


Правительство Российской Федерации
ФИНАНСОВЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ПРИ ПРАВИТЕЛЬСТВЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
(Финансовый университет)

А. В. Трачук, Н. В. Линдер, В. А. Зубакин,
И. Ю. Золотова, Ю. В. Володин



6400 imp/kW·h
СОЭ-52 50 - 11
МЗЭП®
kW·h 0 0 0 0 2,8
АИ50
СТ 52 50 11
Москва 2010 г.

Перекрестное субсидирование в электроэнергетике: Проблемы и пути решения

Москва
2017

Правительство Российской Федерации
ФИНАНСОВЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ПРИ ПРАВИТЕЛЬСТВЕ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
(Финансовый университет)

А. В. Трачук, Н. В. Линдер, В. А. Зубакин,
И. Ю. Золотова, Ю. В. Володин

Перекрестное субсидирование в электроэнергетике: проблемы и пути решения

Москва
2017

Рецензенты:

В. В. Балыбердин, генеральный директор компании «SKM Market Predictor AS» (Норвегия),

Е. Л. Логинов, д.э.н., профессор РАН, зам. директора ИПР РАН по научной работе, зав. лабораторией

Трачук А. В., Линдер Н. В., Зубакин В. А., Золотова И. Ю., Володин Ю. В.
Перекрестное субсидирование в электроэнергетике: проблемы и пути решения. – СПб.: Реальная экономика, 2017. – 121 с.

ISBN 978-5-9909945-0-8

Монография посвящена оценке влияния перекрестного субсидирования на изменение поведения участников рынка электроэнергии. Авторами обобщены теоретические и практические подходы к снижению объемов перекрестного субсидирования при сохранении баланса интересов участников оптового и розничного рынков электроэнергии, представлены новые возможности для потребителей.

Особое внимание уделено систематизации существующих механизмов перекрестного субсидирования и проведен анализ влияния объемов перекрестного субсидирования на изменение поведения субсидирующих и субсидируемых групп потребителей, выявлены и систематизированы ключевые факторы, оказывающие влияние на решение участников рынка энергии покупать или производить самостоятельно. Авторами разработана модель, позволяющая компаниям – участникам энергорынка обоснованно принимать решения с учетом значимости влияния эффектов от снижения перекрестного субсидирования с учетом региональных особенностей ценообразования в отрасли.

Для студентов, аспирантов, практических работников, а также для всех, кто интересуется вопросами государственного регулирования энергетической отрасли.

Монография подготовлена на основе результатов исследования «Влияние перекрестного субсидирования в электро- и теплоэнергетике на изменение поведения участников оптового и розничного рынков электро- и теплоэнергии», проведенного за счет средств бюджетного финансирования в рамках госзадания Финансового университета, 2016.

Печатается по решению Департамента менеджмента Финансового университета при Правительстве Российской Федерации, протокол № 8 от 21 марта 2017 года

ISBN 978-5-9909945-0-8

УДК 336.64:621.31
ББК 31.2

© Трачук А. В. (текст), 2017
© Линдер Н. В. (текст), 2017
© Зубакин В. А. (текст), 2017
© Золотова И. Ю. (текст), 2017
© Володин Ю. В. (текст), 2017
© Издательство «Реальная экономика»
(редакционно-издательское оформление,
издание, лицензионные права), 2017

Содержание

Сведения об авторах	5
Введение	6
Глава 1. Анализ принципов и условий формирования ценообразования на современном рынке электроэнергии	
1.1. Развитие рынка электроэнергии в России: основные тенденции и перспективы.....	8
1.2. Принципы и методы ценообразования в электроэнергетике	12
1.3. Тарифная политика и перекрестное субсидирование в электроэнергетике	19
Глава 2. Анализ влияния перекрестного субсидирования на участников рынка электроэнергии	
2.1. Виды и механизмы перекрестного субсидирования	29
2.2. Оценка объемов перекрестного субсидирования	35
2.3. Влияние объемов перекрестного субсидирования на экономические показатели эффективности субсидирующих и субсидируемых групп потребителей	52
Глава 3. Формирование модели снижения объемов перекрестного субсидирования и предложений по корректировке тарифной политики	
3.1. Анализ экономических и социальных эффектов снижения объемов перекрестного субсидирования	58
3.2. Сравнительный анализ влияния частичного и полного сокращения перекрестного субсидирования в электроэнергетике на экономические показатели субъектов рынка (на примере участников энергорынка).....	60
3.3. Разработка модели поэтапного снижения объемов перекрестного субсидирования	65
Глава 4. Влияние перекрестного субсидирования на изменение поведения участников оптового- и розничного рынка электроэнергии	
4.1. Концепция «активного потребителя» в электроэнергетике и подходы к моделированию поведения участников рынка электроэнергии	74
4.2. Модель оптимизации поведения участников рынка электроэнергии при снижении объемов перекрестного субсидирования.....	77
4.3. Разработка модели для принятия участниками энергорынка решения «покупать» или «производить самостоятельно» электрическую и тепловую энергию	82
4.4. Моделирование поведения энергетических компаний	86
Заключение	92
Список использованных источников	95
Приложения	103

Сведения об авторах

Трачук Аркадий Владимирович – доктор экон. наук, профессор, руководитель Департамента менеджмента, научный руководитель факультета менеджмента ФГБОУ ВО «Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации», генеральный директор АО «Гознак»

Линдер Наталия Вячеславовна – кандидат экон. наук, профессор, заместитель руководителя Департамента менеджмента ФГБОУ ВО «Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации», руководитель лаборатории «Стратегии и инновации в бизнесе»

Зубакин Василий Александрович – доктор экон. наук, начальник Департамента координации энергосбытовой и операционной деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ»

Золотова Ирина Юрьевна – заместитель директора Института проблем ценообразования и регулирования естественных монополий НИУ ВШЭ

Володин Юрий Владимирович – кандидат экон. наук, доцент Департамента менеджмента, заместитель начальника управления экспорта АО «Гознак»

Введение

Электроэнергия является товаром, параметры которого изначально определены. Следовательно, можно предположить, что в контексте выбора источника энергоснабжения поведение потребителей будет в значительной степени определяться ценой на энергоресурсы. Однако при анализе поведения потребителей, которые принимают операционные и инвестиционные решения, следует учитывать, что действующие в настоящее время тарифы искажены в силу перекрестного субсидирования. Также на поведение потребителей оказывает влияние развитие новых технологий управления генерирующими и сетевыми объектами, технологии позволяют активно управлять не только производством, но и распределением электроэнергии, а значит, участники рынка могут выступать одновременно в роли потребителей и производителей электроэнергии. Изложенные обстоятельства влияют на поведение регуляторов и участников рынка, они переходят от концепции управления издержками (Supply Chain Management) к концепции взаимодействия с потребителями, вовлечения последних в цепочку создания стоимости (Demand Chain Management), то есть управления спросом.

В силу изменения подхода к управлению на рынке электроэнергии необходимо решить проблему перекрестного субсидирования, выражающуюся в поддержании искусственного ценового перекоса: меньшие цены на электроэнергию для населения и объектов социальной сферы за счет увеличенных тарифов для других потребителей, прежде всего промышленных компаний. Искаженный сетевой тариф стимулирует промышленных потребителей активно развивать собственную генерацию, снижать объемы покупаемой электроэнергии из централизованной сети, что оказывает негативное влияние на развитие электроэнергетики, рыночную капитализацию и способность генерирующих компаний и распределительных сетевых компаний привлекать заемные средства.

В монографии показаны виды и механизмы перекрестного субсидирования в компонентах конечной цены на электроэнергию, проведена оценка объемов перекрестного субсидирования, выявлены резервы рынка для снижения объемов перекрестного субсидирования при сохранении балансов всех участников энергорынка; показано влияние перекрестного субсидирования на поведение участников энергорынка.

Рассматривается моделирование оптимального поведения участников энергорынка – оптимизация экономических выгод всех участников в определенный период времени, которая предусматривает определение экономических выгод участников энергорынка, формирование графика оптимальной загрузки оборудования и режима работы собственной генерации с учетом ценовых сигналов, поступающих с рынка, разработку стратегии, включающей выбор графика работы собственной генерации и объемы выдачи выработанной самостоятельно электроэнергии в сеть.

В первой главе рассматриваются количественные и качественные показатели деятельности рынков тепло- и электроэнергии, определяются дальнейшие тенденции их функционирования. Исследование рынков тепло- и электроэнергии неразрывно связано с вопросами ценообразования. В работе проведен анализ ценообразования указанных видов энергии на оптовом и розничном рынках, выявлены резервы совершенствования работы рынков и ценообразования. Также рассматриваются вопросы государственного регулирования цен на рынке электроэнергии.

Во второй главе представлена история возникновения перекрестного субсидирования, анализируется изменение его механизмов на протяжении всего периода существования, приводится оценка его влияния на рынки тепло- и электроэнергии. В каждом из компонентов конечной цены на электроэнергию выявлены механизмы перекрестного субсидирования, на этой основе проведена оценка его объемов, проанализировано влияние объемов перекрестного субсидирования на экономическую эффективность субсидируемых и субсидирующих групп потребителей, а также на макроэкономические показатели. Предложена методология, позволяющая более точно оценивать объемы перекрестного субсидирования.

Третья глава посвящена вопросам моделирования влияния объемов перекрестного субсидирования на участников энергорынка, показано, что поэтапное снижение его объемов позволяет в большей степени учесть баланс интересов всех участников энергорынка. Смоделировано поэтапное снижение объемов перекрестного субсидирования как в целом по РФ, так и на примере двух регионов – Московской области (на 2016 год утверждены самые высокие тарифы на электроэнергию – 4,18 руб./кВт·ч) и Оренбургской области (утвержден самый низкий тариф на электроэнергию – 1,93 руб./кВт·ч).

Четвертая глава посвящена моделированию принятия оптимальных решений участниками энергорынка с учетом ценовых сигналов, поступающих с рынка, и возможностей производить электроэнергию самостоятельно.

Разработанная модель оптимизации экономических выгод всех участников энергорынка предусматривает определение экономических выгод участников энергорынка, формирование графика оптимальной загрузки оборудования и режима работы собственной генерации с учетом ценовых сигналов, поступающих с рынка, разработку стратегии, включающей выбор графика работы собственной генерации и объемы выдачи выработанной самостоятельно электроэнергии в сеть. Она позволит компаниям – потребителям электроэнергии обоснованно принимать решения покупать или производить электроэнергию самостоятельно.

Глава 1. Анализ принципов и условий формирования ценообразования на современном рынке электроэнергетики

1.1. Развитие рынка электроэнергетики в России: основные тенденции и перспективы

С начала перехода страны к рыночным отношениям энергетический рынок России дважды подвергался структурным реформам. В начале 1990-х гг. была создана двухуровневая структура регулируемых рынков: рынок «Единый покупатель» на федеральном уровне и регулируемые вертикально-интегрированные компании на уровне регионов. Вместе с тем модель рынка «Единый покупатель» была реализована на федеральном (общероссийском) оптовом рынке электрической энергии и мощности (ФОРЭМе) не полностью: электростанции в форме акционерных обществ (АО) и большинство вертикально-интегрированных энергетических компаний, участвующих в оптовом рынке, являлись дочерними компаниями РАО «ЕЭС России», которое фактически было монополистом на ФОРЭМе.

Второй этап реформ был начат в 2001 г., в результате деятельность монопольных вертикально-интегрированных электроэнергетических компаний была разделена на конкурирующие сферы: производство, передача и распределение, сбыт электроэнергии. Эти меры позволили привлечь иностранные инвестиции, в частности со стороны крупных компаний E. On (Германия), Enel (Италия), Fortum (Финляндия). В секторе сбыта функционируют государственные и частные сбытовые компании. Передача, распределение и диспетчеризация остались в ведении государства.

В результате реформирования сложилась двухуровневая модель рынка электроэнергетики и мощности (рис. 1). Двухуровневая модель электроэнергетического рынка России представляет собой комбинацию естественномонопольных (передача, распределение электроэнергии) и конкурентных видов деятельности (производство и сбыт). Включает оптовый и розничный рынки электроэнергетики, на которых реализуется электроэнергия и мощность.

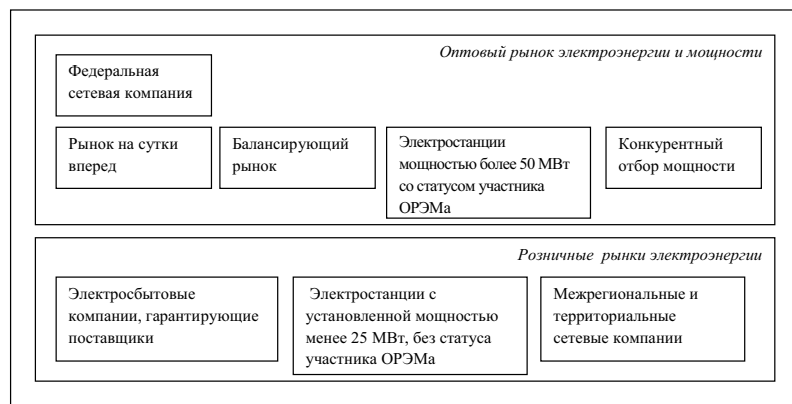


Рис. 1. Двухуровневая модель электроэнергетического рынка России

Мощность – товар, покупка которого предоставляет участнику оптового рынка право требовать от продавцов мощности поддерживать генерирующее оборудование в состоянии готовности к выработке электроэнергии [66]. На рынке мощности продается 80% всей обрабатываемой мощности (оставшаяся мощность предназначена для поставок населению по регулируемым договорам). Значение этого подвида оптового рынка для генерирующих компаний очень велико. Получаемая выручка составляет около 40% от общей выручки в год.

По данным Минэнерго РФ, по итогам 2015 г. общая установленная мощность генерирующих объектов в России увеличилась на 1,22%, до 243,19 ГВт, в том числе 235,31 ГВт – установленная мощность электростанций ЕЭС России¹ (тепловые электростанции (ТЭС) – 68,2%, гидроэлектростанции (ГЭС) – 20,6%, атомные электростанции (АЭС) – 11,2%). Новое генерирующее оборудование (4,8 ГВт), преимущественно в виде ТЭС, введено при реализации механизма договоров о предоставлении мощности (ДПМ): 76% в общей структуре ввода, в том числе 61% по ДПМ. АЭС обеспечили ввод 18% мощности. Остальную часть составили введенные мощности вне ЕЭС России (2,9%), ГЭС (2,1%) и ВИЭ (1,1%). Помимо введения новой мощности, 317 МВт (10,8% прироста мощности) было введено за счет модернизации действующих мощностей. Модернизация генерирующего оборудования позволила снизить удельные расходы на отпуск электрической энергии с 319,8 в 2014 г. до 317,6 г. у.т./кВт·ч в 2015 г. Достигнуты минимальные показатели за последние 15 лет. В стоимостном выражении экономия топлива составила более 3,5 млрд руб. от уровня 2014 г. [16]. Из эксплуатации был выведен 1,0%, или 2,4 ГВт, установленной на начало года мощности.

Наиболее эффективное использование установленной мощности происходит на АЭС. В течение 2015 г. коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) в целом был выше показателей 2014 г., максимальный уровень был достигнут в 1-м квартале (93–96%), минимальный уровень – в мае (74%). У ТЭС показатель КИУМ варьировал на уровне 37% (июнь) – 60% (февраль) и был в основном хуже показателей 2014 г. У ГЭС показатель варьировал в диапазоне 31% (1-й квартал) – 48% (май) и в целом оставался выше показателей 2014 г. (табл. 1) [3].

Таблица 1
Эффективность использования мощностей в рамках ЕЭС России в 2015 г. [26]

Производитель	Установленная мощность		Коэффициент использования установленной мощности, %		
	абсолютная, ГВт	доля в ЕЭС России, %	2015	2014	Изменения
ТЭС	160,2	68,1	47,21	48,59	– 1,38
ГЭС	47,9	20,3	38,29	40,53	– 2,24
АЭС	27,1	11,53	84,65	81,61	3,04
ВЭС	0,01	Менее 1	6,75	–	–
СЭС	0,06	Менее 1	8,43	–	–

¹ Единая энергетическая система России (ЕЭС России) состоит из 69 региональных энергосистем, которые, в свою очередь, образуют 7 объединенных энергетических систем: Востока, Сибири, Урала, Средней Волги, Юга, Центра и Северо-Запада. Все энергосистемы соединены межсистемными высоковольтными линиями электропередачи напряжением 220–500 кВ и выше и работают в синхронном режиме (параллельно). В электроэнергетический комплекс ЕЭС России входит около 700 электростанций мощностью свыше 5 МВт.

Низкая эффективность использования мощностей объясняется, в частности, износом основных фондов, что влияет на технико-экономическую неэффективность. В качестве положительной тенденции следует отметить устойчивое снижение износа основных фондов с 51,1% в 2010 г. до 47,3% в 2014 г. [31], что свидетельствует об устойчивом выполнении инвестиционных программ.

Обновление генерирующих мощностей обеспечивает инвестиционный механизм – ДПМ, поскольку по ним государство гарантирует оплату и рентабельность проектов. По итогам 2015 г. за счет ДПМ было введено 3319 МВт мощности (+1,5% к 2014 г.) (рис. 2). В 2015 г. производство электроэнергии в России составило 1049,9 млрд кВт·ч, в том числе в рамках ЕЭС России – 1026,9 млрд кВт·ч, что на 0,2% выше показателя 2014 г. (табл. 2) [30].

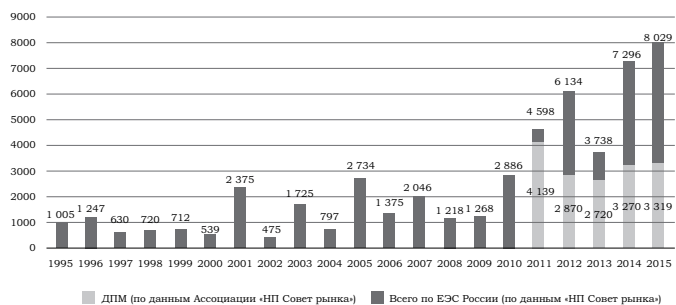


Рис. 2. Введение генерирующего оборудования, МВт, по данным НП «Совет рынка»

Таблица 2
Производство электроэнергии в ЕЭС России в 2015 г. (с учетом электростанций промышленных предприятий) [26]

Электро-энергия	Производство в 2015 г., млрд кВт·ч	Структура, %		Изменения 2015/2014, %
		2015	2014	
Всего	1026,9	100	100	100
ТЭС	671,4	65,4	66,1	99,13
ГЭС	160,2	15,6	16,3	95,87
АЭС	195,3	19,0	17,6	108,2
ВЭС	0,0061	Менее 1	—	—
СЭС	0,0073	Менее 1	—	—

В общей структуре производства электроэнергии по типам генерации произошли изменения: возросла доля атомной генерации до 19% (+1,4 п.п. к 2014 г.), доля тепловых и гидроэлектростанций сократилась. В долгосрочной перспективе к 2030 г. доля атомной генерации должна достигнуть 25–35% в общей структуре генерации [42]. Также стоит отметить, что в 2015 г. по-

лучена электроэнергия из возобновляемых источников энергии: ветряных (ВЭС) и солнечных электростанций (СЭС). Снижение выработки электроэнергии на ГЭС объясняется уменьшением в 2015 г. по сравнению с 2014 г. запасов воды в водохранилищах, на которых расположены основные гидроэлектростанции России.

В региональной структуре производства электроэнергии в рамках ЕЭС России почти половина (48,2%) вырабатываемой электроэнергии приходится на объединенную энергетическую систему Центра (ОЭС Центра) и Урала (ОЭС Урала). Наряду с ОЭС Северо-Запада (9,9% в общей структуре выработки) данные энергосистемы показали снижение объема выработки в 2015 г. По остальным четырем энергосистемам зафиксирован небольшой прирост.

По итогам 2015 г. потребление электроэнергии в РФ снизилось на 0,4% в сравнении с 2014 г. (по ЕЭС России – 0,6%), до 1036,4 млрд кВт·ч (по ЕЭС России – 1008,3 млрд кВт·ч). В основном сравнительно теплая зима привела к снижению потребления электроэнергии в энергосистеме на 2,3%, прежде всего в объединенных энергосистемах Средней Волги и Сибири [30].

В региональной структуре потребления электроэнергии снижение зафиксировано во всех объединенных энергосистемах ЕЭС России, за исключением ОЭС Юга и ОЭС Востока, на которые суммарно приходится только 12,1% потребления электроэнергии в рамках ЕЭС России.

По итогам 2015 г. превышение производства электроэнергии над ее потреблением в рамках ЕЭС России составило 18,6 млрд кВт·ч (или 1,8%, +0,7 п.п. к 2014 г.). В результате на 23,8% был увеличен экспорт электроэнергии (табл. 3).

Таблица 3
Показатели рынка электроэнергии, млрд кВт·ч [13; 75; 76]

Показатель	2015	2014	Изменения 2015/2014
Производство электроэнергии:			
всего	1049,9	1047,8	100,2
в рамках ЕЭС	1026,9	1024,8	100,2
Потребление электроэнергии:			
всего	1036,4	1040,6	99,6
в рамках ЕЭС	1008,3	1013,8	99,45
Экспорт электроэнергии	18,2	14,7	123,8
Импорт электроэнергии	6,7	6,5	103,1

В развитии электросетевого хозяйства в 2015 г. основное внимание было направлено на повышение эффективности работы электросетевых компаний, развитие конкурентной среды и снижение неплатежей. Для снижения операционных и удельных расходов был пересмотрен уровень потерь территориальных сетевых организаций (ТСО) и утверждена методика определения операционных расходов на базе сравнительного анализа [51]. С целью снизить перекрестное субсидирование и сократить число неэффективных

сетевых организаций были утверждены новые критерии ТСО и количественные показатели, направленные на повышение надежности и безопасности энергоснабжения потребителей.

По итогам 2015 г. было введено 26 802 км линий электропередачи (118,8% от плана [4], в том числе 87,9% за счет ПАО «Россети»). Ввод мощности трансформаторного оборудования составил 10,4 тыс. МВА (104% от плана), в том числе 81,6% за счет ПАО «ФСК ЕЭС» и ПАО «Россети» [5].

С целью повысить надежность энергоснабжения Министерство энергетики РФ ведет работу по внесению изменений в существующую модель нормативно-правового регулирования обеспечения готовности к осенне-зимнему периоду (ОЗП). У существующей модели есть недостатки: комиссионный формат, субъективность и непрозрачность, констатирующая функция вместо стимулирующей функции. Предполагается устранить их путем создания постоянно действующей системы мониторинга объектов энергоснабжения, повышения объективности критериев готовности к ОЗП и повышения ответственности за необеспечение готовности к ОЗП (введение административной ответственности) [72].

1.2. Принципы и методы ценообразования в электроэнергетике

Ценообразование строится в соответствии с принципами и конкретными механизмами формирования цен и тарифов. Торговля энергией и мощностью осуществляется на оптовом рынке мощности и электроэнергии, на розничных рынках электроэнергии. Электроэнергетический рынок территориально охватывает 90% территории России в границах ЕЭС. Оставшиеся 10% приходится на изолированные энергосистемы. В ценовых зонах оптового рынка (за исключением Республики Тыва и республик Северного Кавказа, где в рамках ценовых зон ОРЭМа осуществляется регулируемое ценообразование) в сфере производства электроэнергии и предоставления мощности функционирует конкурентная система ценообразования:

- в рамках торговли электроэнергией ОРЭМ подразделяется на ценовые зоны «Европа и Урал» (более 80% электростанций работают на газе и мазуте) и «Сибирь» (более 80% угольных электростанций);
- в рамках торговли мощностью в границах ОРЭМа функционирует 21 зона свободного перетока (ЗСП) мощности.

Различают два важнейших вида ценообразования:

- ценообразование, регулируемое государством, которое существует в различных вариантах: государственные органы устанавливают абсолютное значение цен (тарифов) либо методологию их определения;
- конкурентное (рыночное, свободное) ценообразование, при котором цены формируются на основе спроса и предложения без вмешательства государственных регулирующих органов; однако нередко государство ограничивает конкурентные цены верхним и нижним пределами.

Государственное регулирование ценообразования осуществляется во всех сферах электроэнергетики, но в различных пропорциях:

- *Производство электроэнергии и предоставление мощности.* Государственное регулирование проводится только в изолированных энергосистемах, неценовых зонах ОРЭМа, в рамках формирования регулируемых договоров для поставки электроэнергии (мощности) населению или при установлении тарифов на тепловую энергию. В ценовых зонах ОРЭМа возможно регулирование ценообразования производства электроэнергии только в отдельных границах ценовых зон (республики

Северного Кавказа, Республика Тыва) либо при установлении тарифов на мощность для «вынужденной» генерации (ВГ) – электростанций, которые невозможно вывести с рынка электроэнергии по социально-экономическим или технологическим причинам;

- *Передача и распределение электроэнергии.* Государственное регулирование осуществляется в полном объеме на всей территории;
- *Сбыт электроэнергии.* Государственное регулирование осуществляется, если деятельность сбытовых компаний включает в себя поставку электроэнергии населению.

Также государственное регулирование проводится для субъектов коммерческой и технологической инфраструктуры электроэнергетического рынка – системного оператора и администратора торговой системы ОРЭМа. Конкурентное ценообразование осуществляется на рынке на сутки вперед (РСВ), балансирующем рынке (БР) и конкурентном отборе мощности (КОМе).

Оптовый рынок функционирует на территории регионов, объединенных в ценовые зоны (рис. 3). Чтобы получить статус участника оптового рынка, организации должны удовлетворять установленным требованиям [6; 10].



Рис. 3. Ценовые зоны оптового рынка электроэнергии и мощности (по данным НП «Совет рынка»)

С 2008 г. торговля мощностью на оптовом рынке осуществляется по свободным ценам в рамках договоров купли-продажи электроэнергии либо на основе механизма КОМа. ОАО «СО ЕЭС» (Системный оператор) проводит необходимые процедуры КОМа, в частности отбирает ценовые заявки поставщиков с учетом критерия покрытия спроса и минимизации цены для потребителей в силу технических и технологических ограничений. В результате ежегодно определяется перечень генерирующих предприятий, экономические параметры которых удовлетворяют заданным ценам. Мощность, не прошедшая конкурентный отбор, не оплачивается, исключение составляют генерирующие объекты, работа которых необходима для поддержания работы энергосистемы (статус вынужденного поставщика). Рост

числа вынужденных поставщиков приводит к увеличению тарифной нагрузки на весь рынок.

До 2015 г. КОМ проводились только на один год вперед (на следующий год). В 2015 г. изменена модель КОМа: начиная с 2016 г. мощность ежегодно отбирается на несколько последующих лет: в 2015 г. КОМ проводился в два этапа: на 2016 и 2017–2019 гг. [44]. Результаты КОМа на 2015 г. свидетельствуют о существенном росте объема неоплачиваемой мощности: с 3,6 ГВт в 2014 г. до 16 ГВт в 2015 г. за счет роста предложения мощности на 3,8% и одновременного снижения спроса на 2,7%. При этом существенно вырос объем ввода мощности по ДПМ (на 37%, до 28,4 ГВт) и снизился объем «вынужденной» мощности (на 34,3%, до 5,1 ГВт), что является положительным сигналом. На 2016 г. заложен трехкратный скачок объема закупок «вынужденной» мощности (до 14,6 ГВт). Это увеличит долю коммерчески неэффективной мощности с 3% в 2015 г. до 7% в 2016 г. в общей структуре спроса и станет негативным сигналом о технико-экономическом состоянии мощностей в энергосистеме. На последующие годы заложено планомерное снижение такой мощности до 5% к 2019 г., которое должно уменьшить новую нагрузку на тариф.

С 2016 г. вводится более гибкая модель КОМа, которая призвана обеспечить выравнивание спроса и предложения. Также ожидается рост ввода мощности по ДПМ, что должно улучшить технико-экономические показатели отрасли. По результатам отбора мощности на 2016–2019 гг. получен минимальный либо отрицательный прирост стоимости мощности, что будет способствовать снижению инфляционного давления на экономику (табл. 4).

Таблица 4

Результаты реализации мощности на оптовом рынке электроэнергии

Год	Предложение, МВт (% к предыд. году)	Подлежит оплате на оптовом рынке, МВт (% к итогу)				Цена по ценовым зонам, руб./МВт в мес.			Фиксация цены
		Спрос, всего	по ДМП	в статусе вынужденная	в результате отбора по КОМу	1 ЦЗ, % к предыд. году	2 ЦЗ, % к предыд. году		
2014	192 197 (100%)	188 638 (100%)	20 731 (11%)	7 690 (4%)	160 217 (85%)	140 356 (97%)	144 000 (132%)	По зонам свободных перетоков	
2015	199 536 (103,8%)	183 556 (100%)	28 400 (15%)	5 050 (3%)	150 106 (82%)	132 800 (85–95%)	144 000–179 000 (148–124%)		
2016	197 562 (99%)	196 881 (100%)	28 547 (14%)	14 616 (7%)	153 718 (78%)	112 624 (98%)	189 191 (129%)		
2017	200 416 (101,1%)	201 123 (100%)	33 805 (17%)	10 011 (5%)	157 307 (78%)	110 993 (98%)	185 740 (103,2%)	По ЦЗ	
2018	202 416 (100,9%)	201 123 (100%)	33 805 (17%)	10 011 (5%)	157 307 (78%)	110 993 (98%)	185 740 (102,2%)		
2019	204 246 (100,9%)	202 353 (100%)	35 803 (18%)	9 608 (5%)	156 942 (78%)	110 451 (99,5%)	190 281 (102,4%)		

Реализация электроэнергии на оптовом рынке осуществляется по ценовым зонам (рис. 3) в следующих сегментах:

- рынок на сутки вперед (РСВ) – основной сегмент, который обеспечивает свободное определение цены на основе спроса и предложения с разбивкой по часам на следующие сутки; на нем реализуется порядка 72% производимой в России электроэнергии (по итогам 2015 г.)²;
- балансирующий рынок (БР) функционирует в режиме реального времени по свободным ценам для компенсации отклонений фактического потребления от планового; его работу обеспечивает Системный оператор, управляющий объектами генерации в режиме реального времени; реализуется порядка 4% электроэнергии;
- регулируемые договора (РД) обеспечивают реализацию фиксированного объема электроэнергии по регулируемым ценам для неценовых зон и населения и приравненным к ним группам в рамках ценовых зон; реализуется 14,1% электроэнергии;
- двусторонние договора по свободным ценам.

В целом в 2015 г. объем покупки электроэнергии на оптовых рынках РСВ и РД вырос на 23,4%, до 741,1 млн МВт·ч в первой ценовой зоне (1 ЦЗ) и на 19,3%, до 197,3 млн МВт·ч – во второй ценовой зоне (2 ЦЗ) по отношению к 2014 г. При этом в структуре покупок несколько опережающими темпами выросла доля покупок по РД, что идет вразрез с планами либерализации рынка электроэнергии. В среднем за год равновесная цена покупки электроэнергии в первой ЦЗ снизилась на 1,6%, до 1108,1 руб./МВт·ч и выросла на 15,8% во второй ЦЗ – до 883,2 руб./МВт·ч (табл. 5).

Таблица 5

Оптовый рынок электроэнергии в 2015 г. [2]

Ценовая зона	Количество участников			Куплено электроэнергии, МВт·ч (%)			Равновесная цена покупки (в среднем за год), руб./МВт·ч
	продавцы	покупатели	покупатель-продавец	всего	по РД (%)	по регулируемым ценам на РСВ	
Европа и Урал (1 ЦЗ)	193	44	6	741,09 (100%)	123,62 (17%)	587,14 (79%)	1108,1
Сибирь (2 ЦЗ)	46	27	3	197,33 (100%)	24,51 (12%)	169,28 (86%)	883,2

На БР в 2015 г. было реализовано 35 млн МВт·ч в первой ценовой зоне и 8 млн – во второй, что составляет порядка 4–5% от объемов, торгуемых на РСВ и РД [2]. Объемы торгов на БР по отношению к 2014 г. снизились на 4,7% для первой ЦЗ и на 10,4% для второй ЦЗ, а значит, участники рынка лучше прогнозируют свои объемы потребления электроэнергии.

С 2013 г. на оптовом рынке электроэнергии функционирует система финансовых гарантий³. По итогам 2015 г. задолженность на оптовом рын-

² Конкурентный отбор ценовых заявок проводится коммерческим оператором ПАО «АТС».

³ Справочно: обязательства по предоставлению финансовых гарантий (банковская гарантия, договор поручительства, обеспечительный платеж) возникают у покупателя, имевших нарушение сроков оплаты обязательств в отношении контрольных дат платежей. Непредоставление финансовых гарантий грозит лишением статуса субъекта оптового рынка. По состоянию на 2016 г. в системе финансовых гарантий на оптовом рынке электроэнергии и мощности аккредитовано 16 банков [33].

ке электроэнергии выросла на 13,2%, до 52,6 млрд руб. (с НДС). По сравнению с 2014 г. общая структура задолженности не изменилась (рис. 4). Основная часть долга (60%) приходится на Северо-Кавказский федеральный округ (СКФО). При этом наиболее крупные федеральные округа-должники по итогам года только увеличили свою задолженность: СКФО (+16,5%), ЮФО (+18,7%), СЗФО (+25,4%).

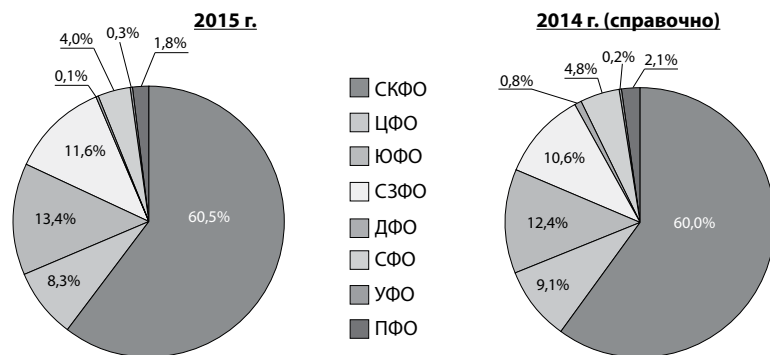


Рис. 4. Структура задолженности на оптовом рынке электроэнергии по федеральным округам на конец 2015 г. (по данным НП «Совет рынка»)

Реализация электроэнергии на розничном рынке. Стоимость электроэнергии для конечного потребителя на розничном рынке зависит от механизма ценообразования. Для населения и приравненных к нему категорий потребителей, а также в рамках неценовых зон (рис. 3) используются регулируемые цены, которые дифференцируются по регионам, суточному времени потребления и другим параметрам (Федеральный закон 2003; Постановление 2011). В рамках пилотных регионов с 2012 г. в механизм ценообразования введена социальная норма потребления [53], которая должна решить проблему перекрестного субсидирования в отрасли и стимулировать практику энергосбережения.

По результатам работы в 2015 г. заложен рост предельных значений тарифов на электроэнергию на 2016 г. (табл. 6). Так, минимальный рост тарифов составляет 1,5%, максимальный – 10,5% с учетом границ тарифов (без учета социальных групп граждан и объемов потребления). В среднем по стране рост – 7,6%. Если сравнивать первое и второе полугодия, на основной части страны ожидается более быстрый рост тарифа – в среднем на 8,1%, что соответствует динамике 2015/2014 гг. (8,0%). По сравнению с 2015 г. минимальные границы тарифа на 2016 г. в среднем сдвинуты вверх на 5,5% для первого и на 9,3% для второго полугодия [53]. Данные обстоятельства свидетельствуют о значительном инфляционном давлении на экономику за счет роста тарифов на электроэнергию.

Таблица 6
Предельные значения тарифов, руб./кВт·ч (с НДС)
на электроэнергию на 2015 и 2016 гг.

Регион	2015* [50]				2016 [46]			
	1-е полугодие		2-е полугодие		1-е полугодие		2-е полугодие	
	min	max	min	max	min	max	min	max
Пилотные регионы введения соц. нормы*:								
	в пределах соц. нормы		2,03		2,03		2,23	
сверх соц. нормы		3,08		3,25		3,59		
Отношение субъектов РФ к ценовым зонам оптового рынка (предельные значения):								
	в рамках		0,84		0,90		0,98	
	за пределами		1,36		1,38		1,49	

* Владимирская область, Орловская область, Ростовская область, Нижегородская область, Красноярский край, Забайкальский край.

Для остальных групп конечных потребителей, не относящихся к населению либо неценовым зонам, розничные цены на электроэнергию включают:

- нерегулируемую цену электроэнергии и мощности на оптовом рынке (рассчитывается ОАО «АТС» для каждого поставщика);
- тариф на передачу электроэнергии (40% и более от конечной цены электроэнергии устанавливает региональный орган исполнительной власти (РОИВ), он включает также расходы на передачу электроэнергии для населения (проблема перекрестного субсидирования));
- инфраструктурные платежи (расчеты с коммерческим оператором ПАО «АСТ», с Системным оператором ОАО «СО ЕЭС», Центром финансовых расчетов – всего менее 1% от конечной цены электроэнергии);
- сбытовые надбавки гарантирующему поставщику (с 2013 г. устанавливаются как процент от цены покупки электроэнергии гарантирующим поставщиком на оптовом рынке, регулируется РОИВ; в конечной цене электроэнергии составляет 2–5%) (рис. 5).

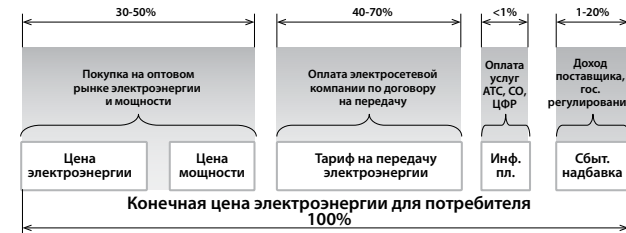


Рис. 5. Структура цены электроэнергии с учетом мощности для промышленных потребителей

На розничном рынке электроэнергии задолженность росла опережающими темпами по сравнению с оптовым рынком, однако в целом результаты сопоставимы: рост на 15,9%, до 175,1 млрд руб. (с НДС). Более 50% задолженности на розничном рынке приходится на непромышленных потребителей электроэнергии, у них, как и у населения, наибольший абсолютный прирост задолженности по итогам года: 13,7 млрд руб. и 5,4 млрд руб. (с НДС). Относительно хорошую платежную дисциплину демонстрируют сельхозтоваропроизводители, их доля в структуре задолженности невелика – 1,3% (рис. 6).

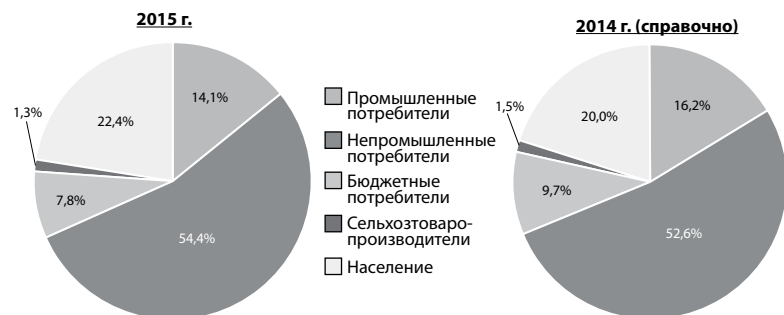


Рис. 6. Структура задолженности на розничном рынке электроэнергии по группам потребителей на конец 2015 г. (по данным НП «Совет рынка»)

С целью снизить неплатежи по инициативе Минэнерго РФ 3 ноября 2015 г. был принят федеральный закон, который предусматривает:

- установление размера неустойки за несвоевременную оплату энергоресурсов;
- уточнение действующих норм, направленных на внедрение системы гарантий оплаты потребителей энергоресурсов;
- увеличение административной ответственности за самовольное подключение к сетям и безучетное потребление электроэнергии и иных энергетических ресурсов.

В 2016 г. велась подготовка необходимых проектов актов Правительства Российской Федерации [16].

Ценообразование в теплоэнергетике регулируется приказом ФАС России [47], в котором были установлены предельные уровни роста тарифов на тепловую энергию, поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям, в среднем по субъектам Российской Федерации на 2015 г. С 1 января по 31 октября 2016 г. темпы роста составили от 1,4 до 7,1% в зависимости от региона. Для сравнения: годом ранее темпы роста тарифов на тепловую энергию в большинстве регионов составляли от 10,0 до 19,6%.

Цены (тарифы) на тепловую энергию в среднем по Российской Федерации представлены на основе данных Росстата (табл. 7).

Таблица 7

Цены (тарифы) на тепловую энергию в Российской Федерации в 2013–2016 гг.

Показатель	2013	2014	2015	Прогноз 2016
Цена производителей на тепловую энергию, руб./Гкал	818,0	944,9	1006,6	6,5%
В том числе:				
Теплоэнергия, отпущенная электростанциями	696,6	789,4	813,6	3,1%
Теплоэнергия, отпущенная котельными	1290,9	1436,6	1479,8	3,0%
В том числе:				
Теплоэнергия в паре	670,2	752,3	778,5	3,5%
Теплоэнергия в горячей воде	845,8	972,0	1035,6	6,5%
Тариф на отопление для населения, руб./Гкал	1406,3	1529,3	1620,1	5,9%
Цена тепловой энергии для промышленных потребителей, руб./Гкал	856,7	964,1	996,7	3,4%
Теплоэнергия, отпущенная электростанциями	828,1	918,8	967,7	5,3%
Теплоэнергия, отпущенная котельными	984,5	1175,2	1138,6	– 3,1%
Соотношение цены для промышленных потребителей и отпускной цены производителя	104,7%	102,0%	100,9%	– 1,1 п.п.
Теплоэнергия, отпущенная электростанциями	118,9%	116,4%	118,9%	+2,5 п.п.
Теплоэнергия, отпущенная котельными	76,3%	81,8%	76,9%	– 4,9 п.п.

Цена тепловой энергии, отпускаемой котельными, для промышленных потребителей оказывается ниже отпускной цены производителей примерно на 20–25% на всем периоде 2012–2014 гг., что определяет убыточность данного сектора.

Сравнительно низкий уровень средних цен (тарифов) на тепловую энергию наблюдается в Уральском, Сибирском и Приволжском федеральных округах, поскольку там много крупных промышленных городов с преобладанием когенерационных ТЭС и, как следствие, сниженными издержками на производство тепловой энергии.

1.3. Тарифная политика и перекрестное субсидирование в электроэнергетике

Сложившаяся к настоящему времени система цен на электроэнергию является отражением изменений, происходящих последние годы в экономике страны: перехода от государственного регулирования к рыночным отношениям, разделения конкурентных (производство) и монопольных (передача) видов деятельности, связанных с процессом энергоснабжения потребителей.

Для конечных потребителей розничная цена на электроэнергию формируется с учетом следующих компонентов, отражающих основные бизнес-процессы:

- цена на электрическую энергию и мощность на оптовом рынке (и /или приобретаемой от розничной генерации);
- тариф на оказание услуг по передаче электроэнергии;
- бытовая надбавка гарантирующего поставщика (или оплата услуг независимых сбытовых организаций);
- тарифы на оказание услуг инфраструктурных организаций, которые являются неотъемлемой частью процесса снабжения электрической энергией потребителей.

В структуре конечной цены на электроэнергию наибольшая доля (в 2014 г. – 67%) приходится на оплату производства электрической энергии (мощности) на оптовом и розничном рынках (рис. 7).

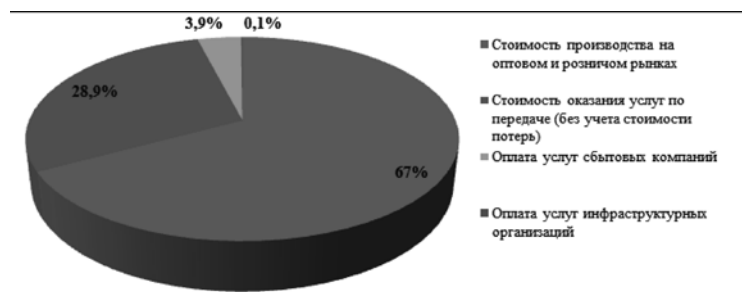


Рис. 7. Структура цены на электрическую энергию для потребителей в 2014 г. (по данным ФСТ России)

Формирование (установление) отдельных составляющих розничной цены на электрическую энергию осуществляется посредством государственного регулирования (в части установления тарифов на услуги по передаче электроэнергии, сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков и тарифов инфраструктурных компаний), на основании действующих рыночных механизмов в отрасли (при ценообразовании на оптовом рынке), на основании договорных отношений между участниками рынка. Кроме того, полностью государственному регулированию на территории Российской Федерации подлежат:

- конечная цена на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей⁴;
- цены (тарифы) для потребителей расположенных на территориях неценовых зон (Дальний Восток, Архангельская и Калининградская области, Республика Коми) и в изолированных регионах;
- цены (тарифы) для потребителей, расположенных на территориях зон с особыми условиями функционирования оптового и розничного рынков электрической энергии (республики Северо-Кавказского федерального округа, Республика Тыва).

Несмотря на реформирование и либерализацию отрасли, в настоящее время в электроэнергетике сохраняется ряд острых проблем (включая проблему перекрестного субсидирования, создающую неправильные ценовые сигналы для игроков), без ликвидации которых невозможно дальнейшее полноценное развитие рыночных отношений, эффективное функционирование участников рынка и экономики страны в целом.

Нерегулируемые цены. На территориях субъектов Российской Федерации, объединенных в ценовые зоны оптового рынка, электрическая энергия (мощность) продается по нерегулируемым ценам, за исключением продажи электрической энергии (мощности) населению и приравненным к нему категориям потребителей. Гарантирующие поставщики продают

⁴ К населению приравнены группы потребителей: исполнители коммунальных услуг; садоводческие, огороднические или дачные некоммерческие объединения граждан; определенные юридические лица; религиозные организации; сбытовые организации в целях дальнейшей продажи населению и др. [40].

электрическую энергию (мощность) по нерегулируемым ценам в рамках предельных уровней нерегулируемых цен, определяемых и применяемых в соответствии с Основными положениями [41]. Энергосбытовые (энерго-снабжающие) организации продают электрическую энергию (мощность) по свободным нерегулируемым ценам. Производители электрической энергии (мощности) продают электрическую энергию (мощность) по свободным нерегулируемым ценам на розничных рынках, за исключением случаев продажи электрической энергии (мощности) гарантирующему поставщику [41]. Предельные уровни нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность) рассчитываются гарантирующим поставщиком по следующим ценовым категориям:

- первая – для объемов покупки электрической энергии (мощности), учет которых осуществляется в целом за расчетный период;
- вторая – для объемов покупки электрической энергии (мощности), учет которых осуществляется по зонам суток расчетного периода;
- третья – для объемов покупки электрической энергии (мощности), в отношении которых в расчетном периоде осуществляется почасовой учет и стоимость услуг по передаче электрической энергии определяется по тарифу в одноставочном выражении;
- четвертая – для объемов покупки электрической энергии (мощности), в отношении которых в расчетном периоде осуществляется почасовой учет, стоимость услуг по передаче электрической энергии определяется по тарифу в двуставочном выражении;
- пятая – для объемов покупки электрической энергии (мощности), в отношении которых в расчетном периоде осуществляются почасовое планирование и учет, стоимость услуг по передаче электрической энергии определяется по тарифу в одноставочном выражении;
- шестая – для объемов покупки электрической энергии (мощности), в отношении которых в расчетном периоде осуществляются почасовое планирование и учет, стоимость услуг по передаче электрической энергии определяется по тарифу в двуставочном выражении.

Ценовые категории электроэнергии – тарифы на электроэнергию для предприятий, при выборе которых потребитель рассчитывается с поставщиком электроэнергии по ценам, которые складываются по различным принципам, которые присущи выбранному тарифу. Понятие было введено 1 января 2012 г.

Первая ценовая категория – цена покупки мощности на ОРЭМе уже учтена в цене электроэнергии, поэтому потребитель оплачивает весь потребленный объем за месяц по одной цене. Передача электроэнергии заложена в цену по одноставочному тарифу. Эта ценовая категория доступна только малым потребителям, имеющим энергопринимающие устройства с максимальной мощностью менее 670 кВт.

Во второй ценовой категории мощность также включена в цену электроэнергии, как и в первой категории, однако в счете будет две или три цены, в зависимости от того, какой вариант второй ценовой категории выбрал потребитель. Она может быть двухзонной (день/ночь) и трехзонной (пик/полупик/ночь). Передача учтена по одноставочному тарифу, ценовая категория также недоступна для потребителей, имеющих энергопринимающие устройства с максимальной мощностью более 670 кВт.

Во всех ценовых категориях, кроме первой и второй, электроэнергия оплачивается по часам, в счете за электроэнергию учитываются электроэнер-

гия и мощность. Плата за электроэнергию взимается каждый час по разной цене, поэтому для работы по этим ценовым категориям необходим почасовой учет электроэнергии. Учитывается одноставочный тариф на передачу, как в первой и второй ценовых категориях. В пятой ценовой категории потребитель обязан планировать свое почасовое потребление на сутки вперед и оплачивать отклонения, которые включаются в цену электроэнергии.

В четвертой и шестой ценовых категориях электроэнергия оплачивается по часам, отдельно взимается плата за мощность, как в третьей и пятой ценовых категориях. Однако передача заложена в цену уже по двуставочному тарифу, то есть отдельно оплачивается ставка за содержание сетей и ставка за потери в сетях, ставку за потери поставщик обычно включает в цену электроэнергии. Поэтому в счете участвуют электроэнергия, мощность – покупка и мощность – передача.

В шестой ценовой категории, аналогично пятой, возникают обязательства по планированию почасового потребления и оплате отклонений (табл. 8).

Таблица 8
Сравнение ценовых категорий электроэнергии

Ценовая категория	Различия в ценообразовании			
	Покупка		Передача	
	Электроэнергия	Мощность	Потери в сетях	Содержание сетей
I	Электроэнергия включает в себя цену мощности и рассчитывается в целом за расчетный период по одной цене		Одноставочный тариф на передачу, ставка за потери и ставка за содержание приведены к одной величине, взимаемой с каждого кВт·ч	
II	Электроэнергия включает в себя цену мощности и рассчитывается отдельно для каждой из зон суток (день/ночь или ночь/полупик/пик)			
III	Цена электроэнергии рассчитывается интервально (разная в каждый час месяца)	Мощность оплачивается как отдельный товар, объем мощности определяется в зависимости от нагрузки потребителя в пиковые часы	Ставка за потери умножается на потребленный за месяц объем электроэнергии	Ставка за содержание на передачу умножается на объем сетевой мощности
IV				
V			Аналогично IV ценовой категории	
VI			Аналогично IV ценовой категории	

Предельные уровни нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность) дифференцируются в зависимости от уровня напряжения и величины максимальной мощности принадлежащих потребителю энергопринимающих устройств в соответствии с дифференциацией тарифов на услуги по передаче и сбытовых надбавок генерирующих поставщиков, которые устанавливаются в виде процента от цен (тарифов) на электроэнергию и (или) мощность на оптовом рынке.

Значения предельных уровней нерегулируемых цен публикуются в официальных сайтах гарантирующих поставщиков или в официальном печатном издании не позднее чем через 15 дней после окончания расчетного периода [41].

Для определения и применения предельных уровней нерегулируемых цен гарантирующим поставщиком коммерческий оператор оптового рынка публикует на своем официальном сайте следующие составляющие предельных уровней нерегулируемых цен и параметры, используемые для расчета:

- фактический объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком на оптовом рынке за соответствующий расчетный период;
- объем фактического пикового потребления гарантирующего поставщика на оптовом рынке за соответствующий расчетный период;
- коэффициент оплаты мощности для соответствующей зоны суток расчетного периода;
- средневзвешенную нерегулируемую цену на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемую за соответствующий расчетный период по результатам конкурентных отборов на сутки вперед и для балансирования системы;
- дифференцированную по зонам суток расчетного периода средневзвешенную нерегулируемую цену на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке;
- дифференцированную по часам расчетного периода нерегулируемую цену на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемую по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед;
- дифференцированную по часам расчетного периода нерегулируемую цену на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемую по результатам конкурентных отборов ценовых заявок на сутки вперед и для балансирования системы;
- дифференцированную по часам расчетного периода нерегулируемую цену на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемую по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы в отношении объема превышения фактического потребления над плановым;
- дифференцированную по часам расчетного периода нерегулируемую цену на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемую по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы в отношении объема превышения планового потребления над фактическим;
- приходящуюся на единицу электрической энергии разницу предварительных требований и обязательств, рассчитанных на оптовом рынке по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед;
- приходящуюся на единицу электрической энергии разницу предварительных требований и обязательств, рассчитанных на оптовом рынке по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы;
- средневзвешенную нерегулируемую цену на мощность на оптовом рынке (по данным НП «Совет рынка»).

Регулируемые цены устанавливаются на основании одобренного Правительством Российской Федерации прогноза социально-экономического развития на очередной год. Федеральная служба по тарифам Российской Федерации устанавливает предельные минимальные и максимальные уровни регулируемых тарифов на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей.

Предельные максимальные и минимальные уровни тарифов могут устанавливаться с календарной разбивкой как в среднем по субъектам Российской Федерации, так и отдельно для гарантирующих поставщиков и других энергообеспечивающих организаций с учетом региональных и иных особенностей.

Предельные минимальные и (или) максимальные уровни регулируемых тарифов на электрическую энергию (мощность), поставляемую гарантирующими поставщиками, энергосбытовыми (энергообеспечивающими), к числу потребителей которых относится население и (или) приравненные к нему категории потребителей, устанавливаются исходя из полных объемов потребления электрической энергии (мощности), утвержденных при формировании сводного прогнозного баланса.

На розничном рынке региональные службы по тарифам субъектов Российской Федерации устанавливают регулируемые тарифы на электрическую энергию (мощность) для граждан-потребителей и приравненных к ним категориям потребителей в рамках предельных уровней тарифов.

В неценовых зонах оптового рынка при определении цен на электрическую энергию (мощность), поставляемую на розничных рынках конечным потребителям, применяются принципы трансляции цен оптового рынка, установленные «Основными положениями», а также «Правилами применения цен (тарифов), определения стоимости электрической энергии (мощности), реализуемой на розничных рынках по регулируемым ценам (тарифам), оплаты отклонений фактических объемов потребления электрической энергии (мощности) от договорных, а также возмещения расходов в связи с изменением договорного объема потребления электрической энергии (мощности) на территориях, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка» [49]. Трансляция цен оптового рынка осуществляется в отношении всех конечных потребителей, за исключением населения и приравненных к нему категорий потребителей.

Цены трансляции, рассчитываемые сбытовыми компаниями в соответствии с [49], определяются исходя из регулируемых тарифов, установленных для соответствующей категории потребителей, и стоимости покупки электрической энергии и мощности на оптовом рынке гарантирующим поставщиком (энергосбытовой организацией). Население и приравненные к нему потребители оплачивают электрическую энергию (мощность) по тарифам, установленным органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации.

Регулируемые тарифы на розничных рынках неценовых зон (кроме населения и приравненных к нему категорий потребителей) устанавливаются регулирующими органами субъектов Российской Федерации одновременно в трех вариантах:

- одноставочная цена (тариф), включающая в себя полную стоимость поставки 1 кВт·ч электрической энергии с учетом стоимости мощности;
- одноставочная, дифференцированная по 2 и 3 зонам времени суток цена (тариф), включающая в себя полную стоимость поставки 1 киловатт-часа электрической энергии с учетом стоимости мощности;
- трехставочная цена (тариф), включающая в себя ставку за 1 кВт·ч электрической энергии, ставку за 1 кВт мощности, оплачиваемой потребителем (покупателем в отношении указанного потребителя) в расчетный период в соответствии с «Основными положениями», ставку за 1 кВт мощности, определяемой в соответствии с «Правилами не-

дискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг» и прогнозным балансом.

Потребители с максимальной мощностью не менее 670 кВт могут применять только трехставочную цену (тариф), остальные потребители могут выбрать любой из трех вариантов тарифов.

В неценовых зонах оптового рынка для потребителей розничных рынков трансляция осуществляется в два этапа: доведение цены оптового рынка до конечных потребителей (базовая часть трансляции) и оплата отклонений розничными потребителями. Отклонения оплачивают только потребители с максимальной мощностью не менее 670 кВт. Потребители с максимальной мощностью менее 670 кВт оплачивают электрическую энергию (мощность) в базовой части трансляции и не оплачивают отклонения фактического объема потребления электрической энергии от договорного.

Базовая часть трансляции предполагает, что в ценах для потребителей розничных рынков учтено отличие стоимости электрической энергии (мощности), определяемой исходя из сложившихся электроэнергетических режимов, от стоимости электрической энергии (мощности), рассчитываемой исходя из балансовых объемов. Указанные факторы учитываются путем прибавления к тарифу, установленному для потребителя, произведения удельной стоимости электрической энергии (мощности) на оптовом рынке, являющейся составной частью регулируемой цены (тарифа), и коэффициентов, отражающих долю потребления электрической энергии (мощности) населением, отличие сложившейся стоимости электрической энергии (мощности) от стоимости объемов электрической энергии (мощности), определенных для гарантирующего поставщика (энергосбытовой организации) в прогнозном балансе. Стоимость отклонений, оплачиваемых на оптовом рынке гарантирующим поставщиком (энергосбытовой компанией), не учитывается при определении цен базовой трансляции.

Отклонения фактического объема потребления от договорного потребители с максимальной мощностью не менее 670 кВт оплачивают с применением повышающих (понижающих) коэффициентов. В основу трансляции отклонений положен принцип индивидуальной ответственности каждого потребителя за соблюдение почасовых объемов потребления (потребители с максимальной мощностью не менее 670 кВт обязаны планировать собственное потребление в почасовом режиме). Потребители с максимальной мощностью менее 670 кВт не оплачивают отклонения и не обязаны планировать собственное почасовое потребление.

Наиболее ярким примером тарифной политики последних лет является перекрестное субсидирование – перераспределение нагрузки по оплате электроэнергии между различными группами потребителей, когда одни группы потребителей фактически оплачивают часть стоимости потребленной другими потребителями электроэнергией. Перекрестное субсидирование было введено в 1990-х гг. как один из механизмов защиты от повышения расходов малообеспеченных слоев населения за потребляемую электроэнергию в условиях галопирующей инфляции 1990-х гг.

Для населения были введены тарифы за электроэнергию, которые во многих регионах значительно отличаются от реальной ее стоимости. По оценке Минэнерго России, дотация населению со стороны промышленности, или перекрестное субсидирование, составляет около 240 млрд руб. в год [16]. При этом потребление электроэнергии населением неоднородно. Существуют домовладения, где потребляют больше электроэнергии, в несколько раз

превышая усредненную норму. По данным Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике [70] составлена динамика объемов перекрестного субсидирования в электроэнергетике России за 2008–2015 гг. (рис. 8).

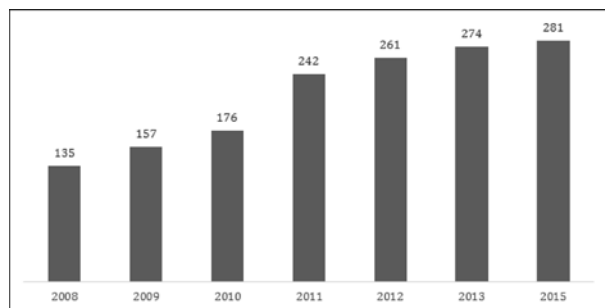


Рис. 8. Динамика перекрестного субсидирования в электроэнергетике России, млрд руб. с НДС (по данным Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике)

Дальнейшая практика функционирования системы перекрестного субсидирования привела к парадоксальному соотношению цен электроэнергии промышленным предприятиям к ценам электроэнергии для населения: так, в 2015 г. данное соотношение составляло 1,34, хотя в действительности должно быть менее 1,00 по той причине, что в процессе доставки электроэнергии населению не раз происходит трансформация до уровня низкого напряжения с формированием сопутствующих технологических потерь в электросетевой инфраструктуре, тогда как для промышленных потребителей трансформация осуществляется в основном до уровня среднего первого, среднего второго или нижней границы высокого напряжения (для сравнения: в Великобритании – 0,56, в США – 0,48) (рис. 9), но и к дополнительной экономической нагрузке в первую очередь на электроёмкие промышленные предприятия, к которым относятся химическое и металлургическое производства. Условная составляющая перекрестного субсидирования в средневзвешенной цене на российском рынке электроэнергии составляет более 12%.

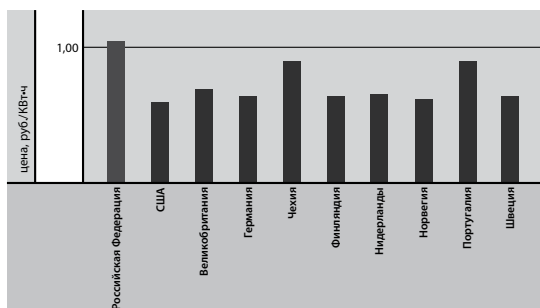


Рис. 9. Соотношение цены на электроэнергию для промышленности и населения в разных странах мира

В части регулирования электросетевого комплекса предстоит решить следующие задачи:

- обеспечение прозрачности и справедливости распределения нагрузки по перекрестному субсидированию между категориями бизнеса, включая потребителей, присоединенных к единой национальной (общероссийской) электрической сети;
- постепенное снижение объема перекрестного субсидирования;
- изменение его структуры с целью обеспечить более эффективную адресную поддержку малоимущих и социально защищаемых категорий потребителей [16].

С 1997 г. государство проводит политику по сокращению перекрестного субсидирования, но пока она не принесла существенных результатов: с одной стороны, незначительное повышение цен на электроэнергию для населения нивелируют инфляционные процессы, с другой – одномоментное повышение цен в электроэнергетике сдерживает политический фактор: отмена перекрестного субсидирования в некоторых регионах увеличит цены на электроэнергию для населения более чем в два раза и вызовет социальную напряженность.

В качестве одной из мер предлагалось ввести с апреля 2016 г. для населения во всех регионах (за исключением технологически изолированных от единой энергосистемы) социальную норму электропотребления, дифференцирующую стоимость электроэнергии в зависимости от количества ее потребления, причем оплата не менее 70% уровня электропотребления будет производиться по льготному тарифу, устанавливаемому в границах 90 и 97% от уровня установленного предельного минимального и максимального уровня цен электроэнергии для населения в предшествующем месяце до введения социальной нормы, сверх социальной нормы границы тарифа будут подняты на 40%.

Счетная палата проанализировала итоги работы пилотных проектов. По оценкам контрольного органа применение регионами социальной нормы потребления электрической энергии показало низкую результативность. Так, в Красноярском крае и Орловской области в 2013–2015 гг. отмечается рост среднедушевого потребления электроэнергии. Значит, не удалось должным образом достигнуть цели – стимулировать граждан к энергосбережению. По данным ФАС России, в 2015 г. по сравнению с 2012 г. общая величина перекрестного субсидирования выросла у всех участников пилотных проектов, кроме Орловской области, что не обеспечивает в полной мере ее снижения [34].

Результативность данной меры в решении проблемы перекрестного субсидирования пока не очевидна, так как в связи с существенной дифференциацией населения по уровню дохода введение социальной нормы потребления (как и при перекрестном субсидировании) не обеспечит соразмерную нагрузку на расходы населения: в границах одного региона и состоятельные, и малоимущие граждане будут платить одинаковый льготный тариф.

В то же время субъектам Российской Федерации предоставлено право самостоятельно принимать решение о целесообразности применения при расчетах за коммунальные услуги по электроснабжению социальной нормы потребления электрической энергии [45]. Если решение о применении социальной нормы до 1 марта 2016 г. в регионе не было принято, расчеты населения за коммунальную услугу по электроснабжению с приме-

нением социальной нормы могут осуществляться не ранее 1 января 2017 г. Тем самым регионам дается возможность самостоятельно определять необходимость введения социальной нормы как инструмента для снижения перекрестного субсидирования.

Также существенным сдвигом в решении проблемы стало законодательное закрепление понятия «перекрестное субсидирование» [68] и постепенное сокращение (с января 2014 г. в 57 регионах, с июля 2017 г. – в 16, с июля 2029 г. – в 4 регионах) в регионах, где присутствует перекрестное субсидирование, одного из механизмов его обеспечения – договоров «последней мили». Согласно указанным договорам, если крупный промышленный потребитель на ОРЭМе выходит из регионального энергобаланса, то с целью не допустить роста цен на региональных рынках долю перекрестного субсидирования, предварительно включенную в тариф на передачу электроэнергии для такого потребителя, приходилось распределять среди оставшихся потребителей, что существенно увеличивало конечные цены электроэнергии, в первую очередь для предприятий малого бизнеса и сельскохозяйственных производителей. Вышедшего на ОРЭМ крупного потребителя обязывали заключать договор на передачу электрической энергии не только с Федеральной сетевой компанией, управляющей магистральными сетями, но и с предыдущей региональной распределительной компанией, которой Федеральная компания отдавала часть оборудования в аренду на границе сетевого хозяйства потребителя. По данным Минэнерго России, в 2013 г. объем перекрестного субсидирования в части договоров «последней мили» составлял 58 млрд руб.

При сокращении объемов перекрестного субсидирования возможен резкий темп роста цен электроэнергии для населения, который будет сопровождаться социальной напряженностью. При замедленном темпе роста цен эффект будет нивелирован инфляционными процессами. Следовательно, актуальной задачей становится разработка методических положений оптимизации уровня перекрестного субсидирования в электроэнергетике во взаимосвязи с показателями отраслей экономики и объемом совокупного спроса населения, мер государственной социальной поддержки малоимущих групп населения.

Сама по себе российская электроэнергетическая система нуждается в обновлении, внедрении механизмов, которые позволят максимально гибко реагировать на изменения в потреблении электроэнергии, свести к минимуму потери электроэнергии.

В ответ на новые вызовы и возможности электрические сети начали использовать услуги децентрализованных электрических систем со многими субъектами, участвующими в генерации, передаче, распределении и эксплуатации системы. В то же время централизованное производство электроэнергии будет продолжать играть важную роль в обозримом будущем.

Глава 2. Анализ влияния перекрестного субсидирования на участников рынка электроэнергии

2.1. Виды и механизмы перекрестного субсидирования

В общем случае перекрестное субсидирование – ценовая дискриминация, при которой для одних покупателей (потребителей) устанавливается цена выше издержек, а для других – ниже, что позволяет в общем итоге иметь цены с учетом средних издержек. Важно подчеркнуть, что до 2014 г. в Российской Федерации перекрестное субсидирование в электроэнергетике было запрещено, не допускалось установление пониженных тарифов для одних потребителей/товаров за счет увеличения цен для других (в 2014 г. данный механизм был легализован и соответствующее понятие введено в законодательство России [68]).

Вместе с тем фактически практиковалось перекрестное субсидирование:

- между группами потребителей (населением и прочими потребителями);
- межтерриториальное перекрестное субсидирование (субсидирование одних регионов за счет других, действующее через механизм оптового рынка);
- между видами энергии (субсидирование тепловой энергии за счет электрической, в ряде случаев – наоборот);
- между видами деятельности (прежде всего, в дореформенный период и для энергокомпаний, где не произошло разделение видов деятельности).

По состоянию на начало 2014 г. общий объем перекрестного субсидирования (в целом по всем видам) оценивался в размере 240 млрд руб. Исторически значительный объем перекрестного субсидирования приходится на субсидирование населения за счет прочих групп потребителей (234 млрд руб.).

Правительство Российской Федерации установило курс на ликвидацию перекрестного субсидирования, но в настоящее время фактически его объем увеличился. Сокращены объемы межтерриториального перекрестного субсидирования и субсидирования между видами энергии. Таким образом, сохраняется (и даже нарастает) проблема межгруппового субсидирования, что является следствием социальной направленности политики государства.

Межтерриториальное перекрестное субсидирование. Межтерриториальное перекрестное субсидирование в электроэнергетике приводит к завышению тарифов для потребителей в одних регионах при их снижении в других, где есть территориальные и технологические особенности энергоснабжения.

Процесс сокращения (ликвидации) межтерриториального перекрестного субсидирования был запущен в 2006–2007 гг., когда происходило разделение вертикально-интегрированных энергетических компаний в отрасли (разделение отдельных видов бизнеса). Для формирования конкурентных механизмов на оптовом рынке электрической энергии необходимо было сформировать экономически обоснованные уровни цен, обеспечивающие компенсацию обоснованных затрат, что неизбежно привело к росту цен для конечных потребителей в субсидируемых регионах.

Таким образом, в результате сокращения межтерриториального перекрестного субсидирования имел место резкий рост розничных цен в электроэнергетике, для минимизации его негативных последствий с начала 2007 г.

в России был введен механизм, использующий систему целевых (адресных) субсидий из федерального бюджета. Тогда на субсидии было выделено 13,3 млрд руб. По мере сокращения перекрестного субсидирования между регионами размер этих субвенций сокращался, и к 2013 г. субсидии определены только для Чукотского АО, где преобладает дизельная генерация (табл. 9).

Таблица 9
Распределение субсидий, предоставляемых бюджетам субъектов Российской Федерации на ликвидацию межтерриториального перекрестного субсидирования в электроэнергетике, тыс. руб.

Субъект РФ	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Республика Дагестан	2381 580	2282 320	1485 313	—	—	—	—
Карачаево-Черкесская Республика	366 323	349 590	108 657	—	—	—	—
Республика Карелия	883 879	843 996	314 655	395 232	—	—	—
Республика Коми	247 891	—	—	—	—	—	—
Республика Саха (Якутия)	334 473	301 464	174 508	109 984	—	—	—
Чувашская Республика	917 470	874 681	323 270	—	—	—	—
Приморский край	110 690	—	—	—	—	—	—
Амурская обл.	2113 578	1677 654	1439 141	722 813	521 093	258 913	—
Архангельская обл.	1972 055	1992 101	1420 922	924 059	—	—	—
Калининградская обл.	296 280	232 586	148 319	—	—	—	—
Мурманская обл.	2710 446	2412 854	1475 637	561 119	—	—	—
Чукотский автономный округ	978 729	957 454	985 214	978 734	900 039	929 794	929 794
Субсидии, всего	13313 392	11924 701	7875 635	3691 940	1421 132	1188 707	929 794

К началу 2015 г. проблема межтерриториального перекрестного субсидирования считалась решенной. Вместе с тем сегодня можно говорить о возврате данного вида субсидирования и сохранении имеющейся проблемы. В целях поддержки энергообъектов, расположенных в особых экономических зонах Российской Федерации, законодательно предусмотрено установление надбавок для субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности:

- надбавка к цене на мощность, устанавливаемая в целях частичной компенсации стоимости мощности и (или) электрической энергии субъектов оптового рынка Калининградской области;
- надбавка к цене на мощность, устанавливаемая в целях компенсации капитальных и эксплуатационных затрат генерирующих объектов (тепловых электростанций), построенных и введенных в эксплуата-

цию на территориях Республики Крым и (или) города федерального значения Севастополя [39].

Применение данных надбавок приведет к сохранению межтерриториального перекрестного субсидирования и искажению рыночных механизмов на оптовом рынке электрической энергии и мощности.

Перекрестное субсидирование между электрической и тепловой энергией. Энергетическая система Российской Федерации включает большое количество производственных объектов (электростанций), связанных с единым процессом производства электрической и тепловой энергии (объекты когенерации).

В настоящее время цена на электроэнергию для конечных потребителей складывается из регулируемых составляющих и из компонентов, формируемых на основании конкурентных механизмов. При этом цена (тариф) на тепловую энергию полностью регулируется соответствующими региональными органами исполнительной власти⁵.

Основным потребителем тепловой энергии является социально значимая группа – население, поэтому тарифы на теплоэнергию в процессе регулирования «сдерживаются», в том числе за счет использования перекрестного субсидирования. В результате распределения общих затрат электростанций между видами энергии завышается стоимость электрической энергии (мощности) и занижается – тепловой энергии, отпускаемых одним и тем же производителем-поставщиком. Данный вид перекрестного субсидирования привел к тому, что в отрасли сложилась нулевая рентабельность по тепловому сектору.

Реформирование электроэнергетики и разделение видов деятельности потребовали изменения сложившейся ситуации с ценообразованием для когенерационных объектов. Установление тарифов на электрическую и тепловую энергию, обеспечивающих полную компенсацию обоснованных затрат, постепенное доведение цен и тарифов до уровня самофинансирования, уменьшение перекрестного субсидирования являлись важными направлениями в рамках становления новых условий функционирования хозяйствующих субъектов в отрасли в начале 2000-х гг.

По официальным оценкам ФСТ России, объем перекрестного субсидирования между электрической и тепловой энергией в 2013 г. оценивался в 5 млрд руб. [32]. За последние годы не произошло его увеличения, что можно отметить как положительную тенденцию в решении проблемы перекрестного субсидирования в отрасли.

Перекрестное субсидирование между группами потребителей: история возникновения и текущие тенденции. «Величина перекрестного субсидирования – размер финансовых средств, который учитывается при осуществлении государственного регулирования цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии и (или) сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков для потребителей (покупателей) на розничных рынках, но не учитывается при установлении цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии и (или) сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков для населения и приравненных к нему категорий потребителей» [68].

⁵ В настоящее время в Российской Федерации происходит пилотное внедрение новой, рыночной, модели ценообразования на тепловую энергию (модель «альтернативной котельной»).

Когда мы говорим о перекрестном субсидировании между группами потребителей, то рассматриваем перераспределение финансовых обязательств (ценовой нагрузки) между населением и прочими потребителями (в основном крупными промышленными потребителями, которые занимают преобладающую долю в структуре электропотребления России). Экономически обоснованная стоимость (цена) электроэнергии, поставляемой населению, выше стоимости (цены) электрической энергии, отпускаемой крупным промышленным потребителям. Указанное отклонение цен связано с особенностями схем энергоснабжения: население потребляет электроэнергию на низком уровне напряжения (есть затраты на передачу электроэнергии по электрическим сетям высокого, среднего и низкого уровней напряжений), энергоснабжение крупных промышленных потребителей осуществляется, как правило, на высоком уровне напряжения (отсутствуют затраты на передачу электроэнергии по электросетям среднего и низкого напряжения).

Исторически цены на электроэнергию для населения и прочих потребителей являлись отражением реальных издержек, связанных с энергоснабжением соответствующих групп потребителей. Так, согласно преискуранту Государственного комитета по ценам СССР № 09-01, в 1982 г. соотношение тарифов на электроэнергию для населения и прочих групп потребителей составляло 3,51, а значит, не было межгруппового перекрестного субсидирования при оплате электрической энергии: население платило за потребленную электроэнергию намного больше, чем промышленность.

Таблица 10

Анализ розничных цен (тарифов) на электрическую энергию согласно преискуранту Государственного комитета по ценам СССР № 09-01 (расчет экспертов НИУ ВШЭ)

Показатель	1982 г.	1991 г.
Население:		
с газовыми плитами	4	4
с электроплитами	2	2
сельское	4	1
Средний тариф для населения	3,9	3,0
Прочие потребители (кроме населения):		
в целом	1,1	1,9
промышленность свыше 750 кВА	1,2	2,2
Средняя розничная цена	1,87	2,59

В период экономического спада начала 1990-х гг., при высокой инфляции были приняты меры социальной поддержки населения, в том числе сдерживание цен на электроэнергию для данной группы потребителей. Предприятия отрасли, участвующие в процессе производства, передачи, распределения и поставки электрической энергии конечным потребителям, несли все больше издержек, и их рост компенсировался за счет повышения цен на электроэнергию для промышленных потребителей. В 1991 г. соотношение цен на электроэнергию между группами потребителей снизилось до 1,61 в связи с введением льготного тарифа

для сельского населения в размере 1 коп./кВт·ч⁶ (при полной стоимости 4 коп./кВт·ч) и ростом цен на электроэнергию для промышленности, тарифы для населения остались без изменения.

Тарифы на электроэнергию для промышленных потребителей росли быстрее, чем тарифы для населения, увеличивались совокупные издержки, связанные с энергоснабжением потребителей. В результате возник механизм перекрестного субсидирования между группами потребителей. Произошло «зеркальное» изменение соотношения тарифов на электроэнергию: население платило в два раза меньше, чем прочие потребители (рис. 10).



Рис. 10. Динамика соотношения тарифов (раз) на электроэнергию для населения и промышленности свыше 750 кВА

В конце 1997 г. Правительство Российской Федерации утвердило график ликвидации перекрестного субсидирования в электроэнергетике [36], к 2000 г. тариф на электрическую энергию для населения должен был быть доведен до фактической стоимости производства, передачи и распределения. Поставленные цели не были достигнуты. Тем не менее вплоть до 2007 г. наблюдалась положительная динамика в решении проблемы перекрестного субсидирования: тогда практически удалось достигнуть равенства цен для рассматриваемых категорий потребителей (рис. 11). В дальнейшем цены для населения вновь отставали от цен для промышленных потребителей, что привело к росту объемов перекрестного субсидирования между группами потребителей (рис. 12).

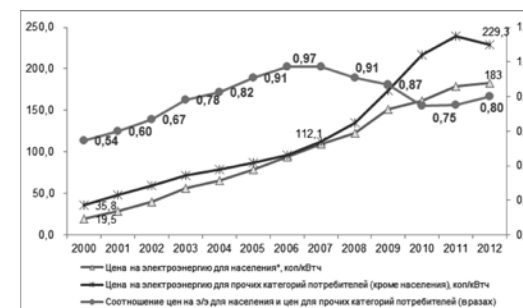


Рис. 11. Динамика тарифов на электроэнергию для населения и прочих потребителей. Звездочкой отмечена фактическая цена для всех групп населения без НДС (по данным ОАО РАО «ЕЭС России», ЗАО «АПБЭ»)

⁶ В настоящее время для сельского населения применяется льготный коэффициент 0,7.

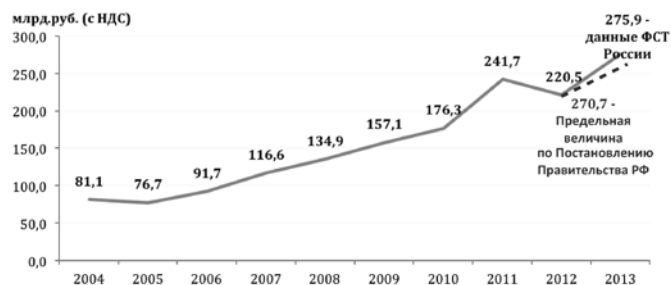


Рис. 12. Динамика объемов перекрестного субсидирования населения за счет прочих потребителей в целом по Российской Федерации, млрд руб. (с НДС) (по данным ОАО РАО «ЕЭС России», ФСТ России)

К 2011 г., когда завершился период либерализации оптового рынка электрической энергии и мощности, величина перекрестного субсидирования населения за счет прочих групп потребителей в целом по Российской Федерации составила 242 млрд руб. (с НДС), или 16% от совокупной выручки по отрасли. Наибольшая величина перекрестного субсидирования (свыше 8 млрд руб.) приходится на Свердловскую область, Москву, Московскую и Самарскую области (совокупно по четырем регионам – 40 млрд руб., или 17% от общего объема перекрестного субсидирования) (рис. 13).

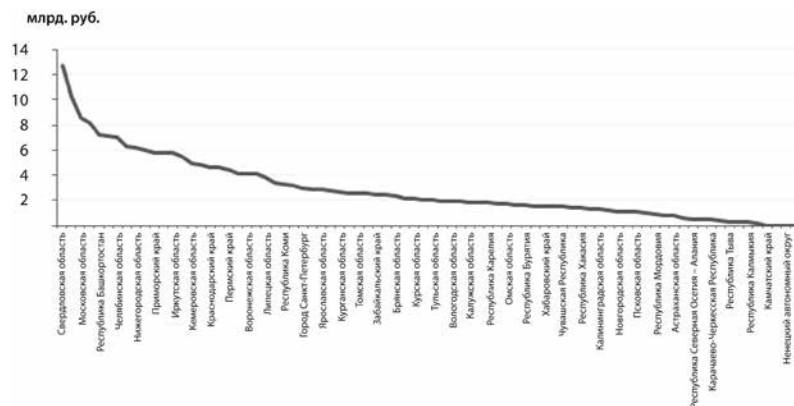


Рис. 13. Распределение предельной величины перекрестного субсидирования (установленной законодательством) по субъектам Российской Федерации [40] (без НДС)

До периода реформирования электроэнергетики (в том числе в условиях функционирования вертикально-интегрированных энергетических компаний.) механизм перекрестного субсидирования действовал посредством установления регулирующим органом розничных (конечных) цен на электроэнергию для соответствующих групп потребителей в «требуемом/необходимом» соотношении.

В настоящее время, когда виды бизнеса энергетических компаний разделены, есть «регулируемые» и «рыночные» составляющие розничной цены, для перекрестного субсидирования между группами потребителей задействуются (преимущественно через регулируемые компоненты):

- перераспределение тарифной выручки между уровнями напряжения при регулировании тарифов на услуги электросетевых организаций по передаче электрической энергии;
- установление сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков;
- заключение договоров «последней мили» (до 2014 г.)⁷.

2.2. Оценка объемов перекрестного субсидирования

Реформирование электроэнергетической отрасли привело к изменению механизмов перекрестного субсидирования. На первом этапе регулированию подвергались конечные тарифы для поставщиков вертикально-интегрированных энергетических компаний, механизм перекрестного субсидирования заключался в установлении различных тарифов для разных групп потребителей.

Формирование оптового рынка ФОРЭМа и допуск к торгам не нем крупных потребителей, которые стали покупать электроэнергию по цене, не включающей перекрестного субсидирования, потребовали изменения существующего механизма. Перекрестное субсидирование включили в сбытовую надбавку гарантирующего поставщика. Однако создание конкурентных отношений между гарантирующими поставщиками и независимыми сбытовыми компаниями привело к тому, что в сбытовой надбавке гарантирующих поставщиков осталась небольшая доля перекрестного субсидирования, включаемая в надбавку для промышленных потребителей не напрямую, а через сбытовую надбавку для сетевых компаний, приобретающих электроэнергию для компенсации потерь. Небольшая часть перекрестного субсидирования включена в сумму регулируемых договоров между гарантирующими поставщиками и поставщиками электроэнергии, которые заключаются только на объемы электроэнергии, потребляемой населением. Цены и объемы таких договоров регулировались ФТС России, а в настоящее время – ФАС России.

Основная часть перекрестного субсидирования содержится в тарифах на услуги по передаче электроэнергии по распределительным сетям. Для крупных потребителей это существенная часть цены на электроэнергию. Контроль за тарифами распределительных сетей возложен на органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации.

Для расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории одного субъекта Российской Федерации и принадлежащими к одной группе из числа тех, по которым законодательством предусмотрена дифференциация тарифов на электрическую энергию (мощность), независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены, тарифы на услуги по передаче электрической энергии

⁷ Договора, позволявшие Федеральной сетевой компании, ОАО «ФСК ЕЭС», передавать в аренду территориальным сетевым организациям объекты Единой национальной электрической сети (определенный участок магистральной сети). Таким образом, потребители, присоединенные к объектам ОАО «ФСК ЕЭС» и имеющие техническую возможность оплачивать услуги по передаче электроэнергии только в части затрат ОАО «ФСК ЕЭС», оплачивали электрическую энергию по «котловым» тарифам на соответствующем уровне напряжения, т.е. по тарифам, рассчитанным исходя из оплаты затрат всех сетевых организаций в регионе (в том числе с учетом перекрестного субсидирования).

устанавливаются на едином уровне и называются едиными (котловыми) тарифами. При утверждении единые (котловые) тарифы должны соответствовать предельным максимальным и минимальным уровням тарифов на услуги по передаче электрической энергии, установленным ФАС России. В частности, предельные уровни установлены на 2016 г. [48].

Согласно п. 11 (1) «Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» [40], регулируемые цены (тарифы) и их предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни (если установление таких предельных уровней предусмотрено законодательством Российской Федерации) устанавливаются с календарной разбивкой исходя из неперевышения величины цен (тарифов) и их предельных уровней в первом полугодии очередного годового периода регулирования над величиной соответствующих цен (тарифов) и их предельных уровней во втором полугодии предшествующего годового периода регулирования по состоянию на 31 декабря, но начиная с 2016 г. предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании ТСО, одноставочный единый (котловой) тариф в расчете на 1 кВт·ч электрической энергии с учетом стоимости нормативных технологических потерь электрической энергии в электрических сетях в первом полугодии очередного годового периода регулирования могут отличаться от соответствующих цен (тарифов) и их предельных уровней во втором полугодии предшествующего годового периода регулирования по состоянию на 31 декабря в результате изменения соотношения между объемами электрической энергии и величинами мощности.

Расчет потребителей за услуги по передаче электроэнергии осуществляется по «котловым» тарифам, включающим в себя средние тарифы всех действующих на территории субъектов РФ сетевых организаций.

Изменение механизма перекрестного субсидирования было вызвано также тем, что крупные потребители, подключенные к магистральным сетям Единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС), после разделения вертикально-интегрированных компаний перешли на обслуживание распределительных сетевых компаний (РСК), но при этом стремились вернуться к ЕНЭС, так как ее тарифы были значительно ниже. Это повлекло за собой необходимость ввести в 2007 г. механизм аренды «последней мили».

ЕНЭС передавала в аренду РСК объекты электросетевого хозяйства, к которым были присоединены крупные потребители, и в результате крупные потребители могли заключать договор на услуги по передаче электроэнергии только с РСК. Изначально предполагалось, что эта мера будет действовать только до 1 января 2011 г., но в 2010 г. действие данного механизма было продлено.

Еще один значимый механизм перекрестного субсидирования реализуется как перераспределение тарифной выручки между уровнями напряжения и группами потребителей.

В настоящее время законодательно предусмотрено установление отдельных тарифов по передаче электроэнергии для группы потребителей «Население и приравненные к нему потребители». Соответственно, для нее устанавливаются пониженные тарифы, а сумма недополученной выручки распределяется среди остальных групп. Сумма перекрестного субсидирования включается как в ставки на содержание сетей, так и в ставки

на компенсацию потерь электроэнергии. Можно выделить несколько видов перекрестного субсидирования (рис. 14).

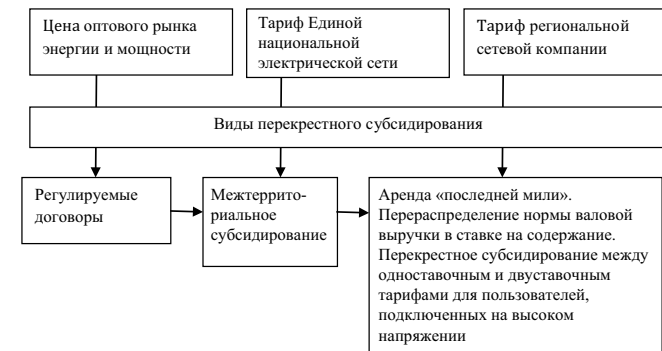


Рис. 14. Составляющие конечной цены на электроэнергию и виды перекрестного субсидирования в них

Регулируемые договора на ОРЭМе. Посредством регулируемых договоров на ОРЭМе продаются как электроэнергия, так и мощность. Объем электроэнергии, проданный (купленный) по регулируемым договорам, и объем проданной мощности по регулируемым договорам на ОРЭМе, за 2011–2015 гг. в целом по двум ценовым зонам рынка представлены в табл. 11. Объем электроэнергии, проданный (купленный) по регулируемым договорам в 2015 г., в целом по двум ценовым зонам рынка составил 155,5 млрд кВт·ч, примерно 15% от общего объема электроэнергии, проданного в ценовых зонах ОРЭМа (без учета свободного двустороннего договора (СДД)). Это на 11,5 млрд кВт·ч больше, чем было продано в 2011 г. Средняя цена электроэнергии, продаваемой по регулируемым договорам в 2011 г., составила 527,53 руб./тыс. кВт·ч, что на 38,3% ниже, чем средневзвешенная цена на свободном рынке (на рынке на сутки вперед и на балансирующем рынке электроэнергии), которая составила 981,35 руб./тыс. кВт·ч; в 2015 г. – 562 руб./МВт·ч, что меньше на 46% средневзвешенной нерегулируемой (без учета СДД) цены оптового рынка (1038 руб./МВт·ч).

Таблица 11

Объемы перекрестного субсидирования, заложенные в регулируемые договоры на ОРЭМе, 2011–2015 гг. [25]

Показатель	2011	2012	2013	2014	2015
Объем электроэнергии, проданный (купленный) по регулируемым договорам, млрд кВт·ч	144	142,89	151,4	153,2	155,5
Средняя цена по регулируемым договорам, руб./тыс. кВт·ч	527,53	534,7	541,9	559,4	562,0
Отклонение от средневзвешенной цены на свободном рынке (на рынке на сутки вперед и на балансирующем рынке электроэнергии), %	- 38,3	- 39,6	- 42,1	- 42,8	- 46,0
Объем проданной мощности по регулируемым договорам на ОРЭМе, тыс. МВт	481,66	489,4	505,9	538,7	552,5
Средняя цена по регулируемым договорам поставки мощности для населения, тыс. руб./МВт	130,86	130,5	130,1	130,0	130,0
Отклонение от средневзвешенной цены мощности на оптовом рынке, %	- 16,7	- 25,6	- 31,2	- 36,9	- 40,1
Общая сумма перекрестного субсидирования, осуществляемого через регулируемые договоры на электроэнергию и мощность, млрд руб.	60,1	61,4	62,9	67,8	71,3

Согласно данным НП «Совет рынка», в 2011 г. объем проданной мощности по регулируемым договорам на ОРЭМе в двух ценовых зонах составил 481,66 тыс. МВт (24,5% от всего объема мощности, проданной на оптовом рынке), а средняя цена по регулируемым договорам поставки мощности для населения – 130,86 тыс. руб./МВт, что на 16,7% ниже, чем средневзвешенная цена мощности на оптовом рынке, за исключением регулируемых договоров (157,1 тыс. руб./МВт).

В 2015 г. объем проданной мощности по регулируемым договорам на ОРЭМе в двух ценовых зонах составил 552,5 МВт (29% от всего объема проданной мощности на оптовом рынке (без учета СДД)), средняя цена продажи мощности по данным договорам – 130,0 тыс. руб./МВт в месяц, что на 40% меньше средневзвешенной нерегулируемой цены на оптовом рынке (218 тыс. руб./МВт, без учета СДД). В результате общая сумма перекрестного субсидирования, осуществляемого через регулируемые договоры на электроэнергию и мощность, составила около 71,3 млрд руб., или на 18,6% больше, чем в 2011 г..

Несмотря на рост объемов перекрестного субсидирования, только регулируемые договоры на ОРЭМе являются механизмом для обеспечения льготных тарифов для населения, предусмотренным законодательно.

Котловые тарифы на услуги по передаче электроэнергии. Мы проанализировали котловые тарифы по распределительным сетям 76 регионов 8 федеральных округов (см. приложения А – 3), где присутствуют электросетевые компании, по сетям которых осуществляется передача электроэнергии, потребляемой населением. Источниками стали данные ФАС России, НП «Совет рынка», открытые данные органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и отчетные данные территориальных электросетевых организаций и гарантирующих поставщиков.

Сибирский федеральный округ. Данные по одноставочным тарифам и ставкам на содержание двуставочного тарифа единых (котловых) тарифов

на услуги по передаче электрической энергии с 1 июля 2016 г. приведены в приложении А. В табл. 12 отражена величина перекрестного субсидирования по Сибирскому федеральному округу.

Таблица 12

Предельные величины перекрестного субсидирования по субъектам СФО (по данным НП «Совет рынка»)

Субъект РФ	Перекрестное субсидирование, всего, тыс. руб.		Необходимая валовая выручка (НВВ) без учета оплаты потерь, тыс. руб.	Объем перекрестного субсидирования к НВВ, %
	предельное максимальное	утвержденное		
Республика Алтай	286746,53	208399,18	815247,58	26
Республика Бурятия	1562701,13	1393418,55	3741409,00	37
Республика Тыва	311661,19	195309,00	1087585,00	18
Республика Хакасия	1411831,55	1045416,55	4571656,32	23
Алтайский край	3192672,47	2211859,42	7584353,57	29
Забайкальский край	2450912,95	1009384,11	5263562,20	19
Красноярский край	4606941,72	4606941,72	Н/д	Н/д
Иркутская обл.	5734648,77	5540639,08	17137564,10	32
Кемеровская обл.	4907948,4	3953868,89	13521081,02	29
Новосибирская обл.	2513616,03	3660272,63	8545078,00	43
Омская обл.	1739920,34	1273151,38	6854820,57	19
Томская обл.	2540354,72	221 3205,30	4974584,99	44

В ряде регионов (в Республике Бурятия, Иркутской, Омской, Новосибирской областях) котловые тарифы, установленные на низком напряжении, ниже экономически обоснованных величин, а значит, есть перекрестное субсидирование не только между «прочими потребителями» и населением, но и по уровням напряжения для группы «прочие потребители».

Данные по одноставочным тарифам и ставкам на содержание двуставочного тарифа единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по Центральному федеральному округу приведены в приложении Б. В табл. 13 показана установленная предельная величина перекрестного субсидирования по ЦФО.

Таблица 13
Предельные величины перекрестного субсидирования по субъектам ЦФО
(по данным НП «Совет рынка»)

Субъект РФ	Перекрестное субсидирование, тыс. руб.		НВВ без учета оплаты потерь, тыс. руб.	Объем перекрестного субсидирования к НВВ, %
	предельное максимальное	утвержденное		
Белгородская обл.	4085065,61	3653697,98	11530587,67	32
Брянская обл.	2342462,07	1734797,70	5584928,00	31
Владимирская обл.	2058043,46	1869896,93	8040330,73	23
Воронежская обл.	4109344,67	4012397,09	9587980,25	42
Ивановская обл.	1279559,91	1156902,66	4148827,04	28
Калужская обл.	1839966,05	1838080,93	6875898,341	27
Костромская обл.	1204856,22	1176963,47	3943345,441	30
Курская обл.	2123666,12	2088946,40	5555100,00	38
Липецкая обл.	3825197,18	2961786,60	6944880,72	43
Московская обл.	8619591,67	2719357,30	52874090,00	5
Орловская обл.	1001509,3	768430,130	3472740,34	22
Рязанская обл.	2159491,52	2159489,40	5990434,00	36
Смоленская обл.	1748703,62	1727739,11	5806240,3	30
Тамбовская обл.	1823609,03	1768487,99	4559174,00	39
Тверская обл.	1657478,12	1657449,09	14209725,59	12
Тульская обл.	2030371,31	2028911,19	8123633,24	25
Ярославская обл.	2844661,42	2844524,14	6455003,50	44
Москва	10237197,9	7235552,15	74522530,14	10

В ряде регионов (в Белгородской, Тамбовской, Рязанской и Костромской областях) котловые тарифы, установленные на низком напряжении, ниже экономически обоснованных величин, а значит, присутствует перекрестное субсидирование не только между «прочими потребителями» и населением, но и по уровням напряжения для группы «прочие потребители». В Брянской области установлен самый низкий тариф на услуги по передаче электрической энергии для населения в ЦФО, он составляет 34% от экономически обоснованного тарифа на уровне напряжения НН, кроме того, при расчете котловых тарифов использовались разные величины заявленной мощности для населения. Со второго полугодия 2016 г. в Брянской области тарифы для населения растут только на 1%, что вызывает повышение перекрестного субсидирования.

Анализ одноставочных тарифов и ставок на содержание двуставочного тарифа единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по Северо-Западному федеральному округу показан в приложении В. Максимальный прирост двуставочных тарифов на второе полугодие 2016 г. к уровню тарифов, установленных на первое полугодие 2016 г., составляет от 15,2% до 31,2% для тарифов в Ленинградской области. Одно-

ставочные тарифы в Ленинградской области на уровнях напряжения СН1 – НН снижаются, что может быть связано с изменением перекрестного субсидирования между уровнями напряжения. В Калининградской области объем перекрестного субсидирования достигает 42% от НВВ на содержание, тариф на услуги по передаче электрической энергии населению составляет 70% от экономически обоснованного и утвержденного тарифа на уровне напряжения НН. В Санкт-Петербурге объем перекрестного субсидирования составляет 10% от НВВ (один из самых низких в стране), но перекрестное субсидирование превысило предельную величину на 18% (табл. 14). В Новгородской области и Республике Коми котловые тарифы, установленные на низком напряжении, ниже экономически обоснованных величин, следовательно, происходит перекрестное субсидирование не только между «прочими потребителями» и населением, но и по уровням напряжения для группы «прочие потребители».

Таблица 14
Предельные величины перекрестного субсидирования по субъектам СЗФО
(по данным НП «Совет рынка»)

Субъект РФ	Перекрестное субсидирование, тыс. руб.		НВВ без учета оплаты потерь, тыс. руб.	Объем перекрестного субсидирования к НВВ, %
	предельное максимальное	утвержденное		
Республика Карелия	1794605,74	1794533,31	5468729,82	33
Республика Коми	3250322,24	2159051,6	7287467,10	30
Архангельская обл.	1891474,1	1625462,7	4879417,50	33
Вологодская обл.	1936363,64	1906168,1	8253874,00	23
Калининградская обл.	1249902,75	1159045,74	2754239,73	42
Ленинградская обл.	4577381,87	4577381,87	16866094,13	27
Мурманская обл.	1952870,42	1496882,22	6730345,91	22
Новгородская обл.	1143165,62	1126442,72	4320789,40	26
Псковская обл.	1059480,01	688597,77	3472445,69	20
Санкт-Петербург	2989042,07	3525707,45	34401252,75	10

Анализ одноставочных тарифов и ставок на содержание двуставочного тарифа единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по Приволжскому федеральному округу показан в приложении Г. Одноставочные тарифы и (или) ставка на содержание двуставочного тарифа установлены выше предельных максимальных уровней, утвержденных ФАС России в 7 субъектах ПФО: Республике Башкортостан, Республике Марий Эл, Республике Мордовия, Пермском крае, Самарской области, Саратовской области и Республике Татарстан (табл. 15). В Самарской области тарифы в 1-м и 2-м полугодии 2016 г. равны. В Республике Марий Эл одноставочные тарифы на уровне напряжения ВН и СН1 снижаются на 19,5 и 9,3%.

Таблица 15
Предельные величины перекрестного субсидирования по субъектам ПФО
(по данным НП «Совет рынка»)

Субъект РФ	Перекрестное субсидирование, тыс. руб.		НВВ без учета оплаты потерь, тыс. руб.	Объем перекрестного субсидирования к НВВ, %
	предельное	утвержденное		
Республика Башкортостан	7181946,36	7017863,18	14629851,13	48
Республика Марий Эл	1099342,92	829708,71	2376496,94	35
Республика Мордовия	890029,18	885496,49	2932549,06	30
Республика Татарстан	6317334,62	5833743,04	20965045,63	28
Удмуртская Республика	1543628,46	1354206,52	6624443,75	20
Чувашская Республика	1479582,48	1400296,56	3091718,2	45
Пермский край	4392677,33	4305892,40	Н/д	Н/д
Кировская обл.	2409922,24	2060371,57	6779733,04	30
Нижегородская обл.	6228653,18	5639667,19	20596833,6	27
Оренбургская обл.	5971100,45	5067168,322	10055306,41	50
Пензенская обл.	1414243,47	1414099,18	6007859,97	24
Самарская обл.	8157716,58	8156065,55	17705563,9	46
Саратовская обл.	4132411,55	4127798,07	11031199,8	37
Ульяновская обл.	2864078,47	2719934,8	5277816,67	52

Данные по Северо-Кавказскому федеральному округу приведены в приложении Д. Рост одноставочных тарифов на услуги по передаче электрической энергии практически во всех субъектах составляет от 7,2 до 7,6%, за исключением Карачаево-Черкесской Республики, где тариф на НН снизился на 0,1%, тарифы на ВН и на СН2 выросли на 6,9 и 3,4% соответственно. Минимальные одноставочные тарифы в СФО установлены в Республике Дагестан на всех уровнях напряжения, кроме ВН (0,94руб./кВт·ч на территории Республики Северная Осетия – Алания). Максимальные двуставочные тарифы для уровней напряжения ВН и СН2 установлены на территории Республики Ингушетия, а для уровня НН в Ставропольском крае – 1276,72 руб./кВт·в мес. В Ставропольском крае тарифы на всех уровнях напряжения выше предельных значений. Максимальный прирост двуставочных тарифов на второе полугодие 2016 г. к уровню тарифов, установленных на первое полугодие 2016 г., составил 15% для тарифов на всех уровнях напряжения в Кабардино-Балкарской Республике. В Республике Ингушетия доля перекрестного субсидирования достигает 39% (табл. 16). В Республике Северная Осетия – Алания, Кабардино-Балкарской Республике и Республике Ингушетия котловые тарифы, установленные на низком напряжении, ниже экономически обоснованных величин, а значит, есть перекрестное субсидирование не только между «прочими потребителями» и населением, но и по уровням напряжения для группы «прочие потребители». В Республике

Северная Осетия – Алания тариф на передачу электроэнергии для населения превышает экономически обоснованный тариф, что может быть причиной снижения установленного тарифа на уровне напряжения НН.

Таблица 16
Предельные величины перекрестного субсидирования по субъектам СКФО
(по данным НП «Совет рынка»)

Субъект РФ	Перекрестное субсидирование, тыс. руб.		НВВ без учета оплаты потерь, тыс. руб.	Объем перекрестного субсидирования к НВВ, %
	предельное	утвержденное		
Кабардино-Балкарская Республика	544652,77	326932,93	2428357,51	13
Карачаево-Черкесская Республика	455218,47	324890,39	1686698,93	19
Республика Дагестан	1506813,76	623451,77	3421810,78	18
Республика Ингушетия	392674,32	375244,09	962894,51	39
Республика Северная Осетия – Алания	486156,82	346888,75	1871381,22	19
Ставропольский край	2587424,46	2372752,44	7804457,45	30

Анализ одноставочных тарифов и ставок на содержание двуставочного тарифа единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по Уральскому федеральному округу приведен в приложении Е (табл. 17).

Таблица 17
Предельные величины перекрестного субсидирования по субъектам УФО
(по данным НП «Совет рынка»)

Субъект РФ	Перекрестное субсидирование, тыс. руб.		НВВ без учета оплаты потерь, тыс. руб.	Объем перекрестного субсидирования к НВВ, %
	предельное	утвержденное		
Курганская обл.	2676361,47	1666483,78	5684101,75	29
Свердловская обл.	12772312,19	12583789,00	25357729,20	50
Тюменская обл.	7073089,03	6626006,77	66858117,47	10
Челябинская обл.	6963255,85	6397108,16	15271018,76	42

Анализ тарифных решений по Южному федеральному округу приведен в приложении Ж. Максимальный рост одноставочных тарифов на услуги по передаче электрической энергии составил 11% в Республике Калмыкия. В Волгоградской области снижение одноставочных тарифов по всем уровням напряжения составило от 23,2 до 6,6%, это связано со снижением НВВ на 1%, тарифы установлены ниже минимальных предельных тарифов. Мак-

симальное значение ставки на содержание двуставочного тарифа для уровня напряжения ВН установлено на территории Краснодарского края (1024,07 руб./кВт в мес.), что выше минимального значения ставки на территории Южного федерального округа в 1,8 раза (в Астраханской области – 575,06 руб./кВт в мес.). Минимальные тарифы ставки на содержание двуставочного тарифа установлены на территории Астраханской области, отмечен рост тарифов относительно первого полугодия 2016 г. на 7,5% на уровне предельных максимальных значений. Величина перекрестного субсидирования в Волгоградской области составила 45% от НВВ субъекта и утверждена на уровне предельной величины (табл. 18).

Таблица 18

Предельные величины перекрестного субсидирования по субъектам ЮФО (по данным НП «Совет рынка»)

Субъект РФ	Перекрестное субсидирование, тыс. руб.		НВВ без учета оплаты потерь, тыс. руб.	Объем перекрестного субсидирования к НВВ, %
	предельное	утвержденное		
Республика Калмыкия	282690,48	279435,85	910749,89	31
Краснодарский край	5406827,41	5375013,56	30423900,53	18
Астраханская обл.	728439,47	726539,13	3558607,29	20
Волгоградская обл.	4873603,32	4873603,27	10903920,63	45
Ростовская обл.	5737404,17	5511879,87	17882845,4	31

Данные по тарифам на электроэнергию по Дальневосточному федеральному округу содержатся в приложении 3. Максимальный рост одноставочных тарифов на услуги по передаче электрической энергии составил от 51,7% до 78,1% для Республики Саха (Якутия), одноставочные тарифы и ставка на содержание двуставочного тарифа в этом субъекте Российской Федерации установлены выше предельных максимальных уровней, утвержденных ФАС России. Единые (котловые) тарифы также установлены на уровне выше предельных тарифов на территории Амурской области, Еврейской АО и Камчатского края. Максимальное значение ставки на содержание двуставочного тарифа для уровня напряжения ВН установлено на территории Республики Саха (Якутия) (1543,76 руб./кВт в мес.), что выше минимального значения ставки на территории ДФО в 12,8 раза (на территории Камчатского края – 120,84 руб./кВт в мес.). Минимальные тарифы для уровней напряжения ВН – СН2 установлены на территории Камчатского края. Максимальный прирост двуставочных тарифов на второе полугодие 2016 г. к уровню тарифов, установленных на первое полугодие 2016 г., составляет от 47,9 до 1364,7% для всех тарифов в Республике Саха (Якутия), прирост одноставочных тарифов там также самый высокий – от 51,7 до 78,1%. В Приморском крае величина перекрестного субсидирования достигает 69% от НВВ субъекта и утверждена на уровне предельной величины. В Камчатском крае тарифы на услуги по передаче для населения установлены на минимальном уровне

и составляют 1 коп. В Республике Саха (Якутия) и Еврейской АО котловые тарифы, установленные на низком напряжении, ниже экономически обоснованных величин, а значит, присутствует перекрестное субсидирование не только между «прочими потребителями» и населением, но и по уровням напряжения для группы «прочие потребители». В Камчатском крае экономически обоснованный тариф равен установленному на уровне напряжения НН, то есть отсутствует перекрестное субсидирование в тарифах на данном уровне напряжения.

Таблица 19

Предельные величины перекрестного субсидирования по субъектам ДФО (по данным НП «Совет рынка»)

Субъект РФ	Перекрестное субсидирование, тыс. руб.		НВВ без учета оплаты потерь, тыс. руб.	Объем перекрестного субсидирования к НВВ, %
	предельное	утвержденное		
Республика Саха (Якутия)	3356 917	3201838,7	8281873,10	39
Камчатский край	—	—	1 722 144,00	0
Приморский край	5 757 326	5 757 326,1	8338492,26	69
Хабаровский край	1 536 841	1 392 551,7	5 186 665,29	27
Амурская область	2 741 602	2 431 312,9	7 947 984,62	31
Еврейская АО	483 013	483 000,95	1 306 228,10	37

Аналогичный анализ по 76 регионам и 8 федеральным округам за 2011–2015 гг. представлен в табл. 20, отражающей суммарные объемы перекрестного субсидирования, заложенные в сетевые тарифы. Таким образом, предельная величина перекрестного субсидирования, «заложенного» в сетевые тарифы, составила в 2015 г. 229,4 млрд руб. (без НДС), что на 24,1 млрд руб. выше, чем в 2011 г. За 5 лет (2011–2015 гг.) прирост объемов перекрестного субсидирования составил 11,7%.

Таблица 20

Предельные суммарные объемы перекрестного субсидирования, заложенные в сетевые тарифы, млрд руб., в 2011–2015 гг.

Показатель	2011	2012	2013	2014	2015
Предельная величина перекрестного субсидирования, «заложенного» в сетевые тарифы, млрд руб.	205,3	209,4	213,6	218,9	229,4

Аренда «последней мили». Для анализа перекрестного субсидирования в субъектах Российской Федерации, в которых сохранены договора «последней мили» и законодательно предусмотрено поэтапное сокращение данного механизма до 2017 г. (в Республике Бурятия и Забайкальском крае – до 2029 г.), сравнивались тарифы на услуги по передаче электроэнергии на уровне напряжения ВН1 и тариф ЕНЭС (всего 18 регионов).

В 2015 г. наименьшее превышение тарифа РСК на высоком напряжении ВН1 над тарифом ЕНЭС было в Санкт-Петербурге (1,32 раза), а наибольшее – в Республике Тыва (11 раз). Средневзвешенное превышение тарифа

на высоком напряжении ВН1 РСК над тарифом ЕНЭС по обследованным регионам составило 2,6 раза (сопоставлялся условный одноставочный тариф, рассчитанный из двуставочных тарифов при едином коэффициенте учета мощности).

Согласно решениям в области регулирования тарифов, принятым региональными органами исполнительной власти, перекрестное субсидирование в регионах в 2015 г. составило 20,7 млрд руб., или около 9% от предельной величины перекрестного субсидирования. Анализ перекрестного субсидирования, заложенного в договорах «последней мили» за пять лет (2011–2015 гг.), представлен в табл. 21.

Таблица 21

Разница тарифов на услуги ЕНЭС и РСК и переплата потребителями «последней мили» в 2011–2015 гг.

Показатель	2011	2012	2013	2014	2015
Средневзвешенный условный одноставочный тариф на услуги по передаче электроэнергии ОАО «ФСК ЕЭС», руб./тыс. кВт·ч	212,9	227,8	238,6	242,7	254,2
Средневзвешенный условный одноставочный тариф на услуги по передаче электроэнергии на высоком напряжении (ВН1) РСК (по регионам, где есть объекты «последней мили»), руб./тыс. кВт·ч	777,7	772,9	775,3	782,4	789,3
Разница средневзвешенных условных одноставочных тарифов, руб./тыс. кВт·ч	564,8	545,1	536,7	539,3	535,1
Объем отпуска потребителям «последней мили», млрд кВт·ч	103,7	98,1	77,2	44,3	38,6
Объем переплаты потребителями «последней мили», млрд руб.	58,6	74,1	42,4	23,9	20,7

На протяжении пяти лет объем отпуска потребителям «последней мили» планомерно снижался со 103,7 до 38,6 кВт·ч, то есть почти в три раза. Снижался и объем переплаты потребителей, что было обусловлено мерами по удержанию остающихся потребителей, после того как в 2012–2013 гг. происходил массовый отток потребителей «последней мили».

Перераспределение необходимой валовой выручки (НВВ) распределительных сетевых компаний между уровнями напряжения в составе ставки на содержание сетей. Итак, потребители платят исходя из единых (котловых) тарифов распределительных сетевых компаний, действующих в регионе. Компании могут самостоятельно выбрать, как устанавливать НВВ: метод индексации или метод доходности инвестированного капитала.

При утверждении тарифов единые (котловые) тарифы должны соответствовать предельным максимальным и минимальным уровням тарифов на услуги по передаче электрической энергии, установленным ФАС России. В частности, предельные уровни установлены на 2016 г. [48].

При установлении тарифов на 2016 г. не выполнен критерий непревышения тарифов в Республике Башкортостан, Республике Дагестан, Республике Северная Осетия – Алания, Костромской и Кемеровской областях, Республике Саха (Якутия), Еврейском АО, Московской, Тюменской и Томской областях и Алтайском крае.

Согласно пункту 81 (5) «Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» [40], величина перекрестного субсиди-

рования, учитываемая в ценах (тарифах) на услуги по передаче электрической энергии для потребителей, не должна превышать предельную величину перекрестного субсидирования с учетом ее снижения в соответствии с графиком снижения величины перекрестного субсидирования в случае его утверждения Правительством Российской Федерации.

Данному критерию не соответствовали в 2016 г. Санкт-Петербург и Новосибирская область, превышение составило 18 и 46% соответственно.

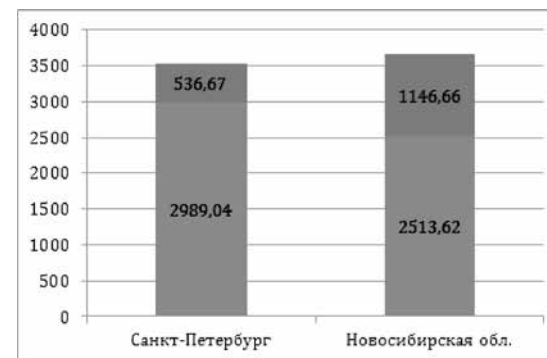


Рис. 15. Субъекты РФ, превысившие величину перекрестного субсидирования, млрд руб.:

- – предельная величина перекрестного субсидирования [43];
- – превышение предельной величины перекрестного субсидирования

Между уровнями напряжения и категориями потребителей НВВ распределяется пропорционально объему потребления электроэнергии, тариф рассчитывается путем деления НВВ, отнесенного на соответствующий уровень напряжения, и плановой величины заявленной мощности потребителей.

Для определения объема перекрестного субсидирования мы использовали данные полезного отпуска электроэнергии каждой группе потребителей на каждом уровне напряжения по 76 регионам 8 федеральных округов (приложения А – 3). Затем рассчитали «теоретические» средние тарифы на передачу электроэнергии и соотношения между тарифами на разных уровнях напряжения по всем представленным регионам.

Максимальные одноставочные тарифы установлены на уровне напряжения:

- ВН в Тамбовской области – 2,28 руб./кВт·ч;
- СН1 и СН2 в Смоленской области – 3,15 и 3,19 руб./кВт·ч;
- НН в Тверской области – 4,24 руб./кВт·ч.

Минимальные одноставочные тарифы установлены на уровне напряжения:

- ВН и СН1 в Москве – 1,05 и 1,52 руб./кВт·ч;
- СН2 в Белгородской и Орловской областях – 1,80 руб./кВт·ч;
- НН в Московской области – 2,32 руб./кВт·ч.

Максимальные и минимальные тарифы различаются между собой не более чем в 2,2 раза.

Максимальные двуставочные тарифы установлены для уровней напряжения:

- ВН в Тамбовской области – 1372,72 руб./кВт в мес., что выше минимального значения ставки на территории ЦФО в 2,5 раза (в Москве – 550,86 руб./кВт в мес.);
- СН1 в Смоленской области – 1789,5 руб./кВт в мес., что выше минимального значения ставки на территории ЦФО в 2,2 раза (в Московской области – 798,74 руб./кВт в мес.);
- СН2 и НН в Курской области – 1704,43 и 2189,41 руб./кВт в мес., что выше минимального значения ставки на территории ЦФО в 2,1 и 2,5 раза (в Московской области – 822,2 и 875,31 руб./кВт в мес.).

На территории Москвы и Московской области тариф на передачу электрической энергии для населения установлен на уровне выше экономически обоснованного тарифа на передачу электрической энергии для уровня напряжения НН. Это может быть связано со структурой полезного отпуска населению: тариф на передачу для населения принят одноставочный, без учета льготных категорий населения. Тариф на передачу электрической энергии рассчитывается «обратным счетом» – как разница между установленным тарифом для населения и средневзвешенной стоимостью электрической энергии, сбытовой надбавки и иных инфраструктурных услуг. Кроме того, при расчетах котловых тарифов приняты разные значения заявленной мощности по населению.

Величина единых котловых тарифов определяется с учетом пункта 815 «Основ ценообразования» [43], то есть разница между величиной перекрестного субсидирования учитывается в ставках на содержание электрических сетей единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии единых (котловых) тарифов, то есть не допускается включение перекрестного субсидирования в ставку на потери. Данный критерий выполнен во всех субъектах РФ, но в Красноярском крае экономически обоснованные тарифы не опубликованы, поэтому невозможно оценить наличие перекрестного субсидирования в ставке на потери.

Максимальное значение ставки на потери во втором полугодии 2016 г. утверждено на уровне напряжения:

- ВН в Ростовской области (0,56367 руб./кВт·ч);
- СН1 в Ростовской области (0,62106 руб./кВт·ч);
- СН2 в Республике Марий Эл (0,61187 руб./кВт·ч);
- НН в Республике Саха (Якутия) (1,08953 руб./кВт·ч, в 1,84 раза выше тарифа на уровне СН2 и в 4 раза выше тарифа на уровне напряжения ВН).

Минимальное значение ставки на потери во втором полугодии 2016 г. установлено на следующих уровнях напряжения:

- ВН в Республике Ингушетия (0,01159 руб./кВт·ч), предельные тарифы на данном уровне напряжения не утверждены;
- СН1 в Республике Северная Осетия – Алания (0,05148 руб./кВт·ч, ниже минимального уровня предельных тарифов, утвержденных ФАС);
- СН2 в Республике Тыва (0,09360 руб./кВт·ч, на уровне максимального предельного тарифа, утвержденного ФАС);
- НН в Республике Тыва (0,29290 руб./кВт·ч, на уровне максимального предельного тарифа, утвержденного ФАС).

В табл. 22 представлен суммарный объем перекрестного субсидирования.

Таблица 22

Определение объема перекрестного субсидирования в ставке на содержание сетей в 2015 г.

Показатель	ВН	СН1	СН2	НН
Доля полезного отпуска потребителям, %	55	4	28	12
Объем полезного отпуска потребителям, млрд кВт·ч в 2015 г.	219	17	111	49
Средневзвешенный одноставочный тариф в 2015 г., коп./кВт·ч	104	161	203	276
Соотношение тарифов	1,0	1,95	4,32	4,98
Сумма переплат (+)/недоплат (-) потребителями вследствие перераспределения тарифной нагрузки, млрд руб., без НДС	149,65	69,74	-31,16	-128,16

Соотношение тарифов показывает разницу между теоретическим и фактическим установленным тарифом, то есть то «искажение», которое вызвано заложенным в тарифы перекрестным субсидированием. Мы сопоставляли средние по всем рассмотренным регионам тарифы, взвешенные по объему полезного отпуска на соответствующем уровне напряжения (приложения А – 3).

Согласно расчетам, приведенным в табл. 23, в 2015 году объем перекрестного субсидирования в составе ставки на содержание сетей составил 219,39 млрд рублей.

Таблица 23

Объем перекрестного субсидирования, «заложенный» в ставку на содержание сетей

Показатель	2011	2012	2013	2014	2015
Предельная величина перекрестного субсидирования, «заложенного» в сетевые тарифы, млрд руб.	205,3	209,4	213,6	218,9	219,39

Перекрестное субсидирование в составе ставки на оплату потерь.

Оценка перекрестного субсидирования в составе ставки на оплату потерь электроэнергии проведена на основании данных сетевых компаний о фактических уровнях потерь по уровням напряжения и средней стоимости приобретения сетевыми компаниями электроэнергии для компенсации потерь. Суть методики расчета котловой ставки на оплату потерь заключается в том, что учитываются как потери электроэнергии, возникающие на соответствующем уровне напряжения, так и часть возникших в сетях более высокого уровня напряжения потерь электроэнергии, приходящаяся на объем электроэнергии, трансформированной на рассматриваемый уровень напряжения. В соответствии с методикой потребители, присоединенные к сети высокого напряжения, должны оплатить 3,5% потерь электроэнергии, приходящиеся на их потребление, возникающие в сетях высокого напряжения. Потребители же, присоединенные к сети низкого напряжения, должны компенсировать приходящиеся на опущенную им электроэнергию 27,8% потерь электроэнергии, возникших в сетях всех уровней напряжения. Затраты на оплату потерь определяются как произведение объема потерь и тарифа гарантирующего поставщика на приобретаемую

сетевой организацией для компенсации потерь электроэнергию. Стоимость этой электроэнергии не зависит от уровня напряжения, на котором возникли потери.

Таким образом, для высокого напряжения тариф на оплату потерь должен быть равным стоимости потерь, возникающих на высоком напряжении, отнесенной на сумму объема полезного отпуска электроэнергии и объема трансформации электроэнергии в более низкие уровни напряжения. Например, для низкого напряжения тариф на оплату потерь электроэнергии должен быть равным отношению стоимости потерь электроэнергии (возникших как в сетях низкого напряжения, так и в сетях более высоких уровней напряжения, приходящихся на тот объем электроэнергии, который был трансформирован в сети низкого напряжения) и объема полезного отпуска потребителям, присоединенным к сетям низкого напряжения.

На основании данных об объемах потерь электроэнергии, возникающих на соответствующих уровнях напряжения, и об объемах полезного отпуска по уровням напряжения мы определили, какое соотношение между размером ставки на оплату потерь на различных уровнях напряжения соответствует положениям методических указаний (теоретическое соотношение). Расчеты показали, что ставка тарифа на оплату потерь на высоком напряжении должна быть в 2,97 раза ниже, чем ставка на первом среднем напряжении, в 6,23 раза ниже, чем на втором среднем напряжении, и в 9,28 раза ниже, чем на низком напряжении. В действительности же в 2015 г. средневзвешенная ставка на оплату потерь на низком напряжении превышала соответствующую ставку на высоком напряжении в 4,2 раза.

Для оценки объема перекрестного субсидирования, заложенного в ставку на компенсацию потерь, мы рассчитали теоретические тарифы, удовлетворяющие указанным соотношениям и учитывающие среднюю цену покупки потерь распределительными сетевыми компаниями у гарантирующих поставщиков.

Сопоставление теоретических и фактически установленных средневзвешенных ставок на оплату потерь показало, что объем переплаты потребителями, присоединенными к сетям высокого и первого среднего напряжения, составил в 2015 г. 25,6 млрд руб. (табл. 24). Часть переплаты субсидирующих групп потребителей приводит к общему увеличению выручки сетевых компаний. Для компенсации потерь выручка сетевых компаний была несколько завышена, что может объясняться как необходимостью компенсации неучтенных потерь электроэнергии, так и иными отклонениями от методических указаний по расчету тарифов. Результаты аналогичного анализа, проведенного за период 2011–2015 гг., показаны в табл. 25. Общая сумма перекрестного субсидирования за 2011–2015 гг. с разбивкой по видам показана в табл. 26.

Таблица 24
Оценка объема перекрестного субсидирования в ставке на оплату потерь электроэнергии в 2015 г.

Показатель	ВН	СН1	СН2	НН
Плановый уровень потерь электроэнергии, % к отпуску в сеть	3,20	6,40	5,80	14,00
Отношение «теоретического» тарифа на оплату потерь на уровне напряжения к тарифу на высоком напряжении, раз	1,00	2,97	6,23	9,28
Средневзвешенный фактический тариф на компенсацию потерь, руб./тыс. кВт·ч без НДС	143,84	167,4	183,9	197,6
Объем полезного отпуска потребителям, млрд кВт·ч в 2015 г.	219	17	111	49
Объем переплаты (+)/недоплаты (-) потребителей из-за перераспределения тарифной нагрузки, млрд руб. без НДС	+23,04	+2,55	-5,5	-16,2

Таблица 25
Объем перекрестного субсидирования в ставке на оплату потерь электроэнергии, 2011–2015 гг.

Показатель	2011	2012	2013	2014	2015
Объем перекрестного субсидирования в ставке на оплату потерь электроэнергии, млрд руб.	29,92	27,94	26,36	28,9	25,6

Таблица 26
Объемы перекрестного субсидирования за 2011–2015 гг.

Показатель	2011	2012	2013	2014	2015
Общая сумма перекрестного субсидирования, осуществляемого через регулируемые договоры на электроэнергию и мощность, млрд руб.	60,1	61,4	62,9	67,8	71,3
Предельная величина перекрестного субсидирования, «заложенного» в сетевые тарифы, млрд руб.	205,3	209,4	213,6	218,9	229,4
Объем переплаты потребителями «последней мили», млрд руб.	58,6	74,1	42,4	23,9	20,7
Объем перекрестного субсидирования в ставке на оплату потерь электроэнергии, млрд руб.	29,92	27,94	26,36	28,9	25,6
Общая сумма перекрестного субсидирования, млрд руб.	353,92	372,84	345,26	339,5	347

Таким образом, за последние пять лет объемы перекрестного субсидирования удалось снизить на 6,92 млрд руб., или 2%. В основном это произошло за счет сокращения объемов переплаты потребителями «последней мили» (снижение на 37,9 млрд руб., или в 3,5 раза). Также снизился объем перекрестного субсидирования в ставке на оплату потерь электроэнергии на 4,32 млрд руб., или на 14,8%.

К негативным тенденциям следует отнести увеличение объемов перекрестного субсидирования, осуществляемого по регулируемым договорам на электроэнергию и мощность, на 11,2 млрд руб., или 18,3%, и предельной величины перекрестного субсидирования, «заложенного» в сетевые тарифы, на 24,1 млрд руб., или 11,7%.

2.3. Влияние объемов перекрестного субсидирования на экономические показатели эффективности субсидирующих и субсидируемых групп потребителей

Субсидирующие группы потребителей – потребители, присоединенные на высоком напряжении (ВН) и на первом среднем напряжении (СН1). На первую группу (ВН) приходится основная нагрузка субсидирования – около 179,5 млрд руб., в нее входят суммы переплат, включенные в ставку на компенсацию потерь, приходящаяся на компенсацию потерь, а также перекрестное субсидирование между одноставочным и двуставочными тарифами на высоком напряжении. Потребители, подключенные на первом среднем уровне (СН1), несут меньшую нагрузку по субсидированию – около 14,9 млрд руб. в составе ставки на компенсацию потерь и содержание сетей. К субсидирующей группе относятся предприятия, присоединенные к объектам «последней мили», в 2015 г. они заплатили 20,9 млрд руб. Таким образом, общая сумма субсидий по всем группам составила 215,3 млрд руб.

Основную субсидируемую группу составляет население, на его долю приходится около 70,7% объема перекрестного субсидирования (252,1 млрд руб. без НДС). Другой субсидируемой группой являются потребители, подключенные на втором среднем уровне напряжения (СН2) (21,7 млрд руб.).

Влияние перекрестного субсидирования на субсидирующих потребителей. К субсидирующим потребителям относят, как правило, промышленные компании, присоединенные или к объектам «последней мили», или к распределительным сетям. Плата потребителей, присоединенных к объектам «последней мили», за услуги по передаче электроэнергии в среднем в 2,9 раза превышает тарифы магистральных сетей.

Потребители, подключенные на высоком уровне (ВН) к распределительным сетям, платят примерно в 1,6 раза больше за содержание сетей и в 2,4 раза больше за компенсацию потерь, чем платили бы, если бы в тарифы не было включено перекрестное субсидирование.

За услуги по передаче электроэнергии потребители, присоединенные на первом среднем напряжении (СН1), платили в составе ставки на содержание сетей примерно в 1,15 раза больше и примерно в 1,07 раза больше в составе ставки на оплату потерь, чем если бы в составе ставки не было перекрестного субсидирования.

В результате крупные и средние промышленные компании, подключенные на высоком и первом среднем уровнях напряжения, платят больше. Такова одна из причин, по которым компании отказываются от покупной электроэнергии в пользу собственной генерации.

Влияние рассчитанных объемов перекрестного субсидирования на население как субсидируемую группу. В 2015 г. объем субсидирования населения и приравненных к нему потребителей составил 252,1 млрд руб. без НДС. Эта сумма складывается из объемов, заложенных в регулируемых договорах ОРЭМа, – 71,3 млрд руб. и 128,16 млрд руб. в составе ставки на содержание сетей через перераспределение НВВ, 31,16 млрд руб. в составе ставки на компенсацию потерь (в полном объеме).

По нашим расчетам, в 2015 г. объем субсидий для потребителей, подключенных на втором среднем уровне напряжения (СН2), составил 21,76 млрд руб. без НДС, в том числе 16,2 млрд руб. в составе ставки на содержание сетей через перераспределение НВВ и 5,5 млрд руб. в составе ставки на компенсацию потерь (в полном объеме).

Следует отметить, что не всегда можно выделить группы субсидируемых потребителей. Например, плата потребителей подключенных к объектам «последней мили», увеличивает выручку сетевых компаний, но не является перекрестным субсидированием в чистом виде.

Таким образом, в 2015 г. общая разница между переплатой субсидирующих групп потребителей и объемами субсидирования, для которых можно установить группы потребителей-бенефициаров, составила 94,68 млрд руб. без НДС (табл. 27).

Таблица 27

Суммарные объемы перекрестного субсидирования в электроэнергетике в 2015 г. и объем субсидирования, приходящегося на население (без НДС)

Механизм перекрестного субсидирования	Переплата «субсидирующих» потребителей, млрд руб.	Объем субсидирования, приходящийся на население и потребителей СН2, млрд руб.
Аренда «последней мили»	20,7	—
Перераспределение НВВ в ставке на содержание сетей	229,4	159,32
Перераспределение расходов на компенсацию потерь в ставке на оплату потерь электроэнергии	25,6	21,7
Объем субсидирования потребителей через регулируемые договоры на ОРЭМе	71,3	71,3
Итого объем переплаты потребителей / объем субсидий, приходящихся на население и потребителей СН2	347	252,32
Разница объема переплаты крупными потребителями и объема субсидирования населения и потребителей СН2, млрд руб.		94,68
Доля субсидирования населения и потребителей СН2 в общем объеме переплаты потребителей, %		70,1

Влияние выявленных объемов перекрестного субсидирования на макроэкономические показатели. Завышенные расходы на оплату электроэнергии, которые несут субсидирующие группы потребителей, выражаются в более низком росте промышленного производства и, соответственно, в более низком росте ВВП, чем было бы возможно. Для оценки влияния перекрестного субсидирования на промышленное производство мы воспользовались данными Центра ситуационного анализа и прогнозирования ЦЭМИ РАН. Проведя анализ данных за 1995–2005 гг., этот центр определил эластичность индекса физического объема по цене на электроэнергию для промышленности в целом на уровне (–0,10). Выявленные нами объемы перекрестного субсидирования, включенные в сетевые тарифы (с учетом аренды «последней мили»), в 2015 г. составили 347 млрд руб.

Полезный отпуск электроэнергии потребителям, подключенным к сетям высокого и первого среднего напряжения в рассмотренных регионах, составил 219 млрд кВт·ч, этот объем переплаты соответствует переплате 564,39 руб. / тыс. кВт·ч, или 26,94% от средней конечной цены электроэнергии для крупных промышленных потребителей (по данным Минэнерго, 2004,3 руб. / тыс. кВт·ч для промышленных потребителей с присоединенной мощностью 750 КВА и выше). Таким образом, ущерб росту промышленного

производства от перекрестного субсидирования можно оценить в размере 2,69%. Недополученный ВВП, соответственно, оценивается в 387,9 млрд руб., или 0,6%, по итогам 2015 г.

Влияние цены на электроэнергию на деятельность предприятий различных отраслей промышленности. Влияние энергетической отрасли на деятельность предприятий других отраслей обусловлено уровнем расходов на покупку электроэнергии и ее долей в себестоимости продукции соответствующих отраслей. Так, наиболее энергоемкими считаются металлургическое и химическое производства, где доля затрат на электроэнергию может достигать 35% (например, при производстве алюминия). Наибольший объем потребляемой электроэнергии приходится на отрасли черной и цветной металлургии, в т.ч. производство алюминия, химической отрасли, например производство пластмасс, химических смол, удобрений, синтетического каучука. Высокая доля покупной электроэнергии в себестоимости предприятий, занятых производством и распределением электроэнергии, газа и воды, обусловлена технологией такого производства (обеспечение работы электрооборудования станционной электросети, насосов, компрессоров и др.), а также величиной потерь при передаче электроэнергии. Например, в 2015 г. собственные нужды электростанций составили 53 760 млн кВт·ч, потери оценены как 11,48% от величины отпуска электроэнергии в сеть. При этом следует учитывать, что если генерирующие компании превышают установленные лимиты потребления электроэнергии, то стоимость электроэнергии для собственных нужд рассчитывается исходя из средневзвешенных цен ОРЭМа, которая значительно выше. В целях компенсации потерь в энергетической сети электросетевые компании оплачивают электроэнергию по одноставочной цене, формируемой по принципу как для конечного потребителя, за вычетом стоимости услуг по передаче электрической энергии по собственным электросетям и с учетом соответствующей сбытовой надбавки гарантирующего поставщика.

В табл. 28 показано потребление электроэнергии предприятиями различных отраслей. Если проанализировать уровень затрат на электроэнергию в валовой прибыли компаний (столбец 6), то колебание от 0,73% в оптовой и розничной торговле до 27,9% в производстве и распределении электроэнергии, газа и воды говорит о существенном влиянии цен на электроэнергию на уровень располагаемых собственных инвестиций в отрасли экономики (в среднем доля затрат на электроэнергию составила 8,59%).

Таблица 28
Показатели электропотребления в натуральных и стоимостных показателях некоторых отраслей экономики в 2015 г. (по данным Росстата)

Отрасль	Электропотребление, млн кВт·ч	Затраты на покупную электроэнергию, млн руб.	Удельная цена электроэнергии, руб./кВт·ч	Доля затрат на покупную электроэнергию, %	
				в себестоимости производства	в валовой прибыли
Добыча полезных ископаемых	559226,4	286493,107	0,51	3,81	8,25
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	121535,028	180686,744	1,64	7,23	27,91
Обрабатывающие производства	370060,847	566193,096	1,53	5,94	14,69
Транспорт и связь	87850,2	220119,524	2,5	3,51	12,52

Отрасль	Электропотребление, млн кВт·ч	Затраты на покупную электроэнергию, млн руб.	Удельная цена электроэнергии, руб./кВт·ч	Доля затрат на покупную электроэнергию, %	
				в себестоимости производства	в валовой прибыли
Строительство	12139,4	20246,781	1,67	1,27	2,39
Оптовая и розничная торговля	34548,6	45135,499	1,31	1,03	0,73
Сельское хозяйство, охота, лесное хозяйство	16756,8	45086,271	2,69	2,74	13,27
Прочие виды деятельности	96625,5	113904,048	1,18	0,94	5,72
Итого	1060237,8	1574695,961	1,49	3,06	8,59

Мы проанализировали влияние цены на электроэнергию в различных отраслях не только при помощи показателя доли прямых затрат на покупную электроэнергию, но и с учетом объемов использования продукции смежными отраслями, то есть определили полные затраты, для чего:

- определили прямые фактические затраты на электроэнергию предприятиями различных отраслей [64];
- полученные данные интегрировали в таблицы использования товаров и ресурсов посредством метода двойного пересчета – первоначально из прямых затрат на покупную электроэнергию отраслей, участвующих в промежуточном потреблении, с учетом коэффициента использования выпуска продукции в производстве продукции смежной отрасли вычли прямые затраты одноименной отрасли, а затем аналогично пересчитали полные затраты в структуре производства отраслей.

В табл. 29 приведены данные по уровню полных затрат на электроэнергию по отраслям экономики. В среднем по отраслям превышение полных затрат на электроэнергию в 2,0–2,5 раза превышает прямые затраты, кроме того, значимости ценового фактора при расчете полных затрат возросла в отраслях «Предоставление прочих коммунальных и социальных услуг», «Рыболовство и рыбоводство», «Строительство».

Таблица 29
Прямые и полные затраты на электроэнергию по отраслям экономики в валовом выпуске

Отрасль	Доля затрат	
	прямых	полных
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	8,14	8,89
Добыча полезных ископаемых	4,26	5,03
Обрабатывающие производства	2,05	3,86
Транспорт и связь	1,58	2,49
Оптовая и розничная торговля	0,92	1,11
Строительство	0,89	1,97
Предоставление прочих коммунальных и социальных услуг	0,75	1,32
Гостиницы и рестораны	0,63	0,97
Рыболовство и рыбоводство	0,29	1,08
Здравоохранение и предоставление прочих социальных услуг	0,34	0,76

Таким образом, перекрестное субсидирование населения негативно влияет на конкурентоспособность целого ряда отраслей российской промышленности, создает стимулы для крупных потребителей строить собственную генерацию, инвестировать в присоединение к электрическим сетям открытого акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы», приводит к убыткам распределительных сетевых организаций, а также к росту тарифов для малого и среднего бизнеса, что существенно замедляет его развитие.

Перекрестное субсидирование не обеспечивает социальной справедливости, поскольку фактически размер субсидии прямо пропорционален потреблению электроэнергии. Наиболее обеспеченное домохозяйство получает значительно больший объем социальной помощи, чем домохозяйство с меньшим уровнем дохода. Из-за поддержания низких тарифов для населения выпадающие доходы сетевых организаций в объеме порядка 60 млрд руб. компенсируются за счет субсидирования крупными промышленными потребителями, присоединенными к ЕНЭС, «последняя миля» которой сдается в аренду межрегиональным распределительным сетевым компаниям.

Также существенной проблемой является непрозрачность распределения нагрузки по перекрестному субсидированию между группами потребителей.

Выводы по главе 2

Основной объем перекрестного субсидирования в электроэнергетике включен в тарифы на услуги по передаче электроэнергии по распределительным сетям. Росту перекрестного субсидирования в составе платы за передачу электроэнергии в значительной мере способствует непрозрачность установления единых котловых тарифов на услуги по передаче электроэнергии по распределительным сетям. Тарифная нагрузка в составе платы за услуги по передаче электроэнергии перераспределяется между группами потребителей как в составе ставки на содержание сетей, так и в составе ставки на компенсацию потерь.

В 2015 г. совокупный объем переплаты субсидирующих групп потребителей составил 294,1 млрд руб. без НДС (или 347 млрд руб. с НДС), что на 3,8% выше оценок ФАС (283 млрд руб. без НДС). Эту сумму составляют:

- регулируемые договоры на оптовом рынке электроэнергии и мощности – 71,3 млрд руб.;
- аренда «последней мили» – 20,7 млрд руб.;
- перераспределение НВВ (необходимой валовой выручки) в ставке на содержание сетей – 229,4 млрд руб.;
- перераспределение расходов на компенсацию потерь в ставке на оплату потерь электроэнергии – 25,6 млрд руб.

Всего на перекрестное субсидирование через тарифы распределительных сетей приходится 255 млрд руб., или более 80% от всего объема перекрестного субсидирования.

Влияние перекрестного субсидирования на субсидирующие группы, в которые входят потребители, присоединенные к сетям высокого и первого среднего напряжения, выражается в росте затрат субсидирующих групп потребителей на электроэнергию. Потребители электроэнергии, присоединенные к распределительным сетям высокого напряжения, платят за услуги по передаче электроэнергии в среднем в 2,3 раза больше, а потребители, присоединенные к сетям первого среднего напряжения, – примерно в 1,6 раза больше обоснованного уровня цен. Это заставляет промышленных

потребителей развивать собственную генерацию и стремиться к снижению потребления электроэнергии из единой электрической сети, что ставит под угрозу стабильность работы сетевых компаний, сказывается на их рыночной капитализации и способности привлекать заемные средства.

Влияние перекрестного субсидирования на субсидируемые группы, к которым относятся население и прочие потребители, присоединенные к сетям низкого напряжения, второго среднего напряжения, выражено в неравномерном распределении субсидирования, т.к. оно пропорционально удельному потреблению электроэнергии домохозяйствами. Объем потребления электроэнергии растет с ростом уровня дохода, более обеспеченные домохозяйства получают большую часть субсидирования, чем менее обеспеченные. Так, в 2015 г. на одно наиболее обеспеченное домохозяйство приходилось в среднем почти 600 руб. в месяц перекрестного субсидирования, в то время как на одно наименее обеспеченное домохозяйство – около 320 руб. в месяц.

Перекрестное субсидирование оказывает негативное влияние на макроэкономические показатели. По нашим расчетам, потери роста промышленного производства России из-за перекрестного субсидирования составляют 2,3%, потери ВВП России, соответственно, оцениваются в 0,6%.

Глава 3. Формирование модели снижения объемов перекрестного субсидирования и предложений по корректировке тарифной политики

3.1 Анализ экономических и социальных эффектов снижения объемов перекрестного субсидирования

Для анализа влияния эффектов снижения объемов перекрестного субсидирования на компании – потребители электроэнергии мы использовали инструменты системы национальных счетов (СНС): симметричные таблицы «Затраты – выпуск», межотраслевой баланс «продукт – продукт», рассчитанный по выпуску конечного продукта 22 отраслей промышленности. Национальные счета, отражающие все фазы экономического процесса (производство, образование и распределение доходов, потребление и накопление, операции с финансовыми инструментами и т.д.), дают обобщенное представление о функционировании экономики в определенный период. Суть СНС сводится к формированию обобщающих показателей развития экономики на различных стадиях процесса воспроизводства и взаимной увязке этих показателей между собой. Система завершается построением балансовых таблиц, отражающих наличие активов и обязательств на ту или иную дату, изменение национального богатства в отчетном периоде и таблиц «Затраты – выпуск», в которых производство и использование товаров и услуг показываются в отраслевом разрезе.

На первом этапе мы проанализировали взаимосвязь между валовой добавленной стоимостью отраслей экономики и ее дальнейшим распределением на воспроизводство и конечное потребление (табл. 30).

Таблица 30

Формирование и распределение доходов в текущих ценах по отраслям экономики за 2000–2014 гг. (по данным [23])

Год	Счет образования доходов, млрд руб.			Счет использования располагаемых доходов, млрд руб.			
	Оплата труда наемных работников	Валовая прибыль экономики и валовые смешанные доходы	Чистые налоги на производство	Расходы на конечное потребление домашних хозяйств	Валовое накопление	Расходы государственного управления	Чистый экспорт
1998	1263	947	420	1511	394	493	232
1999	1934	2132	758	2583	715	703	822
2000	2937	3120	1248	3374	1366	1103	1463
2001	3848	3693	1403	4417	1963	1470	1094
2002	5065	3907	1847	5542	2169	1942	166
2003	6231	4864	2113	6692	2755	2366	1394
2004	7845	6307	2875	8588	3559	2890	1990
2005	9474	7887	4248	10 792	4339	3646	2833
2007	15 526	11 387	6334	16 218	8034	5751	3245
2008	19 560	13 499	8218	20 184	10 526	7360	3207

Год	Счет образования доходов, млрд руб.			Счет использования располагаемых доходов, млрд руб.			
	Оплата труда наемных работников	Валовая прибыль экономики и валовые смешанные доходы	Чистые налоги на производство	Расходы на конечное потребление домашних хозяйств	Валовое накопление	Расходы государственного управления	Чистый экспорт
2009	20 412	11 921	6475	21 203	7345	8067	2193
2010	22 996	15 094	8219	23 843	10 473	8671	3321
2011	27 647	17 273	10 880	27 427	13 983	10 103	4288
2012	31 578	18 612	12 409	31 088	15 224	11 889	4399
2013	34 269	21 829	10 112	47 958	14 460	13 020	5271
2014	37 119	23 127	10 225	52 225	14 706	13 932	5 065

Далее в пакете SPSS проведен регрессионный анализ влияния элементов счета образования доходов на конечное потребление и воспроизводство в ценах 2014 г. (приложения И – Л).

$$y_1 = -22,533 + 1,97x_1 + 0,77x_2 - 4,036x_3,$$

где y_1 – расходы на конечное потребление домашних хозяйств, млрд руб.; x_1 – оплата труда наемных работников, млрд руб.; x_2 – валовая прибыль экономики и валовые смешанные доходы, млрд руб.; x_3 – налоги на производство, млрд руб.

Проверка значимости модели множественной регрессии осуществлена на уровне 0,05, при котором значение критерия Фишера $F_{кр}$ составил 115,81. Скорректированный коэффициент детерминации модели R^2 составил 0,956.

Аналогично составлены зависимости по другим элементам использования располагаемого дохода:

$$y_2 = 53,685 + 0,241x_1 - 0,11x_2 + 0,792x_3,$$

где y_2 – расходы на валовое накопление основного капитала, млрд руб.

Проверка значимости модели множественной регрессии осуществлена на уровне 0,05, при котором $F_{кр} = 631,519$. Скорректированный коэффициент детерминации модели R^2 составил 0,992.

Модель множественной регрессии расходов государственного управления имеет вид:

$$y_3 = -95,748 + 0,333x_1 + 0,175x_2 + 0,244x_3,$$

где y_3 – расходы на государственное управление, млрд руб.

Проверка значимости модели множественной регрессии осуществлена на уровне 0,05, при котором $F_{кр} = 682,565$. Скорректированный коэффициент детерминации модели R^2 составил 0,992.

В связи с тем что сальдо экспорта и импорта не имеет явно выраженной зависимости от формируемого в экономике совокупного дохода, мы допустили, что его доля равна 10% от совокупных формируемых в экономике доходов:

$$y_4 = 0,1 \sum_{i=1}^3 x_i,$$

где y_4 – сальдо «экспорт – импорт».

Таким образом, приведенные уравнения описывают зависимость между используемым располагаемым доходом в экономике и доходами.

3.2. Сравнительный анализ влияния частичного и полного сокращения перекрестного субсидирования в электроэнергетике на экономические показатели субъектов рынка (на примере участников энергорынка)

С 1 января 2014 г. законодательством Российской Федерации предусмотрено сокращение механизма «последней мили» (в настоящее время действие механизма продлено лишь в 18 субъектах). Оно обеспечило полное освобождение потребителей, присоединенных к ЕНЭС напрямую, а не через региональные энергетические сети, стали платить меньше (в их тарифах не содержалось перекрестного субсидирования). Это привело к тому, что региональные сетевые организации стали получать меньшие доходы и, соответственно, повысили тарифы для остальных участников.

В связи с этим необходимо постепенное снижение объема перекрестного субсидирования и изменение его структуры с целью обеспечить более эффективную адресную поддержку малоимущих и социально незащищенных категорий потребителей.

Для выполнения данных задач на уровне федерального законодательства в 2014 г. определено понятие перекрестного субсидирования, порядок распределения и учета объемов перекрестного субсидирования между потребителями при тарифном регулировании. К 2022 г. предусмотрено поэтапное снижение объемов перекрестного субсидирования до оптимального уровня, равного величине субсидирования наименее обеспеченных домохозяйств (в текущих ценах около 45–50 млрд руб. примерно для 30% домохозяйств).

Исключены затраты «моносетей» из «котлового» тарифа. Ресурсы, получаемые отраслью в результате исключения затрат «моносетей» из «котлового» тарифа, должны использоваться максимально эффективно. В регионах, где уровень тарифа достаточно высок, указанные ресурсы будут направляться на ликвидацию перекрестного субсидирования (снижение тарифов для бизнеса).

Таким образом, обеспечивается поэтапность снижения перекрестного субсидирования до 2022 г. за счет постепенного повышения тарифа для наиболее обеспеченных домохозяйств до экономически обоснованного уровня и повышения эффективности электросетевого комплекса.

В качестве направлений изменения ценообразования на ОРЭМе мы рассматривали реализацию новой модели долгосрочного рынка мощности в российской электроэнергетике и повышение уровня конкуренции между генерирующими компаниями [44].

Предлагается усовершенствовать модель: отборы мощности проводятся не на один год, а на четыре года вперед. Это улучшит инвестиционный климат отрасли, повысит уровень прогнозирования динамики цен на электрическую энергию (мощность) для потребителей, генерирующих компаний, а также позволит скорректировать модель ценообразования. Спрос стал эластичным: по низкой цене покупатели могут оплатить большой объем мощности, ранее – только фиксированный; вводятся предельные минимальные и максимальные уровни цен, которые утверждаются распоряжением правительства, ранее – только максимальные; отбор будет производиться по ценовым зонам, что формирует единую цену в рамках ценовой зоны, ранее отбор проводился по зонам свободного перетока; с 2016 г. вводятся долгосрочные отборы, ранее – только на 1 год вперед; мощность «в вынужденном режиме» устанавливается до проведения КОМа, что позволяет учесть ее полный объем [44]. По нашим расчетам, с 2011 по 2015 г. проводимые мероприятия позволили снизить объемы перекрестного субсидирования на 2%.

В табл. 31 приведены результаты расчетов, как снижение объема перекрестного субсидирования на 2% повлияло на участников энергорынка – на валовую прибыль компаний отраслей экономики в результате снижения цен электроэнергетики и компаний электроэнергетической отрасли, испытывающих отрицательный эффект, вызванный потерей доходов и, как следствие, сокращения валовой прибыли со стороны энергетических компаний, а также и на сальдо вышеприведенных эффектов (или конечного эффекта).

Таблица 31

Результаты расчетов воздействия постепенного снижения объемов перекрестного субсидирования на участников энергорынка, млрд руб. (в ценах 2011 г.)

Отрасль	Динамика валовой прибыли		Сальдо эффектов в разрезе элементов добавленной стоимости отраслей			
	по отраслям экономики при снижении цен на электроэнергию	по энергокомпаниям при сокращении объемов перекрестного субсидирования на 2%	Всего	Оплата труда	Валовая прибыль	Чистые и др. налоги на производство
Нефтегазовая промышленность	+507,3	- 501,4	5,9	3,2	2,04	0,66
Добыча угля	+106,2	- 102,8	3,8	3,38	0,43	0
Горючие сланцы и торф	+0,3	- 0,3	0	0	0	0
Электро- и теплоэнергия	+1056,4	- 1007,1	49,3	18,7	29,58	1,12
Черная металлургия	+681,53	- 718,43	-36,9	- 12,4	- 22,34	- 2,16
Цветная металлургия	+435,76	- 462,49	-26,73	- 8,48	- 17,28	0,97
Химическая и нефтехимическая промышленность	+528,65	- 501,4	27,25	16,92	9,27	1,06
Легкая промышленность	+674,23	- 631,16	43,07	22,22	19,56	1,29
Пищевая промышленность	+1462	- 1338	124	46,15	71,82	6,03
Производство стройматериалов	+412	- 511,5	-99,5	- 36,25	- 61,1	- 2,15
Деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность	+304	- 356	- 52	- 26,4	- 24,04	- 1,56
Производство машин и оборудования	+2633	- 2919	- 286	- 170,4	- 110,91	- 4,69
Прочие отрасли перерабатывающей промышленности	+220	- 189	31	16	15	0
Строительство	+4044	- 4205	- 261	- 123	- 125,35	- 12,65
Сельское хозяйство	+2025	- 1874	151	28	120,7	2,3
Транспорт и связь	+2821	- 2710	111	54,12	55,85	1,03

Отрасль	Динамика валовой прибыли		Сальдо эффектов в разрезе элементов добавленной стоимости отраслей			
	по отраслям экономики при снижении цен на электроэнергию	по энергокомпаниям при сокращении объемов перекрестного субсидирования на 2%	Всего	Оплата труда	Валовая прибыль	Чистые и др. налоги на производство
Торговля и посреднические услуги	+8219	- 8096	123	17,65	103,45	1,9
Прочие виды деятельности	+371	- 362	9	3,7	5,3	0
ЖКХ и непроизводственные виды бытового обслуживания населения	+1154	- 1028	126	81,55	38,08	1,08
Здравоохранение	+2056	- 1794	262	221,34	39,64	1,02
Финансовое посредничество, страхование	+2821	- 2218	603	427,02	173	2,98
Наука и научное обслуживание	+601	- 633	- 32	- 32	0	0
Итого	+33133,37	- 28420,26	4713,11	2551,02	2127,39	34,7

Структурные различия в перечне спроса на продукцию различных отраслей со стороны домохозяйств, государственного управления и расходов на капитальные вложения оказывают влияние на экономический эффект от изменения цен на электроэнергию. Так, например, согласно расчетам на базе межотраслевого баланса [61], увеличение спроса домохозяйств на 1 усл. ед. повлечет прирост ВВП на 1,74 усл. ед., при этом валовая добавленная стоимость составит 64,9 усл. ед. Рост спроса со стороны государственного управления на продукцию отраслей промышленности на 1 усл. ед. повлечет прирост ВВП на 2,21 усл. ед., в том числе 97,2 усл. ед. составит валовая добавленная стоимость. И наконец, рост спроса на капитальные вложения на 1 усл. ед. повлечет прирост ВВП на 1,56 усл. ед., в том числе валовая добавленная стоимость составит 0,83.

Анализируя полученные данные, можно сделать вывод: снижение объемов перекрестного субсидирования окажет наибольшее негативное влияние на компании отраслей машиностроения (- 286 млрд руб.), строительства (- 261 млрд руб.), производства стройматериалов (- 99,5 млрд руб.). Это обусловлено снижением спроса на продукцию компаний данных отраслей при изменении величины расходов потребителей данной продукции на электроэнергию. Также снижение экономического эффекта будет наблюдаться в отраслях черной и цветной металлургии (- 36,9 млрд руб. и -26,73 млрд руб. соответственно) и деревообрабатывающей промышленности (- 52 млрд руб.). К изменению цен на электроэнергию также чувствительны наука и научное обслуживание (- 32 млрд руб.). Все остальные рассмотренные отрасли, наоборот, улучшат свои экономические показатели за счет сниже-

ния цен на электроэнергию. Наибольший экономический эффект получат финансовое посредничество, страхование (+603 млрд руб.), здравоохранение (+262 млрд руб.), сельское хозяйство (+151 млрд руб.), торговля и посреднические услуги (+123 млрд руб.). Таким образом, снижение перекрестного субсидирования окажет негативное воздействие скорее на компании промышленных материалоемких отраслей и приведет к росту валовой прибыли компаний, оказывающих финансовые, страховые, торгово-посреднические, оздоровительные услуги.

Как было сказано выше, перекрестное субсидирование было введено государством как один из механизмов защиты малообеспеченных семей в условиях высокого роста уровня инфляции 1990-х гг. Вместе с тем за время его существования фактическая плата по установленным тарифам за потребление электроэнергии ниже экономически обоснованной в 2,5–3,0 раза. По оценкам специалистов [77], дальнейший рост перекрестного субсидирования приведет к тому, что снизится конкурентоспособность продукции отраслей промышленного производства или производственные цеха будут размещены на территории стран с более дешевой рабочей силой, а компании малого и среднего бизнеса будут уходить с рынка. В связи с этим предлагается одновременно сократить перекрестное субсидирование, заменив его адресной помощью малоимущим слоям населения [41].

Далее мы проведем анализ влияния одноmomentного сокращения перекрестного субсидирования на экономические показатели деятельности субъектов энергорынка. По нашим расчетам, общая сумма перекрестного субсидирования в 2015 г. составила 347 млрд руб. В табл. 32 показан экономический эффект одноmomentного сокращения перекрестного субсидирования на 347 млрд руб.

Таблица 32

Влияние одноmomentного сокращения перекрестного субсидирования на экономические показатели участников энергорынка, млрд руб. (в ценах 2011 г.)

Отрасль	Динамика валовой прибыли по отраслям		Сальдо эффектов в разрезе элементов добавленной стоимости отраслей			
	при снижении цен на электроэнергию	при росте цен на электроэнергию для населения	Всего	Оплата труда	Валовая прибыль	Чистые и др. налоги на производство
Нефтегазовая промышленность	+1238	- 1362	- 114	- 34,57	- 85,36	- 4,07
Добыча угля	+1842	- 1898	- 56	- 35	- 21	0
Горючие сланцы и торф	+31	- 27	4	2	2	0
Электро- и теплоэнергия	+1439	- 1246	193	68	118	7
Черная металлургия	+1128	- 885	243	72	164,88	6,12
Цветная металлургия	+6563	- 6379	184	56	124,1	3,9
Химическая и нефтехимическая промышленность	+1065	- 1254	- 189	- 97	- 80	- 12
Легкая промышленность	+1227	- 1411	- 184	- 99,5	- 81	- 3,5
Пищевая промышленность	+1462	- 1632	- 170	- 79	- 84	- 7

Отрасль	Динамика валовой прибыли по отраслям		Сальдо эффектов в разрезе элементов добавленной стоимости отраслей			
	при снижении цен на электроэнергию	при росте цен на электроэнергию для населения	Всего	Оплата труда	Валовая прибыль	Чистые и др. налоги на производство
Производство стройматериалов	+773	-584	189	102	83	4
Деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность	+409	-597	-188	-39	-36	-13
Производство машин и оборудования	+3517	-3369	148	99,1	43	5,9
Прочие отрасли перерабатывающей промышленности	+456	-510	-54	-23	-28	3
Строительство	+6815	-6764	149	71	76	3
Сельское хозяйство	+3417	-3555	-138	-13	-121	-4
Транспорт и связь	+2821	-2730	-69	-33	-31	-5
Торговля и посреднические услуги	+1556	-1792	-236	-14,3	-213	-8,7
Прочие виды деятельности	+459	-546	-87	-51	-33	-3
ЖКХ и непроизводственные виды бытового обслуживания населения	+1574	-1706	-132	-81	-47,8	-3,2
Здравоохранение	+3238	-3120	118	82	25	5
Финансовое посредничество, страхование	+3449	-3232	-197	-143	-48,1	-5,9
Наука и научное обслуживание	+954	-943	11	9	2	0
Итого:	+45433	-45542	-575	-181,27	-271,28	-31,45

Как показали расчеты, в случае одномоментного снижения объемов перекрестного субсидирования отрицательный экономический эффект будет наблюдаться в большинстве промышленных отраслей и отраслей, оказывающих услуги. Отрицательный эффект будет выражен в снижении валовой прибыли: для торговли и посреднической деятельности – на 236 млрд руб., для сельскохозяйственной отрасли – на 138 млрд руб., для финансового посредничества и страхования – на 197 млрд руб. Его вызовет сокращение спроса со стороны потребителей в связи с сокращением располагаемых доходов и увеличением цен не только на электроэнергию, но и на услуги ЖКХ и др. Следует отметить, что ряд отраслей все же будет иметь положительную динамику показателей эффективности, в частности отрасли черной и цветной металлургии: валовая прибыль увеличится на 243 млрд руб. и 184 млрд руб. соответственно. В целом отрицательный результат преувеличен, что связано с особенностями дифференциации структуры спроса на товары и услуги у населения и промышленных потребителей.

Таким образом, с учетом худших экономических показателей участников энергорынка в результате одномоментного снижения объемов перекрестного

субсидирования, на наш взгляд, следует разрабатывать программу постепенного (поэтапного снижения) перекрестного субсидирования.

3.3. Разработка модели поэтапного снижения объемов перекрестного субсидирования

Мы провели анализ с целью определить максимально возможный темп роста тарифов на электроэнергию для населения. В качестве критерия оптимальности скорости роста тарифов на электроэнергию использовано минимальное значение экономического ущерба для отраслей экономики, рассчитанное как разница сальдированного прироста (убытия) валовой добавленной стоимости в диапазоне порогового интервала увеличения расходов домашних хозяйств на покупную электроэнергию в общей структуре расходов. Для построения модели мы использовали макроэкономическую модель формирования, использования и воспроизводства отраслевой добавленной стоимости. Анализ воздействия изменения тарифов на электроэнергию для населения проведен с шагом в 1% до уровня, обеспечивающего полное сокращение перекрестного субсидирования. В табл. 33 показаны прогнозные значения макроэкономических показателей формирования и использования ВВП за 2016–2017 гг.

Таблица 33

Прогнозные макроэкономические показатели формирования и использования ВВП за 2016–2017 гг.

Показатель	2016	2017
<i>Структурные элементы валовой добавленной стоимости</i>		
Валовый внутренний продукт в рыночных ценах	66190119,9	71406399,2
Оплата труда наемных работников	33848456,7	36738105,6
Валовая прибыль и валовые смешанные доходы	21829103,1	23126533,9
Налоги на производство и импорт	10412066,7	11500418,2
<i>Структурные элементы совокупного спроса</i>		
Расходы на конечное и воспроизводственное потребление	479557481,5	522251411,4
Расходы домохозяйств на потребление	34671924,3	38037185,0
Валовое сбережение	15388123,3	16317869,8
Расходы на государственное управление	13020207,3	13932321,5

Используя модель, описывающую взаимосвязь между элементами валовой добавленной стоимости отраслей экономики и элементами совокупного спроса на конечное и воспроизводственное потребление продукции, мы провели расчеты поэтапного снижения объемов перекрестного субсидирования (табл. 34). В расчетах учтен уровень малоимущего населения на уровне 2015 г. – 13,3% [24]. Сумма, необходимая на компенсацию стоимости электроэнергии для малоимущих групп населения, составит 21,305 млрд руб.

Таблица 34

Расчет оптимального темпа роста тарифов на электроэнергию
в целом по РФ на 2017 г.

Темп роста тарифов на электроэнергию для населения, %	Средневзвешенный олдосаваочный тариф на электроэнергию для населения, руб./кВт·ч	Динамика ВДС по отраслям, млн руб.		Сальдо эффектов, млн руб.	Расходы государственного бюджета на компенсацию стоимости электроэнергии маломощным группам населения, млн руб.	Эффект ликвидации перекрестного субсидирования, млн руб.	Доля расходов домохозяйств на покупку электроэнергии в составе расходов, %
		при снижении цен на покупку электроэнергии	с учетом снижения покупательной способности населения				
101	2.65	8566	30 610	- 22 044	21305.00	- 43349	2.35
102	2.68	17 132	61 220	- 44 088	21518.05	- 65606.05	2.36
103	2.70	25 698	91 830	- 66 132	21733.2305	- 87865.2305	2.37
104	2.73	34 264	122 440	- 88 176	21950.56281	- 110126.562	2.38
...
145	4.11	385 470	3856 860	- 3471 390	33008.21086	- 3504398.211	2.79
146	4.15	394 036	3887 470	- 3493 434	33338.29297	- 3526772.293	2.80
147	4.19	402 602	3918 080	- 3515 478	33671.6759	- 3549149.676	2.81
148	4.23	411 168	3948 690	- 3537 522	34008.39266	- 3571530.39	2.82
149	4.27	419 734	3979 300	- 3559 566	34348.47659	- 3593914.48	2.83
150	4.32	428 300	4009 910	- 3581 610	34691.96135	- 3616301.96	2.84
151	4.36	436 866	4040 520	- 3603 654	35038.88096	- 3638692.88	2.85
152	4.40	445 432	4071 130	- 3625 698	35389.26977	- 3661087.27	2.86
153	4.45	453 998	4101 740	- 3647 742	35743.16247	- 3683485.16	2.87
154	4.49	462 564	4132 350	- 3669 786	36100.5941	- 3705886.59	2.88
155	4.54	471 130	4162 960	- 3691 830	36461.60004	- 3728291.6	2.89
156	4.58	582 488	4193 570	- 3611 082	36826.21604	- 3647908.216	2.90
157	4.63	693 846	4224 180	- 3530 334	37194.4782	- 3567528.478	2.91
158	4.67	805 204	4254 790	- 3449 586	37566.42298	- 3487152.423	2.92
159	4.72	916 562	4285 400	- 3368 838	37942.08721	- 3406780.087	2.93
160	4.77	1027 920	4316 010	- 3288 090	38321.50808	- 3326411.508	2.94
161	4.81	1139 278	4346 620	- 3207 342	38704.72316	- 3246046.723	2.95
162	4.86	1250 636	4377 230	- 3126 594	39091.77039	- 3165685.77	2.96
163	4.91	1361 994	4407 840	- 3045 846	39482.6881	- 3085328.688	2.97
164	4.96	1473 352	4438 450	- 2965 098	39877.51498	- 3004975.515	2.98
165	5.01	1661 804	4469 060	- 2807 256	40276.29013	- 2847532.29	2.99
166	5.06	1850 256	4499 670	- 2649 414	40679.05303	- 2690093.053	3.00
167	5.11	2038 708	4530 280	- 2491 572	41085.84356	- 2532657.844	3.01
168	5.16	2 227 160	4 560 890	- 2 333 730	41 496.702	- 2 375 226.702	3.02

Темп роста тарифов на электроэнергию для населения, %	Средневзвешенный олдосаваочный тариф на электроэнергию для населения, руб./кВт·ч	Динамика ВДС по отраслям, млн руб.		Сальдо эффектов, млн руб.	Расходы государственного бюджета на компенсацию стоимости электроэнергии маломощным группам населения, млн руб.	Эффект ликвидации перекрестного субсидирования, млн руб.	Доля расходов домохозяйств на покупку электроэнергии в составе расходов, %
		при снижении цен на покупку электроэнергии	с учетом снижения покупательной способности населения				
169	5.21	2415 612	4591 500	- 2175 888	41911.66902	- 2217799.669	3.03
170	5.27	2604 064	4622 110	- 2018 046	42330.78571	- 2060376.786	3.04
171	5.32	2792 516	4652 720	- 1860 204	42754.09356	- 1902958.094	3.05
172	5.37	2980 968	4683 330	- 1702 362	43181.6345	- 1745543.634	3.06
173	5.42	3169 420	4713 940	- 1544 520	43613.45084	- 1588133.451	3.07
174	5.48	3357 872	4744 550	- 1386 678	44049.58535	- 1430727.585	3.08
175	5.53	3546 324	4775 160	- 1228 836	44490.08121	- 1273326.081	3.09

Примечание. Жирным шрифтом показан оптимальный уровень повышения цен на электроэнергию.

Согласно статистическим данным, в настоящее время уровень затрат домохозяйств на оплату электроэнергии в среднем по РФ составляет 2,29%. При повышении доли расходов на электроэнергию не более чем на 0,5–0,7% (от 2,79 до 3,05%) оптимальный уровень повышения тарифов будет 65% от средневзвешенного уровня 2016 г. – 2,65 руб./кВт·ч. При этом средневзвешенная плата за электроэнергию составит 5,01 руб./кВт·ч, при среднестатистическом потреблении электроэнергии одним домохозяйством 162 кВт·ч в месяц увеличится с 429,3 до 811,62 руб. При целевом темпе роста доли расходов на электроэнергию в расходах домохозяйств не более 0,5–0,7% за год перекрестное субсидирование будет полностью ликвидировано в течение 8 лет.

Далее мы провели анализ оптимального уровня повышения тарифных ставок для регионов с наименьшим и наибольшим тарифами на электроэнергию. По данным отчетов НП «Совет рынка» [27], в 2016 г. наименьший тариф установлен в Оренбургской области – 1,93 руб./кВт·ч (мы исключаем из анализа Республику Крым – 1,47 руб./кВт·ч и Севастополь – 1,46 руб./кВт·ч), а наибольший тариф установлен в Московской области – 4,18 руб./кВт·ч. В 2015 г. объем электропотребления составил: в Московской области – 11234,5 МВт·ч, в Оренбургской области – 2054,41 МВт·ч. По нашим расчетам, объем перекрестного субсидирования составил: в Московской области – 21 млрд руб., в Оренбургской области – 8,54 млрд руб.

Расчет оптимальной ставки повышения тарифов в 2017 г. для Московской области. С учетом прогнозируемого темпа роста тарифов на электроэнергию (на 5% согласно прогнозу социально-экономического развития), а также повышения потребления электроэнергии (в среднем на 1,01%, по данным Минэнерго РФ), прогнозируемая величина перекрестного субсидирования составит 23,1 млрд руб. При одномоментном сокращении перекрестного субсидирования тарифы увеличатся не на 105%, а на 143%.

В табл. 35 отражены прогнозируемые макроэкономические показатели Московской области на 2016–2017 гг.

Таблица 35

Формирование и использование ВРП Московской области, млрд руб.

Показатель	2016	2017
<i>Структурный элемент валовой добавленной стоимости</i>		
Валовый региональный продукт в рыночных ценах	2930	3145
<i>Структурные элементы совокупного спроса</i>		
Расходы на конечное и воспроизводственное потребление	2860	3018
Расходы домохозяйств на потребление	2081	2150
Валовое сбережение	779	868

На основе статистических данных по формированию и распределению ВРП по Московской области за 2000–2014 гг. построена система уравнений, описывающих зависимость между ВРП региона и элементами совокупного спроса на конечное и воспроизводственное потребление продукции:

$$y_1 = 48,12 + 0,77x_1; y_2 = 0,453x_1.$$

Доля малоимущего населения в 2015 г. в Московской области составила 8,6% [24], при сохранении данного уровня бедности в 2017 г. необходимо 683 млн руб. для компенсации оплаты электроэнергии.

В табл. 36 представлен расчет оптимального темпа роста тарифов на электроэнергию в Московской области на 2017 г.

Таблица 36

Оптимальный темп роста тарифов на электроэнергию по Московской области на 2017 г.

Темп роста тарифов на электроэнергию для населения, %	Средневзвешенный одноставочный тариф на электроэнергию для населения, руб./кВт·ч	Динамика ВДС по отраслям, млн руб.		Сальдо эффектов, млн руб.	Расходы государственного бюджета на компенсацию стоимости электроэнергии малоимущим группам населения, млн руб.	Эффект ликвидации перекрестного субсидирования, млн руб.	Доля расходов домохозяйств на покупку электроэнергии в составе расходов, %
		при снижении цен на покупку электроэнергии	с учетом снижения покупательной способности населения				
101	4.18	1102	1379	-277	683	-960	2,96
102	4.22	2204	2758	-554	689,83	-1243,83	2,97
103	4.26	3306	4137	-831	696,7283	-1527,7283	2,98
104	4.31	4408	5516	-1108	703,695583	-1811,695583	2,99
...
130	5.58	33 060	41 370	-8310	911,4661477	-9221,466148	3,25
131	5.63	34 162	79 982	-45 820	920,5808092	-46740,58081	3,26
132	5.69	35 264	118 594	-83 330	929,7866173	-84259,78662	3,27
133	5.75	36 366	157 206	-120 840	939,0844834	-121779,0845	3,28
134	5.81	37 468	158 585	-121 117	948,4753283	-122065,4753	3,29
135	5.86	38 570	159 964	-121 394	957,9600816	-122351,9601	3,30

Темп роста тарифов на электроэнергию для населения, %	Средневзвешенный одноставочный тариф на электроэнергию для населения, руб./кВт·ч	Динамика ВДС по отраслям, млн руб.		Сальдо эффектов, млн руб.	Расходы государственного бюджета на компенсацию стоимости электроэнергии малоимущим группам населения, млн руб.	Эффект ликвидации перекрестного субсидирования, млн руб.	Доля расходов домохозяйств на покупку электроэнергии в составе расходов, %
		при снижении цен на покупку электроэнергии	с учетом снижения покупательной способности населения				
136	5.92	39 672	161 343	-121 671	967,5396824	-122638,5397	3,31
137	5.98	40 774	162 722	-121 948	977,2150792	-122925,2151	3,32
138	6.04	41 876	164 101	-122 225	986,98723	-123211,9872	3,33
139	6.10	42 978	165 480	-122 502	996,8571023	-123498,8571	3,34
140	6.16	44 080	166 859	-122 779	1006,825673	-123785,8257	3,35
141	6.26	45 182	168 238	-123 056	1016,89393	-124072,8939	3,36
142	6.28	46 284	169 617	-123 333	1027,062869	-124360,0629	3,37
143	6.34	47 386	170 996	-123 610	1037,333498	-124647,3335	3,38
144	6.41	48 488	172 375	-123 887	1047,706833	-124934,7068	3,39
145	6.48	49 590	173 754	-124 164	1058,183901	-125222,1839	3,40
146	6.54	50 692	175 133	-124 441	1068,76574	-125509,7657	3,41
147	6.61	51 794	176 512	-124 718	1079,453398	-125797,4534	3,42
148	6.67	52 896	177 891	-124 995	1090,247932	-126085,2479	3,43
149	6.74	53 998	179 270	-125 272	1101,150411	-126373,1504	3,44
150	6.81	55 100	180 649	-125 549	1112,161915	-126661,1619	3,45
151	6.87	56 202	182 028	-125 826	1123,283534	-126949,2835	3,46
152	6.94	57 304	183 407	-126 103	1134,51637	-127237,5164	3,47
153	7.01	58 406	184 786	-126 380	1145,861533	-127525,8615	3,48
154	7.08	59 508	186 165	-126 657	1157,320149	-127814,3201	3,49
155	7.15	60 610	187 544	-126 934	1168,89335	-128102,8934	3,5
156	7.23	74 936	188 923	-113 987	1180,582284	-115167,5823	3,51
157	7.3	89 262	190 302	-101 040	1192,388107	-102232,3881	3,52
158	7.37	103588	191 681	-88 093	1204,311988	-89297,31199	3,53
159	7.44	11 7914	193 060	-75 146	1216,355107	-76362,35511	3,54
160	7.52	132240	194 439	-62 199	1228,518659	-63427,51866	3,55
161	7.59	146566	195 818	-49 252	1240,803845	-50492,80385	3,56
162	7.67	160892	197 197	-36 305	1253,211884	-37558,21188	3,57
163	7.75	175218	198 576	-23 358	1265,744002	-24623,74400	3,58
164	7.82	189544	199 955	-10 411	1278,401442	-11689,40144	3,59
165	7.90	213788	201 334	12 454	1291,185457	11162,81454	3,6

Примечание. Жирным шрифтом показан оптимальный уровень повышения цен на электроэнергию.

В настоящее время доля расходов домохозяйств на электроэнергию составляет порядка 2,96% от общих доходов, целевой уровень увеличения этой доли должен составлять не более 0,5–0,7 п.п. (до 3,46–3,66%), в этом ценовом диапазоне оптимальный рост тарифов на электроэнергию должен составить 151%. Однако, по нашим расчетам, полная ликвидация перекрестного субсидирования будет достигнута при уровне 143%. Не достигая целевого диапазона, повысив тарифы на 43%, до 6,34 руб./кВт·ч, за год в Московской области можно будет полностью ликвидировать перекрестное субсидирование. Доля расходов домохозяйств на оплату электроэнергии составит 3,38%, при ежемесячном потреблении 187 кВт·ч среднестатистическая плата домохозяйства за электроэнергию – 1185,58 руб.

Расчет оптимального прироста тарифов на электроэнергию для Оренбургской области. Согласно нашим расчетам, в 2015 г. объем перекрестного субсидирования в Оренбургской области составил 8,54 млрд руб. Средний одноставочный тариф на электроэнергию – 1,93 руб./кВт·ч. В 2015 г. объем электропотребления 2054,41 МВт·ч [27], то есть на 1 кВт·ч приходилось порядка 5,6 руб. перекрестного субсидирования. При одномоментной ликвидации перекрестного субсидирования рост тарифов должен составить 389%. В табл. 37 приведены прогнозные макроэкономические показатели формирования ВРП Оренбургской области за 2016–2017 гг.

Таблица 37

Формирование и использование ВРП Оренбургской области, млрд руб.

Показатель	2016	2017
<i>Структурный элемент валовой добавленной стоимости</i>		
Валовый региональный продукт в рыночных ценах	846	854
<i>Структурные элементы совокупного спроса</i>		
Расходы на конечное и производственное потребление	659	674
Расходы домохозяйств на потребление	342	347
Валовое сбережение	279	287

На основе статистических данных по формированию и распределению ВРП по Оренбургской области за 2000–2014 гг. построена система уравнений, описывающих зависимость между ВРП региона и элементами совокупного спроса на конечное и производственное потребление продукции:

$$y_1 = 0,97x_1; y_2 = 0,618x_2.$$

Доля малоимущего населения в 2015 г. в Оренбургской области составила 11,8% [35], при сохранении данного уровня бедности в 2017 г. сумма, необходимая для компенсации оплаты электроэнергии, составит 817 млн руб. В табл. 38 представлен расчет оптимального темпа роста тарифов на электроэнергию в Оренбургской области на 2017 г.

Таблица 38

Оптимальный темп роста тарифов на электроэнергию по Оренбургской области на 2017 год

Темп роста тарифов на электроэнергию для населения, %	Средневзвешенный одноставочный тариф на электроэнергию для населения, руб./кВт·ч	Динамика ВДС по отраслям, млн руб.		Сальдо эффектов, млн руб.	Расходы государственного бюджета на компенсацию стоимости электроэнергии малоимущим группам населения, млн руб.	Эффект ликвидации перекрестного субсидирования, млн руб.	Доля расходов домохозяйств на покупку электроэнергии в составе расходов, %
		при снижении цен на покупку электроэнергии	с учетом снижения покупательной способности населения				
101	1,93	116	793	-677	451	-1128	1,74
102	1,95	232	1586	-1354	455,51	-1809,51	1,75
103	1,97	348	2379	-2031	460,0651	-2491,0651	1,76
104	1,99	464	3172	-2708	464,665751	-3172,665751	1,77
...
149	3,11	5684	103 090	-97 406	727,113961	-98133,11396	2,22
150	3,14	5800	103 883	-98 083	734,3851006	-98817,3851	2,23
151	3,17	5916	104 676	-98 760	741,7289517	-99501,72895	2,24
152	3,21	6032	105 469	-99 437	749,1462412	-100186,1462	2,25
153	3,24	6148	106 262	-100 114	756,6377036	-100870,6377	2,26
154	3,27	6264	107 055	-100 791	764,2040806	-101555,2041	2,27
155	3,3	6380	107 848	-101 468	771,8461214	-102239,8461	2,28
156	3,34	7888	108 641	-100 753	779,5645826	-101532,5646	2,29
157	3,37	9396	109 434	-100 038	787,3602285	-100825,3602	2,30
158	3,40	10 904	110 227	-99 323	795,2338307	-100118,2338	2,31
159	3,44	12 412	111 020	-98 608	803,1861691	-99411,18617	2,32
160	3,47	13 920	111 813	-97 893	811,2180307	-9804,21803	2,33
161	3,51	15 428	112 606	-97 178	819,3302111	-97997,33021	2,34
162	3,54	16 936	113 399	-96 463	827,5235132	-97290,52351	2,35
163	3,58	18 444	114 192	-95 748	835,7987483	-96583,79875	2,36
164	3,61	19 952	114 985	-95 033	844,1567358	-95877,15674	2,37
165	3,65	22 504	115 778	-93 274	852,5983031	-94126,5983	2,38
166	3,69	25 056	116 571	-91 515	861,1242862	-92376,12429	2,39
167	3,72	27 608	117 364	-89 756	869,735529	-90625,73553	2,40
168	3,76	30 160	118 157	-87 997	878,4328843	-88875,43288	2,41
169	3,79	32 712	118 950	-86 238	887,2172132	-87125,21721	2,42
170	3,84	35 264	119 743	-84 479	896,0893853	-85375,08939	2,43
171	3,87	37 816	120 536	-82 720	905,0502791	-83625,05028	2,44
172	3,91	40 368	121 329	-80 961	914,1007819	-81875,10078	2,45

Темп роста тарифов на электроэнергию для населения, %	Средневзвешенный одноставочный тариф на электроэнергию для населения, руб./кВт·ч	Динамика ВДС по отраслям, млн руб.		Сальдо эффектов, млн руб.	Расходы государственного бюджета на компенсацию стоимости электроэнергии маломощным группам населения, млн руб.	Эффект ликвидации перекрестного субсидирования, млн руб.	Доля расходов домохозяйств на покупку электроэнергии в составе расходов, %
		при снижении цен на покупку электроэнергии	с учетом снижения покупательной способности населения				
173	3,95	42 920	122 122	-79 202	923,2417898	-80 125,24179	2,46
174	3,99	45 472	122 915	- 77 443	932,4742077	- 78375,47421	2,47
175	4,03	48 024	123 708	- 75 684	941,7989497	- 76625,79895	2,48
176	4,07	51 736	139 568	- 87 832	951,2169392	- 88783,21694	2,49
177	4,11	55 448	155 428	- 99 980	960,7291086	- 100940,7291	2,5
178	4,15	59 160	171 288	- 112 128	970,3363997	- 113098,3364	2,51
179	4,19	62 872	187 148	- 124 276	980,0397637	- 125256,0398	2,52
180	4,24	66 584	203 008	- 136 424	989,8401613	- 137413,8402	2,53
181	4,28	70 296	218 868	- 148 572	999,738563	- 149571,7386	2,54
182	4,32	74 008	234 728	- 160 720	1009,735949	- 161729,7359	2,55

Примечание. Жирным шрифтом показан оптимальный уровень повышения цен на электроэнергию.

Согласно расчетам, при целевом повышении доли расходов домохозяйств на оплату электроэнергии в диапазоне от 2,34 до 2,54% наименьший ущерб для экономики от снижения перекрестного субсидирования будет достигнут при росте тарифов на электроэнергию на 75%, до 4,03 руб./кВт·ч. Доля расходов домохозяйств на оплату электроэнергии составит 2,48%. Это сократит объем перекрестного субсидирования с 8,54 млрд руб. до 4,3 млрд руб. При потреблении 148 кВт·ч одним домохозяйством среднестатистический платеж составит 596,44 руб./кВт·ч.

Выводы к главе 3

Для моделирования влияния экономических и социальных эффектов от ликвидации перекрестного субсидирования использовалась методология СНС: симметричные таблицы «Затраты – выпуск», межотраслевой баланс «продукт – продукт», рассчитанный по выпуску конечного продукта 22 отраслей промышленности. Проведен сравнительный анализ одномоментного и постепенного вариантов ликвидации перекрестного субсидирования. Одномоментная ликвидация перекрестного субсидирования оказала худший эффект на экономические показатели участников энергорынка, чем его поэтапное снижение.

Моделирование поэтапного снижения перекрестного субсидирования нацелено на определение максимально возможного темпа роста тарифов на электроэнергию для населения. В качестве критерия оптимальности скорости роста тарифов на электроэнергию использовано минимальное значение экономического ущерба для отраслей экономики, рассчитанное

как разница сальдированного прироста (убытия) валовой добавленной стоимости в диапазоне порогового интервала увеличения расходов домашних хозяйств на покупную электроэнергию в общей структуре расходов.

Для построения модели использована макроэкономическая модель формирования, использования и воспроизводства отраслевой добавленной стоимости. Анализ воздействия изменения тарифов на электроэнергию для населения проведен с шагом в 1% до уровня, обеспечивающего полное сокращение перекрестного субсидирования. Рассчитана оптимальная скорость прироста тарифов для регионов с максимальной ставкой тарифа на электроэнергию (Московская область) и с минимальной ставкой (Оренбургская область).

Глава 4. Влияние перекрестного субсидирования на изменение поведения участников оптового и розничного рынка электроэнергии

4.1. Концепция «активного потребителя» в электроэнергетике и подходы к моделированию поведения участников рынка электроэнергии

Существенная разница в стоимости электроэнергии для отечественных и зарубежных промышленных компаний, обусловленная в первую очередь перекрестным субсидированием в цене за электроэнергию, а также развитие новых технологий в энергетике, позволяющих компаниям производить электроэнергию самостоятельно, влияют на поведение участников энергорынка, последние выступают в роли не только потребителя, но и производителя и потребителя электроэнергии одновременно. Таким образом, потребитель имеет возможность конкурировать с генерацией. Это влечет за собой изменение в поведении регуляторов и участников рынка, они переходят от концепции управления издержками (Supply Chain Management) к концепции взаимодействия с потребителем, вовлечения его в цепочку создания стоимости (Demand Chain Management), то есть потребитель рассматривается в качестве партнера субъектов энергорынка. В литературе [19; 20; 22] такое поведение определили как активное, введено понятие «активный потребитель». Активного потребителя характеризуют его возможности оптимизировать график потребления электроэнергии исходя из своих задач с целью повысить экономическую эффективность потребления и снизить стоимость потребляемой электроэнергии, а также самостоятельно производить и продавать электроэнергию с целью получать доходы [52; 56]. Таким образом, активный потребитель – участник энергорынка, обладающий техническими возможностями оптимизировать свое энергопотребление, самостоятельно определять, производить или покупать электроэнергию на рынке, формирующий требования к качеству и потребительским свойствам оказываемых ему услуг на рынке электроэнергии.

Анализ многочисленной литературы [29; 58; 59; 71; 73] позволил выявить и систематизировать основные характеристики активного потребителя:

- наличие технологических установок, допускающих изменение нагрузки, собственную генерацию, наличие накопителей энергии [59; 71];
- возможности управлять спросом на электроэнергию: снижать нагрузку, переносить ее во времени исходя из принципа минимизации затрат на энергопотребление [29; 59];
- управление собственными генерирующими мощностями: определение степени их загрузки, объема электроэнергии, производимого для собственного потребления, и объема, поставляемого на рынок [58; 73];
- управление режимом накопления энергии, в том числе вырабатываемой собственными генерирующими мощностями [59; 73];
- продажа накопленной электроэнергии [58, 73];
- определение условий загрузки собственной мощности (если она есть) для формирования заявки на участие в покупке/продаже электроэнергии на оптовом и розничном рынках [73].

Реализация описанных функций активного потребителя формирует стратегию его поведения на энергетическом рынке, она позволяет планировать:

- возможность самообеспечения электроэнергией;
- объемы закупок электроэнергии из общей энергетической сети;
- объемы электроэнергии, покупаемой у других участников энергорынка.

Изменение поведения энергетических компаний при появлении на рынке. Когда на рынке появляются активные потребители, поведение энергетических компаний меняется: потребителю предоставляется возможность самостоятельно изменить объем закупок электроэнергии, выбрать ее функциональные свойства (уровень надежности, качество) на основании баланса своих потребностей и возможностей энергосистемы [57; 61].

Для того чтобы предоставить потребителю такую возможность:

- устанавливают интеллектуальные системы учета, в период пиковых нагрузок в энергосистеме реагирующие на повышение цен спланированным сбросом нагрузки за счет снижения энергопотребления или отключения заранее спланированного перечня устройств [57], их применение возможно и для промышленных компаний и для домохозяйств; это позволит потребителям оптимизировать свои затраты, а энергетическим компаниям – минимизировать капитальные вложения и эксплуатационные затраты (в том числе путем снижения загрузки неэффективных пиковых электростанций) [60];
- совершенствуют процедуры технологического присоединения генерирующих мощностей с целью обеспечить интеграцию распределенной генерации (а также систем аккумулирования электроэнергии) в энергосистему [65], кроме того, переходят к созданию «микросетей» на стороне потребителей [80];
- предоставляют потребителям, имеющим собственную генерацию, возможности продавать электроэнергию на рынке в часы пиковых нагрузок, для этого необходимо обеспечить потребителям информацию о ценах и состоянии энергосистемы [62].

На поведение активных потребителей на рынке электроэнергии влияют следующие основные факторы:

- цена на потребляемую электроэнергию из сети и формула ее расчета (вид тарифа);
- собственная генерация;
- возможность выдавать в сеть электроэнергию, вырабатываемую с помощью собственной генерации;
- принципы ценообразования на электроэнергию, выдаваемую в сеть от собственной генерации;
- оценка денежного эквивалента выгоды режима энергопотребления;
- возможности перенести нагрузки оборудования во времени [8; 9; 17].

Для реализации концепции активного потребителя в энергосистеме задействуются механизмы управления энергопотреблением (Demand Side Management), подразумевающие различные формы взаимодействия и результатов для потребителей, электроэнергетических рынков, энергосистемы и окружающей среды. Механизмы управления энергопотреблением классифицируются в соответствии с продолжительностью воздействия на поведение потребителя:

- долгосрочная перспектива: механизмы повышения энергоэффективности (Energy Efficiency);
- краткосрочная перспектива: механизмы управления спросом (Demand Response и Load Management) [60; 63].

Кроме того, указанные механизмы могут быть разделены на статическое и динамическое реагирование.

Статическое реагирование (например, повышение энергоэффективности и стандартов) – действия, которые могут быть выполнены в любой момент и не являются реакцией на специфические сигналы рынка или запросы системного оператора. Обычно такие действия долгосрочны, например установленные энергоэффективные устройства будут экономить энергию на протяжении всего их срока службы.

Динамическое реагирование – действия, осуществляемые в ответ на изменения, происходящие на рынке, на заданную систему условий, на краткосрочные требования. Их влияние не распространяется вне их продолжительности (хотя аккумулированный эффект динамических действий многих потребителей может дать совокупное изменение потребительского поведения в части энергопотребления и развития рынка).

И статические, и динамические действия могут быть классифицированы в зависимости от активного или пассивного участия конечного потребителя. При пассивном участии потребителей примером статических действий является регулирование, например, через установление минимальных стандартов для электрических устройств. В настоящее время эта область управления спросом наиболее развита. Активное участие потребителей, наоборот, обеспечивается, например, тем, что потребители выбирают и приобретают энергоэффективное оборудование. Значительная часть политики и программа действий сосредоточены на этом аспекте управления спросом, проводятся они с намерением изменить поведение и стимулировать энергоэффективное потребление.

Для динамических действий пассивная реакция потребителей инициируется, например, Системным оператором или поставщиками и т.д., а не конечным потребителем. Чаще всего это запланированные или контрактованные действия, которые способствуют стабильности работы энергосистемы, балансированию или требуются при авариях в сетях [7]. Для реализации этого по-прежнему требуется согласие потребителей, но потребители, не решают, когда и как осуществить указанные действия. Основной проблемой для действий такого вида является необходимость набрать и удерживать участников, обеспечивающих спрос, обеспечить их мотивацию и способность участвовать в программе. Напротив, активные действия осуществляются непосредственно потребителем, например, он смещает энергопотребление в ответ на высокие цены, сложившиеся на рынке. В данном случае потребитель реагирует непосредственно на информацию, поступающую с рынка, и принимает решение изменить свое поведение в ответ на указанные сигналы. На электроэнергетическом рынке существует ряд механизмов, обеспечивающих такие действия: от ценообразования, основанного на времени использования (по зонам суток), до участия в торгах на управление энергопотреблением. Барьером для реализации подобных действий является концентрирование большинства электроэнергетических рынков на стороне предложения, вопросов доступа и отсутствия информации для участников со стороны спроса, что делает их участие сложным и нерентабельным [6; 17].

4.2. Модель оптимизации поведения участников рынка электроэнергетики при снижении объемов перекрестного субсидирования

На основании концепции активного потребителя мы разрабатываем модель оптимизации поведения участников энергорынка, которая заключается в оптимизации экономических выгод всех участников в определенный период времени. В нее должны входить:

- определение экономических выгод участников энергорынка;
- формирование графика оптимальной загрузки оборудования и режима работы собственной генерации с учетом ценовых сигналов, поступающих с рынка;
- разработка стратегии, включающей выбор графика работы собственной генерации и объемы выдачи самостоятельно выработанной электроэнергии в сеть.

Определение экономической выгоды участника энергорынка. Данная модель содержит следующие элементы:

- время промежутка планирования (обычно строится суточный график нагрузки, тогда T будет равно 24 – количеству часов в сутках);
- определение числа единиц оборудования, которое будет включено в расчет графика загрузки, и потребляемая ими мощность в каждый из 24 ч работы;
- матрицу A_n всех возможных вариантов загрузки имеющегося оборудования $n = \overline{1, N}$ в течение суток; столбцы матрицы отражают загрузку оборудования в течение каждого часа планируемого времени работы оборудования, а строки – возможные варианты загрузки включенного в график оборудования (как правило, количество строк соответствует количеству режимов работы оборудования). «1» – работа оборудования в течение данного часа работы, «0» – оборудование отключено.

На рис. 16 показан график работы станка, который может работать как непрерывно в течение суток, так и с перерывами.

		Время																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Возможные варианты работы оборудования		$n = 5$																							
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	3	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Rn	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	

Рис. 16. Матрица загрузки оборудования

Каждый элемент матрицы $A_n, a_{rt}^n \in \{0; 1\}$, соответствующий режиму работы $r \in \overline{1, R}$ (строка) и времени $t \in \overline{1, T}$ (столбец), можно обозначить как $A^n = (a_{rt}^n)_{r \in \overline{1, R}, t \in \overline{1, T}}$. Далее потребитель может рассчитать суммарное потребление электроэнергии в каждый момент времени t как $V_t = \sum_{n=1}^N a_{tz}^n * P_n^{nomp}$, где $\vec{z} = (z_1, \dots, z_N)$ – вектор переменных, соответствующих набору режимов работы оборудования, $n \in \overline{1, N}$; $z_n \in \overline{1, R_n}$; P_n^{nomp} – потребляемая n -й единицей оборудования мощность электроэнергии, кВт. Затем каждый вид режима работы оборудования можно выразить в виде денежного эквивалента затрат или экономической выгоды d_m на покупку электроэнергии при графике $r \in \overline{1, R}$ и выбранных объектах $n \in \overline{1, N}$. Если в режиме работы есть часы,

когда оборудование полностью выключено, то $d_m = 0$. Во всех остальных случаях d_m покажет необходимую для потребителя сумму затрат на электроэнергию для количества работающего оборудования n и режима его работы g . Рассчитанная сумма d_m покажет ценность работы каждой дополнительной единицы оборудования в режиме g .

Потребитель, имея возможность выбрать размер платы за электроэнергию (тарифа) c_i и вероятностное распределение по времени $P: c, t \rightarrow p$, может рассчитать денежный эквивалент как математическое ожидание цены c_i в момент времени t по вероятностному распределению P :

$$d_m(t) = \sum_i c_i * P(c_i, t),$$

где c_i – i -тый элемент множества C .

Выражая режим работы g как совокупность временных режимов t , получим:

$$d_m(g) = \sum_j d(r_j),$$

где j – промежуток времени работы t .

Следует отметить, что денежная оценка экономической выгоды того или иного графика потребления электроэнергии является индивидуальной и носит субъективный характер. Например, она будет зависеть от режима работы самого предприятия, характера производимой продукции и конкретного типа оборудования.

Существует несколько способов оценить экономическую выгоду:

- **укрупненный способ:** все графики работы оборудования делят на возможные и невозможные, все невозможные варианты нагрузки исключаются из матрицы, а всем возможным присваивается одинаковая полезность;
- **способ с учетом данных онлайн систем интеллектуального учета работы и энергопотребления:** к каждому виду оборудования подключаются интеллектуальные системы учета, фиксирующие графики работы, объемы потребления и цены электроэнергии, на основе собранных данных формируется матрица потребляемой электроэнергии и затрат на ее приобретение;
- **способ с расчетом максимально возможного объема потребления за час,** рассчитываемого как номинальная потребляемая оборудованием мощность P_{max} , умноженная на количество дней рассматриваемого периода T . Отношение P_i / P_{max} будет являться вариантом выбора цены на электроэнергию c_i в рассматриваемый период T , а денежный эквивалент затрат на электроэнергию будет равен отношению:

$$d_m^i = \sum_{i=1}^N \frac{c_i * P_i}{T}$$

Далее включим в оценку экономической выгоды возможность не только покупать электроэнергию, но и производить ее с помощью установок собственной генерации (распределенной генерации). Количество таких установок обозначим через M , режим работы которых $m \in \overline{1, M}$. Предполагая, что режимы работы генераторов различны, можно построить зависимость себестоимости единицы электроэнергии, производимой с помощью собственной генерации $c_m(g_m)$, и производимой мощности в каждый момент времени g_m . Построив график такой зависимости, можно найти точку минимальной себестоимости электроэнергии, производимой с помощью собственной установки генерации. На рис. 17 даны примеры кривых зависимости себестоимости электроэнергии и мощности, производимой дизельным генератором и солнечной установкой.

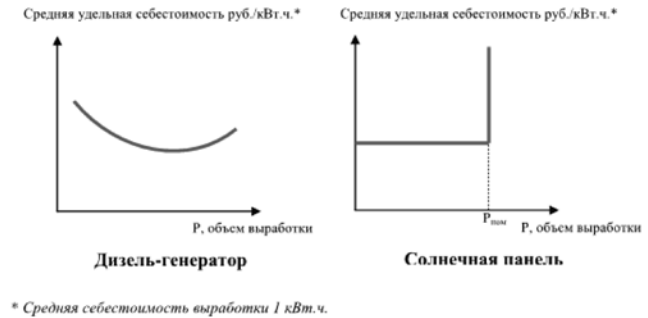


Рис. 17. Зависимости себестоимости от объема вырабатываемой установкой генерации мощности

Полный объем генерации $g_i = \sum_{m=1}^M g_{mi}$ собственными установками можно разделить на объем электроэнергии, выработанный для собственного потребления g^i ($g^i = (g^i)$), и объем электроэнергии, переданной в сеть g^E ($g^E = (g^E)$). Затраты на выработку электроэнергии собственными источниками генерации можно обозначить как $C^i(t) = \sum_{m=1}^M c_m(t, g_{mi})$.

Стоимость электроэнергии, передаваемой в сеть, обозначим как q_g , стоимость потребляемой электроэнергии – как q_f . Внешние условия (длину светового дня и среднесуточную температуру) обозначим через W .

Тогда цена потребляемой энергии – $c^E(t, V, q_f, W)$, цена вырабатываемой энергии – $c^E(t, g^E, q_g, W)$.

Условие максимизации выгоды участника энергорынка можно записать в виде формулы:

$f(\bar{z}, \bar{g}^E, \bar{g}^E) = \sum_{n=1}^N d_{z,n} - \sum_{t=1}^T c^E * [\sum_{n=1}^N a_{zn} P_n^{nomp} - g^i] + \sum_{t=1}^T [C^E * g_t^E - \sum_{m=1}^M C_m(t, g_{mi})] \rightarrow \max$ или как максимизацию прибыли от передачи электроэнергии в сеть и затрат на ее покупку. Оптимизация поведения потребителя будет состоять в том, что он максимизирует свою целевую функцию, выбрав для каждого вида оборудования $n \in \overline{1, N}$ соответствующий график потребления $r \in \overline{1, R}$, для каждого установленного объекта собственной генерации $m \in \overline{1, M}$ – график его работы для каждого периода времени $t \in \overline{1, T}$, выберет также неотрицательное число производимой мощности g_{mt} , а также объем передаваемой в сеть электроэнергии: $g_t^E \leq g_t = \sum_{m=1}^M g_{mt}$. Ограничение на объем потребляемой мощности можно выразить как $\forall t \sum_{n=1}^N V_n * P_n^{nomp} \leq \bar{V}_{max}$.

Формирование графика оптимальной загрузки оборудования и режима работы собственной генерации с учетом ценовых сигналов, поступающих с рынка. Данная модель оптимизации предполагает, что будут выбраны:

- тариф на электроэнергию с учетом времени суток;
- мощность собственной генерации;
- удельная себестоимость собственной генерации;
- оптимальный вариант загрузки оборудования.

Тариф на электроэнергию с учетом времени суток (зонный тариф) – цена потребляемой электроэнергии, зависящая только от времени суток,

обычно таких диапазонов может быть от двух до четырех. На практике встречаются более сложные варианты расчета цены на электроэнергию, включающие скидки при увеличении объемов потребляемой электроэнергии, установление дифференцированной цены при различных объемах потребления.

Выбор мощности собственной генерации предполагает четыре варианта поведения потребителя:

- отсутствие возможности использовать собственную генерацию;
- возможность использования распределенной генерации только для собственного потребления;
- использование распределенной генерации как для собственных нужд, так и для продажи в сеть по рыночной цене;
- использование распределенной генерации как для собственных нужд, так и для продажи в сеть по цене, отличной от рыночной.

Рассмотрим модель оптимального поведения потребителя, если тариф на электроэнергию зависит только от времени суток, возможности производства собственной электроэнергии и ее продажи в сеть по рыночной цене. В таком случае модель оптимизации поведения потребителя будет иметь вид:

$$f(\bar{z}, \bar{g}^T, \bar{g}^E) = \sum_{n=1}^N d_{zn} + \sum_{t=1}^T [C^{IE}(t) \times g^E - c^{IE}(t) \times (a_{tzn}^n \times P_n^{nomp} - g^t) - C(t)] = \\ \sum_{n=1}^N d_{zn} + \sum_{t=1}^T [C^{IE}(t) \times (\bar{g}_t - a_{tzn}^n \times P_n^{nomp} - C(t))].$$

Исходя из заданных условий, у потребителя нет предпочтений, что выбрать, использовать произведенную самостоятельно электроэнергию на собственные нужды или на поставку ее в сеть, то есть $g^E = g$, $g^I = 0$.

Тогда

$$f(\bar{z}, \bar{g}^T, \bar{g}^E) = \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T [d_{zn}/T - C^{IE}(t) \times a_{tzn}^n \times P_n^{nomp}] + \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^M [C^E(t) \times g_{mt} - c_m(t, g_{mt})].$$

Оптимизация, связанная с потреблением электроэнергии, будет иметь вид:

$$f(\bar{z}) = \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T [d_{zn}/T - C^{IE}(t) \times a_{tzn}^n \times P_n^{nomp}].$$

Оптимизация собственного производства электроэнергии:

$$f(\bar{g}^T, \bar{g}^E) = \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^M [C^E(t) \times g_{mt} - c_m(t, g_{mt})].$$

Выбор мощности собственной генерации $m \in \overline{1, M}$ будет зависеть от цены на электроэнергию в рассматриваемый период. Если соотношение $c_m(g_{mt})/g_{mt}$ будет расти, то оптимальная мощность должна определяться как $c_m(t, g_{mt}) = c^{IE}(t) \times g_{mt}$. Если себестоимость выработки собственной электроэнергии ниже рыночной цены на электроэнергию, то потребителю выгодно производить электроэнергию самостоятельно, и, наоборот, если рыночная цена на электроэнергию ниже себестоимости ее производства, то потребителю нецелесообразно загружать собственную генерацию.

Выбор оптимального варианта загрузки оборудования. Решение этой задачи предполагает максимизацию функции потребления электроэнергии: $f(\bar{z}) = \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T [d_{zn}/T - C^{IE}(t) \times a_{tzn}^n \times P_n^{nomp}]$ и выбор оптимального режима нагрузки оборудования (строки матрицы A_n) для каждого вида оборудования $n \in \overline{1, N}$. Для этого необходимо:

- каждую строку матрицы A_n умножить на цену за потребляемую электроэнергию $C^{IE}(t)$ в соответствующий промежуток времени и просуммировать полученные элементы, записав их в столбец расходов на электроэнергию $[\omega_n^1, \dots, \omega_n^R]$ для каждого варианта загрузки оборудования;
- из столбца, оценивающего экономические выгоды $[d_n^1, \dots, d_n^R]$, поэлементно вычесть расходы на электроэнергию $[\omega_n^1, \dots, \omega_n^R]$;

- из полученного столбца оценок вариантов $[\varphi_n^1, \dots, \varphi_n^R]$ выбрать наиболее оптимальный (как правило, имеющий максимальную оценку).

Далее выбирается почасовой график работы оборудования и загрузки собственной генерации.

Разработка стратегии, включающая выбор графика работы собственной генерации и объемы выдачи выработанной самостоятельно электроэнергии в сеть. На основе описанной выше модели оптимального поведения участника энергорынка можно разработать стратегию поведения участника энергорынка, включающую выбор графика работы собственной генерации и объемов выдачи электроэнергии в сеть. Данная стратегия должна содержать следующие шаги:

- определение параметров работы каждой единицы каждого вида оборудования;
- формирование возможных режимов работы каждой единицы каждого вида оборудования в течение суток в виде матрицы, где столбцы – время работы оборудования, а строки – возможные варианты выбранных режимов работы оборудования;
- определение экономической выгоды потребления электроэнергии для каждого режима работы;
- определение ценовых параметров выбранных режимов работы: стоимость покупки электроэнергии, себестоимость собственного производства электроэнергии, стоимость отпуска электроэнергии в сеть;
- выбор оптимального варианта, сочетающего собственную генерацию и покупку электроэнергии из сети.

Критерии оптимальности задаются исходя из следующих параметров:

- если затраты на собственную генерацию электроэнергии превышают ее покупную стоимость из сети, то участнику энергорынка следует выбрать покупку электроэнергии и не загружать собственную генерацию, и, наоборот, если себестоимость собственной генерации ниже цены на электроэнергию, следует самостоятельно производить максимально возможный объем электроэнергии, а оставшуюся необходимую часть потреблять из энергосистемы;
- если цена выдаваемой в сеть электроэнергии выше затрат на ее производство, то следует выпускать ее больше, чем для собственных нужд, и продавать ее на рынке;
- если же цена на электроэнергию, выдаваемую в сеть, ниже, чем затраты на ее производство, то необходимо ограничить производство электроэнергии объемом собственных нужд.

Реализация описанной модели на практике будет заключаться в разработке инвестиционной модели, позволяющей обоснованно принять решение покупать или производить электроэнергию самостоятельно.

Разработанный инструментарий позволит потребителям сформировать собственную стратегию на энергорынке. Энергосбытовые компании могут использовать его для стимулирования потребителей увеличивать объемы потребляемой электроэнергии. В результате энергосбытовые компании смогут сформировать график совокупного потребления при различных меню тарифов, так называемый отклик спроса (Demand Response). На основе последнего сбытовые компании смогут смоделировать предложение тарифов на отпускаемую ими электроэнергию, оптимизирующее положение всех участников энергорынка.

4.3. Разработка модели для принятия участниками энергорынка решения «покупать» или «производить самостоятельно» электрическую и тепловую энергию

Разработанный модельный инструмент выполнен на базе MS Excel и позволяет проводить многовариантные модельные расчеты для оценки эффективности функционирования компании – потребителя электроэнергии с точки зрения стоимости потребляемой электроэнергии в случае ее приобретения с оптового рынка электроэнергии (мощности) или в случае собственного производства.

Модельный инструмент позволяет производить расчет на период до 2027 г. и включает следующие блоки (табл. 39).

Таблица 39
Составные блоки модельного инструментария

Блок	Лист MS Excel	Порядок определения
Исходные данные	Исходные данные	Задается оператором модели
Прогнозные индексы и служебные параметры	Индексы+const	Задается оператором модели
Блок управления	Панель управления	Задается оператором модели/автоматический расчет
Расчетный блок	Расчеты и вывод результатов CAPEX	Автоматический расчет

Исходные данные. Блоки «Исходные данные» и «Прогнозные индексы и служебные параметры» формируют базу исходных данных, необходимых для расчета. Лист «Исходные данные» содержит информацию: тарифы на услуги по передаче электрической энергии, одноставочную цену приобретения электроэнергии на оптовом рынке электроэнергии (мощности) (ОРЭМ), сбытовые надбавки поставщиков электроэнергии, объемы полезного отпуска электроэнергии и текущего уровня перекрестного субсидирования в субъектах Российской Федерации по уровням напряжения.

Лист «Индексы + const» содержит прогнозные показатели: среднегодовой уровень инфляции, темп роста цен на газ (в соответствии с темпом роста оптовых цен для всех категорий потребителей, кроме населения), темп роста цен на электроэнергию (в соответствии с темпом роста розничных цен для всех категорий потребителей, кроме населения) на период до 2027 г. Значения прогнозных показателей (индексов) на 2017–2019 гг. и на прогнозный период до 2027 г. приняты в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации (Минэкономразвития России)⁸.

Определение параметров варианта расчета. На панели управления вводят сценарные параметры, принимаемые в расчете. В качестве сценарных параметров выбирают параметры работы потребителя электрической энергии (рис. 18) и параметры расчета (рис. 19).

Параметры работы потребителя электрической энергии

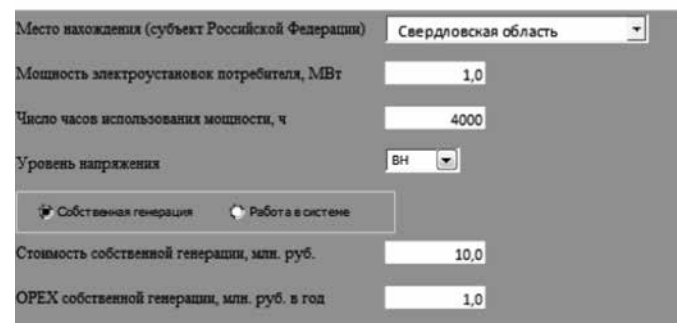


Рис. 18. Блок панели управления по выбору параметров работы потребителя электрической энергии

В качестве параметров работы потребителя электрической энергии выбирают место нахождения потребителя – субъект Российской Федерации, мощности энергопринимающих устройств (электроустановок) потребителя, МВт, число часов использования мощности потребителя в год, уровень напряжения электрических сетей, от которых питается потребитель, вариант питания электроустановок потребителя – от собственной генерации или работа в системе. Также в данном блоке можно ввести стоимость «собственной генерации», годовые операционные расходы для эксплуатации и обслуживания собственной генерации. Данные величины используются в соответствующих вариантах расчета.

Параметры расчета

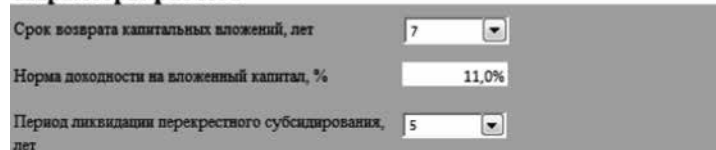


Рис. 19. Блок панели управления по выбору параметров расчета

В качестве параметров расчета выбирают срок возврата капитальных вложений на создание объекта собственной генерации, нормы доходности на вложенный капитал, предусмотренной инвестором. В рамках данного блока дополнительно предусмотрен выбор периода, за который предполагается ликвидация существующей величины перекрестного субсидирования в выбранном субъекте Российской Федерации.

Вариативные параметры выбирают посредством переключения, выбора из списка или ввода желаемого (предусмотренного соответствующим вариантом расчета) значения показателя.

Расчет и вывод результата. На базе исходных данных и в соответствии с выбранными сценарными параметрами модельным инструмен-

⁸ На 2017–2019 гг. – согласно сценарным условиям, основным параметрам прогноза на 2017 г. и на плановый период 2018 и 2019 гг. от 06.05.2016 г.; до 2030 г. – согласно прогнозу долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации от 08.11.2013 г.

тарием производится расчет в автоматическом режиме. Основной расчет производится на листе MSExcel «Расчеты и вывод результатов». В ходе расчета производится вычисление удельной стоимости приобретения электроэнергии для потребителя с учетом ликвидации перекрестного субсидирования и без него. Ликвидация перекрестного субсидирования рассчитывается посредством учета величины ежегодного снижения объемов перекрестного путем ее равномерного распределения на выбранный период. Величина ежегодного снижения перекрестного субсидирования рассчитывается как отношение объема перекрестного субсидирования в соответствующем субъекте Российской Федерации, приходящегося на выбранного потребителя, к выбранной на панели управления продолжительности периода ликвидации. Сокращение перекрестного субсидирования рассчитывается в строке 8 листа «Расчеты и вывод результатов» по формуле:

$$\text{Объем сокращения ПС} = \frac{\text{Величина ПС}_{\text{потреб}}}{\text{Продолжительность периода ликвидации ПС}}$$

Объем перекрестного субсидирования, приходящий на потребителя с выбранными параметрами работы, рассчитывается как произведение доли потребителя в объеме полезного отпуска электроэнергии в выбранном субъекте РФ и объема перекрестного субсидирования в соответствующем субъекте РФ на соответствующем уровне напряжения. Объем перекрестного субсидирования, приходящий на потребителя в 2017 г., рассчитывается в строке 7 листа «Расчеты и вывод результатов» по формуле:

$$\text{Величина ПС}_{\text{потреб}} = \frac{V_{\text{ээ_потреб}}}{V_{\text{ээ_субъект РФ}}} \times \text{Величина ПС}_{\text{субъект РФ}}$$

где $V_{\text{ээ_потреб}}$ – годовой объем потребления (полезный отпуск) электроэнергии потребителя с выбранными параметрами работы.

Объем годового полезного отпуска электроэнергии потребителю рассчитывается как произведение мощности энергопринимающих устройств потребителя и числа часов использования (ЧЧИ) данной мощности. Объем годового полезного отпуска рассчитывается в строке 3 листа «Расчеты и вывод результатов» по формуле:

$$V_{\text{ээ_потреб}} = N_{\text{потреб}} \times \text{ЧЧИ},$$

где $N_{\text{ээ_потреб}}$ – мощность электроустановок потребителя, МВт.

Удельная стоимость приобретения электроэнергии собственной генерации рассчитывается как отношение стоимости обслуживания, эксплуатации объекта собственной генерации с учетом возврата и дохода на вложенный капитал при строительстве собственной генерации и объема потребляемой электроэнергии. Удельная стоимость приобретения электроэнергии от собственной генерации на год i в вариантах с учетом ликвидации перекрестного субсидирования и без него рассчитывается одинаково (строки 12 и 25 на листе «Расчеты и вывод результатов») по формуле:

$$\text{Уд. стоимость}_{\text{ээ_собств}_i} = \frac{(\text{ОРЕХ}_{\text{собств}_i} \times \text{Возврат}_{\text{САРЕХ}_i} + \text{Доход}_{\text{САРЕХ}_i})}{V_{\text{ээ_собств}_i}}$$

где $\text{ОРЕХ}_{\text{собств}_i}$ – операционные расходы собственной генерации, предусмотренные в данном варианте расчета на панели управления, рассчитанные на год i ; $\text{Возврат}_{\text{сарех}_i}$ – величина возврата капитальных вложений; $\text{Доход}_{\text{сарех}_i}$ – величина дохода на вложенный капитал.

Операционные расходы собственной генерации, приходящиеся на год i расчетного периода, определяются путем индексирования величины ОРЕХ предыдущего соответствующего года на темп роста цены на газ.

Составляющие удельной стоимости (возврат капитальных вложений и доход на вложенный капитал) рассчитываются на вспомогательном листе САРЕХ. Возврат капитальных вложений рассчитывается как ежегодно равная величина на предусмотренный параметром расчетов период. Возврат капитальных вложений на соответствующий год расчетного периода рассчитывается в строке 6 листа САРЕХ по формуле:

$$\text{Возврат}_{\text{САРЕХ}_i} = \frac{\text{САРЕХ}_{\text{собств_ген}}}{\text{Срок возврата}},$$

где САРЕХ – величина капитальных затрат, предусмотренная в данном варианте расчета на панели управления; срок возврата – срок возврата капитальных вложений, предусмотренный в данном варианте расчета на панели управления.

Составляющая дохода на вложенный капитал рассчитывается как произведение нормы доходности на вложенный капитал, предусмотренный в данном варианте расчета на панели управления, и остаточной стоимости инвестированного капитала за вычетом уже возвращенных капитальных вложений. Доход на вложенный капитал на соответствующий год расчетного периода рассчитывается в строке 7 листа САРЕХ по формуле:

$\text{Доход}_{\text{САРЕХ}_i} = \text{НД} \times \text{Остаточная стоимость инвестированного капитала}_i$,
где НД – норма доходности на вложенный капитал.

Удельная стоимость приобретения электроэнергии при работе в системе (приобретение с ОРЭМа) рассчитывается как сумма одноставочной цены приобретения электроэнергии на ОРЭМе, тарифа на услуги по передаче электроэнергии по электрическим сетям и сбытовой надбавки. На каждый расчетный год рассчитанная удельная стоимость индексируется с учетом темпа роста розничных цен на электроэнергию. Удельная стоимость электроэнергии для потребителя, если она приобретается на ОРЭМе без учета ликвидации перекрестного субсидирования, на базовый год рассчитывается в строке 13 листа «Расчеты и вывод результатов» по формуле:

$$\text{Уд. стоимость}_{\text{ээ_система}} = P_{\text{ОРЭМ}} + T_{\text{ПЭЭ}} + P_{\text{сбыт}},$$

где $P_{\text{ОРЭМ}}$ – одноставочная цена приобретения электроэнергии на ОРЭМе; $T_{\text{ПЭЭ}}$ – тариф на услуги по передаче электроэнергии по электрическим сетям; $P_{\text{сбыт}}$ – сбытовая надбавка.

Удельная стоимость приобретения электроэнергии для потребителя с учетом ликвидации перекрестного субсидирования рассчитывается от стоимости приобретаемой потребителем электроэнергии. Из стоимости приобретаемой электроэнергии на соответствующий год расчетного периода вычитается величина сокращения перекрестного субсидирования, что отражает снижение нагрузки на потребителя путем учета постепенной ликвидации перекрестного субсидирования.

Стоимость электроэнергии для потребителя с учетом сокращения объемов перекрестного субсидирования рассчитывается в строке 31 листа «Расчеты и вывод результатов» по формуле:

$$\text{Стоимость}_{\text{ээ_ликвид_ПС}_i} = \text{Уд. стоимость}_{\text{ээ_система}_i} \cdot V_{\text{ээ_потреб}_i} - \sum_{k=1}^i \text{Объем сокращения ПС}_k$$

Удельная стоимость приобретения электроэнергии для потребителя с учетом ликвидации перекрестного субсидирования рассчитывается в строке 26 листа «Расчеты и вывод результатов» по формуле:

$$\text{Уд. стоимость}_{\text{ЭЭ_сист}} = \frac{\text{Стоимость ЭЭ}_{\text{ликвид_ПС}_i}}{V_{\text{ЭЭ_потреб}_i}}$$

Для удобства использования модельного инструментария результат, который позволяет проанализировать эффективность применения варианта приобретения электроэнергии потребителем в условиях ликвидации перекрестного субсидирования, отображается на листе «Панель управления». Блок панели управления в автоматическом режиме выводит сравнительный результат удельной стоимости электроэнергии для потребителя при приобретении электроэнергии от собственной генерации и при покупке электроэнергии с ОРЭМа.

Таким образом, разработанная модель позволяет осуществлять варианты расчеты эффективности функционирования компаний – потребителей электроэнергии на среднесрочную перспективу (до 2027 г.) с точки зрения стоимости используемых энергоресурсов, включая:

- стоимость производства электроэнергии (собственная генерация)/покупки электроэнергии на оптовом рынке (с учетом мощности);
- стоимость услуг по передаче электроэнергии с детализацией по уровням напряжения, включая выделение (для моделирования) объемов перекрестного субсидирования, учитываемых органами исполнительной власти в области регулирования тарифов;
- стоимость услуг сбытовых организаций и прочих факторов.

4.4. Моделирование поведения энергетических компаний

Баланс интересов всех участников рынка электроэнергии возможен только при взаимодействии энергетических компаний и активных потребителей. Такое взаимодействие требует дифференциации предлагаемых потребителю тарифов на электроэнергию, на использование мощности, на подключение к энергосистеме.

Тарифы для промышленных и бытовых потребителей могут зависеть от региона расположения потребителя, времени суток, потребляемой мощности, накопленного объема потребления, планового объема потребления, загруженности распределительных электросетей, оптовой или розничной цены электроэнергии на розничном или оптовом рынке и других факторов. Роль тарифов в управлении поведением участников энергорынка состоит в создании экономических стимулов для того, чтобы они вели себя определенным образом. Различные ставки соответствуют различным способам поведения; для стимулирования нужных действий тарифы снижаются, для пресечения нежелательного поведения – повышаются.

С учетом изменения роли потребителей энергетическим компаниям необходимо развивать способности наблюдать и оценивать поведение активного потребителя. Соответствующие измерения должны быть объективными, так как на их основе производится выбор тарифов и определяются суммы взаиморасчетов. Поэтому разработка гибких меню тарифов для потребителей электроэнергии предполагает развитие системы приборных измерений, в первую очередь потребления электроэнергии. Основу экономической мотивации дают методы и механизмы управления спросом (Demand Responses). Управление спросом – это комплексный

подход к взаимодействию с потребителем, который активно участвует в формировании и регулировании нагрузки, с применением поощрений для него [8; 78; 86].

Программа управления спросом включает управление нагрузкой и динамическое ценообразование [98]. В электроэнергетике в системе управления спросом есть технологические (контроль перетоков, система учета) и экономические (маркетинговые) аспекты (система модификации тарифов и цен).

В мировой практике разработано несколько способов управления нагрузкой:

- прямое управление нагрузкой;
- программы требования (предложения) нагрузки или программы обратной покупки;
- тариф, дифференцированный по времени суток;
- коммерческие / промышленные варианты программы;
- программы прерывания;
 - программы снижения нагрузки;
 - тарификация в режиме реального времени [79; 81–84; 86; 90].

Программы прямого управления нагрузкой предназначены для потребителей с оборудованием, которое может быть выключено или работает циклами в течение относительно короткого периода времени. С учетом долей участия наиболее распространенные сферы применения определены так:

- центральные кондиционеры для жилых помещений;
- водонагреватели;
- насосы для бассейна;
- электрические отопительные приборы с приспособлениями для хранения.

Для приема сигналов от энергетической или сетевой компании оборудование на стороне потребителя должно быть оборудовано соответствующими приемниками и исполнительными механизмами отключения. После того как потребитель решает участвовать в программах прямого управления нагрузкой, как правило, последние становятся обязательными для исполнения. Добровольное участие возможно для активных потребителей в некоторых технологически более совершенных интеллектуальных сетях, его можно стимулировать более низкими платежами за участие [97; 93].

Система поощрений для потребителей зависит от нескольких факторов, включая:

- тип контролируемого оборудования;
- уровень контроля;
- средний уровень сокращения нагрузки;
- уровень сокращения нагрузки [101].

Поощрения выплачиваются посредством ежемесячных кредитов на счета за потребленные услуги. Установка необходимого оборудования и подключение потребителя к данной программе могут осуществляться за счет поставщика электроэнергии, за счет потребителя (как одновременно, так и в форме распределенной во времени доплаты), а также совместно в оговоренной пропорции. Скидки на установку оборудования могут стать существенным фактором, стимулирующим участие населения в программе.

Программы требования (предложения) нагрузки или программы обратной покупки можно использовать в случаях, когда обычный потребитель хочет отказаться от потребления электричества по высокой цене. Как правило, это добровольные программы, так как в любой день потреби-

тель может выбрать, как долго участвовать в программе. В рамках данной программы потребитель получает информацию о ценах на покупку через Интернет и принимает соответствующие меры, чтобы управлять пиковыми нагрузками, продавая свою неиспользованную энергию обратно по ценам, действующим в настоящий момент. Ключевой вопрос для программ обратной покупки – как их модернизировать или усовершенствовать, чтобы иметь возможность посылать ценовые сигналы. Также важно предотвратить возможные спекуляции со стороны потребителей путем завышения планируемых нагрузок и затем обратной продажи заведомо избыточной электроэнергии.

Тарифы, дифференцированные по времени суток, разработаны, чтобы лучше отразить структуру издержек производителя, где показатели выше во время пиковых периодов и ниже во время непиковых периодов. Здесь возможны и добровольные, и обязательные программы. Эти программы могут быть добровольными и принудительными.

Добровольные программы потребитель может выбрать, а потом отказаться от них, хотя они должны остаться в течение согласованного промежутка времени, например на один год. Эти программы больше всего подходят для потребителей, использующих больше энергии во время непиковых периодов. Это представляет серьезную проблему для добровольных программ, так как у поставщиков могут снизиться доходы, если будут участвовать потребители только с благоприятными параметрами нагрузки [101].

Принудительные программы разработаны для целых сегментов потребителей, и все потребители обязаны в них участвовать. Например, все потребители с определенным уровнем потребления могут быть обязаны покупать энергию по тарифам, дифференцированным по времени суток [88].

Добровольность участия потребителя не всегда предполагает уменьшение прибылей энергетической компании. При правильном подходе разрабатывается меню тарифов, ориентированных на разные группы потребителей. Каждый тариф представляет собой компромисс между интересами поставщика и определенной группы потребителей. Меню организовано таким образом, что потребителю выгодно выбирать тариф, рассчитанный именно на его тип. Такая дифференциация уменьшает потери от усреднения особенностей потребителей в крупных сегментах и позволяет получить дополнительный доход.

Если показатели разработаны должным образом и поведение потребителей изменяется в разумных пределах, доходы поставщика могут не зависеть от принудительных программ. Таким образом, потребители, экономящие деньги на тарифах, дифференцированных по времени суток, компенсируются за счет потребителей, которые платят больше. Когда поведение меняется в сторону уменьшения пикового спроса и потребления во время более дешевых периодов времени, коэффициенты нагрузки улучшаются и со временем все тарифы могут быть снижены относительно их уровня без учета тарифов, дифференцированных по времени суток [103].

К ключевым проблемам отнесены измерение, составление счетов и осведомленность потребителей. Улучшенные системы измерения необходимы, как правило, в каждом доме, для того чтобы регистрировать объем потребления по времени суток, вместо того чтобы ежемесячно измерять объемы использования для выставления счетов. Современные системы измерения требуют более сложных интеллектуальных сетей и вычислительных систем для перевода объема потребления в счета для оплаты [28; 96].

Также ключевым считается определение пиковых и непиковых периодов. У некоторых коммунальных организаций есть два периода ценообразования в день, у других – три, бывает и четыре. Обычно выходные и праздничные дни считаются непиковыми. Особенно интересен вопрос, какие тарифы использовать в каждый период, так как распределение постоянных и переменных затрат не только по классам потребителей, но также и по периодам времени может быть основано на существенно отличающихся рассуждениях [67].

Коммерческие / промышленные варианты управления пиковыми нагрузками также доступны для потребителей коммерческого и промышленного класса потребителей. Фактически такие программы более разнообразны.

Программы прерывания для обеспечения системной надежности имеют следующие особенности:

- большой объем сокращения;
- короткое уведомление для согласия;
- прерывание могло потребоваться в любое время дня или любой день года;
- принудительное согласие;
- штрафы за отказ от участия;
- максимальное количество прерываний в течение любого периода;
- постоянные скидки на счета за электричество.

Большинство участников – промышленные потребители, которые могут прервать операции на несколько часов или перенести их, потребители, использующие резервные генераторы, которые могут выдержать все нагрузки или их значительную часть.

В связи с принудительным согласием возникает проблема серьезных штрафов. Потребители отказываются участвовать в программах прерывания, когда фактическое количество требований превышает ожидаемое [100]. Программы снижения нагрузки являются крайним вариантом программ прерывания. По-другому такие программы можно назвать «режимом пониженного потребления мощности». Ключевыми особенностями являются:

- меньшие ожидаемые сокращения нагрузок, минимум на 100–200 кВт, но возможно и 500 или 1000 кВт;
- меньшее число запросов сокращения, например 15;
- требование по снижению только в определенные дни и время, например будние дни и между 11:00 и 19:00;
- принудительное участие после заключения соглашения;
- маленькие штрафы за отказы сокращения нагрузки;
- кредиты, основанные на объеме сниженной нагрузки, уменьшающие размер стандартных тарифов.

Программы снижения нагрузки больше подходят для коммерческих потребителей, например офисов и розничных потребителей. Потребители с резервными генераторами могут не только уменьшить нагрузку, но и самостоятельно покрывать оставшуюся часть нагрузки. Одна из особенностей программы снижения нагрузки состоит в том, что ее могут использовать как отдельные участники, так и коллективные. Большинство программ адресованы потребителям индивидуально и вознаграждают их отдельно, но некоторые программы могут быть нацелены на кооперацию, самоорганизацию потребителей и создание ими сообществ с собственной энергетической инфраструктурой.

Тарификация в режиме реального времени основана на предложении варианта ценообразования, основцу которого составляет тариф, дифференцируемый по времени суток. Периоды времени и тарифы могут быть стан-

дартными, зависимыми от времени использования, зафиксированными для всех сезонов на уровне пиковых и непиковых цен.

Более совершенная альтернатива – тарификация в режиме реального времени, когда цены изменяются час за часом. Потребители могут участвовать добровольно, но должны оставаться в программе в течение некоторого установленного периода времени, например один год. Программа включает:

- день перед ценообразованием с почасовыми затратами;
- день ценообразования с почасовыми затратами;
- добровольные изменения нагрузки со стороны потребителя.

Опытные потребители могут включить в схему ценообразования поставщика электроэнергии в свою систему управления энергией. Большие ценовые различия между периодами с высокими и низкими ценами могут автоматически вызвать большие изменения в потреблении электроэнергии. Следует отметить, что, в отличие от существующих вариантов тарификации в режиме реального времени, переход к интеллектуальной энергосистеме предполагает также снижение горизонта планирования на спотовом рынке: для балансирующего рынка – максимальное приближение к режиму реального времени (сейчас балансирующий рынок проводится раз в 4 часа).

Программы требования (предложения) нагрузки или программы обратной покупки построены на том, что потребитель пользуется стандартным тарифом, но получает возможность принимать участие или планировать сокращения нагрузки в ответ на запросы коммунальной компании. Важно определить цену предложения.

Есть четыре общие схемы ценообразования:

- *Фиксированный процент от оптовой цены на рынке наличного товара.* Процент может меняться в зависимости от поставщика частично из-за того, хотят ли они возместить административные расходы и заработать прибыль;
- *Переменный процент оптовых цен на рынок электроэнергии.* Процент изменяется в зависимости от системы и рыночных условий;
- *Постоянная цена.* В соответствии с ней потребитель определяет в начале программы, какое количество нагрузки он получит по указанной цене. Поставщик может сначала обратиться к тем потребителям, которые согласились на самые низкие цены обратной покупки, и если будет необходимость, обратиться к другим потребителям.
- *Переменная цена,* которую определяет потребитель. Переменная цена может быть определена для каждого случая потребителем или может находиться в пределах диапазона, согласованного с поставщиком. Когда потребитель предлагает (делает заявку) в ответ на запрос поставщика, организация может оценить заявленные нагрузки и цены, чтобы решить, сколько взять и от каких потребителей [87; 94].

Выводы к главе 4

Изменение роли потребителей – участников энергетических рынков привело к формированию концепции активного потребителя. Это участник электроэнергетического рынка, обладающий технологической возможностью варьировать свое энергопотребление и участвовать в управлении спросом. Основные характеристики:

- наличие собственной генерации (распределенная генерация);
- наличие накопителей электроэнергии;

- наличие технологических установок, способных к изменению нагрузки, собственная генерация, накопители энергии;
- возможности управления спросом на электроэнергию: снижение нагрузки, перенесение ее во времени, исходя из принципа минимизации затрат на энергопотребление;
- управление собственными генерирующими мощностями: определение степени загрузки, производимого объема электроэнергии для собственного потребления и объема, поставляемого на рынок;
- управление режимом накопления энергии, в том числе вырабатываемой собственными генерирующими мощностями;
- продажа накопленной электроэнергии;
- определение условий загрузки собственной мощности (при ее наличии) для формирования заявки на участие в покупке / продаже электроэнергии на оптовом и розничном рынках.

У активного потребителя есть возможности самостоятельно обеспечивать себя электроэнергией, выбрать объемы электроэнергии, покупаемой из общей энергетической сети и у других участников энергорынка.

При появлении на рынке активных потребителей меняется поведение энергетических компаний: последние предоставляют потребителю возможность самостоятельно менять объем покупаемой электроэнергии, выбирать ее функциональные свойства (уровень надежности, качество) на основании баланса своих потребностей и возможностей энергосистемы.

Концепция активного потребителя в энергосистеме реализуется посредством системы механизмов активизации потребителей (Demand Side Management), включающей программы управления спросом (Demand Response) и энергоэффективности.

Для того чтобы компании – потребители электроэнергии принимали оптимальное решение покупать или производить самостоятельно, разработана модель, включающая формирование графика энергопотребления и режима загрузки собственной генерации, отражающая экономические интересы потребителя и позволяющая ему реализовывать свои функции.

Предложенную методику различные субъекты могут использовать для решения разных задач: потребители – для формирования стратегии своего энергопотребления и для автоматизации управления нагрузкой потребителя, энергосбытовая компания и регулятор – для мультиагентного моделирования отклика потребителей на тарифные механизмы управления спросом, для оценки экономического эффекта для потребителя от участия в управлении спросом.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В электроэнергетике основной объем перекрестного субсидирования включен в тарифы на услуги по передаче электроэнергии по распределительным сетям. Росту перекрестного субсидирования в составе платы за передачу электроэнергии в значительной мере способствует непрозрачность установления единых котловых тарифов на услуги по передаче электроэнергии по распределительным сетям. Тарифная нагрузка в составе платы за услуги по передаче электроэнергии перераспределяется между группами потребителей в составе как ставки на содержание сетей, так и ставки на компенсацию потерь.

В 2015 г. совокупный объем переплаты субсидирующих групп потребителей составил 294,1 млрд руб. без НДС (или 347 млрд руб. с НДС), что на 3,8% выше оценок ФАС (283 млрд руб. без НДС). Эту сумму образуют:

- регулируемые договоры на оптовом рынке электроэнергии и мощности – 71,3 млрд руб.;
- аренда «последней мили» – 20,7 млрд руб.;
- перераспределение НВВ в ставке на содержание сетей – 229,4 млрд руб.;
- перераспределение расходов на компенсацию потерь в ставке на оплату потерь электроэнергии – 25,6 млрд руб.

Всего на перекрестное субсидирование через тарифы распределительных сетей приходится 255 млрд руб., или более 80% от всего объема перекрестного субсидирования.

В субсидирующие группы входят потребители, присоединенные к сетям высокого и первого среднего напряжения. Влияние перекрестного субсидирования на них выражается в росте затрат на электроэнергию: потребители электроэнергии, присоединенные к распределительным сетям высокого напряжения, платят за услуги по передаче электроэнергии в среднем в 2,3 раза больше, а потребители, присоединенные к сетям первого среднего напряжения, – примерно в 1,6 раза больше обремененного уровня цен. Это заставляет промышленных потребителей развивать собственную генерацию и стремиться к снижению потребления электроэнергии из единой электрической сети, что ставит под угрозу стабильность работы сетевых компаний, сказывается на их рыночной капитализации и способности привлекать заемные средства.

К субсидируемым группам относятся население и прочие потребители, присоединенные к сетям низкого напряжения, сетям второго среднего напряжения. Влияние перекрестного субсидирования на них выражено в неравномерном распределении субсидирования, так как оно пропорционально удельному потреблению электроэнергии домохозяйствами, а объем потребления электроэнергии повышается с ростом уровня дохода, более обеспеченные домохозяйства получают большую часть субсидирования, чем менее обеспеченные. Так, на одно наиболее обеспеченное домохозяйство в 2015 г. приходилось в среднем почти 600 руб. в месяц перекрестного субсидирования, в то время как на одно наименее обеспеченное домохозяйство – около 320 руб. в месяц.

Перекрестное субсидирование оказывает негативное влияние на макроэкономические показатели. По нашим расчетам, потери роста промышленного производства России из-за перекрестного субсидирования составляют 2,3%, потери ВВП России, соответственно, оцениваются на уровне 0,6%.

Для моделирования влияния экономических и социальных эффектов от ликвидации перекрестного субсидирования использована методология СНС: симметричные таблицы «Затраты – выпуск», межотраслевой баланс «продукт – продукт», рассчитанный по выпуску конечного продукта 22 отраслей промышленности. Проведен сравнительный анализ одномоментной и постепенной ликвидации перекрестного субсидирования. Влияние эффектов от одномоментной ликвидации перекрестного субсидирования хуже повлияло на экономические показатели участников энергорынка, чем при его поэтапном снижении.

Моделирование поэтапного снижения перекрестного субсидирования нацелено на определение максимально возможного темпа роста тарифов на электроэнергию для населения. В качестве критерия оптимальности скорости роста тарифов на электроэнергию использовано минимальное значение экономического ущерба для отраслей экономики, рассчитанное как разница сальдированного прироста (убытия) валовой добавленной стоимости в диапазоне порогового интервала увеличения расходов домашних хозяйств на покупную электроэнергию в общей структуре расходов.

Для построения модели применена макроэкономическая модель формирования, использования и воспроизводства отраслевой добавленной стоимости. Анализ воздействия изменения тарифов на электроэнергию для населения проведен с шагом в 1% до уровня, обеспечивающего полное сокращение перекрестного субсидирования. Рассчитана оптимальная скорость прироста тарифов для регионов с максимальной ставкой тарифа на электроэнергию (Московская область) и с минимальной ставкой (Оренбургская область).

Изменение роли потребителей – участников энергетических рынков привело к формированию концепции активного потребителя – участника электроэнергетического рынка, имеющего технологические возможности варьировать свое энергопотребление и участвовать в управлении спросом. Основными характеристиками активного потребителя являются:

- наличие собственной генерации (распределенная генерация);
- наличие накопителей электроэнергии;
- наличие технологических установок, способных к изменению (перенесению) нагрузки, собственная генерация, накопители энергии;
- возможности управления спросом на электроэнергию: снижение нагрузки, перенесение ее во времени исходя из принципа минимизации затрат на энергопотребление;
- управление собственными генерирующими мощностями: определение степени их загрузки, производимого объема электроэнергии для собственного потребления и объема, поставляемого на рынок;
- управление режимом накопления энергии, в том числе вырабатываемой собственными генерирующими мощностями;
- продажа накопленной электроэнергии;
- определение условий загрузки собственной мощности (при ее наличии) для формирования заявки на участие в покупке/продаже электроэнергии на оптовом и розничном рынках.

Активный потребитель может самостоятельно обеспечивать себя электроэнергией, выбирать объемы электроэнергии, покупаемой из общей энергетической сети и у других участников энергорынка.

При появлении на рынке активных потребителей поведение энергетических компаний изменилось: они предоставляют потребителю возможности

самостоятельно изменить объем покупаемой электроэнергии, выбрать ее функциональные свойства (уровень надежности, качество) на основании баланса своих потребностей и возможностей энергосистемы.

В энергосистеме концепция активного потребителя реализуется посредством системы механизмов активизации потребителей (Demand Side Management), включающей в себя программы управления спросом (Demand Response) и энергоэффективности.

Для того чтобы компании – потребители электроэнергии принимали оптимальное решение покупать или производить самостоятельно, разработана модель, включающая формирование графика энергопотребления и режима загрузки собственной генерации, отражающая экономические интересы потребителя и позволяющая ему реализовывать свои функции.

Предложенную модель могут использовать разные субъекты для решения различных задач: потребители – для формирования стратегии своего энергопотребления и для автоматизации управления нагрузкой потребителя, энергосбытовая компания и регулятор – для мультиагентного моделирования отклика потребителей на тарифные механизмы управления спросом, а также для оценки экономического эффекта для потребителя от участия в управлении спросом.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Автоматизированная информационная система «Рынки электроэнергии и мощности» // НП «Совет Рынка». URL: <http://www.ais.np-sr.ru/information/>.
2. Администратор торговой системы [б.г.]. URL: <https://www.atsenergo.ru>.
3. Анализ показателей балансов электрической энергии и мощности ЕЭС России за IV квартал 2015 года/ОАО «СО ЕЭС» [2016] // Системный оператор Единой энергетической системы. URL: http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/ups-review/2015/ups_balance_analysis_2015q4.pdf.
4. Вводы и выходы оборудования [2016] // <http://minenergo.gov.ru/node/537>
5. Вводы мощности сетевого оборудования [2016] // <http://minenergo.gov.ru/node/560>
6. *Веселов Ф. В., Федосова А. В.* Smart Grid – умный ответ на вызовы «умной» экономики // ЭнергоРынок. 2011. №5. С. 52–58.
7. *Волкова И. О., Сальникова Е. А., Шувалова Д. Г.* Активный потребитель в интеллектуальной энергетике // Академия энергетики. 2011. № 2 (40). С. 50–57.
8. *Говоров Д. С.* Активный потребитель/НП «Сообщество потребителей энергии». М., 2012.
9. *Гребенюк Г. Г., Соловьев М. М.* Непрерывное тарифное регулирование для формирования желаемого графика нагрузки энергосистемы // Автоматика и телемеханика. 2004. № 5. С. 166–173.
10. Договор о присоединении [б.г.] // НП «Совет рынка». URL: <http://www.np-sr.ru/regulation/joining/>.
11. *Дорофеев В. В., Кузьмин В. В.* Концептуальные положения построения конкурентного электроэнергетического рынка на основе возможностей создаваемой ИЭС ААС России. 2013. URL: http://grid2030.ru/userfiles/Novaya_kontseptsiya_gynka.pdf.
12. *Егоров М. Б.* Регулирование электроэнергетической отрасли // Федеральная служба по тарифам РФ. URL: <http://www.fstrf.ru/press/meeting/>.
13. Единая энергетическая система России: промежуточные итоги (оперативные данные) декабрь 2015 г./Системный оператор Единой энергетической системы М., 2015 // http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/ups-review/2015/ups_review_dec15.pdf.
14. *Золотова И. В.* Проблемы перекрестного субсидирования в электроэнергетике // Агентство прогнозирования балансов в электроэнергетике. URL: http://www.e-118.apbe.ru/library/presentations/2013_06_04_Zolotova.pdf.
15. Интеллектуальное развитие электроэнергетики с участием «активного» потребителя/Под ред. В. В. Бушуева. М.: ИД «Энергия», 2013.
16. Итоги работы Минэнерго России и основные результаты функционирования ТЭК в 2015 году: Доклад министра энергетики Российской Федерации А. В. Новака на заседании коллегии Минэнерго России [2015] // Минэнерго РФ. URL: <http://minenergo.gov.ru/node/4912>.

17. *Княгинин В. Н.* Энергетический форсайт (видение будущего энергетики) // Фонд ЦСР «Северо-Запад». URL: http://csr-nw.ru/upload/file_content_320.pdf.
18. *Королев И. А., Макаров В. М.* Выигрыш производителей оптового рынка электроэнергии и мощности // Научно-технические ведомости СПб-ГПУ. Экономические науки. 2012. № 6 (161). С. 82–86.
19. *Королев И. А., Хабачев Л. Д.* О направлениях и принципах ликвидации системы перекрестного субсидирования в электроэнергетике // Научно-технические ведомости СПбГПУ. Экономические науки. 2013. № 6–1 (185). С. 54–64.
20. *Куранов Г. О.* Использование метода межотраслевого баланса в практике государственного прогнозирования // Международная научно-практическая конференция «Межотраслевой баланс – история и перспективы»: Доклады, статьи, материалы. М.: ГУ ИМЭИ, 201. С. 27–32.
21. Мониторинг ценовой ситуации на розничных рынках электроэнергии // НП «Совет рынка». URL: <http://www.np-sr.ru/presscenter/pressinfo/>.
22. Национальные счета // Федеральная служба государственной статистики РФ. URL: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/accounts/#.
23. Национальные счета России в 2007–2014 годах: Стат. сб. / Росстат. М., 2015 // Федеральная служба государственной статистики. http://www.gks.ru/free_doc/doc_2015/nac/NAC_Ch_2015.pdf
24. Неравенство и бедность [б.г.] // Федеральная служба государственной статистики. URL: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/population/poverty/#
25. НП «Совет рынка» [б.г.]. URL: <http://www.np-sr.ru>.
26. О промышленном производстве в 2015 году // ФСТ РФ. http://www.gks.ru/bgd/free/B09_03/IssWWW.exe/Stg/d06/7.htm
27. Обзоры розничных рынков [б.г.] // НП «Совет рынка». URL: <http://www.np-sr.ru/market/retail/dogc/index.htm>
28. *Обоскалов В. П., Паниковская Т. Ю.* Управление энергопотреблением в конкурентном рынке электроэнергии. URL: <http://www.sei.irk.ru/symp2010/papers/RUS/S4-14r.pdf>.
29. Определение реакции потребителей электроэнергии на повышение тарифов по видам экономической деятельности в России и формирование предложений по их ограничению во время экономического кризиса: Реферат отчета // НП «Совет рынка». URL: http://www.np-sr.ru/members/analytical/SR_0V008204.
30. Основные показатели [б.г.] // Минэнерго РФ. <http://minenergo.gov.ru/node/1161>
31. Основные фонды [б.г.] // Федеральная служба государственной статистики. URL: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/enterprise/fund/#.
32. «Перекрестку» между электричеством и теплом можно ликвидировать за 2 года. – ФСТ (2013) // Bigpower Electric. URL: <http://www.bigpowernews.ru/news/document49865.phtml>.
33. Перечень банков, аккредитованных в системе финансовых гарантий на оптовом рынке электроэнергии и мощности [б.г.] // НП «Совет рынка». URL: <http://www.np-sr.ru/market/wholesale/finwarr/systemguarantees/index.htm>
34. Пилотные регионы показали, что установление социальной нормы потребления электроэнергии не приводит к экономии [2016] // Счетная палата Российской Федерации. http://audit.gov.ru/presscenter/news/26715?sphrase_id=2623840.
35. Постановление Правительства Оренбургской области от 30.12.2015 № 1020-пп «О внесении изменения в постановление Правительства Оренбургской области от 30 августа 2013 года № 734-пп» // Правительство Оренбургской области. URL: <http://www.orenburg-gov.ru/upload/iblock/3ee/3eea6a57e23beea248bb05762f52acdc.pdf>.
36. Постановление Правительства РФ от 26.09.1997 № 1231 «О поэтапном прекращении перекрестного субсидирования в электроэнергетике и доведении уровня тарифов на электрическую энергию для населения до фактической стоимости ее производства, передачи и распределения» // Сейчас.ру. URL: <https://www.lawmix.ru/prof/4956/>.
37. Постановление Правительства РФ от 24.10.2003 № 643 (ред. от 24.12.2010) «О Правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода» // КонсультантПлюс. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_44838/.
38. Постановление Правительства РФ от 07.04.2007 № 205 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу определения объемов продажи электрической энергии по свободным (нерегулируемым) ценам // РН-энерго. URL: <http://www.rn-energo.ru/upload/iblock/de7/de7c6c55f3d3f94ceabfc1372dedc9ad.pdf>.
39. Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172 (ред. от 28.02.2017) «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» // КонсультантПлюс. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_112537/.
40. Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 (ред. от 20.01.2017) «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (вместе с «Основными принципами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», «Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике») // КонсультантПлюс. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/.
41. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 (ред. от 04.02.2017) «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» // КонсультантПлюс. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_130498/.
42. Постановление Правительства РФ от 02.06.2014 № 506–12 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Развитие атомного энергопромышленного комплекса» // КонсультантПлюс. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_164143/.

43. Постановление Правительства РФ от 31.07.2014 № 750 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам снижения величины перекрестного субсидирования в электросетевом комплексе» // КонсультантПлюс. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_166823/
44. Постановление Правительства РФ от 27.08.2015 № 893 «Об изменении и о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности, а также проведения долгосрочных конкурентных отборов мощности» // КонсультантПлюс. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_185205/
45. Постановление Правительства РФ от 29.02.2016 № 151 «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 22 июля 2013 г. № 614» // КонсультантПлюс. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_194591/92d969e26a4326c5d02fa79b8f9cf4994ee5633b/.
46. Приказ ФАС России от 06.11.2015 № 1057/15 (ред. от 18.11.2015) «О предельных уровнях тарифов на электрическую энергию (мощность) на 2016 год» // КонсультантПлюс. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_190409/.
47. Приказ ФАС России от 12.11.2015 № 1086/15 «Об установлении предельных минимальных и максимальных уровней тарифов на тепловую энергию (мощность), производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источника тепловой энергии с установленной генерирующей мощностью производства электрической энергии 25 мегаватт и более, на 2016 год» // КонсультантПлюс. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_190432/
48. Приказ ФАС России от 29.12.2015 № 1342/15 «Об утверждении предельных уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые потребителям, не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей, по субъектам Российской Федерации на 2016 год» // Федеральная антимонопольная служба <http://fas.gov.ru/documents/documentdetails.html?id=14016>
49. Приказ ФСТ России от 30.11.2010 № 364-э/4 (ред. от 19.07.2012) «Об утверждении Правил применения цен (тарифов), определения стоимости электрической энергии (мощности), реализуемой на розничных рынках по регулируемым ценам (тарифам), оплаты отклонений фактических объемов потребления электрической энергии (мощности) от договорных, а также возмещения расходов в связи с изменением договорного объема потребления электрической энергии (мощности) на территориях, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка» // КонсультантПлюс. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_109894/
50. Приказ ФСТ России от 10.10.2014 № 225-э/1 «О предельных уровнях тарифов на электрическую энергию (мощность) на 2015 год» // Российская газета. 2014. 5 нояб. URL: <https://rg.ru/2014/11/05/elektro2015-dok.html>
51. Приказ ФСТ России от 18.03.2015 № 421-э «Об утверждении Методических указаний по определению базового уровня операционных, подконтрольных расходов территориальных сетевых организаций, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, и индекса эффективности операционных, подконтрольных расходов с применением метода сравнения аналогов и внесении изменений в приказы ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э и от 30.03.2012 N 228-э» // КонсультантПлюс. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_179030/
52. Промышленное производство в России // Федеральная служба государственной статистики РФ. URL: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/enterprise/industrial/#.
53. Распоряжение Правительства РФ от 10.09.2012 № 1650-р (ред. от 21.04.2014) «Комплекс мер, направленных на переход к установлению социальной нормы потребления коммунальных услуг в Российской Федерации» // КонсультантПлюс. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_135219/.
54. Распоряжение Правительства РФ от 03.04.2013 № 511-р (ред. от 18.07.2015) «Об утверждении Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации» // КонсультантПлюс. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_144676/.
55. Распоряжение Правительства РФ от 31.07.2013 № 1362-р «Об установлении предельных максимальных уровней цен для проведения долгосрочного конкурентного отбора мощности на 2014 год» // КонсультантПлюс. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_150239/.
56. *Родин А. В.* Факторы, влияющие на формирование тарифной политики в электроэнергетике, и социально-экономические последствия ее реализации // Вестник МГТУ. 2011. Т. 14. №1. С. 210–213.
57. *Рятин И.* Риски «большой» электроэнергетики: уход потребителей на самостоятельное обеспечение электроэнергией как результат недоработки реформы // Энергетический центр Московской школы Сколково. М., 2013.
58. *Рятин Ю. В.* Перекрестное субсидирование в электроэнергетике: итог пятнадцатилетней борьбы // Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО. URL: http://energy.skolkovo.ru/upload/medialibrary/07c/SEneC_Cross_Subsidization.pdf.
59. *Селляхова О.* Перекрестное субсидирование в электроэнергетике – угроза экономическому развитию России // Энергорынок. 2013. № 5 (110). С. 40–42.
60. *Сидорович В. А.* Мировая энергетическая революция. М.: Альпина Паблишер, 2015.
61. Система таблиц «Затраты – выпуск» России // Федеральная служба государственной статистики Российской Федерации. URL: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/publications/catalog/doc_1135086739625.
62. Справочные материалы к анализу влияния стоимости электроэнергии на рынке «на сутки вперед» (РСВ) на формирование цены для конечного потребителя в 2011 году // НП «Совет рынка». URL: <http://www.np-sr.ru/presscenter/pressinfo/>.
63. *Старченко А.* Последняя миля – нужно внимательно посмотреть на структуру затрат сетевых организаций // Энергорынок. 2013. № 7 (112). С. 21–23.

64. Структура и основные показатели деятельности хозяйствующих субъектов (без субъектов малого предпринимательства) [2014] // Федеральная служба государственной статистики. URL: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/publications/catalog/doc_1272015800016.
65. Сценарные прогнозы развития электроэнергетики на период до 2030 года // Министерство энергетики Российской Федерации. Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике. URL: http://www.e-apbe.ru/5years/pb_2011_2030/scenary_2010_2030.pdf.
66. Технологическое обеспечение работы оптовых рынков [б.г.] // Системный оператор Единой энергетической системы. URL: <http://www.so-ups.ru/index.php?id=markets>.
67. «Умные» среды, «умные» системы, «умные» производства: серия докладов (зеленых книг) в рамках проекта «Промышленный и технологический форсайт Российской Федерации»/Фонд «Центр стратегических разработок «Северо-Запад». СПб., 2012. Вып.4.
68. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» // КонсультантПлюс. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_41502/
69. Федеральный закон от 04.11.2007 № 250-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию Единой энергетической системы России» // КонсультантПлюс. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_72255/.
70. Функционирование и развитие электроэнергетики РФ в 2005 году [2005] // Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике. URL: http://www.e-apbe.ru/analytical/doklad2005/doklad_s.php.html
71. Хабачев Л. Д. О мерах по ограничению роста тарифов на электрическую и тепловую энергию на региональных энергетических рынках // Теплоэнергоэффективные технологии. 2009. № 4 (57). С. 18–21.
72. Черезов А. В. Об итогах подготовки субъектов электроэнергетики к прохождению ОЗП 2015–2016 годов [2016] // <http://minenergo.gov.ru/node/4480>.
73. Шилов А. А., Янговский А. А. Оценка мультипликативных эффектов в экономике: возможности и ограничения // Экономика и организация промышленного производства. Новосибирск: РАН, Сиб. отд-ние, Ин-т экономики и организации промышленного производства, 2011. № 2 (440). С. 40–58.
74. Экономика и управление в современной электроэнергетике России/Под ред. А. Б. Чубайса. М.: НП «КОНЦ ЕЭС», 2009.
75. Экспорт-импорт важнейших товаров за январь-декабрь 2014 года [2015] // Федеральная таможенная служба http://www.customs.ru/index2.php?option=com_content&view=article&id=20495:-2014-&catid=53:2011-01-24-16-29-43&Itemid=1981.
76. Экспорт-импорт важнейших товаров за январь-декабрь 2015 года [2016] // Федеральная таможенная служба http://www.customs.ru/index.php?option=com_content&view=article&id=22570:-2015-&catid=53:2011-01-24-16-29-43
77. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. URL: <http://minenergo.gov.ru/aboutminenergo/energostrategy/>.
78. Assessment of Demand Response and Advanced Metering // Staff Report/Federal Energy Regulatory Commission. Washington, 2010.
79. Bresler F. S. Demand Response in the PJM Electricity Markets // PJM. 2009. URL: http://www.edf.com/fichiers/fckeditor/Commun/Innovation/confrence/03_Bresler_va.pdf.
80. Costs and Effects of the Deployment of Renewable Energies, Japanese Ministry of Environment, Government of Japan, Tokyo, 2008. URL: http://www.env.go.jp/earth/ondanka/mlt_roadmap/comm/com05_h20a/ref07.pdf.
81. Davito B., Tai H., Uhlener R. The smart grid and the promise of demand-side management // McKinsey & Company, 2010 http://www.calmac.com/documents/MoSG_DSM_VF.pdf.
82. Demand Dispatch – Intelligent Demand for a More Efficient Grid/National Energy Technology Laboratory. [S.a.] 2011. URL: https://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Energy%20Efficiency/smart%20grid/DemandDispatch_08112011.pdf.
83. Demand Side Response: A Discussion Paper/OFGEM. London, 2010.
84. Erneuerbare Energien im Strommarkt. Renew's Kompakt. Agentur für Erneuerbare Energien. URL: http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/276_AEE_RenewsKompakt_Strommarkt_dez13.pdf.
85. Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid. A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid/Electric Power Research Institute. [S.a.] 2011.
86. European Technology Platform SmartGrids. Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future. April, 2010.
87. Evaluating Policies in Support of the Deployment of Renewable Power. IRENA. URL: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Evaluating_policies_in_support_of_the_deployment_of_renewable_power.pdf.
88. Faria P., Vale Z. Demand response in electrical energy supply: An optimal real time pricing approach // Energy. 2011. Vol. 36. P. 5374–5384.
89. Flick T., Morehouse J. Securing the Smart Grid: Next Generation Power Grid Security: Syngress, 2011.
90. GB Demand Response. Report 1: The Opportunities for Demand Response // KEMA, Commissioned by the Energy Network Association, 2011. URL: http://www.energynetworks.org/modx/assets/files/news/publications/KEMA_CUE%20Report_Opportunities%20for%20demand%20response_March2011.pdf.
91. GB Demand Response. Report² Strategic Issues and Action Planning // KEMA, Commissioned by the Energy Network Association, 2011. URL: http://www.energynetworks.org/modx/assets/files/electricity/futures/smart_meters/KEMA_CUE_Report_Strategic_Issues_and_Action_Planning_March2011.pdf.
92. Global trends in renewable energy investment 2013. UNEP Collaborating Centre, Frankfurt School of Finance and Management. [S.a.] 2013.

93. *Grubb M., Jamasb T., Pollitt M. G.* Delivering a Low Carbon Electricity System. Technologies, Economics and Policy. Cambridge: Cambridge University Press, 2008.
94. *Gudi N., Wang L., Devabhaktuni V.* A demand side management based simulation platform incorporating heuristic optimization for management of household appliances // *Electrical Power and Energy Systems*. 2012. Vol. 43. N 1. P. 185–193.
95. *Haas R., Loew T.* Die Auswirkungen der Energiewende auf die Strommärkte und die Rentabilität von Konventionellen Kraftwerken. URL: http://www.nachhaltigkeit.wienerstadtwerke.at/fileadmin/user_upload/Downloadbereich/Haas-Loew-Auswirkungen-Energiewende-auf-Energiemaerkte2012.pdf.
96. *Hogan W. W.* Demand Response Pricing in Organized Wholesale Markets/Mossavar-Rahmani Center for Business and Government, John F. Kennedy School of Government Harvard University. Cambridge, MA, 2010.
97. Implementation Proposal for The National Action Plan on Demand Response // Report to Congress Prepared by staff of the Federal Energy Regulatory Commission and the U. S. Department of Energy, 2011.
98. *Jiang B., Fei Y.* Dynamic Residential Demand Response and Distributed Generation Management in Smart Microgrid with Hierarchical Agents // *Energy Procedia*. 2011. Vol. 12. P. 76–90.
99. *Lujano-Rojas J. M., Monteiro C., Dufo-Lopez R. et al.* Optimum residential load management strategy for real time pricing demand response programs // *Energy Policy*. 2012. Vol. 45. P. 671–679.
100. Modelling Load Shifting Using Electric Vehicles in a Smart Grid Environment/Working paper OECD/IEA, 2010
101. National Action Plan on Demand Response // Federal Energy Regulatory Commission, Washington, 2010.
102. *Ott A.* Demand Response Participation in Capacity Markets // PJM. 2008. 17 Febr.
103. *Subhes C. Bhattacharyya* Energy Economics Concepts, Issues, Markets and Governance/University of Dundee. Dundee: Springer, 2011.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Утвержденные тарифы в Сибирском федеральном округе

Одноставочные тарифы и ставка на содержание двуставочного тарифа единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии с 01.07.2016 г. в Сибирском федеральном округе

Регион	Одноставочный тариф, руб./кВт•ч				Двуставочный тариф, руб./кВт мес.			
	ВН	СН1	СН2	НН	ВН	СН1	СН2	НН
Республика Алтай: тариф прирост, % макс. уровень	2.11 7.70 2.62	2.87 7.50 3.86	2.96 7.50 4.42	3.51 7.50 5.20	1477.50 8.10 1477.50	1485.05 0.40 2 072.93	1410.08 7.10 2 261.69	1566.10 6.50 2356.31
Республика Бурятия: тариф прирост, % макс. уровень	1.32 -7.00 1.32	1.79 2.80 1.79	2.18 7.20 2.22	3.37 7.20 3.40	939.97 7.80 947.71	1016.39 7.00 1049.77	1104.14 5.10 1141.92	1487.93 1.30 1654.52
Республика Тыва: тариф прирост, % макс. уровень	2.82 11.00 2.82	3.41 11.00 3.41	3.62 11.00 3.62	3.63 11.00 3.63	2 545.91 11.0 2545,91	1514.81 11.00 1514.81	1225.77 11.00 1225.77	1488.13 11.0 1488.13
Республика Хакасия: тариф прирост, % макс. уровень	0.36 5.90 0.36	1.25 7.60 1.25	1.70 16.10 1.70	2.54 14.10 2.54	263.59 15.00 263.59	882.96 15.00 882.96	1134.43 15.00 1134.43	1304.05 15.00 1304.05
Алтайский край: тариф прирост, % макс. уровень	0.91 6.50 0.98	1.58 6.50 1.62	1.83 6.50 2.09	2.86 6.50 3.90	530.66 10.00 581.22	941.36 34.40 1006.91	910.21 12.20 1132.27	1447.83 16.00 1679.94
Красноярский край: тариф прирост, % макс. уровень	0.81 28.50 0.93	0.93 16.80 0.93	1.81 14.50 1.97	3.57 26.40 4.14	504.69 13.10 504.69	556.08 13.10 556.08	1075.55 13.10 1075.55	1784.45 13.10 1784.45
Кемеровская область: тариф прирост, % макс. уровень	1.04 13.80 1.13	1.32 14.10 1.34	1.46 13.90 1.46	3.01 9.00 3.01	581.86 11.70 582.47	742.78 15.60 742.78	648.74 15.20 703.82	1446.41 113.80 1569.21
Новосибирская область: тариф прирост, % макс. уровень	0.92 7.70 1.05	1.27 7.70 1.40	1.32 7.70 1.45	1.53 8.90 1.66	535.56 4.50 512.66	728.62 4.30 791.68	692.23 2.30 749.54	669.84 0.00 707.89
Омская область: тариф прирост, % макс. уровень	0.88 8.90 0.77	0.83 6.70 0.77	1.38 8.40 1.44	2.07 11.10 1.86	560.32 5.90 560.89	470.77 2.80 485.29	539.66 2.90 606.13	495.53 3.60 582.07
Томская область: тариф прирост, % макс. уровень	1.10 6.20 1.03	1.73 2.40 1.74	2.25 2.80 2.29	2.74 3.40 3.05	646.12 6.30 669.66	1003.86 2.10 1041.36	1216.26 2.10 1272.07	1357.16 2.10 1406.24
Иркутская область: тариф прирост, % макс. уровень	0.42 19.00 0.38	0.82 21.00 1.01	1.03 22.40 1.14	1.20 21.10 1.10	234.93 10.60 213.51	396.38 10.80 359.52	521.04 11.10 471.18	512.56 11.00 464.11
Забайкальский край: тариф прирост, % макс. уровень	1.11 14.80 1.40	1.64 8.60 1.67	2.48 22.70 2.58	3.43 25.90 3.81	741.74 31.00 965.26	1127.22 23.70 1128.49	1624.93 40.70 1669.77	1994.27 44.10 2215.77
Примечание. Указан прирост к первому полугодью 2016 г.								

**Утвержденные и расчетные (экономически обоснованные)
тарифы на передачу электрической энергии на 2-е полугодие 2016 г.,
руб./кВт*ч**

Субъект РФ	Тариф на передачу э/э для населения	Одноставочный экономически обоснованный тариф на НН	Тариф для населения к экономически обоснованному тарифу	Справочно. Установленный котловой тариф на НН
Кемеровская область	1,51	2,63	57	3,01
Республика Бурятия	3,12	3,38	92	3,37
Республика Тыва	2,22	3,20	70	3,63
Республика Хакасия	1,19	2,52	47	2,54
Республика Алтай	3,16	3,26	97	3,51
Иркутская область	0,42	1,25	33	1,20
Забайкальский край	1,42	3,43	41	3,43
Томская область	0,79	2,51	32	2,74
Омская область	1,72	2,92	59	2,07
Новосибирская область	0,87	1,72	50	1,53
Алтайский край	2,20	2,47	89	2,86
Красноярский край	1,31	н/д	н/д	3,57

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Утвержденные тарифы в Центральном федеральном округе

**Одноставочные тарифы и ставка на содержание двуставочного тарифа
единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической
энергии с 01.07.2016 г. в Центральном федеральном округе**

Регион	Одноставочный тариф, руб./кВт*ч				Двуставочный тариф, руб./кВт мес.			
	ВН	СН1	СН2	НН	ВН	СН1	СН2	НН
Белгородская область: тариф прирост, % макс. уровень	1,71 12,10 1,75	2,09 11,90 2,01	1,80 11,30 1,73	2,50 11,00 2,58	1165,25 12,40 1114,45	1397,66 12,40 1336,73	982,87 12,40 940,02	1062,53 12,40 1016,21
Брянская область: тариф прирост, % макс. уровень	1,86 15,00 1,73	2,19 9,60 2,14	2,83 9,60 2,72	4,18 7,50 4,15	1241,11 16,40 1141,73	1389,05 10,20 1348,58	1485,15 13,90 1396,49	1804,07 17,50 1681,02
Владимирская область: тариф прирост, % макс. уровень	1,68 13,60 1,68	2,11 13,60 2,11	2,50 13,60 2,50	3,45 13,60 3,45	860,58 22,20 860,58	933,42 24,20 933,42	1342,87 25,20 1342,87	1570,63 26,50 1570,63
Воронежская область: тариф прирост, % макс. уровень	1,33 8,30 1,35	2,00 7,40 2,00	2,52 7,90 2,54	3,67 7,50 3,68	696,81 7,50 696,81	1132,75 7,50 1132,75	1358,20 7,50 1358,20	1210,55 7,50 1210,55
Ивановская область: тариф прирост, % макс. уровень	1,40 15,00 1,48	1,87 15,00 1,97	3,06 15,00 3,22	3,87 15,00 4,04	626,30 26,10 675,07	838,86 28,40 887,66	1212,30 29,80 1269,02	1062,30 29,50 1114,57
Калужская область: тариф прирост, % макс. уровень	1,70 8,00 1,74	2,40 8,00 2,44	2,65 8,00 2,69	3,39 8,00 3,43	932,35 7,50 932,35	1248,19 7,50 1248,19	1345,29 7,50 1345,29	1666,27 40,10 1689,85
Костромская область: тариф прирост, % макс. уровень	1,68 9,70 1,71	2,62 7,20 2,62	2,71 7,20 2,71	3,18 7,00 3,19	1018,82 7,50 1018,82	1552,03 7,40 1552,03	1577,04 7,30 1577,04	1594,51 6,70 1594,51
Курская область: тариф прирост, % макс. уровень	1,23 13,0 1,23	2,39 13,0 2,39	3,06 13,0 3,06	3,93 13,0 3,93	792,12 12,3 792,36	1587,49 9,5 1588,29	1704,43 11,2 1718,70	2189,41 12,0 2193,05
Липецкая область: тариф прирост, % макс. уровень	1,40 4,70 1,55	2,49 2,80 2,63	2,71 2,40 2,94	3,88 0,50 4,33	852,20 6,20 942,90	1401,59 4,90 1509,67	1513,69 7,00 1632,53	1893,17 7,50 2116,34
Московская область: тариф прирост, % макс. уровень	1,22 4,40 1,31	1,69 4,60 1,86	1,91 6,00 2,03	2,32 5,70 2,40	615,09 6,20 627,94	798,74 5,20 887,49	822,20 5,50 872,78	875,31 5,80 887,14
Орловская область: тариф прирост, % макс. уровень	1,71 7,50 1,85	2,09 7,50 2,15	1,80 7,50 2,90	2,50 7,50 3,53	949,01 7,50 949,01	954,47 7,50 954,47	1153,19 7,50 1153,19	1327,93 7,50 1328,14
Рязанская область: тариф прирост, % макс. уровень	1,16 7,50 1,71	2,01 7,50 1,94	2,19 7,50 2,12	2,54 7,50 2,57	761,90 7,50 756,62	1261,27 7,50 1236,23	1464,96 7,50 1446,56	1383,61 7,50 1348,14
Смоленская область: тариф прирост, % макс. уровень	1,69 6,90 1,69	3,15 6,90 3,15	3,19 6,90 3,19	3,96 6,80 3,96	928,23 6,10 940,71	1789,50 7,50 1789,50	1681,44 6,30 1699,86	1700,35 6,00 1724,41

Регион	Одноставочный тариф, руб./кВтч				Двуставочный тариф, руб./кВт мес.			
	ВН	СН1	СН2	НН	ВН	СН1	СН2	НН
Тамбовская область: тариф прирост, % макс. уровень	2.28 6.60 2.28	2.43 6.50 2.43	2.57 6.50 2.57	3.05 -0.40 3.05	1372.72 7.50 1372.72	1388.55 7.50 1388.55	1421.51 7.50 1421.51	1466.00 9.00 1446.00
Тверская область: тариф прирост, % макс. уровень	2.05 11.50 2.08	2.46 7.50 2.46	2.98 7.50 2.98	4.24 7.50 4.24	1093.87 7.50 1093.87	1207.88 7.50 1207.88	1286.97 7.50 1286.97	1682.52 7.50 1682.52
Тульская область: тариф прирост, % макс. уровень	1.63 7.40 1.88	2.67 7.30 2.67	2.88 7.30 2.88	4.18 7.20 4.18	895.24 7.50 895.24	902.68 7.50 902.68	942.25 7.50 942.25	1319.34 7.50 1319.34
Ярославская область: тариф прирост, % макс. уровень	1.69 52.60 1.69	1.79 10.90 1.79	2.12 11.00 2.12	3.74 10.50 3.74	761.03 6.00 761.03	1028.99 6.00 1028.99	1149.70 6.00 1149.70	1784.51 6.00 1784.51
г. Москва: тариф прирост, % макс. уровень	1.05 12.70 1.25	1.52 12.90 1.53	1.86 12.70 1.83	2.84 5.20 2.71	550.86 12.80 572.42	872.42 12.80 906.54	895.68 12.80 930.79	1122.33 4.40 1139.94

Примечание. Указан прирост к первому полугодью 2016 г.

Утвержденные и расчетные (экономически обоснованные) тарифы на передачу электрической энергии на 2-е полугодие 2016 г., руб./кВтч

Субъект РФ	Тариф на передачу э/д для населения, руб./кВтч	Одноставочный экономически обоснованный тариф на НН, руб./кВтч	Тариф для населения к экономически обоснованному тарифу, %	Одноставочный установленный котловой тариф НН, руб./кВтч
Ярославская область	1.10	2.97	37	3.74
Курская область	1.69	3.35	50	3.93
Брянская область	1.07	3.15	34	4.18
Тульская область	1.84	3.48	53	4.18
Калужская область	1.96	3.19	61	3.39
Ивановская область	1.36	2.98	45	3.87
Тверская область	2.04	3.53	58	4.24
Воронежская область	1.38	2.96	47	3.67
Орловская область	1.62	2.78	58	3.53
Белгородская область	1.55	3.41	45	2.50
Тамбовская область	1.57	3.37	47	3.05
Липецкая область	1.24	3.15	39	3.88
Рязанская область	1.86	3.32	56	2.54
Смоленская область	1.41	3.06	46	3.96
Костромская область	1.86	3.29	57	3.18
Владимирская область	1.81	3.23	56	3.45
г. Москва	2.92	2.58	113	2.84
Московская область	2.55	2.25	113	2.32

ПРИЛОЖЕНИЕ В
Утвержденные тарифы в Северо-Западном федеральном округе

Одноставочные тарифы и ставка на содержание двуставочного тарифа единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии с 01.07.2016 г. в Северо-Западном федеральном округе

Регион	Одноставочный тариф, руб./кВтч				Двуставочный тариф, руб./кВт мес.			
	ВН	СН1	СН2	НН	ВН	СН1	СН2	НН
Республика Карелия: тариф прирост, % макс. уровень	1.47 15.00 1.47	4.44 15.00 4.44	4.52 15.00 4.52	4.76 15.00 4.76	1177.09 15.00 1177.09	1883.21 15.00 1883.21	1946.58 15.00 1946.58	1980.35 15.00 1980.35
Республика Коми: тариф прирост, % макс. уровень	1.66 14.00 1.66	1.77 -2.80 1.77	2.07 5.00 2.08	2.97 -6.00 2.97	1050.79 5.90 1051.44	1237.27 6.00 1237.41	1380.86 5.90 1381.54	1230.53 5.70 1234.38
Архангельская область: тариф прирост, % макс. уровень	1.81 9.50 2.40	2.26 11.80 2.59	3.09 7.10 3.27	3.89 9.00 4.62	832.67 10.10 826.95	970.75 10.80 957.42	908.94 11.20 894.14	644.43 15.20 624.47
Вологодская область: тариф прирост, % макс. уровень	1.10 8.30 1.10	2.75 7.40 2.75	2.99 7.20 2.99	4.06 6.00 4.06	574.51 7.50 574.51	1200.67 7.50 1200.67	1183.49 7.50 1183.49	1477.20 7.50 1477.20
Калининградская область: тариф прирост, % макс. уровень	0.94 8.90 0.94	- 13.10 -	1.37 1.37	2.06 -10.50 2.09	560.64 7.60 560.33	- 6.10 -	711.35 6.10 720.97	1112.21 7.50 1112.21
Ленинградская область: тариф прирост, % макс. уровень	1.47 10.30 2.06	2.04 -2.70 2.44	1.98 -8.20 2.50	3.84 0.0 4.67	1272.45 31.2 1356.00	1319.41 20.00 1545.56	1110.99 25.00 1249.68	1319.65 15.20 1719.13
Мурманская область: тариф прирост, % макс. уровень	0.46 3.00 0.50	1.54 3.10 1.28	2.01 3.00 1.82	2.58 1.20 2.58	275.91 4.30 261.35	725.59 8.20 587.18	775.49 -0.90 751.81	639.49 -9.30 699.79
Новгородская область: тариф прирост, % макс. уровень	1.39 15.00 1.53	1.55 15.00 1.44	2.48 15.00 2.30	3.46 15.00 3.02	923.36 15.00 891.24	952.52 15.00 904.84	924.74 15.00 891.24	1012.48 15.0 1018.36
Псковская область: тариф прирост, % макс. уровень	1.76 8.50 1.80	2.98 7.90 3.09	3.13 9.50 3.17	3.30 7.70 3.41	787.51 2.80 787.51	1304.71 12.30 1304.71	1594.09 10.70 1594.09	1529.14 15.00 1529.14
г. Санкт-Петербург: тариф прирост, % макс. уровень	1.14 5.00 1.15	2.19 6.50 2.18	2.92 4.90 2.93	3.17 15.30 3.16	598.09 15.30 595.06	970.43 15.30 965.51	1090.37 15.30 1084.85	1038.91 15.30 1033.65

Примечание. Указан прирост к первому полугодью 2016 г.

**Утвержденные и расчетные (экономически обоснованные)
тарифы на передачу электрической энергии на 2-е полугодие 2016 г.
в руб./кВт*ч**

Субъект РФ	Тариф на передачу электрической энергии, руб./кВт*ч	Одноставочный экономически обоснованный тариф на НН, руб./кВт*ч	Тариф для населения к экономически обоснованному тарифу, %	Одноставочный установленный котловой тариф НН, руб./кВт*ч
Вологодская область	1.80	3.43	52	4.06
Псковская область	1.97	2.86	69	3.30
Мурманская область	1.04	2.58	40	2.58
г. Санкт-Петербург	1.71	2.26	76	3.17
Архангельская область	1.09	3.02	36	3.89
Республика Карелия	1.28	3.46	37	4.76
Новгородская область	1.85	3.69	50	3.46
Республика Коми	0.93	3.33	28	2.97
Калининградская область	1.45	2.06	70	2.06
Ленинградская область	1.57	3.72	42	3.84

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Утвержденные тарифы в Приволжском федеральном округе

Одноставочные тарифы и ставка на содержание двуставочного тарифа единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии с 01.07.2016 г. в Приволжском федеральном округе

Регион	Одноставочный тариф, руб./кВт*ч				Двуставочный тариф, руб./кВт мес.			
	ВН	СН1	СН2	НН	ВН	СН1	СН2	НН
Республика Башкортостан: тариф прирост, % макс. уровень	1.07 10.20 0.99	1.28 10.00 1.18	1.53 9.20 1.42	1.91 8.30 1.80	437.48 11.70 399.46	719.05 11.70 656.56	637.48 11.70 582.07	1039.72 11.70 949.36
Республика Марий Эл: тариф прирост, % макс. уровень	2.03 -19.50 2.31	2.33 -9.30 2.28	2.86 4.30 2.80	3.37 4.00 3.31	1141.78 18.00 1112.88	1176.22 18.00 1146.45	1212.30 18.00 1181.62	1415.86 18.00 1380.03
Республика Мордовия: тариф прирост, % макс. уровень	1.55 7.50 1.55	2.39 7.50 2.39	2.62 7.50 2.62	3.28 7.50 3.28	830.24 10.90 810.88	814.37 17.00 796.79	912.30 16.80 894.33	932.58 19.30 903.9
Республика Татарстан: тариф прирост, % макс. уровень	0.64 5.00 0.88	1.06 2.40 1.03	2.54 1.00 2.52	3.01 4.00 3.27	366.63 3.30 358.46	533.15 0.40 536.28	1095.85 5.60 1048.07	1630.60 2.50 1606.01
Удмуртская Республика: тариф прирост, % макс. уровень	0.78 8.10 0.79	1.20 5.20 1.22	1.55 6.30 1.55	2.22 9.50 2.25	408.21 7.50 408.21	663.86 7.50 663.86	815.40 7.50 815.40	799.12 7.50 799.12
Чувашская Республика: тариф прирост, % макс. уровень	1.46 65.20 1.48	1.50 7.10 1.50	1.56 6.80 1.56	2.37 6.20 2.37	506.25 7.50 506.25	772.05 7.50 772.05	761.07 7.50 761.07	841.75 7.50 841.75
Кировская область: тариф прирост, % макс. уровень	1.05 11.1 1.15	1.94 12.00 1.94	2.43 11.40 2.44	4.01 17.20 4.20	623.81 8.90 623.81	978.92 8.60 988.92	1182.23 8.20 1182.29	1506.30 22.50 1516.30
Нижегородская область: тариф прирост, % макс. уровень	1.88 14.60 1.93	2.36 13.50 2.82	2.71 12.70 3.11	3.41 10.20 3.48	1057.74 15.00 1057.74	1144.92 15.00 1144.92	1158.41 15.00 1158.41	1327.08 15.00 1327.08
Оренбургская область: тариф прирост, % макс. уровень	1.53 11.00 2.30	2.32 13.20 2.35	2.51 11.00 2.88	3.16 12.40 3.16	987.44 6.00 987.44	1204.03 6.00 1204.03	1020.15 6.00 1020.15	1618.94 6.00 1618.94
Пензенская область: тариф прирост, % макс. уровень	2.09 7.40 2.15	2.25 7.40 2.27	2.31 7.40 2.36	2.71 7.40 2.79	1199.68 7.40 1239.90	1146.93 7.40 1185.37	989.55 7.40 1022.72	1040.76 7.40 1075.64
Пермский край: тариф прирост, % макс. уровень	0.97 11.00 1.00	1.40 11.00 1.33	2.06 11.00 1.97	2.87 11.00 2.73	593.44 15.60 539.05	789.34 17.50 705.57	894.25 8.40 866.43	819.15 11.00 774.87

Регион	Одноставочный тариф, руб./кВт*ч				Двуставочный тариф, руб./кВт мес.			
	ВН	СН1	СН2	НН	ВН	СН1	СН2	НН
Самарская область: тариф прирост, % макс. уровень	1,08 0,00 1,06	1,65 0,00 1,56	2,47 0,00 2,38	3,52 0,00 3,52	627,08 0,00 503,23	918,25 0,00 829,14	1394,27 0,00 1308,82	1795,07 0,00 1722,59
Саратовская область: тариф прирост, % макс. уровень	1,37 15,10 1,45	1,85 10,00 1,80	3,08 10,00 2,97	3,28 10,00 3,17	849,16 15,70 778,28	830,13 9,80 801,49	1477,67 15,70 1426,36	1891,04 9,60 1828,64
Ульяновская область: тариф прирост, % макс. уровень	1,80 7,50 2,21	2,20 7,70 2,23	2,77 7,50 2,79	3,17 7,40 3,17	984,94 7,50 984,94	1171,59 7,50 1171,59	1444,65 7,50 1444,65	1554,62 7,50 1554,62

Примечание. Указан прирост к первому полугодю 2016 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Утвержденные тарифы в Северо-Кавказском федеральном округе

Одноставочные тарифы и ставка на содержание двуставочного тарифа единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии с 01.07.2016 г. в Северо-Кавказском федеральном округе

Регион	Одноставочный тариф, руб./кВт*ч				Двуставочный тариф, руб./кВт мес.			
	ВН	СН1	СН2	НН	ВН	СН1	СН2	НН
Республика Дагестан: тариф прирост, % макс. уровень	1,02 7,50 1,35	1,17 7,50 1,50	1,17 7,50 1,59	1,37 7,20 1,68	363,69 1,40 442,60	225,21 1,00 527,66	563,74 1,00 737,45	444,46 -0,10 563,63
Республика Ингушетия: тариф прирост, % макс. уровень	2,31 7,40 0,00	2,37 7,60 2,53	2,77 7,40 2,97	3,00 7,30 3,21	1348,30 7,50 0,00	1381,53 9,80 1477,92	1963,43 7,50 2100,41	1215,90 7,50 1300,73
Кабардино-Балкарская Республика: тариф прирост, % макс. уровень	2,02 7,50 2,17	2,17 7,50 2,32	2,63 7,60 2,81	3,38 7,50 3,61	953,02 15,00 953,02	1123,37 15,00 1221,05	1276,95 15,00 1276,95	1034,37 15,00 1034,37
Карачаево-Черкесская Республика: тариф прирост, % макс. уровень	1,77 6,90 1,77	1,95 7,30 1,95	2,43 3,40 2,50	3,15 -0,10 3,39	1207,15 6,30 1212,89	721,03 7,10 723,13	845,59 1,60 845,59	969,20 -6,70 969,20
Республика Северная Осетия — Алания: тариф прирост, % макс. уровень	0,94 -36,10 1,88	1,24 -37,10 2,52	1,43 -36,70 2,82	1,69 -36,50 3,30	505,25 -35,60 1210,71	661,21 -36,50 1898,52	695,23 -38,60 1320,25	672,68 -43,80 1351,39
Ставропольский край: тариф прирост, % макс. уровень	1,19 7,50 1,41	1,55 7,50 2,05	2,15 7,50 2,44	3,47 7,50 4,03	700,24 7,50 683,95	741,78 7,50 724,53	985,21 7,50 962,30	1276,72 7,50 1247,03

Примечание. Указан прирост к первому полугодю 2016 г.

Утвержденные и расчетные (экономически обоснованные) тарифы на передачу электрической энергии на 2-е полугодие 2016 г., в руб./кВт*ч

Субъект РФ	Тариф на передачу э/э для населения, руб./кВт*ч	Одноставочный экономически обоснованный тариф на НН, руб./кВт*ч	Тариф для населения к экономически обоснованному тарифу, %	Одноставочный установленный котловой тариф НН, руб./кВт*ч
Нижегородская область	1,13	3,15	36%	3,41
Республика Башкортостан	0,88	2,22	40%	1,91
Республика Марий Эл	1,23	2,77	45%	3,37
Чувашская Республика	0,92	2,27	40%	2,37
Республика Мордовия	1,21	2,74	44%	3,28
Оренбургская область	0,64	2,70	24%	3,16
Пензенская область	1,21	2,67	45%	2,71
Саратовская область	1,32	2,82	47%	3,28
Самарская область	1,41	3,30	43%	3,52
Пермский край	0,88	3,35	26%	2,87
Ульяновская область	1,14	2,82	40%	3,17
Удмуртская Республика	1,40	2,17	64%	2,20
Кировская область	1,60	3,21	50%	4,01
Республика Татарстан	1,43	2,80	51%	3,01

Утвержденные и расчетные (экономически обоснованные) тарифы на передачу электрической энергии на 2-е полугодие 2016 г., руб./кВт*ч

Субъект РФ	Тариф на передачу э/э для населения, руб./кВт*ч	Одноставочный экономически обоснованный тариф на НН, руб./кВт*ч	Тариф для населения к экономически обоснованному тарифу, %	Одноставочный установленный котловой тариф НН, руб./кВт*ч
Кабардино-Балкарская Республика	2,03	3,75	54	3,38
Республика Ингушетия	1,61	3,14	51	3,00
Карачаево-Черкесская Республика	2,20	2,87	77	3,15
Ставропольский край	2,37	2,75	86	3,47
Республика Дагестан	1,12	1,25	89	1,37
Республика Северная Осетия — Алания	2,28	2,15	106	1,69

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Утвержденные тарифы в Уральском федеральном округе

Одноставочные тарифы и ставка на содержание двуставочного тарифа единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии с 01.07.2016 г. в Уральском федеральном округе

Регион	Одноставочный тариф, руб./кВтч				Двуставочный тариф, руб./кВт мес.			
	ВН	СН1	СН2	НН	ВН	СН1	СН2	НН
Курганская область: тариф прирост, % макс. уровень	1.80 7.50 1.82	4.06 7.50 4.16	3.44 7.50 3.65	3.20 7.50 3.15	1154.85 6.50 1175.92	2 642.64 4.80 2734.76	2 016.93 7.10 2048.61	1523.36 10.40 1525.74
Свердловская область: тариф прирост, % макс. уровень	0.95 7.40 1.03	1.70 7.50 1.75	2.56 7.80 2.63	3.12 8.60 3.19	499.75 7.50 499.75	837.45 7.50 837.45	1094.48 7.50 1094.48	1154.39 44.40 1154.39
Тюменская область: тариф прирост, % макс. уровень	1.17 7.50 1.17	1.91 7.50 1.91	2.08 7.50 2.08	2.14 7.50 2.14	818.00 9.90 818.00	1246.08 8.90 1246.08	1347.38 7.50 1347.38	741.64 44.40 741.64
Челябинская область: тариф прирост, % макс. уровень	1.23 10.10 1.25	1.77 9.30 1.80	2.34 6.00 2.37	2.58 0.00 2.62	590.71 7.70 590.71	858.98 7.70 858.98	1251.75 7.70 1251.75	1430.48 8.00 1430.48

Примечание. Указан прирост к первому полугодю 2016 г.

Утвержденные и расчетные (экономически обоснованные) тарифы на передачу электрической энергии на 2-е полугодие 2016 г., руб./кВтч.

Субъект РФ	Тариф на передачу э/э для населения, руб./кВтч	Одноставочный экономически обоснованный тариф на НН, руб./кВтч	Тариф для населения к экономически обоснованному тарифу, %	Одноставочный установленный котловой тариф НН, руб./кВтч
Курганская область	1.65	3.36	49	3.20
Свердловская область	0.88	3.00	29	3.12
Тюменская область	0.16	1.69	9	2.14
Челябинская область	0.81	2.09	39	2.58

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Утвержденные тарифы в Южном федеральном округе

Одноставочные тарифы и ставка на содержание двуставочного тарифа единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии с 01.07.2016 г. в Южном федеральном округе

Регион	Одноставочный тариф, руб./кВтч				Двуставочный тариф, руб./кВт мес.			
	ВН	СН1	СН2	НН	ВН	СН1	СН2	НН
Республика Калмыкия: тариф прирост, % макс. уровень	2.55 11.00 2.55	3.41 11.00 3.41	3.61 11.00 3.61	4.54 11.00 4.54	949.61 10.90 949.61	1231.54 10.80 1231.54	1489.33 10.70 1489.33	1820.24 10.60 1820.24
Краснодарский край: тариф прирост, % макс. уровень	1.61 5.00 1.61	1.87 5.00 1.87	2.90 5.00 2.90	3.98 8.50 3.98	1024.07 6.40 1223.51	688.64 5.70 763.12	798.86 4.80 854.53	1306.41 11.90 1310.88
Астраханская область: тариф прирост, % макс. уровень	0.93 7.50 0.92	1.20 7.50 1.20	1.93 7.50 1.93	2.74 7.50 2.73	575.06 7.50 575.06	511.29 7.50 511.29	746.60 7.50 746.60	1123.21 7.50 1123.21
Волгоградская область: тариф прирост, % макс. уровень	1.01 -6.60 1.31	1.24 -22.50 1.80	2.25 -23.20 3.13	4.02 -7.10 4.38	814.12 -5.90 962.94	881.45 -17.20 1170.58	1242.51 -8.80 1512.79	1349.28 -1.00 1514.86
Ростовская область: тариф прирост, % макс. уровень	2.30 7.10 2.30	2.53 7.10 2.53	2.55 7.30 2.55	3.22 7.20 3.22	980.94 7.50 980.94	1034.28 7.50 1034.28	1742.66 7.50 1742.66	1846.59 7.50 1846.59

Примечание. Указан прирост к первому полугодю 2016 г.

Утвержденные и расчетные (экономически обоснованные) тарифы на передачу электрической энергии на 2-е полугодие 2016 г., руб./кВтч

Субъект РФ	Тариф на передачу э/э для населения, руб./кВтч	Одноставочный экономически обоснованный тариф на НН, руб./кВтч	Тариф для населения к экономически обоснованному тарифу, %	Одноставочный установленный котловой тариф НН, руб./кВтч
Астраханская область	2.35	2.66	88	2.74
Республика Калмыкия	2.28	3.44	66	4.40
Волгоградская область	1.93	3.78	51	4.02
Ростовская область	1.80	3.12	58	3.22
Краснодарский край	2.40	3.15	76	3.98

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Утвержденные тарифы в Дальневосточном федеральном округе

Одноставочные тарифы и ставка на содержание двуставочного тарифа единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии с 01.07.2016 г. в Дальневосточном федеральном округе

Регион	Одноставочный тариф, руб./кВт*ч				Двуставочный тариф, руб./кВт мес.			
	ВН	СН1	СН2	НН	ВН	СН1	СН2	НН
Республика Саха (Якутия): тариф прирост, % макс. уровень	3.36 64.10 2.22	3.75 76.30 2.70	4.19 78.10 2.97	4.29 51.70 3.97	1543.76 53.60 1035.26	1250.32 47.90 870.49	1465.38 55.10 973.27	12 312.78 1364.70 865.86
Приморский край: тариф прирост, % макс. уровень	1.53 1.40 1.87	2.40 2.40 2.83	2.51 1.40 3.03	2.77 2.60 3.46	918.50 6.10 1051.22	1386.35 10.90 1598.02	1101.69 4.00 1271.16	807.39 3.70 1000.01
Хабаровский край: тариф прирост, % макс. уровень	1.06 11.50 1.36	1.62 10.20 1.94	1.81 9.10 2.12	2.08 4.80 2.43	423.29 -15.10 584.18	722.61 16.10 833.65	759.88 16.20 815.90	514.96 0.00 535.55
Амурская область: тариф прирост, % макс. уровень	1.71 24.30 1.58	1.82 21.70 1.45	3.17 9.20 2.95	3.22 0.60 3.34	977.88 13.30 897.72	999.59 32.90 782.24	1709.41 12.9 1575.07	1459.83 0.00 1518.19
Камчатский край: тариф прирост, % макс. уровень	0.39 19.40 0.62	1.26 13.40 2.55	1.79 13.00 3.67	2.74 11.10 5.22	120.84 17.90 102.51	470.83 10.80 424.96	673.36 10.20 611.43	913.06 5.00 870.53
Еврейская АО: тариф прирост, % макс. уровень	1.68 7.50 1.73	2.05 7.50 2.02	2.32 7.50 2.27	2.55 7.30 2.79	959.96 8.50 989.80	1071.02 16.20 710.05	1072.13 5.60 976.68	643.21 -9.20 895.36

Примечание. Указан прирост к первому полугодю 2016 г.

Утвержденные и расчетные (экономически обоснованные) тарифы на передачу электрической энергии на 2-е полугодие 2016 г., руб./кВт*ч

Субъект РФ	Тариф на передачу э/э для населения, руб./кВт*ч	Одноставочный экономически обоснованный тариф на НН, руб./кВт*ч	Тариф для населения к экономически обоснованному тарифу, %	Одноставочный установленный котловой тариф НН, руб./кВт*ч
Республика Саха (Якутия)	1.10	4.91	22	4.29
Приморский край	1.05	1.96	53	2.77
Хабаровский край	1.13	1.98	57	2.08
Амурская область	1.22	3.01	41	3.22
Еврейская АО	1.18	3.56	33	2.55
Камчатский край	0.01	2.74	0	2.74

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Параметры уравнения регрессии для зависимой переменной «Расходы на конечное потребление домашних хозяйств»

Регрессия

Введенные/удаленные переменные^а

Модель	Введенные переменные	Удаленные переменные	Метод
1	Другие налоги на производство. Валовая прибыль экономики и валовые смешанные доходы. Оплата труда наемных работников ^б	—	Enter

а. Зависимая переменная: расходы на конечное потребление домашних хозяйств.

б. Все требуемые переменные введены.

Сводка для модели

Модель	R	R-квадрат	Скорректированный R-квадрат	Стандартная ошибка оценки
1	.982a	.964	.956	3217.667

а. Предикторы: (константа), другие налоги на производство, валовая прибыль экономики и валовые смешанные доходы, оплата труда наемных работников.

ANOVA^а

Модель	Сумма квадратов	ст. св.	Средний квадрат	F	Значимость	
1	Регрессия	3597069828.410	3	1199023276.137	115.810	.000 ^б
	Остаток	134593919.119	13	10353378.394	—	—
	Всего	3731663747.529	16	—	—	—

а. Зависимая переменная: расходы на конечное потребление домашних хозяйств.

б. Предикторы: (константа), другие налоги на производство, валовая прибыль экономики и валовые смешанные доходы, оплата труда наемных работников.

Коэффициенты^а

Модель	Нестандартизованные коэффициенты		Стандартизованные коэффициенты	t
	B	Стандартная ошибка	Бета	
(Константа)	-22,533	1838,328	—	-,012
Оплата труда наемных работников	1,970	,385	1,615	5,119
Валовая прибыль экономики и валовые смешанные доходы	,770	,587	,371	1,311
Другие налоги на производство	-4,036	,935	-1,051	-4,314

Коэффициенты^а

Модель	Значимость	Корреляции		
		нулевого порядка	частично	компонент
(Константа)	,990	—	—	—
Оплата труда наемных работников	,000	,955	,818	,270
Валовая прибыль экономики и валовые смешанные доходы	,213	,938	,342	,069
Другие налоги на производство	,001	,882	-,767	-,227

а. Зависимая переменная: расходы на конечное потребление домашних хозяйств.

ПРИЛОЖЕНИЕ К

Параметры уравнения регрессии для зависимой переменной «Валовое накопление основного капитала»

Регрессия

Введенные/удаленные переменные^а

Модель	Введенные переменные	Удаленные переменные	Метод
1	Другие налоги на производство, Валовая прибыль экономики и валовые смешанные доходы, Оплата труда наемных работников ^б	—	Enter

а. Зависимая переменная: валовое накопление основного капитала.

б. Все требуемые переменные введены.

Сводка для модели

Модель	R	R-квадрат	Скорректированный R-квадрат	Стандартная ошибка оценки
1	,997 ^а	,993	,992	490,66148

а. Предикторы: (константа), другие налоги на производство, валовая прибыль экономики и валовые смешанные доходы, оплата труда наемных работников.

ANOVA^а

Модель	Сумма квадратов	ст. св.	Средний квадрат	F	Значимость	
1	Регрессия	456111840,879	3	152037280,293	631,519	,000 ^б
	Остаток	3129732,886	13	240748,684	—	—
	Всего	459241573,765	16	—	—	—

а. Зависимая переменная: валовое накопление основного капитала.

б. Предикторы: (константа), другие налоги на производство, валовая прибыль экономики и валовые смешанные доходы, оплата труда наемных работников.

Модель		Нестандартизованные коэффициенты		Стандартизованные коэффициенты	t
		B	Стандартная ошибка	Бета	
1	(Константа)	53,685	280,326	—	,192
	Оплата труда наемных работников	,241	,059	,563	4,107
	Валовая прибыль экономики и валовые смешанные доходы	-,110	,090	-,151	-1,228
	Другие налоги на производство	,792	,143	,588	5,555

Коэффициенты^а

Модель		Значимость	Корреляции		
			нулевого порядка	частично	компонент
1	(Константа)	,851	—	—	—
	Оплата труда наемных работников	,001	,988	,751	,094
	Валовая прибыль экономики и валовые смешанные доходы	,241	,971	-,322	-,028
	Другие налоги на производство	,000	,991	,839	,127

а. Зависимая переменная: валовое накопление основного капитала.

ПРИЛОЖЕНИЕ Л

Параметры уравнения регрессии для зависимой переменной «Расходы государственного управления»

Регрессия

Введенные/удаленные переменные^а

Модель	Введенные переменные	Удаленные переменные	Метод
1	Другие налоги на производство, валовая прибыль экономики и валовые смешанные доходы, оплата труда наемных работников ^б	—	Enter

а. Зависимая переменная: расходы государственного управления.

б. Все требуемые переменные введены.

Сводка для модели

Модель	R	R-квадрат	Скорректированный R-квадрат	Стандартная ошибка оценки
1	,997 ^а	,994	,992	397,52593

а. Предикторы: (константа), другие налоги на производство, валовая прибыль экономики и валовые смешанные доходы, оплата труда наемных работников.

ANOVA^а

Модель	Сумма квадратов	ст. св.	Средний квадрат	F	Значимость	
1	Регрессия	323590697,833	3	107863565,944	682,565	,000 ^б
	Остаток	2054349,226	13	158026,864	—	—
	Всего	325645047,059	16	—	—	—

а. Зависимая переменная: расходы государственного управления.

б. Предикторы: (константа), другие налоги на производство, валовая прибыль экономики и валовые смешанные доходы, оплата труда наемных работников.

Коэффициенты^а

Модель	Нестандартизованные коэффициенты		Стандартизованные коэффициенты	t
	В	Стандартная ошибка	Бета	
(Константа)	-95,748	227,116	-	-4,22
Оплата труда наемных работников	,333	,048	,925	7,008
Валовая прибыль экономики и валовые смешанные доходы	,175	,073	,285	2,409
Другие налоги на производство	-,244	,116	-,215	-2,113

Коэффициенты^а

Модель	Значимость	Корреляции		
		нулевого порядка	частично	компонент
(Константа)	,680	—	—	—
Оплата труда наемных работников	,000	,995	,889	,154
Валовая прибыль экономики и валовые смешанные доходы	,032	,984	,555	,053
Другие налоги на производство	,055	,962	-,506	-,047

а. Зависимая переменная: расходы государственного управления.

Правительство Российской Федерации
ФИНАНСОВЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ПРИ ПРАВИТЕЛЬСТВЕ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
(Финансовый университет)

Трачук Аркадий Владимирович
Линдер Наталия Вячеславовна
Зубакин Василий Александрович
Золотова Ирина Юрьевна
Володин Юрий Владимирович

ПЕРЕКРЕСТНОЕ СУБСИДИРОВАНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ: ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ РЕШЕНИЯ

Литературный редактор: О.С. Капполь
Корректор: З.Б. Бунис
Компьютерная верстка Н.С. Квартников

Издатель – ООО «Издательский дом «Реальная экономика»
107078, Москва, ул. Новая Басманная, д. 10, стр. 1, подъезд 6
Тел. (495) 632-2322

190020, Санкт-Петербург, Старо-Петергофский пр., д. 43–45, лит. Б, оф. 4н
Тел.: (812) 495-4302, 346-5015, факс: (812) 325-2099
www.e-c-m.ru, e-mail: info@e-c-m.ru

Подписано в печать 25.04.2017 г. Формат 60×90 ¹/₁₆. Бумага офсетная.
Гарнитура Bookman. 10 П. л. Тираж 1000 экз. Заказ № 370

Отпечатано в ООО «Типография Литас+»
190020, Санкт-Петербург, Лифляндская ул., д. 3

ISBN 978-5-9909945-0-8



9 785990 1994508

ISBN 978-5-9909945-0-8



9 785990 994508

16+