увеличение установленной мощности электростанций ЕЭС России за счет вводов нового и модернизации действующего генерирующего оборудования электростанций составило 7 695 МВт. При этом нового оборудования введено 7 296 МВт, увеличение мощности за счет модернизации действующего оборудования составило 399 МВт, таблица 3.1.

Таблица 3.1 – Динамика вводов генерирующего оборудования по объединенным энергетическим системам ЕЭС России

Объединенная энергетическая система	Ввод нового оборудования			Модернизация действующего оборудования		
	2012	2013	2014	2012	2013	2014
ОЭС Центра	1 405	626	1 466	49	-	15
ОЭС Средней Волги	227	230	679	35	30	50
ОЭС Урала	699	1 315	2 348	78	48	78
ОЭС Северо-Запада	1 200	136	6	46	11	5
ОЭС Юга	801	631	1 212	97	64	43
ОЭС Сибири	1 802	801	1 586	35	101	208
ОЭС Востока	-	-	-	-	-	-
ЕЭС России	6 134	3 738	7 296	339	254	399

Источник данных: ОАО «СО ЕЭС»

В 2014 г. как и в 2013 г. наибольший объем вводов новой мощности был осуществлен в ОЭС Урала – 2348 МВт и Сибири – 1 586 МВт, что составило почти 50% от общего объема введенного оборудования на электростанциях ЕЭС России.

Стоит отметить, в период 2012-2014 гг. существенный объем мощности вводимого оборудования (42%) приходился в рамках договоров о предоставлении мощности (рисунок 3.1).

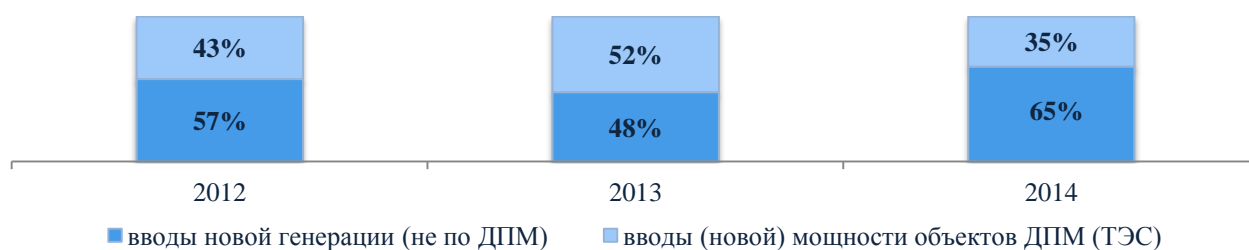


Рисунок 3.1 – Динамика ввода нового оборудования, в том числе в рамках договоров ДПМ в 2011-2014 гг.

Источник данных: Минэнерго России

К наиболее крупным, введенным в рамках договоров о предоставлении мощности объектам за 2014 г. относятся: Череповецкая ГРЭС и ТЭЦ-16 (объем мощности 420 МВт), Нижневартовская ГРЭС (410 МВт), Южноуральская ГРЭС-2 (400 МВт), таблица 3.2.

Таблица 3.2 – Перечень объектов, поставляющих мощность по ДПМ, введенных в эксплуатацию в 2014 году

Участник	Название станции	Ген. объект	Мощность, МВт
ОАО «ТГК-9»	Пермская ТЭЦ-9	Пермская ТЭЦ-9 (ГТУ)	165
ОАО "ИНТЕР РАО - Электрогенерация"	Южноуральская ГРЭС-2	Блок №1 Южноуральской ГРЭС-2	400
ОАО "ТГК-5"	Новочебоксарская ТЭЦ-3	Новочебоксарская ТЭЦ-3 (ПГУ)	80
ОАО "ТГК-5"	Кировская ТЭЦ-4	Кировская ТЭЦ-4 (ПГУ)	65
ЗАО "Нижневартовская ГРЭС"	Нижневартовская ГРЭС	Нижневартовская ГРЭС (бл. 3)	410
ОАО "Мосэнерго"	ТЭЦ-9	ТЭЦ-9 (ГТЭ-65)	62
ОАО "ТГК-2"	Вологодской ТЭЦ	Вологодская ТЭЦ (ПГУ-110)	110
ОАО "Кузбассэнерго"	Томь-Усинская ГРЭС	Томь-Усинская ГРЭС (бл.5)	24
ОАО "ТГК-5"	Ижевская ТЭЦ-1	Ижевская ТЭЦ-1 (ПГУ)	230
ОАО "ТГК-13"	Абаканская ТЭЦ	Абаканская ТЭЦ (блок № 4)	120
ОАО "ТГК-6"	Владимирская ТЭЦ-2	Владимирская ТЭЦ-2 (ПГУ)	230
ОАО "ТГК-5"	Кировская ТЭЦ-3	Кировская ТЭЦ-3 (ПГУ)	220
ОАО "Кузбассэнерго"	Томь-Усинская ГРЭС	Томь-Усинская ГРЭС (бл.4)	24
ОАО "Кузбассэнерго"	Кузнецкая ТЭЦ	Кузнецкая ТЭЦ (бл.14)	140
ОАО "Кузбассэнерго"	Кузнецкая ТЭЦ	Кузнецкая ТЭЦ (бл.15)	140
ОАО "ОГК-2"	Череповецкая ГРЭС	Череповецкая ГРЭС (ПГУ-420)	420
ОАО "Мосэнерго"	ТЭЦ-16	ТЭЦ-16 (ПГУ-420)	420
ОАО "ТГК-11"	Омская ТЭЦ-3	Омская ТЭЦ-3 (Р-50-130 ст. №13)	10

Источник данных: НП «Совет рынка»

Общий объем инвестиций в развитие производственных объектов в электроэнергетике в 2014 г. составил 496,8 млрд. рублей, что на 5% ниже уровня 2013 года.

Объем фактических инвестиций на реализацию проектов в рамках договоров ДПМ в 2014 г. составил 165,8 млрд. рублей. Стоит отметить, что в период 2012-2014 гг. наблюдается невыполнение плана финансирования в рамках договоров ДПМ, рисунок 3.2.

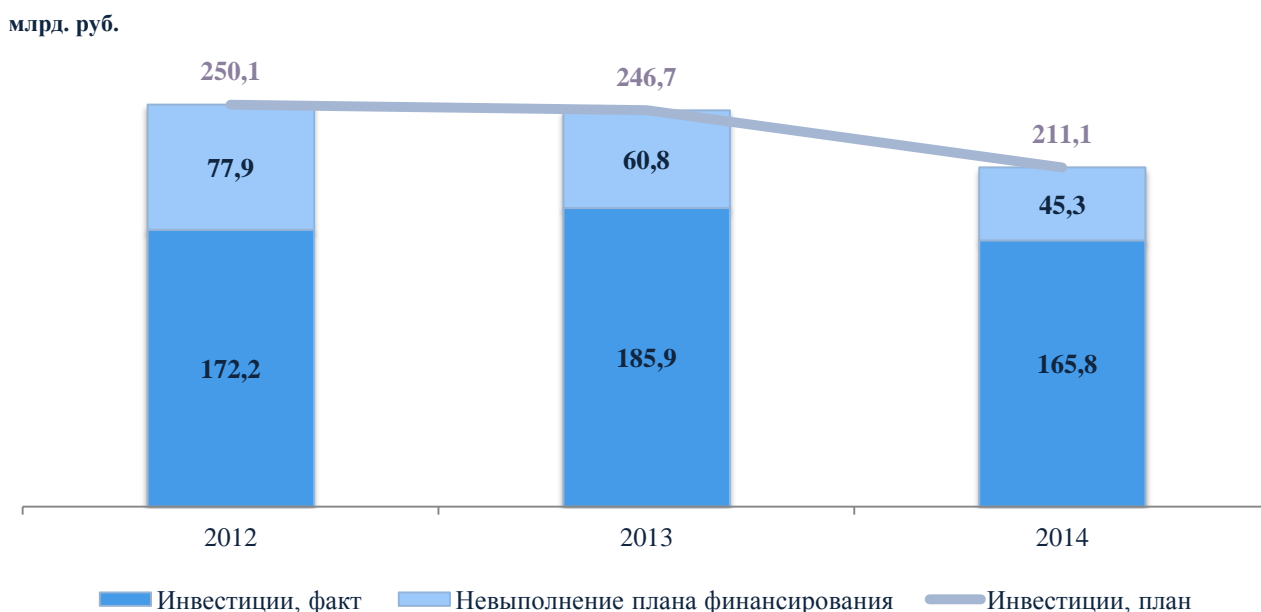


Рисунок 3.2 – Объем инвестиционной программы генерирующих компаний в рамках договоров ДПМ: соотношение плановых и фактических объемов финансирования

Источник данных: Минэнерго России

3.2 Электросетевые компании

Согласно отчетным данным ПАО «Россети» в 2014 г. введено 19 430 МВА трансформаторной мощности и 32 819 км линий электропередачи (таблица 3.4). Динамика вводов электросетевого оборудования дочерними и зависимыми обществами (ДЗО) ПАО «Россети» в 2012-2014 гг.³⁰ представлена в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Динамика вводов электросетевого оборудования трансформаторной мощности

Компания	2012	2013	2014	2013/ 2012	2014/ 2013
	МВА			%	
ПАО «МРСК Сибири»	633	522	865	-17,5	65,7
ПАО «ТРК»	115	82	25	-28,7	-69,5
АО «Тюменьэнерго»	865	649	131	-25,0	-79,8
ОАО «МРСК Урала»	621	644	426	3,7	-33,9
ПАО «МРСК Волги»	780	779	435	-0,1	-44,2
ПАО «МРСК Юга»	203	299	111	47,3	-62,9
ПАО «Кубаньэнерго»	666	257	500	-61,4	94,6
ПАО «МРСК Северного Кавказа»	241	277	160	14,9	-42,2
АО «Чеченэнерго»	31	37	203	19,4	448,6
ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	693	694	364	0,1	-47,6
ПАО «МРСК Северо-Запада»	469	357	400	-23,9	12,0
ПАО «Ленэнерго»	1 911	907	1 450	-52,5	59,9
АО «Янтарьэнерго»	23	74	83	221,7	12,2
ПАО «МРСК Центра»	1 518	1 362	1 107	-10,3	-18,7
ПАО «МОЭСК»	4 792	4 453	3 440	-7,1	-22,7
ОАО «Тываэнерго»	5	7	10	40,0	42,9
ОАО «ЕЭСК»	553	154	198	-72,2	28,6
ПАО «ФСК ЕЭС»	17 827	10 793	9 522	-39,5	-11,8
Итого	31 946	22 347	19 430	-30,0	-13,1

Источник данных: ПАО «Россети»

Продолжилась тенденция по уменьшению объемов вводов трансформаторной мощности по ДЗО ПАО «Россети», в 2014 г. снижение составило 13,1% относительно 2013 г.

³⁰ В 2012 году, до преобразования структуры управления электросетевым комплексом, указанные распределительные сетевые компании находились под управление ОАО «Холдинг МРСК», а ОАО «ФСК ЕЭС» являлось самостоятельным акционерным обществом.

Таблица 3.4 – Динамика вводов электросетевого оборудования, линий электропередач (ЛЭП)

Компания	2012	2013	2014	2013/ 2012	2014/ 2013
	км			%	
ПАО «МРСК Сибири»	1 487	1 486	2 197	-0,1	47,8
ПАО «ТРК»	793	221	91	-72,1	-58,8
АО «Тюменьэнерго»	716	90	258	-87,4	186,7
ОАО «МРСК Урала»	1 242	1 854	2 060	49,3	11,1
ПАО «МРСК Волги»	1 753	1 823	1 153	4,0	-36,8
ПАО «МРСК Юга»	1 316	972	410	-26,1	-57,8
ПАО «Кубаньэнерго»	241	357	1 567	48,1	338,9
ПАО «МРСК Северного Кавказа»	1 469	621	520	-57,7	-16,3
АО «Чеченэнерго»	178	386	245	116,9	-36,5
ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	3 603	2 952	2 833	-18,1	-4,0
ПАО «МРСК Северо-Запада»	1 836	2 366	1 636	28,9	-30,9
ПАО «Ленэнерго»	1 581	1 846	2 490	16,8	34,9
АО «Янтарьэнерго»	105	118	149	12,4	26,3
ПАО «МРСК Центра»	8 026	5 689	5 110	-29,1	-10,2
ПАО «МОЭСК»	4 320	6 195	8 614	43,4	39,0
ОАО «Тываэнерго»	34	42	40	23,5	-4,8
ОАО «ЕЭСК»	90	133	324	47,8	143,6
ПАО «ФСК ЕЭС»	3 643	3 690	3 121	1,3	-15,4
Итого	32 433	30 841	32 819	-4,9	6,4

Источник данных: ПАО «Россети»

Объем вводов линий электропередачи по ДЗО ПАО «Россети» в 2014 г. увеличился в среднем на 6,4% в сравнении с 2013 года. При этом по ПАО «ФСК ЕЭС» произошло снижение объема введенных ЛЭП на 15,4% относительно уровня 2013 года.

Данные о реализации инвестиционных программ ДЗО ПАО «Россети» в 2012-2014 гг. приведены в таблицах 3.5 и 3.6.

Таблица 3.5 – Данные о реализации инвестиционных программ ДЗО ПАО «Россети», финансирование в 2012-2014 годах

Компания	2012	2013	2014	2013/ 2012	2014/ 2013
	млн. руб. (с НДС)			%	
ПАО «МРСК Сибири»	5 867	7 981	7 041	36,0	-11,8
ПАО «ТРК»	551	530	556	-3,8	4,9
АО «Тюменьэнерго»	9 293	12 940	9 419	39,2	-27,2
ОАО «МРСК Урала»	7 898	10 088	7 956	27,7	-21,1
ПАО «МРСК Волги»	11 089	10 123	6 271	-8,7	-38,1
ПАО «МРСК Юга»	5 223	3 787	1 897	-27,5	-49,9
ПАО «Кубаньэнерго»	9 158	14 825	8 442	61,9	-43,1
ПАО «МРСК Северного Кавказа»	5 830	3 511	1 810	-39,8	-48,4
АО «Чеченэнерго»	339	164	545	-51,6	232,3
ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	10 873	11 121	9 428	2,3	-15,2
ПАО «МРСК Северо-Запада»	8 157	6 634	5 191	-18,7	-21,8
ПАО «Ленэнерго»	16 000	19 345	25 178	20,9	30,2
АО «Янтарьэнерго»	517	556	863	7,5	55,2
ПАО «МРСК Центра»	19 193	17 622	14 245	-8,2	-19,2
ПАО «МОЭСК»	37 425	42 694	47 795	14,1	11,9
ОАО «Тываэнерго»	71	95	105	33,8	10,5
ОАО «ЕЭСК»	1 095	1 737	2 539	58,6	46,2
ПАО «ФСК ЕЭС»	179 898	149 696	90 857	-16,8	-39,3
Итого	328 477	313 449	240 138	-4,6	-23,4

Источник данных: ПАО «Россети»

По итогам реализации инвестиционных программ сетевых компаний (ДЗО ПАО «Россети») в связи с ограничением роста тарифов в 2014 г. размер фактического финансирования сократился на 23,4%, составив 240,1 млрд. рублей.

Таблица 3.6 – Данные о реализации инвестиционных программ ДЗО ПАО «Россети», ввод основных средств в 2012-2014 годах

Компания	2012	2013	2014	2013/ 2012	2014/ 2013
	млн. руб. (без НДС)			%	
ПАО «МРСК Сибири»	6 372	3 824	6 681	-40,0	74,7
ПАО «ТРК»	401	589	407	46,9	-30,9
АО «Тюменьэнерго»	11 417	8 267	4 465	-27,6	-46,0
ОАО «МРСК Урала»	6 863	9 078	7 339	32,3	-19,2
ПАО «МРСК Волги»	8 741	8 915	6 491	2,0	-27,2
ПАО «МРСК Юга»	3 455	5 190	1 707	50,2	-67,1
ПАО «Кубаньэнерго»	4 587	5 189	22 084	13,1	325,6
ПАО «МРСК Северного Кавказа»	3 186	2 399	2 395	-24,7	-0,2
АО «Чеченэнерго»	177	380	566	114,7	48,9
ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	10 049	10 203	8 095	1,5	-20,7
ПАО «МРСК Северо-Запада»	6 277	6 212	4 985	-1,0	-19,8
ПАО «Ленэнерго»	16 075	18 653	24 314	16,0	30,3
АО «Янтарьэнерго»	434	517	651	19,1	25,9
ПАО «МРСК Центра»	16 929	15 951	12 913	-5,8	-19,0
ПАО «МОЭСК»	39 095	45 827	45 452	17,2	-0,8
ОАО «Тываэнерго»	69	84	58	21,7	-31,0
ОАО «ЕЭСК»	3 101	1 601	2 185	-48,4	36,5
ПАО «ФСК ЕЭС»	186 833	170 246	155 091	-8,9	-8,9
Итого	324 061	313 125	305 879	-3,4	-2,3

Источник данных: ПАО «Россети»

4 Анализ финансовых результатов деятельности генерирующих компаний

При анализе структуры издержек и финансовых результатов деятельности генерирующих компаний использовались данные Росстат и финансовая отчетность компаний.

Анализ структуры затрат на производство (с детализацией по типам электростанций) и передачу электрической и тепловой энергии в целом по Российской Федерации выполнен на основе данных Росстат.

Сведения о финансовых показателях (выручка, себестоимость, прибыль и рентабельность) приведены в агрегированном виде по ключевым организациям, осуществляющим свою деятельность в сферах электро- и теплоэнергетики на основе финансовой отчетности компаний.

Согласно данным Росстат в 2014 г. затраты на производство и передачу и электрической и тепловой энергии составили 3 576 млрд. руб. и 1018 млрд. руб. соответственно. При этом рост затрат на электроэнергию сложился выше (10,9%) чем на тепловую (5,6%), таблица 4.1.

Таблица 4.1 – Структура затрат в электро- и теплоэнергетике в целом по Российской Федерации

Вид деятельности	Затраты, всего			Топливо			Материальные затраты (кроме топливных затрат)		Затраты на оплату труда		Отчисления на социальные нужды		Амортизация основных фондов		Прочие затраты		2014/2013 (без топлива)	
	2013	2014	2014 / 2013	2013	2014	2014 / 2013	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014		
	млрд. руб.		%	млрд. руб.		%	млрд. руб.											%
Производство, передача и распределение электроэнергии	3 223	3 576	10,9	672	766	14,0	1 377	1 543	367	401	94	104	313	362	401	399	10,1	
производство электроэнергии	1 392	1 580	13,5	656	743	13,3	240	273	139	153	35	40	122	151	200	221	13,7	
передача, распределение и сбыт электроэнергии	1 831	1 995	9,0	16	23	44,6	1 136	1 270	228	248	59	64	191	212	201	179	8,7	
Производство, передача и распределение тепловой энергии	964	1 018	5,6	258	286	10,5	384	389	153	161	43	46	58	65	67	71	3,8	
производство тепловой энергии	576	625	8,5	218	244	12,0	152	155	108	116	31	33	20	29	47	48	6,4	
передача, распределение и сбыт тепловой энергии	388	393	1,2	41	42	2,5	232	234	45	44	13	13	38	36	20	23	1,1	

Источник данных: Росстат

В структуре расходов в секторах тепло- и электроэнергетики основную часть составляют материальные затраты (включая затраты на топливо) – более 60%. В 2014 г. доля затрат на топливо в общих затратах на производство электроэнергии равнялась 47,0%, тепловой энергии – 39,0%.

Доля расходов на оплату труда (включая отчисления на страховые нужды) в среднем по электроэнергетике в 2014 г. составила 14,1%, теплоэнергетике – 20,3%. По отношению к 2013 г. величина данной статьи расходов увеличилась на 9,6% в электроэнергетике, и на 4,5% в теплоэнергетике, рисунок 4.1.

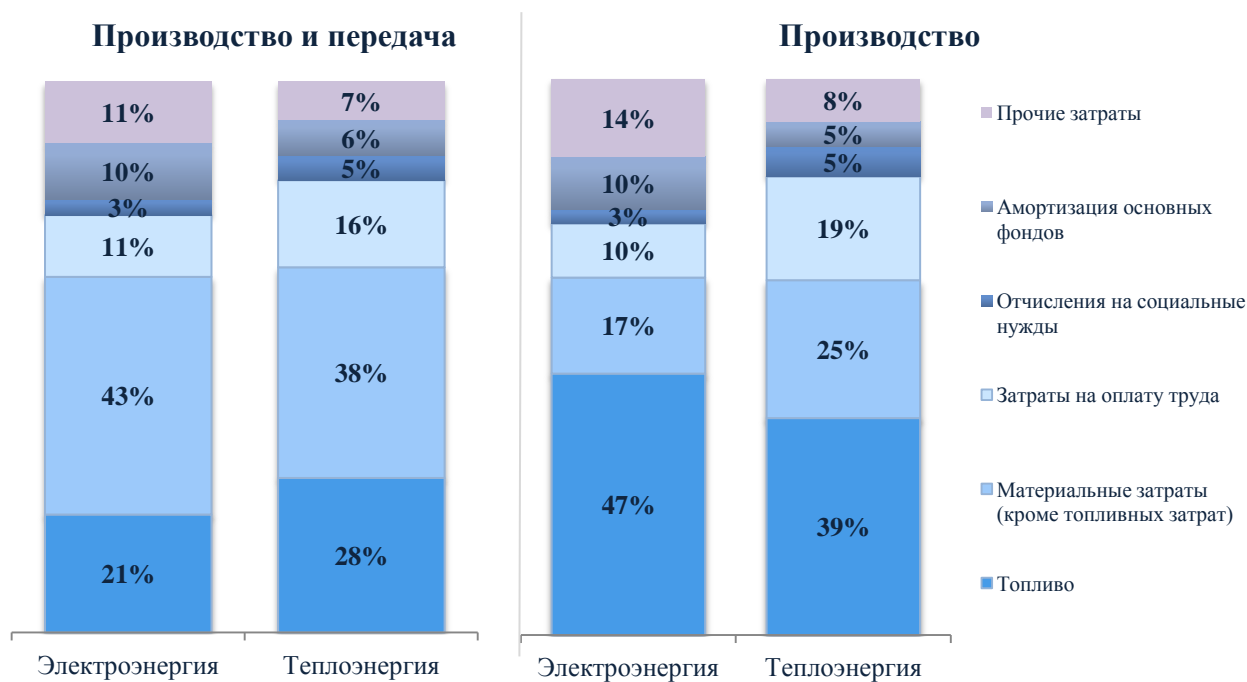


Рисунок 4.1 – Структура затрат на производство, передачу и распределение электрической и тепловой энергии в 2014 году в целом по Российской Федерации

Источник данных: Росстат

В 2014 г. почти по всем рассматриваемым видам деятельности (кроме сектора передачи и распределения тепловой энергии) отмечен рост величины амортизационных отчислений – более чем на 10%. Это связано как с вводом в эксплуатацию новых объектов, так и с переоценкой основных средств. В настоящее время остается крайне актуальным вопрос о модернизации труб в системах централизованного теплоснабжения. В структуре общих затрат на производство, передачу и распределение электрической энергии амортизационные отчисления занимают в среднем около 10%, тепловой энергии – 6%.

В структуре затрат тепловых электростанций амортизационные отчисления занимают 7-8%, в гидрогенерирующих компаниях более существенную долю – около 24-25%.

В структуре производственных затрат атомных электростанций преобладает доля прочих статей затрат – в 2013 г. почти 42%. Прочие затраты АЭС содержат так называемые «отраслевые резервы», доля которых в общей структуре себестоимости продукции составляет более 30%. Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 января 2002 года № 68³¹ утвержден перечень отчислений предприятиям и организациям, эксплуатирующим особо радиационно опасные и ядерно опасные производства и объекты (атомные станции), средств для формирования резервов, предназначенных для обеспечения безопасности атомных станций (рисунок 4.2).

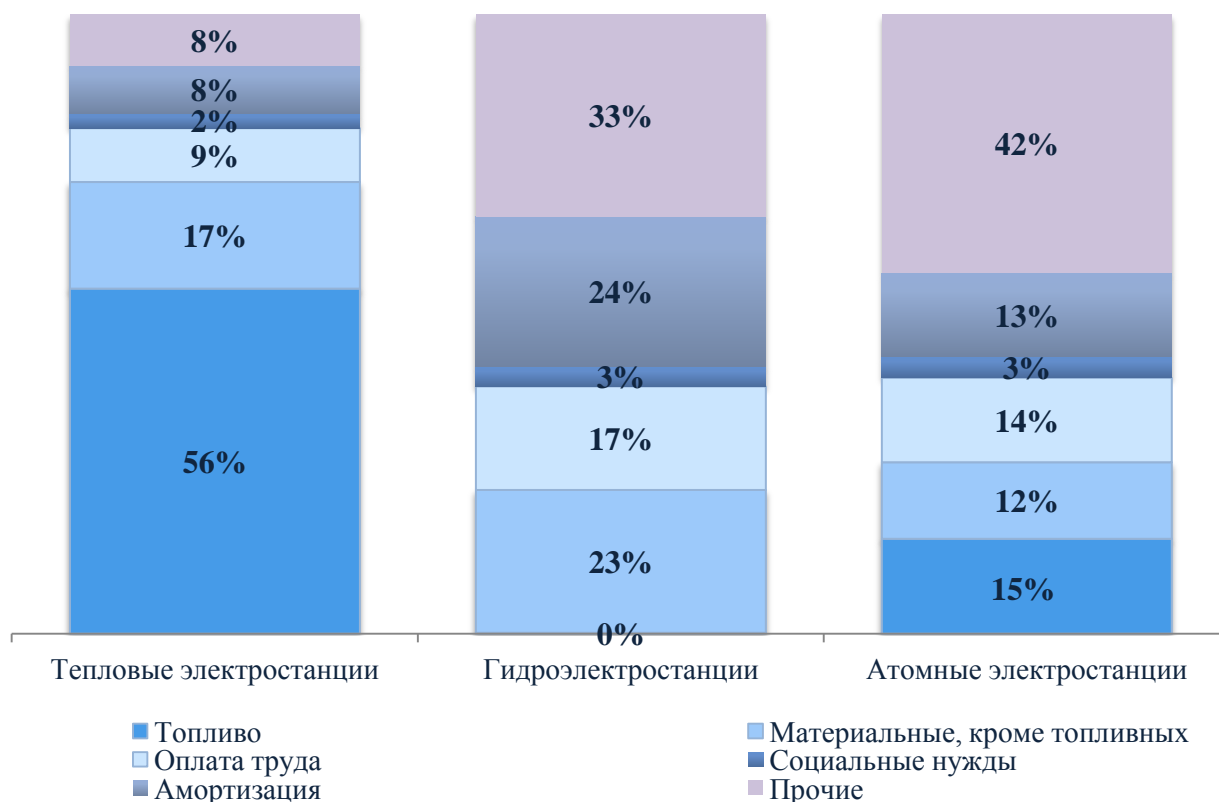


Рисунок 4.2 – Структура затрат на производство электрической и тепловой энергии по типам электростанций в целом по Российской Федерации в 2014 году³²

Источник данных: Росстат

³¹ Постановление Правительства Российской Федерации от 30 января 2002 г. № 68 «Об утверждении правил отчисления предприятиями и организациями, эксплуатирующими особо радиационно опасные и ядерно опасные производства и объекты (атомные станции), средств для формирования резервов, предназначенных для обеспечения безопасности атомных станций на всех стадиях жизненного цикла и развития».

³² Структура затрат по типам электростанциям включает деятельность по обеспечению их работоспособности. В части тепловых электростанций не включает данные по промышленным блок-станциям. К моменту подготовки данного отчета не опубликована информация Росстат по затратам атомных электростанций на 2014 год, на рисунке представлена информация за 2013 год.

В период 2012-2014 гг. произошел ряд ключевых реорганизаций компаний в электро- и теплоэнергетике, которые учтены при анализе финансовых результатов деятельности компаний³³.

Суммарно по всем рассматриваемым генерирующим компаниям (таблица 4.2) выручка от продажи продукции в 2014 г. увеличилась на 5,2 % по сравнению с уровнем 2013 г., составив 1 368 млрд. руб.

Рост доходов от продажи электрической энергии и мощности обусловлен увеличением цен в соответствующих секторах (см. раздел «Анализ цен на рынках электрической и тепловой энергии»).

На территории Российской Федерации тарифы на тепловую энергию, производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источниками с установленной генерирующей мощностью производства электрической энергии 25 мегаватт и более, регулировались в рамках установленных федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов предельных минимальных и максимальных уровней тарифов.

В первом полугодии 2014 г. предельный максимальный тариф установлен на уровне предельного минимального тарифа второго полугодия 2013 г., при этом величина предельного минимального уровня тарифа снижена. Во втором полугодии 2014 г. максимальный уровень тарифа увеличился на 4,2%, минимальный уровень тарифа не изменился.

³³ 28 апреля 2012 года в рамках реорганизации из состава ОАО «Енисейская ТГК» (ТГК-13) выделены 8 акционерных обществ: ОАО «Красноярская ТЭЦ-1», ОАО «Назаровская ГРЭС», ОАО «Красноярская теплотранспортная компания», ОАО «Красноярская ТЭЦ-4», ОАО «Красноярская электротепловая», ОАО «Канская ТЭЦ», ОАО «Южно-Енисейские тепловые сети», ОАО «Дивногорские тепловые сети»;

с 1 ноября 2011 года закончилась реорганизация ОАО «ОГК-2» путем присоединения к ней ОАО «ОГК-6», в результате которой филиалами ОАО «ОГК-2» стали 5 станций: Киришская ГРЭС, Красноярская ГРЭС-2, Новочеркасская ГРЭС, Рязанская ГРЭС, Череповецкая ГРЭС;

15 июня 2011 года на основании решения единственного учредителя - ОАО «Интер РАО ЕЭС» создано ОАО «Интер РАО – Электрогенерация». В течение 2011-2012 гг. ОАО «Интер РАО – Электрогенерация» переданы имущественные комплексы Ивановских ПГУ, Калининградской ТЭЦ-2, Северо-Западной ТЭЦ и Сочинской ТЭС. 1 октября 2012 года ОАО «Интер РАО – Электрогенерация» в результате завершившейся реорганизации в форме присоединения к Обществу ОАО «ОГК-1» и ОАО «ОГК-3» стало собственником имущественных комплексов 16 электростанций, находящихся на территории Российской Федерации;

в декабре 2014 г. завершилась консолидация генерирующих активов «КЭС холдинга», в результате которой к ОАО «Волжская ТГК» были присоединены ОАО «ТГК-5», ОАО «ТГК-6», ОАО «ТГК-9» и ОАО «Оренбургская ТГК».

Таблица 4.2 – Финансовые результаты деятельности энергетических компаний 2013-2014 годы³⁴

№ п.п.	Наименование	ОАО «Концерн Росэнергоатом»			ПАО «РусГидро»			ОГК*			ТГК**			Всего по компаниям		
		2013	2014	2014/2013	2013	2014	2014/2013	2013	2014	2014/2013	2013	2014	2014/2013	2013	2014	2014/2013
		млрд. руб.		%	млрд. руб.		%	млрд. руб.		%	млрд. руб.		%	млрд. руб.		%
1.	Выручка (нетто) от продажи товаров, продукции, работ, услуг, млрд. руб.	232,9	253,2	8,7	109	109	- 0,3	319	338	6,0	640	668	4,3	1 301	1 368	5,2
1.1.	электроэнергии и мощности, млрд. руб.	229,9	250,3	8,9	108	107	- 0,9	305	325	6,5	406	423	4,1	1 049	1 105	5,3
	- доля в выручке, %	98,7	98,9		99,4	98,8		95,7	96,0		63,4	63,2		80,6	80,8	
1.2.	теплоэнергии, млрд. руб.	1,2	1,2	6,0	0	0	-	10	12	19,4	207	216	4,3	219	229	5,0
	- доля в выручке, %	0,5	0,5		0,1	0,1		3,2	3,6		32,3	32,3		16,8	16,8	
1.3.	прочих товаров, продукции, работ, услуг, млрд. руб.	1,8	1,7	- 5,6	0	1	175,0	4	1	- 71,4	28	30	8,3	33	34	1,5
2	Себестоимость, млрд. руб.	136,5	147,6	8,1	59	66	11,2	283	299	5,3	585	598	2,2	1 064	1 109	4,3
2.1.	электроэнергии и мощности, млрд. руб.	133,7	144,9	8,4				270	285	5,4	311	315	1,3			
	- доля в выручке, %	97,9	98,2					95,3	95,4		53,2	52,8				
2.2.	теплоэнергии, млрд. руб.	1,2	1,1	- 8,3			информация не раскрывается	10	13	24,5	248	255	3,0			информация не раскрывается
	- доля в выручке, %	0,9	0,7					3,6	4,3		42,4	42,7				
2.3.	прочих товаров, продукции, работ, услуг, млрд. руб.	1,7	1,6	- 5,9				3	1	- 70,0	26	27	5,0			
3.	Валовая выручка, млрд. руб.	96,3	105,6	9,7	50	43	- 13,8	36	40	11,5	56	71	27,2	238	259	9,1
4.	Прибыль (убыток) до налогообложения, млрд. руб.	8,1	17,4	114,8	47	40	- 14,8	19	18	- 3,2	31	31	- 1,0	106	107	1,3
5.	Чистая прибыль, млрд. руб.	2,2	9,2	318,2	35	31	- 13,0	14	13	- 8,5	23	21	- 10,7	75	74	- 1,6
6.	Рентабельность по чистой прибыли, %	0,9	3,6		33	28		4	4		4	3		6	5	

*Информация представлена без учета ОАО «ОГК-4»; с учетом ОАО «Интер РАО - электрогенерация».

**Информация представлена без учета ОАО «Мосэнерго», генерирующих компаний, входящих в группу Лукойл, ОАО «Оренбургской ТГК»; с учетом ОАО «Иркутскэнерго», ОАО «СГК», ООО «БГК», ОАО «ДГК».

Источник данных: финансовая отчетность компаний

Основными показателями определения финансовых результатов деятельности генерирующих компаний являются прибыль, полученная от реализации продукции, работ (услуг), и чистая прибыль. Абсолютные значения показателей прибыли от продаж, чистой прибыли и рентабельности в 2013 - 2014 гг. представлены в таблице 4.2.

³⁴ Информация представлена без учета ОАО «ОГК-4», ОАО «Мосэнерго», генерирующих компаний, входящих в группу Лукойл (ОАО «ТГК-8»), а также ОАО «Оренбургской ТГК», вошедшей в состав ОАО «Волжская ТГК» (не раскрыта информация за 2014 г.).

В 2014 г. по отношению к уровню 2013 г. суммарные расходы, относимые на себестоимость продукции, росли (4,3%) с темпом ниже суммарных доходов от реализации продукции (5,2%). При этом суммарная величина прибыли (до налогообложения) по рассматриваемым энергетическим компаниям увеличилась на 1,3%. С учетом сальдо прочих доходов и расходов, а также налога на прибыль величина чистой прибыли генерирующих компаний снизилась на 1,6%, составив 74 млрд. руб.

Суммарная прибыль от продаж по рассматриваемым генерирующим компаниям за 2014 г. составила 259,2 млрд. руб., увеличившись к 2013 г. на 9,1% (рисунок 4.3). По ПАО «РусГидро» отмечалось снижение данного показателя (на фоне сокращения предложения ГЭС за счет изменения гидрологического режима в 2014 году).

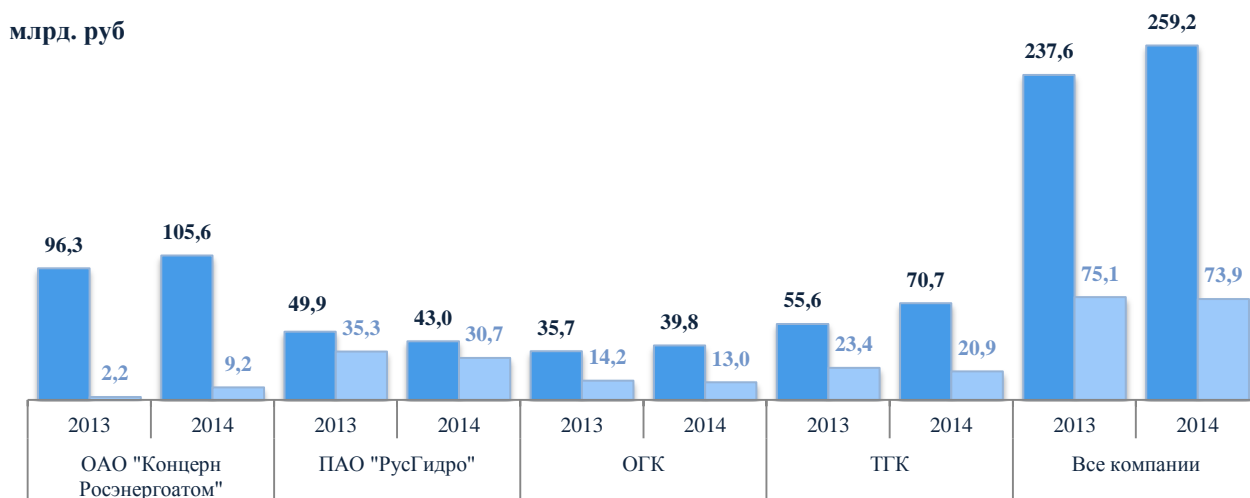


Рисунок 4.3 – Анализ финансовых результатов деятельности рассматриваемых генерирующих компаний

Источник данных: финансовая отчетность компаний

По итогам 2014 г. в целом по рассматриваемым компаниям ОГК и ТГК, а также для ПАО «РусГидро» наблюдалось снижение показателя чистой прибыли. По ПАО «Концерн Росэнергоатом» положительная динамика по увеличению чистой прибыли продолжилась, в 2014 г. данный показатель достиг 7,0 млрд. рублей.

При отдельном рассмотрении оптовых генерирующих компаний – по ОАО «Интер РАО-электрогенерация» и ОАО «ОГК-2» в 2014 г. произошло увеличение чистой прибыли; по ОАО «Энел Россия» (ОГК-5) зафиксировано как уменьшение величины чистой прибыли, так и отрицательный финансовый результат. Отрицательный финансовый результат в 2014 г. среди анализируемых территориальных генерирующих компаний сложился по:

ОАО «ТГК-2», ОАО «Квадра» (ТГК-4), ОАО «Волжская ТГК»³⁵, ОАО «Дальневосточная генерирующая компания».

В качестве аналитических показателей, отражающих финансово-хозяйственную деятельность компании, также используют рентабельность по чистой прибыли. Динамика рентабельности по чистой прибыли по рассматриваемым группам генерирующих компаний за 2013-2014 гг. представлена на рисунке 4.4.

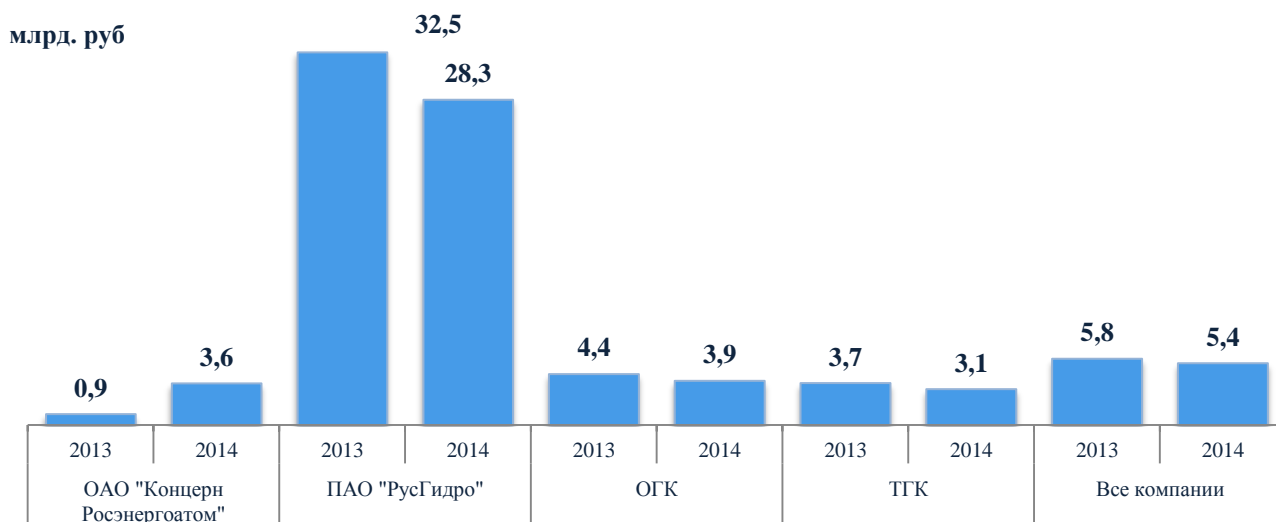


Рисунок 4.4 – Динамика рентабельности по чистой прибыли по рассматриваемым группам генерирующих компаний за 2013-2014 гг.

Источник данных: финансовая отчетность компаний

Рентабельность по чистой прибыли в целом по компаниям в 2014 г. составила 5,4%, показав снижение к 2013 г. на 0,4 процентных пункта. Несмотря на снижение чистой прибыли, по ПАО «РусГидро» сохранялась высокая рентабельность по чистой прибыли (28,3%). В 2014 г. по тепловым генерирующим компаниям (ОГК и ТГК) в среднем данный показатель составил 3,4% – на 0,5 процентных пункта меньше уровня предшествующего года.

³⁵ С учетом присоединенных ОАО «ТГК-5», ОАО «ТГК-6», ОАО «ТГК-9» и без учета ОАО «Оренбургская ТГК» (по которой не раскрыта информация за 2014 г.).

5 Динамика задолженности за электроэнергию

5.1 Задолженность на розничном рынке

По состоянию на 01.01.2015 задолженность всех потребителей электроэнергии на розничном рынке электроэнергии перед гарантирующими поставщиками (ГП) составила 150,8 млрд. руб. (с НДС). По отношению к уровню 2014 г. задолженность потребителей перед ГП увеличилась на 15,8 млрд. руб. или 11,7%.

По данным ОАО «ЦФР», увеличение задолженности на розничном рынке электроэнергии в 2014 году произошло в основном за счет следующих групп потребителей:

- население – на 7,7 млрд. руб. (прирост 29,6%);
- непромышленные потребители – на 6,6 млрд. руб. (прирост 8,8%);
- бюджетные потребители – на 2,8 млрд. руб. (прирост 33,7%).

Структура задолженности на розничном рынке электроэнергии по группам потребителей представлена на рисунке 5.1.

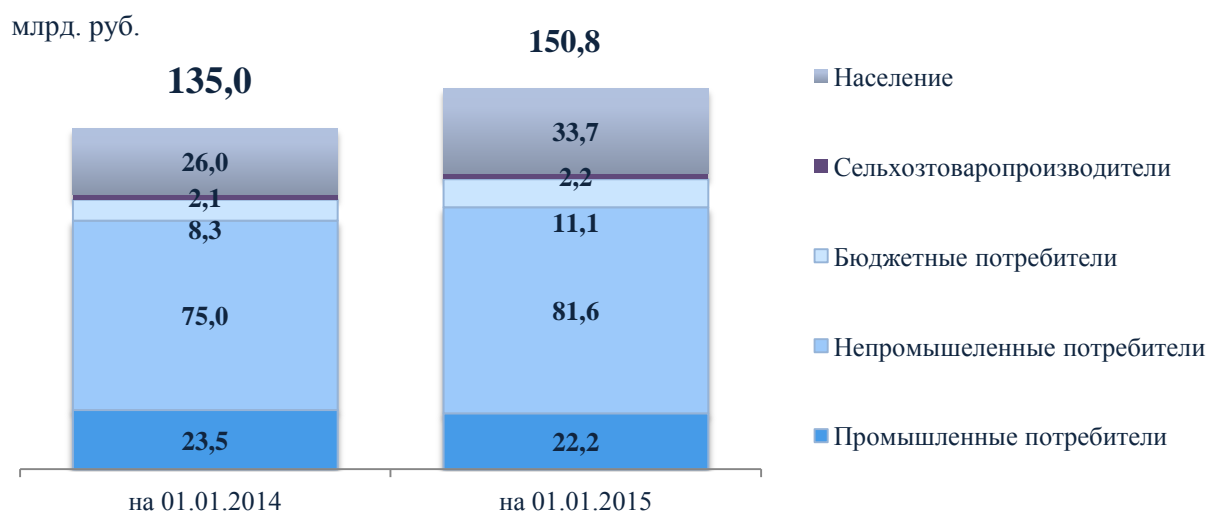


Рисунок 5.1 – Структура задолженности за электроэнергию на розничном рынке по группам потребителей

Источник данных: ОАО «ЦФР»

В структуре общей задолженности наибольшую долю занимает группа «Непромышленные потребители». На 01.01.2015 долги «Непромышленных потребителей» перед гарантирующими поставщиками составили 81,6 млрд. руб. (с НДС), или 54,1% от общей суммы задолженности на розничных рынках (на 1,5 процентных пункта ниже уровня 01.01.2014). На втором месте – группа «Население» - 33,7 млрд. руб. (22,3% против 19,3 % в прошедшем году). Третье

место занимает группа «Промышленные потребители» - 22,52 млрд. руб. (14,7%), данная группа потребителей сократила свою задолженность по отношению к предыдущему году на 1,3 млрд. руб.

Структура задолженности по федеральным округам представлена на рисунке 5.2. В 2014 году, как и в 2013 г., задолженность потребителей электроэнергии на розничном рынке увеличилась во всех федеральных округах. Наиболее сильно задолженность потребителей электроэнергии на розничном рынке выросла в Дальневосточном (на 70,4%) и Сибирском (на 28,0%) федеральных округах.

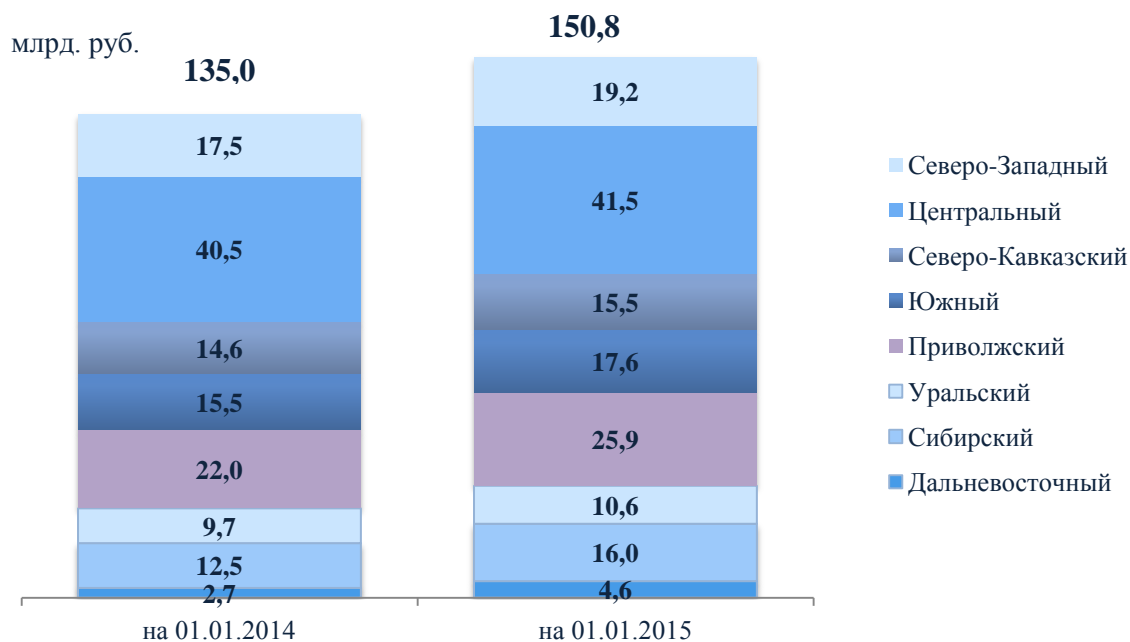


Рисунок 5.2 – Структура задолженности за электроэнергию на розничном рынке по федеральным округам

Источник данных: ОАО «ЦФР»

Темп прироста задолженности потребителей электроэнергии перед ГП на розничном рынке по федеральным округам представлен на рисунке 5.3.



Рисунок 5.3 – Темп прироста задолженности потребителей за электроэнергию на розничном рынке по федеральным округам

Источник данных: ОАО «ЦФР»

Наибольший абсолютный прирост задолженности по итогам 2014 года отмечен в Приволжском и Сибирском федеральных округах – на 3,9 млрд. руб. и 3,5 млрд. руб. соответственно.

5.2 Задолженность на оптовом рынке электроэнергии (мощности)

Задолженность по оплате покупателей за покупку на оптовом рынке электрической энергии и мощности (ОРЭМ) по состоянию на 01.01.2015 составила 46,5 млрд. руб. (с НДС), показав снижение к уровню 01.01.2014 на 1,8 млрд. руб.

Структура задолженности за электроэнергию на ОРЭМ по федеральным округам представлена на рисунке 5.4. В общей сумме задолженности покупателей на ОРЭМ на 01.01.2015, как и предшествующем году, наибольшая доля задолженности сохраняется по Северо-Кавказскому федеральному округу, при этом она существенно увеличилась – с 48,0% до 58,8%.

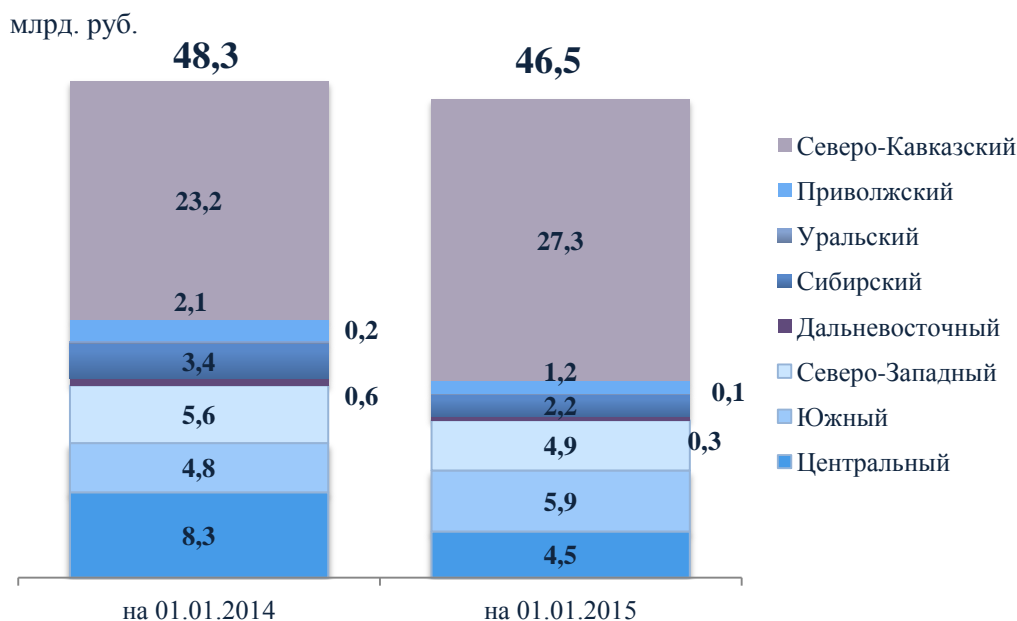


Рисунок 5.4 – Структура задолженности за электроэнергию на ОРЭМ по федеральным округам

Источник данных: ОАО «ЦФР»

Темпы прироста задолженности покупателей на ОРЭМ по федеральным округам представлены на рисунке 5.5.

По итогам 2014 года задолженность покупателей на ОРЭМ выросла только в Южном и Северо-Кавказском федеральных округах – на 24% и 18% соответственно. По остальным федеральным округам наблюдалась положительная динамика по снижению задолженности. Наибольшее снижение (превышающее 40%) отмечено в Уральском, Дальневосточном, Центральном и Приволжском федеральных округах.

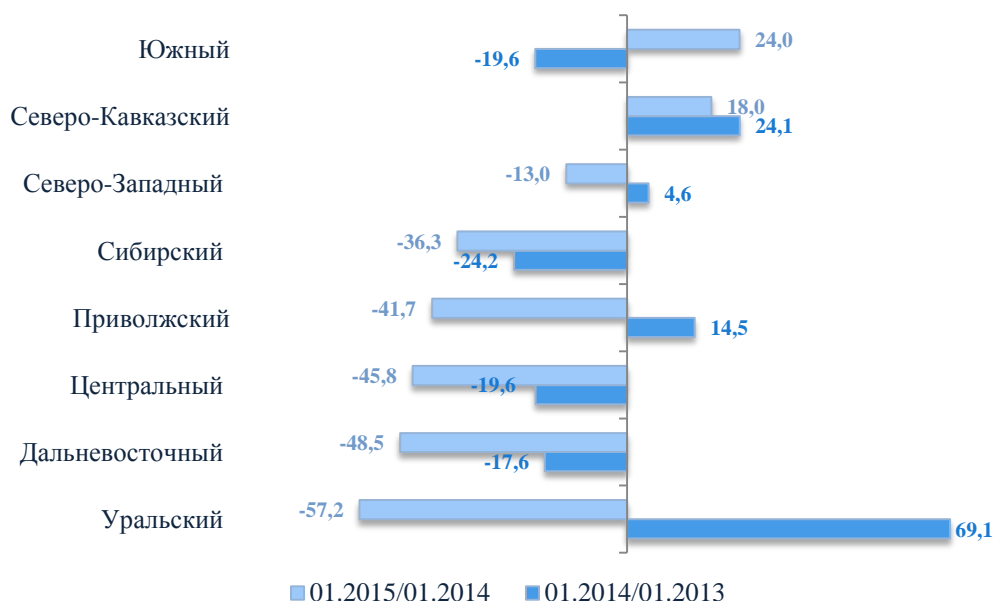


Рисунок 5.5 – Темп прироста задолженности покупателей на ОРЭМ по федеральным округам

Источник данных: ОАО «ЦФР»

Кроме того, согласно структуре задолженности за электроэнергию на ОРЭМ по типам договоров, наибольшая доля задолженности сохраняется в регулируемом секторе (рисунок 5.6).

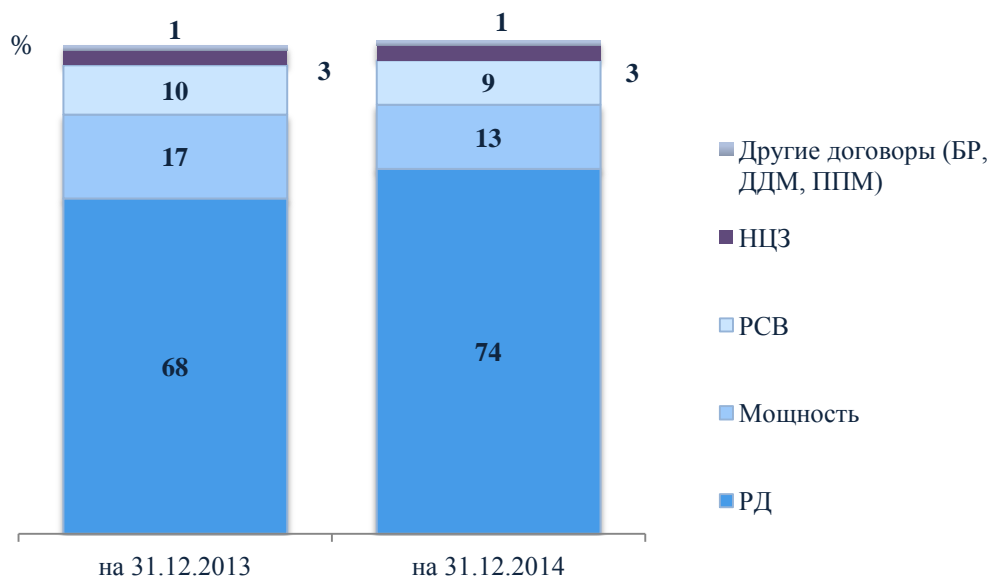


Рисунок 5.6 – Структура задолженности покупателей за покупку на ОРЭМ по типам договоров

Источник данных: ОАО «ЦФР»

6 Обращение акций энергетических компаний на рынке ценных бумаг

В процессе реформирования и реорганизации электроэнергетики акции (обыкновенные акции) большинства энергетических компаний вышли на организованный рынок ценных бумаг России в 2005-2008 годах. С этого момента торги акциями осуществлялись на Московской бирже³⁶ (ОАО «Московская биржа ММВБ-РТС»).

Для интегральной оценки и отслеживания отраслевых и общеэкономических показателей торговли на бирже сформированы ценовые индексы. Основным таким индексом является индекс ММВБ (композитный индекс), который включает 50 наиболее ликвидных акций крупнейших и динамично развивающихся российских эмитентов, виды экономической деятельности которых относятся к основным секторам экономики, представленных на Московской бирже. Перечень эмитентов и их вес в индексе пересматривается раз в квартал.

В 2014 году среди компаний электроэнергетики, акции которых были включены в список 50 наиболее ликвидных, находились такие компании, как: ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ОАО «Русгидро», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Э.ОН Россия», ОАО «Интер РАО», ОАО «Россети», ОАО «МОЭСК», ОАО «Мосэнерго» и ОАО «ОГК-2».

Ценовым индексом электроэнергетического сектора является индекс ММВБ-Электроэнергетики, который представляет собой ценовые, взвешенные по рыночной капитализации, индексы наиболее ликвидных акций российских эмитентов данного сектора. Перечень компаний электроэнергетики, акции которых были включены в состав наиболее ликвидных в 2014 году, представлен в таблице 6.1.

³⁶ Московская биржа образована в результате слияния бирж ММВБ и РТС.

Таблица 6.1 – Перечень компаний, акции которых были включены в состав наиболее ликвидных при расчете индекса ММВБ-электроэнергетика (с марта 2014 года)

№ п/п	Организация	Количество выпущенных акций	Доля акций, находящихся в свободном обращении
1	ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»	10 440 000 997 683	18,0%
2	ОАО «ТГК-9»	7 837 294 563 235	11,0%
3	ОАО «ТГК-1»	3 854 341 416 571	23,0%
4	ОАО «Квадра»	1 912 505 577 759	50,0%
5	ОАО «ТГК-6»	1 862 882 135 385	11,0%
6	ОАО «ФСК ЕЭС»	1 276 572 415 769	21,0%
7	ОАО «ТГК-5»	1 230 254 011 959	19,0%
8	ОАО «РусГидро»	317 637 520 094	34,0%
9	ОАО «МРСК Волги»	178 577 801 146	21,0%
10	ОАО «Россети», ао	161 078 853 310	14,0%
11	ОАО «МРСК Центра и Приволжья»	112 697 817 043	21,0%
12	ОАО «ОГК-2»	110 441 160 870	22,0%
13	ОАО «МРСК Урала»	87 430 485 711	22,0%
14	ОАО «Э.ОН Россия»	63 048 706 145	18,0%
15	ОАО «МОЭСК»	48 707 091 574	10,0%
16	ОАО «РАО Энергетические системы Востока»	43 358 822 914	15,0%
17	ОАО «МРСК Центра»	42 217 941 468	25,0%
18	ОАО «Мосэнерго»	39 749 359 700	15,0%
19	ОАО «Энел ОГК-5»	35 371 898 370	12,0%
20	ОАО «Волжская ТГК»	30 011 859 694	6,0%
21	ОАО «Мосэнергосбыт»	28 249 359 700	18,0%
22	ОАО «Иркутскэнерго»	4 766 807 700	10,0%
23	ОАО «Ленэнерго»	1 135 061 313	13,0%

Источник данных: ОАО «Московская биржа ММВБ-РТС»

На рисунке 6.1 приведено сопоставление динамики индекса ММВБ-Электроэнергетики с агрегированным индексом ММВБ и другими отраслевыми индексами Московской биржи в период с 2008 по 2014 годы (данные на конец квартала).

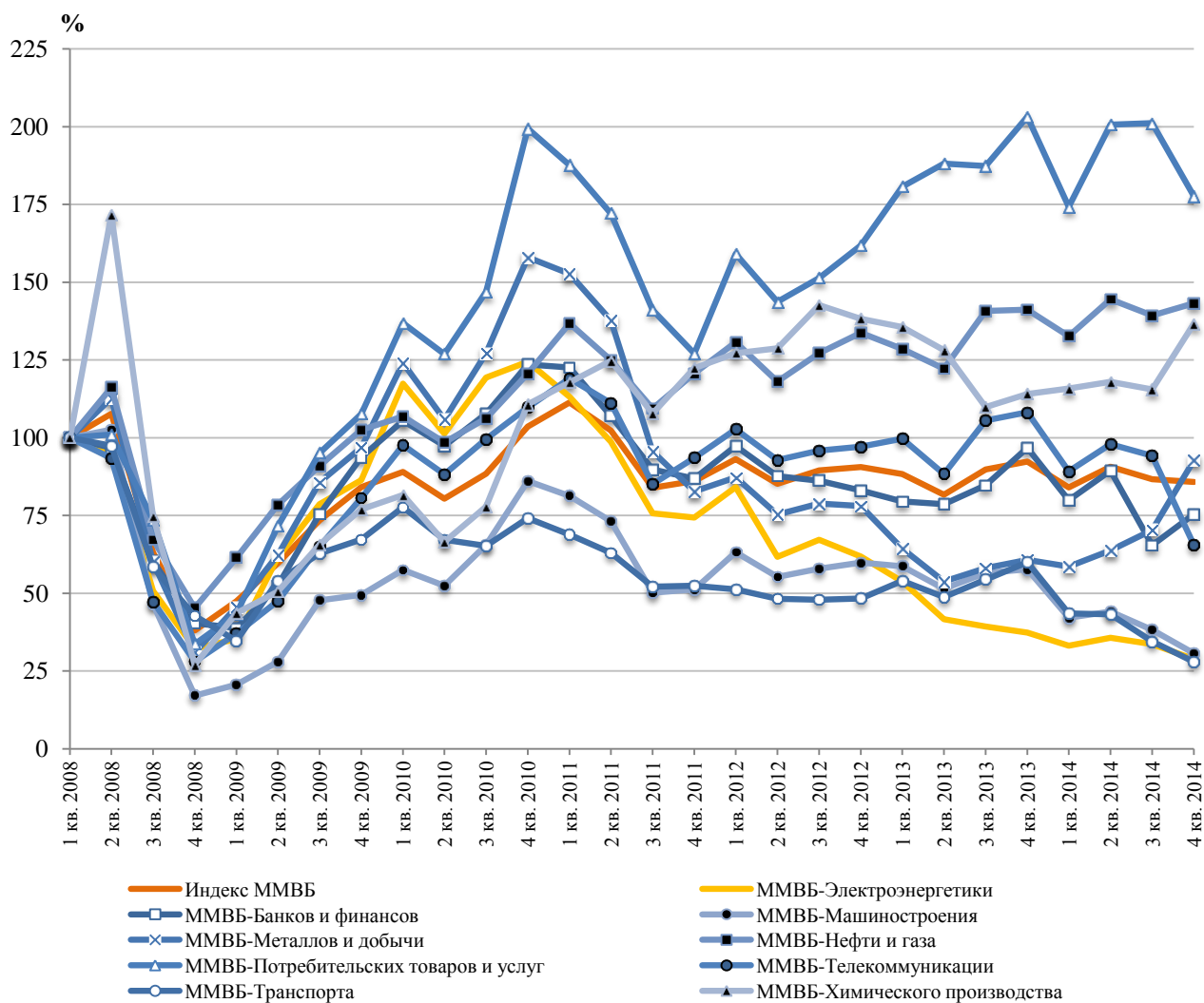


Рисунок 6.1 – Динамика индекса ММВБ-электроэнергетика и других отраслевых индексов Московской биржи

Источник данных: ОАО «Московская биржа ММВБ-РТС»

С 2008 до 2011 г. динамика индекса ММВБ-Электроэнергетики в целом соответствовала движению агрегированного индекса ММВБ; с 2011 г. индекс ММВБ-Электроэнергетики падал, при этом более быстрыми и нарастающими темпами. В конце 2014 года индекс ММВБ превысил индекс ММВБ-Электроэнергетики в 1,8 раза.

По отношению к марту 2008 года падение агрегированного индекса ММВБ составило чуть более 14%. При этом индексы ММВБ-Электроэнергетики и ММВБ-Транспорта показали наибольшее снижение относительно других отраслевых индексов – более чем на 70%, – и к концу 2014 года их значения примерно соответствовали наблюдавшейся ранее наименьшей отметке, соответствующей кризису 2008-2009 гг.

Динамика курса акций оптовых генерирующих компаний представлена на рисунке 6.2.

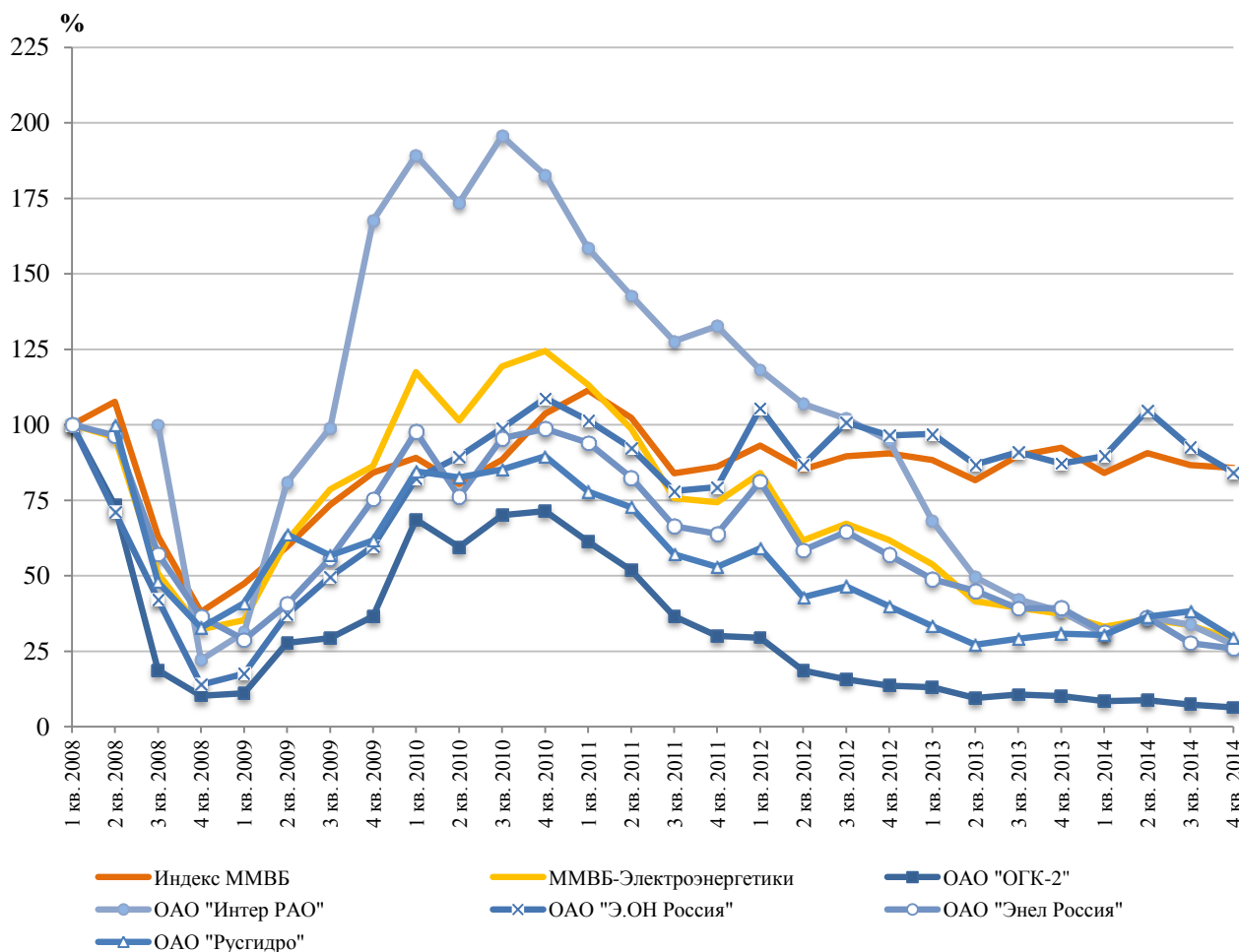


Рисунок 6.2 – Динамика курса акций оптовых генерирующих компаний

Источник данных: ОАО «Московская биржа ММВБ-РТС»

К началу 2008 года большинство оптовых генерирующих компаний запустило торговлю своими акциями.

С окончания первого квартала 2008 года наибольшее падение наблюдалось по акциям ОАО «ОГК-2» - более чем на 93,6%. Отметим, что генерирующие компании, принадлежавшие зарубежным инвесторам, восстанавливали свою рыночную стоимость после кризисных периодов более быстрыми темпами. Наиболее стабильными показали себя акции ОАО «Э.ОН Россия».

Акции ОАО «Русгидро» и ОАО «Интер РАО ЕЭС» начали торговаться с середины 2008 года.

Котировки акций ОАО «Интер РАО»³⁷ достаточно волатильны за рассматриваемый период. Так по отношению к концу марта 2008 г. в конце марта и сентября 2010 г. котировки акций возросли почти в 2 раза. Курс акций ОАО «Интер РАО» по состоянию на конец 2014 года был близок к уровню, наблюдавшемуся в период экономического кризиса 2008-2009 гг.

Динамика курса акций некоторых территориальных генерирующих компаний (ТГК), а также ОАО «Иркутскэнерго» приведена на рисунке 6.3.

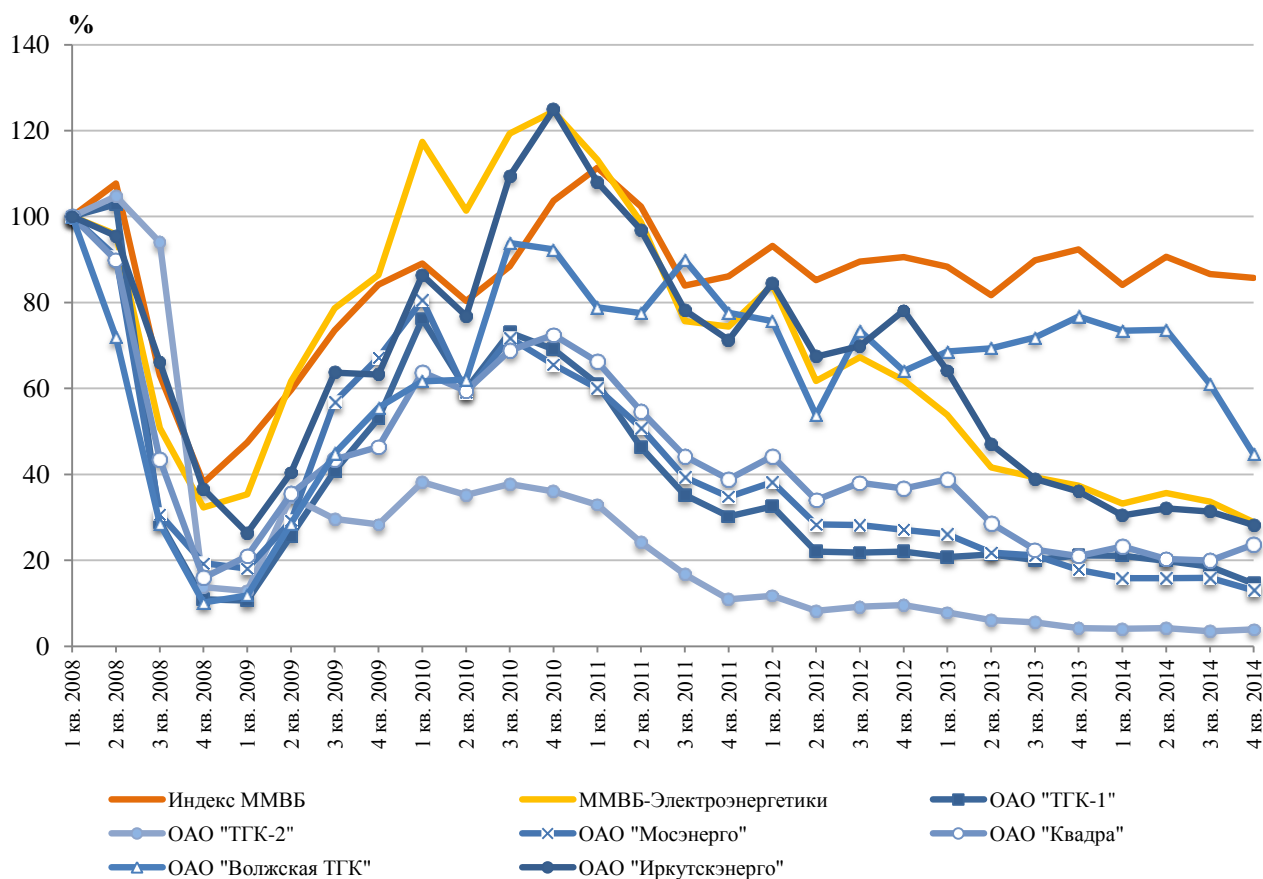


Рисунок 6.3 – Динамика курса акций территориальных генерирующих компаний

Источник данных: ОАО «Московская биржа ММВБ-РТС»

После кризисного периода 2008-2009 гг. акции ОАО «Волжская ТГК» практически восстановили свою стоимость, показывая достаточно стабильную динамику до середины 2014 года, когда произошло резкое падение курса акций. К концу рассматриваемого периода котировки акций ОАО «Волжская ТГК» снизились на 55% относительно первого квартала 2008 г., совершив наименьшее падение среди рассматриваемых компаний.

³⁷ В целом по компаниям Группы «Интер РАО».

Динамика котировок акций ОАО «Иркутскэнерго» практически повторяет движение отраслевого индекса ММВБ-Электроэнергетики за рассматриваемый период.

Схожие тренды показали акции ОАО «ТГК-1», ОАО «Квадра», ОАО «Мосэнерго», стоимость акций данных компаний к концу периода снизилась примерно на 76-87%. Наибольшее падение к концу 2014 года показали акции ОАО «ТГК-2» – более чем на 96,1%.

Компании отечественного электросетевого комплекса вышли на организованный рынок ценных бумаг во втором полугодии 2008 года. Динамика курса акций электросетевых компаний в период с 2008 по 2014 годы представлена на рисунке 6.4.

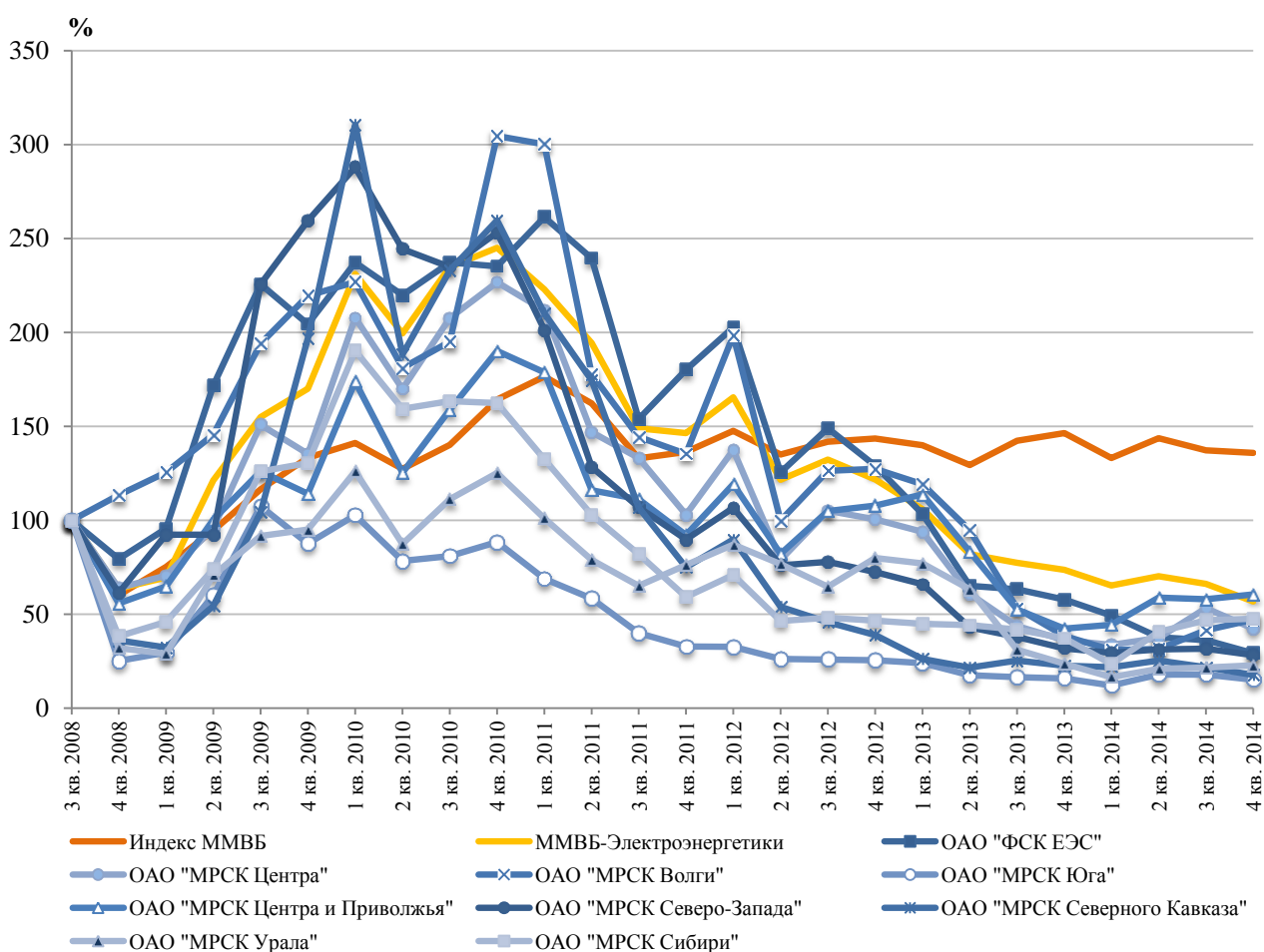


Рисунок 6.4 – Динамика курса акций электросетевых компаний

Источник данных: ОАО «Московская биржа ММВБ-РТС»

Среди компаний электросетевого комплекса за период с 3 квартала 2008 года следует отметить наиболее позитивную динамику курса обыкновенных акций ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «МРСК Волги» - вплоть до начала 2013 года.

С 3 квартала 2013 года котировки акций по всем рассматриваемым электросетевым компаниям стали снижаться опережающими темпами по сравнению с отраслевым индексом ММВБ-Электроэнергетики. При этом к концу 2014 года стоимость акций примерно соответствовала уровню минимума 2008 года (по отдельным компаниям, например, ОАО «МРСК Северного-Кавказа», даже ниже).

7 Обзор изменений законодательства, связанного с функционированием отрасли

7.1 В сфере электроэнергетики

Ниже приведены основные законодательные акты, принятые в 2014 году³⁸, и изменившие подходы к ценообразованию на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и в части оплаты услуг электросетевых организаций.

Оптовый рынок электрической энергии и мощности

В соответствии с **Федеральным законом от 29.12.2014 № 466-ФЗ** «О внесении изменений в Федеральный закон «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике» и отдельные законодательные акты Российской Федерации» с 2015 г. осуществляется поэтапная либерализация рынка электрической энергии (мощности) в отношении покупателей электрической энергии (мощности) – субъектов оптового рынка, функционирующих в отдельных частях ценовых зон (республики Северо-Кавказского федерального округа) со сроком окончания переходного периода к 2023 году.

Согласно **Постановлению Правительства Российской Федерации от 16.08.2014 №820** «Об изменении и о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности, а также проведения конкурентного отбора мощности в 2014 году» внесены следующие изменения и положения в порядок проведения конкурентного отбора мощности в 2014 г.:

- в 2014 году проведение КОМ сроком на один год (на 2015 год);
- определение значений коэффициентов резервирования в ЗСП (зоны свободного перетока мощности) второй ценовой зоны ОРЭМ на 2015 г. путем их увеличения на 8,55%;
- введение дополнительных ограничений для поставщиков - участников КОМ. Например, в отношении генерирующего объекта, в состав которого входит генерирующее оборудование с давлением свежего пара 9 МПа и менее, состоящее из турбоагрегата с паровой турбиной (паровыми турбинами) и ее основными частями, выпущенными ранее, чем за 55 лет до года, в отношении которого проводится КОМ, ценовая заявка на

³⁸ При подготовке данного раздела также использованы материалы НП «Совет рынка»: «Основные нормативные правовые акты, регулирующие работу рынка электроэнергии и мощности, принятые в 2014 г.».

конкурентный отбор мощности может быть подана только при условии, если коэффициент использования установленной мощности такого генерирующего объекта составляет более 8%;

- ограничение длительности «нештрафуемых» плановых ремонтов: для ТЭС и ГЭС - 180 дней в год и 360 дней за 4 года, для АЭС – 270 дней в год и 480 дней за 4 года;
- отмена индексации цен на мощность по результатам проведения конкурентного отбора мощности на 2015 г.

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 31.07.2014 №1432-р установлены предельные максимальные уровни цен на мощность для проведения долгосрочного конкурентного отбора мощности на 2015 г.:

- 133 000 руб./МВт в месяц для первой ценовой зоны;
- 144 000 руб./МВт в месяц для второй ценовой зоны.

Постановлением Правительства Российской Федерации от 02.06.2014 № 505 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации и принятии тарифных решений в сфере оптового рынка электрической энергии и мощности» установлено:

- сохранение индексации цен на мощность по итогам конкурентного отбора мощности на 2014 год;
- отмена индексации цен на мощность по результатам проведения конкурентного отбора мощности на 2015 год;
- отмена индексации расходов при установлении цен (тарифов) по регулируемым договорам по поставке электрической энергии и мощности в 2014 году;
- отмена индексации цены на мощность вводимых в эксплуатацию новых атомных станций и гидроэлектростанций (в том числе гидроаккумулирующих электростанций) и составляющих цен на мощность в 2014 году.

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 24.12.2014 №2678-р утверждён перечень генерирующего оборудования, относящегося к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме.

Отметим, что генерирующие объекты, мощность которых поставляется в вынужденном режиме, признаются таковыми, если их мощность не была отобрана по результатам КОМ, но существует необходимость поддержания данных объектов в работоспособном состоянии для обеспечения установленных техническими регламентами и иными обязательными требованиями параметров работы ЕЭС России, систем жизнеобеспечения,

режимов водопользования. Указанные генерирующие объекты определяются решением Правительства Российской Федерации на основании предложений Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики и подразделяются на объекты, в отношении которых:

- выставлено требование уполномоченного органа о приостановлении вывода из эксплуатации в соответствии с Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации;
- имеется заключение о невозможности вывода из эксплуатации источника тепловой энергии.

Согласно **Постановлению Правительства Российской Федерации от 28.04.2014 №374** «О внесении изменений в Правила оптового рынка электрической энергии и мощности в части особенностей участия на оптовом рынке субъектов электроэнергетики, владеющих гидроэлектростанциями, расположенными во второй ценовой зоне оптового рынка»:

- с 1 января 2017 г. продажа мощности гидроэлектростанций во второй ценовой зоне будет осуществляться по ценам, определенным в результате конкурентного отбора мощности, за исключением объемов поставки населению и приравненных к нему категорий потребителей;
- с 1 мая 2014 г. до 31 декабря 2016 г. для указанных объектов проводится поэтапная либерализация рынка мощности, то есть продажа мощности по свободным ценам будет реализовываться в следующих долях: 65% в период с 1 мая 2014 г. по 31 декабря 2015 г., 80% с 1 января по 31 декабря 2015 г.;
- с 1 мая 2014 года электрическая энергия и мощность крупных гидроэлектростанций (более 85 МВт) может поставляться только на оптовый рынок.

В соответствии с **Распоряжением Правительства Российской Федерации от 11.02.2014 №178-р** актуализирован перечень генерирующих объектов в рамках договоров о предоставлении мощности³⁹:

- перенесено строительство: энергоблока ПГУ-420 со Ставропольской ГРЭС на Серовскую ГРЭС, энергоблока ПГУ-230 с Новобогословской ТЭЦ на Казанскую ТЭЦ-2;
- приближен срок ввода в эксплуатацию энергоблока ПГУ-200 на котельной «Академэнерго» (г. Екатеринбург).

³⁹ Распоряжение Правительства Российской Федерации от 11.08.2010 №1334-р «О перечне генерирующих объектов, с использованием которых будет осуществляться поставка мощности по договорам о предоставлении мощности».

Постановлением Правительства Российской Федерации от 17.02.2014 №117 «О некоторых вопросах, связанных с сертификацией объемов электрической энергии, производимой на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах» утвержден порядок ведения реестра выдачи и погашения сертификатов, подтверждающих объём производства электрической энергии на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектов.

Электросетевой комплекс

Проблема «последней мили»

Следует отметить **Федеральный закон от 06.11.2013 №308-ФЗ** «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» и статью 81 Федерального закона «Об акционерных обществах», положения которого вступили в силу с 1 января 2014 г.

С 1 января 2014 г. не допускается передача в аренду ОАО «ФСК ЕЭС» территориальным сетевым организациям (далее – ТСО) объектов электросетевого хозяйства их частей (так называемый механизм «последней мили»). Исключение составляют случаи:

- при условии предварительного заключения такими потребителями соглашений с ТСО;
- без заключения соглашений, передаются в аренду объекты находящиеся на территориях 20 субъектов Российской Федерации начиная с 2014 по 2029 год. В ряде субъектов Российской Федерации одномоментное прекращение действия механизма «последней мили» привело бы к существенному росту тарифов для потребителей (таблица 7.1).

Таблица 7.1 – Перечень субъектов Российской Федерации, на территории которых ликвидация механизма «последней мили» осуществляется поэтапно с 2014 по 2029 г.

№ п.п.	Субъект Российской Федерации	Срок возможности использования механизма «последней мили»	Ставка перекрестного субсидирования на 2014 г.,	Условия
			руб./тыс. кВт·ч	
1.	Республика Карелия	до 1 июля 2017 г.	302	Аренда осуществляется только объектов электросетевого хозяйства и (или) их части, в отношении которых по состоянию на 1 сентября 2013 г. действовали договоры аренды
2.	Республика Марий Эл	до 1 июля 2017 г.	555	
3.	Республика Хакасия	до 1 июля 2017 г.	129	
4.	Белгородская область	до 1 июля 2017 г.	424	
5.	Волгоградская область	до 1 июля 2017 г.	598	
6.	Вологодская область	до 1 июля 2017 г.	276	
7.	Курская область	до 1 июля 2017 г.	512	
8.	Липецкая область	до 1 июля 2017 г.	658	
9.	Нижегородская область	до 1 июля 2017 г.	434	
10.	Ростовская область	до 1 июля 2017 г.	714	
11.	Тамбовская область	до 1 июля 2017 г.	926	
12.	Томская область	до 1 июля 2017 г.	656	
13.	Тюменская область	до 1 июля 2017 г.	116	
14.	Челябинская область	до 1 июля 2017 г.	440	
15.	Ханты-Мансийский автономный округ - Югра	до 1 июля 2017 г.	116	
16.	Ямало-Ненецкий автономный округ	до 1 июля 2017 г.	116	
17.	Республика Бурятия	до 1 июля 2029 г.	550	Аренда осуществляется за исключением объектов электросетевого хозяйства и (или) их частей, к которым энергопринимающие устройства потребителей электрической энергии технологически присоединены после 1 января 2007 года.

В случае необходимости для отдельных регионов предоставляются субсидии для ликвидации «последней мили». Так, например, с 1 января 2014 г. в Красноярском крае отменено действие договоров «последней мили». Данное обстоятельство привело к образованию в регионе выпадающих доходов территориальных сетевых организаций. **Постановлением Правительства Российской Федерации от 26.12.2014 №1499** «О внесении изменений в распределение субсидий, предоставляемых в 2014 году из федерального бюджета бюджетам субъектов Российской Федерации на ликвидацию перекрестного субсидирования в электроэнергетике в рамках подпрограммы

«Развитие и модернизация электроэнергетики» государственной программы Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики» Красноярскому краю предусмотрено выделение 1 990 млн. руб. на ликвидацию перекрестного субсидирования в электроэнергетике в рамках подпрограммы «Развитие и модернизация электроэнергетики» государственной программы Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики».

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии

В соответствии с **Постановлением Правительства Российской Федерации от 31.07.2014 №750** «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам снижения величины перекрестного субсидирования в электросетевом комплексе» в субъектах Российской Федерации, в которых после 1 января 2014 г. продлено действие «последней мили» (за исключением Еврейской автономной области и Амурской области) единые (котловые) тарифы дифференцируются по пяти уровням напряжения: ВН1, ВН, СН1, СН2, НН.

Устанавливаемый тариф на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые ТСО, на уровне ВН1 определяется в двухставочном выражении (ставка на содержание и ставка на оплату потерь), исходя из установленных уровней тарифов на оказание услуг по передаче электроэнергии ПАО «ФСК ЕЭС». Ставка ВН1 на содержание электрических сетей определяется с учетом поэтапно снижающейся ставки перекрестного субсидирования в соответствующем субъекте Российской Федерации.

Также указанный документ уточняет:

- порядок формирования сводного прогнозного баланса, согласно которому определяется и указывается в балансовом решении прогнозная величина заявленной мощности потребителей услуг по передаче электрической энергии по сетям, отнесённым к единой национальной (общероссийской) электрической сети;
- порядок расчёта базового уровня подконтрольных расходов;
- порядок расчёта предельных уровней нерегулируемых цен для потребителей (покупателей), энергопринимающие устройства которых присоединены к электрическим сетям сетевой организации через объекты по производству электрической энергии (мощности) производителя электрической энергии (мощности).

Постановление Правительства Российской Федерации от 31.07.2014 №740 «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861...» внесло уточнения порядка определения объема услуг по передаче электрической энергии, оплачиваемых потребителями услуг.

Постановлением Правительства Российской Федерации от 07.03.2014 №179 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам электроэнергетики» предусмотрено, что если территориальная сетевая организация обслуживает преимущественно одного потребителя («монопотребителя»⁴⁰), потребители, присоединенные к ее сетям, оплачивают:

- услуги по передаче электроэнергии указанной сетевой организации по установленному для нее тарифу;
- услуги по передаче электроэнергии прочим сетевым организациям, объекты электросетевого хозяйства которых используются для передачи электроэнергии такому потребителю (в т. ч. котловой тариф).

Установлены критерии отнесения сетевых организаций к обслуживающим преимущественно одного потребителя:

- доля суммарной максимальной мощности энергопринимающих устройств, принадлежащих монопотребителю и технологически присоединенных к электрическим сетям такой сетевой организации, составляет не менее 80% суммарной максимальной мощности всех энергопринимающих устройств этой сетевой организации;
- суммарный объем электрической энергии, отпущенной из электрических сетей такой сетевой организации в отношении монопотребителя (без учета перетока иным потребителям) составляет не менее 80% суммарного объема электрической энергии, отпущенной из электрических сетей этой сетевой организации.

Технологическое присоединение

В соответствии с **Федеральным законом от 20.04.2014 №83-ФЗ** «О внесении изменений в статью 23.2 Федерального закона «Об электроэнергетике» размер инвестиционной составляющей на покрытие расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства в состав платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью не более чем 150 кВт:

- с 1 октября 2015 г. не может составлять более чем 50% от величины указанных расходов. При этом расходы, не учитываемые в составе платы за технологическое присоединение, включаются в расходы сетевой организации, учитываемые при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии.

⁴⁰ Монопотребитель - потребитель или потребители, входящие в одну группу лиц и (или) владеющие на праве собственности или ином законном основании энергопринимающими устройствами, которые используются ими в рамках единого технологического процесса.

- с 1 октября 2017 г. указанные расходы не включаются.

Постановление Правительства Российской Федерации от 11.06.2014 №542 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам компенсации сетевым организациям выпадающих доходов, связанных с технологическим присоединением к электрическим сетям, и принятии тарифных решений»

- расширяет перечень информации, раскрываемой сетевой организацией, за счёт информации о расходах, не включаемых в плату за технологическое присоединение к электрическим сетям и подлежащих учёту (учтённых) в тарифах на услуги по передаче электрической энергии;
- вводит определение выпадающих доходов сетевой организации при осуществлении техприсоединения к электрическим сетям, а также порядок расчёта и утверждения размера выпадающих доходов, связанных с осуществлением техприсоединения.

Согласно **Постановлению Правительства Российской Федерации от 10.02.2014 №95** «О внесении изменений в акты Правительства Российской Федерации в части обязанности гарантирующих поставщиков заключить договор энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности)) с потребителями электрической энергии (мощности) до завершения процедуры технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии» оптимизируется и упрощается процедура технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей к электрическим сетям, потребителям предоставляется право параллельного заключения договоров энергоснабжения и технологического присоединения к электрическим сетям.

Распоряжение Правительства Российской Федерации от 23.12.2014 № 2665-р уточнило содержание и сроки реализации ряда мероприятий «дорожной карты» «Повышение доступности энергетической инфраструктуры», предусмотрев:

- совершенствование правил техприсоединения в части согласования схем внутреннего и внешнего электроснабжения;
- ускорение процесса выделения земель под строительство объектов энергетической инфраструктуры;
- установление процедуры общественного обсуждения инвестиционных программ сетевых организаций в целях их синхронизации со схемами и программами перспективного развития организаций электроэнергетики;
- совершенствование механизмов перераспределения свободной сетевой мощности между потребителями в целях повышения эффективности использования существующих ресурсов сетевых организаций.

Розничный рынок электрической энергии

Постановлением Правительства Российской Федерации от 25.02.2014 №136 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам установления и применения социальной нормы потребления электрической энергии (мощности)» внесены изменения в Положение об установлении и применении социальной нормы потребления электрической энергии (мощности), утверждённое постановлением Правительства Российской Федерации от 22 июля 2013 года №614 (уточнены требования к величине установленной социальной нормы, увеличению размера социальной нормы для многодетных семей, инвалидов и проч.). Также документом предоставляется право субъектам Российской Федерации о введении социальной нормы, исходя из необходимости её введения не позднее 1 июля 2016 г.

Дополнительно отметим **Постановление Правительства Российской Федерации от 11.08.2014 №792** «Об особенностях применения законодательства Российской Федерации в сфере электроэнергетики на территориях Республики Крым и г. Севастополя», который утвердил положение об особенностях применения законодательства Российской Федерации в сфере электроэнергетики в Республике Крым и Севастополе и внес изменения в акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования рынков электроэнергии в этих регионах.

7.2 В сфере теплоснабжения

В соответствии с **Федеральным законом от 01.12.2014 №404-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О теплоснабжении»** предусмотрена поэтапная отмена государственного регулирования тарифов на поставку тепловой энергии и теплоносителя в виде пара (в виде горячей воды), присоединённым к коллекторам источников тепловой энергии:

- до 31 декабря 2017 г. теплоснабжающим организациям даётся право предоставлять потребителям тепловой энергии скидки по отношению к установленному тарифу;
- с 1 января 2018 г. регулирование данных тарифов отменяется полностью (за исключением тарифов для потребителей, приобретающих тепловую энергию, произведённую на источнике с установленной мощностью до 10 Гкал/ч, или потребляющих менее 50 тыс. Гкал в год).

Кроме того, сроки обязательного перехода регулируемых организаций на долгосрочное регулирование перенесены на 2016 г. (ранее в качестве такого срока был обозначен 2015 г.).

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 02.10.2014 №1949 утвержден План мероприятий («дорожная карта») «Внедрение целевой модели рынка тепловой энергии».

Целевая модель рынка тепловой энергии предполагает следующую организацию отношений в сфере теплоснабжения:

- Единая теплоснабжающая организация (далее ЕТО) – единственный поставщик тепловой энергии в системе централизованного теплоснабжения (далее СЦТ) для конечных потребителей. При этом ЕТО, обслуживающая систему теплоснабжения, не вправе отказать потребителю в заключении договора. Цена на тепловую энергию в рамках договора – договорная, но ограничена предельным максимальным уровнем цены «альтернативной котельной», утверждаемой региональным органом тарифного регулирования.
- При работе в СЦТ нескольких теплоснабжающих организаций, эксплуатирующих различные объекты системы, ЕТО урегулирует отношения по купле-продаже теплоэнергии (теплоносителя) и оказанию услуг по передаче тепловой энергии с остальными теплоснабжающими организациями в соответствующих договорах (цена не ограничена и определяется по соглашению сторон).
Исключением являются договора на оказание услуг по передаче теплоэнергии (теплоносителя): если стороны договора не могут прийти к соглашению по уровню цены, они имеют право обратиться в региональный регулирующий орган за установлением предельной цены на услуги по передаче теплоэнергии (теплоносителя) на основе «референтных расценок» на оказание таких услуг.
- ЕТО – это организация, владеющая на любом законном основании наибольшим количеством активов в СЦТ. Она несет финансовую ответственность за надежность и качество теплоснабжения в системе теплоснабжения. У потребителя, имеющего приборы учета тепловой энергии, существует возможность получить у ЕТО денежную компенсацию за нарушение основных параметров работы системы (давление и температура теплоносителя), прописанных в договоре между ЕТО и потребителем.
- При заключении договоров с другими теплоснабжающими организациями, ЕТО определяет степень загрузки каждого из генерирующих объектов системы. Таким образом, ЕТО имеет возможность по оптимизации загрузки мощностей и выводу неэффективной мощности. (ЕТО дает разрешения на вывод объектов в системе; при этом, если ЕТО приостанавливает вывод мощностей, она обязана компенсировать убытки другой теплоснабжающей организации в связи с отсрочкой вывода).

- Не подлежат государственному регулированию и не ограничены предельными уровнями цены на тепловую энергию, поставляемую с коллекторов для крупных потребителей (свыше 50 тыс. Гкал в год) от крупных теплоисточников (свыше 10 Гкал/час), а также на тепловую энергию в виде пара.
- Для населения ценообразование осуществляется по тем же принципам, что и для остальных потребителей (устанавливается предельный уровень цены – уровень «альтернативной котельной»). При этом отменяется возможность установления экономически необоснованных (пониженных) тарифов для граждан с обязанностью компенсации выпадающих доходов регулируемых организаций из региональных бюджетов.

Цена «альтернативной котельной» рассчитывается как цена на тепловую энергию у потребителя, при которой окупается проект строительства новой автономной котельной, не зависимой от централизованных источников. Предполагается, что цена «альтернативной котельной» определяет тот уровень, при превышении которого потребитель по экономическим соображениям предпочтет отказаться от услуг СЦТ (ему будет выгоднее перейти на автономное теплоснабжение). В 2014 г. проработаны подходы к расчету цены «альтернативной котельной». При этом разработка основных методических документов, регламентирующих ценообразование по принципу «альтернативной котельной», намечена на 2015-2016 годы.

Разработчики модели предлагают следующий механизм перехода к целевой модели:

- в СЦТ, для которых цена «альтернативной котельной» соответствует действующему тарифу, переход к новой модели – без переходного периода;
- в СЦТ, для которых цена «альтернативной котельной» выше действующего тарифа, переходный период устанавливается в зависимости от разницы между ценами: например, если переход к новой модели сразу вызовет рост цен, превышающий 5% – поэтапный переход, в противном случае – единовременный;
- в СЦТ, для которых цена «альтернативной котельной» ниже действующего тарифа – фиксация текущей цены до того года, в котором цена «альтернативной котельной» (индексируемая по годам) достигнет уровня действующего («замороженного») тарифа.

Длительность переходного периода устанавливается высшим органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в соответствии с требованиями Правительства Российской Федерации, но не может быть позднее 2020 г. в СЦТ с комбинированной выработкой, и позднее 2023 г. в остальных СЦТ.

РОЗНИЧНЫЕ ЦЕНЫ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ В 2013-2014 ГГ. В
РАЗРЕЗЕ СУБЪЕКТОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Субъект Российской Федерации	2013	2014	2014/ 2013
	коп./кВт·ч		%
Российская Федераци	243	261	7,4
Центральный	300	313	4,4
Белгородская область	279	272	-2,4
Брянская область	321	319	-0,8
Владимирская область	300	307	2,2
Воронежская область	291	306	5,4
Ивановская область	288	309	7,2
Калужская область	326	341	4,6
Костромская область	308	323	5,0
Курская область	293	310	5,7
Липецкая область	308	337	9,2
Орловская область	307	316	2,7
Рязанская область	285	297	4,3
Смоленская область	300	293	-2,2
Тамбовская область	317	344	8,8
Тверская область	335	356	6,2
Тульская область	315	320	1,8
Ярославская область	277	288	4,0
Московская область и г. Москва	302	316	4,8
Северо-Западный	255	283	10,9
Архангельская область	379	380	0,2
Вологодская область	264	278	5,3
Калининградская область	253	273	8,2
Санкт-Петербург и Ленинградская область	257	286	11,2
Мурманская область	190	218	14,7
Новгородская область	297	305	2,8
Псковская область	318	333	4,8
Республика Карелия	235	277	17,9
Республика Коми и Ненецкий автономный округ	260	315	21,1
Южный	296	316	6,6
Астраханская область	280	306	9,4
Волгоградская область	248	264	6,3
Ростовская область	324	342	5,6
Республика Калмыкия	306	378	23,5

Субъект Российской Федерации	2013	2014	2014/ 2013
	коп./кВт·ч		%
Краснодарский край и Республика Адыгея	310	326	5,3
Северо- Кавказский	241	278	15,2
Ставропольский край	287	308	7,2
Республика Ингушетия	300	290	-3,3
Республика Дагестан	177	221	24,6
Республика Кабардино-Балкария	250	320	28,2
Республика Северная Осетия (Алания)	216	216	0,0
Республика Карачаево-Черкесия	239	331	38,1
Чеченская Республика	181	230	27,2
Приволжский	245	265	8,2
Нижегородская область	296	315	6,4
Кировская область	263	283	7,4
Самарская область	253	278	9,7
Оренбургская область	245	267	8,9
Пензенская область	293	308	5,2
Пермский край	198	211	6,5
Саратовская область	277	290	4,8
Ульяновская область	271	275	1,5
Республика Башкортостан	197	226	14,9
Республика Марий Эл	332	356	7,1
Республика Мордовия	285	307	7,7
Республика Татарстан	254	270	6,3
Республика Удмуртия	232	244	5,2
Республика Чувашия	231	245	6,0
Уральский	229	253	10,5
Курганская область	337	353	4,8
Свердловская область	232	243	4,6
Челябинская область	239	258	7,7
Тюменская область, Ханты-Мансийский АО - Югра, Ямало-Ненецкий АО	216	249	14,9
Сибирский	158	170	7,7
Алтайский край и Республика Алтай	233	261	12,1
Красноярский край	127	138	8,4
Иркутская область	119	132	11,4
Кемеровская область	169	177	4,8
Новосибирская область	184	197	7,3
Омская область	198	199	0,4

Субъект Российской Федерации	2013	2014	2014/ 2013
	коп./кВт·ч		%
Томская область	250	252	1,1
Забайкальский край	213	232	8,8
Республика Бурятия	269	273	1,3
Республика Тыва	263	260	-1,0
Республика Хакасия	109	119	9,0
Дальневосточный	280	304	8,8
Приморский край	248	261	5,2
Хабаровский край	247	282	14,1
Амурская область	229	247	7,6
Камчатский край	345	396	14,9
Магаданская область	179	194	8,1
Сахалинская область	338	369	9,4
Чукотский АО	869	737	-15,2
Республика Саха	484	538	11,2
Еврейская АО	235	251	6,8

Источник данных: расчет на основании данных ЗАО «АПБЭ», НП «Совет рынка»⁴¹

⁴¹ Розничные цены на электроэнергию в 2013-2014 гг. рассчитаны исходя из базового уровня 2012 года (по данным ЗАО «АПБЭ») с учетом темпов изменения официально опубликованных фактических средних цен электроэнергии для конечных потребителей (по данным НП «Совета Рынка»).

ТАРИФЫ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ ДЛЯ ГОРОДСКОГО НАСЕЛЕНИЯ В 2013-2014 ГГ. В РАЗРЕЗЕ СУБЪЕКТОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ (БЕЗ НДС)

Субъект Российской Федерации	2013	2014	2014/ 2013
	коп./кВт·ч		%
Российская Федерация	248	267	7,4
Центральный ФО	305	329	7,6
Белгородская область	250	271	8,6
Брянская область	231	251	8,6
Владимирская область	282	302	7,1
Воронежская область	230	250	8,7
Ивановская область	255	277	8,5
Калужская область	281	304	8,0
Костромская область	263	286	8,5
Курская область	245	264	7,7
Липецкая область	224	245	9,2
Орловская область	245	260	6,3
Рязанская область	264	287	8,7
Смоленская область	232	251	8,1
Тамбовская область	234	255	9,0
Тверская область	275	301	9,3
Тульская область	270	290	7,7
Ярославская область	233	251	7,8
Московская область и г. Москва	343	369	7,5
Северо-Западный ФО	257	280	9,0
Республика Карелия	203	221	9,1
Республика Коми	264	288	9,2
Архангельская область	300	330	10,0
Вологодская область	267	291	8,7
Калининградская область	260	281	8,2
Ленинградская область	249	272	9,0
Мурманская область	184	202	9,6
Новгородская область	263	283	7,8
Псковская область	273	294	7,7
г. Санкт-Петербург	269	293	8,8
Северо-Кавказский ФО	215	239	11,2
Республика Дагестан	159	171	7,7
Республика Ингушетия	223	240	7,8
Кабардино-Балкарская республика	241	259	7,7

Субъект Российской Федерации	2013	2014	2014/ 2013
	коп./кВт·ч		%
Карачаево-Черкесская республика	261	281	7,8
Республика Северная Осетия — Алания	257	281	9,3
Чеченская республика	171	185	8,0
Ставропольский край	272	297	8,9
Южный ФО	282	305	8,4
Республика Калмыкия	281	304	8,0
Краснодарский край	291	313	7,5
Астраханская область	288	313	8,8
Волгоградская область	244	267	9,0
Ростовская область	285	314	9,9
Приволжский ФО	223	241	7,8
Республика Башкортостан	181	195	7,7
Республика Марий Эл	224	242	8,2
Республика Мордовия	225	242	7,8
Удмуртская Республика	230	248	7,9
Чувашская Республика	199	217	8,9
Кировская область	234	256	9,2
Нижегородская область	268	286	6,5
Оренбургская область	178	192	7,9
Пензенская область	209	225	7,6
Пермский край	237	256	7,8
Самарская область	243	263	8,2
Саратовская область	217	233	7,5
Ульяновская область	227	246	8,2
Республика Татарстан	231	249	7,8
Уральский ФО	203	220	8,8
Курганская область	271	293	8,1
Свердловская область	234	255	9,1
Тюменская область	174	187	7,6
Челябинская область	190	208	9,5
ХМАО	174	187	7,5
ЯНАО	174	187	7,5
Сибирский ФО	183	188	2,5
Республика Алтай	306	334	9,2
Республика Бурятия	315	340	8,0
Республика Тыва	207	224	8,3
Республика Хакасия	127	139	9,6
Алтайский край	270	292	8,5
Красноярский край	172	188	9,0

Субъект Российской Федерации	2013	2014	2014/ 2013
	коп./кВт·ч		%
Кемеровская область	210	228	8,7
Новосибирская область	239	181	-24,3
Омская область	238	257	8,0
Томская область	207	225	8,6
Иркутская область	65	70	8,5
Забайкальский край	208	225	7,9
Дальневосточный ФО	272	293	7,9
Республика Саха (Якутия)	336	368	9,3
Приморский край	220	240	9,5
Хабаровский край	278	300	7,8
Амурская область	236	259	9,7
Камчатский край	439	475	8,2
Магаданская область	463	498	7,7
Сахалинская область	273	291	6,9
Еврейская автономная область	252	272	7,7
Чукотский автономный округ	577	603	4,6

Источник данных: расчет на основании решений ФСТ России, региональных органов исполнительной власти

АВТОРСКИЙ КОЛЛЕКТИВ



Научный руководитель

Яркин Евгений Валентинович,
доктор экономических наук, профессор,
заслуженный экономист РФ Директор



Директор

Долматов Илья
Алексеевич,
кандидат
экономических наук



Заместитель директора

Золотова Ирина
Юрьевна



Начальник
Отдела мониторинга
и прогнозирования
цен
Панова Марина
Александровна



Ведущий эксперт

Минкова Валерия
Сергеевна



Эксперт

Дробыш Инна
Ивановна



Эксперт

Карле Вадим
Александрович



Эксперт

Прошина Светлана
Андреевна



Эксперт

Рыкова Ольга
Владимировна

КОНТАКТЫ

Адрес: 119017, Москва, ул. Малая Ордынка, д. 17, стр. 1

Тел.: (495) 772-95-90, доб. 555-01

Факс: (495) 772-95-90, доб. 555-51

E-mail: ipcrem@hse.ru