

Для цитирования: Баев И. А., Соловьева И. А., Дзюба А. П. Управление затратами на услуги по передаче электроэнергии в промышленном регионе // Экономика региона. — 2018. — Т. 14, вып. 3. — С. 955-969
doi 10.17059/2018-3-19
УДК 338.53 + 332.1
JEL: L5, L9

И. А. Баев ^{а)}, И. А. Соловьева ^{а)}, А. П. Дзюба ^{б)}

^{а)} Южно-Уральский государственный университет (национальный исследовательский университет) (Челябинск, Российская Федерация)

^{б)} ООО «НИЦ «Энергетический менеджмент» (Челябинск, Российская Федерация; e-mail: Dzuuba-a@yandex.ru)

УПРАВЛЕНИЕ ЗАТРАТАМИ НА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ПРОМЫШЛЕННОМ РЕГИОНЕ ¹

Одним из используемых во всем мире современных инструментов повышения энергетической эффективности является ценозависимое электропотребление — один из элементов управления спросом на электропотребление. Несмотря на общемировую актуальность, в России программы ценозависимого электропотребления получают развитие лишь на этапе разработки концепции. Статья посвящена анализу региональных тарифов на оплату услуг по передаче электрической энергии с позиции стимулирования потребителей электроэнергии к ценозависимому управлению спросом на электропотребление. Исследуется структура конечных тарифов на электроэнергию для различных категорий потребителей и выявляются доли тарифа на передачу электроэнергии для каждой из категорий. Рассматриваются методика применения одноставочных и двухставочных тарифов на передачу электроэнергии, их структура и преимущества применения. На примере тарифов, действующих в Приволжском федеральном округе, рассчитаны одноставочные и двухставочные тарифы на оплату услуг по передаче для промышленных предприятий в разрезе трех типовых графиков электропотребления. Для сравнительной оценки эффективности ценозависимого управления затратами на передачу электроэнергии в различных регионах России вводятся показатели «коэффициент тарифа на передачу» и «интегральный коэффициент тарифа на передачу», приведены результаты их расчета для 65 регионов России, входящих в территории ценовых зон оптового рынка электроэнергии. Результатом анализа стала группировка регионов России по показателю «интегральный коэффициент тарифа на передачу электроэнергии» на 3 управленческие группы, для каждой из которых авторами разработаны рекомендации по ценозависимому управлению затратами на оплату услуг по передаче электроэнергии. Теоретическая значимость исследований состоит в разработке методов анализа и выбора наиболее приемлемого для промышленного предприятия тарифа на оплату услуг по передаче электроэнергии. Практическая значимость исследования заключается в возможности применения разработанной группировки регионов региональными органами регулирования тарифов (РЭК) в части внесения изменений в структуру региональных тарифов с целью стимулирования потребителей к ценозависимому электропотреблению. Кроме того, алгоритм расчета тарифов на передачу электроэнергии может быть применен промышленными предприятиями России в процессе ценозависимого управления спросом на электропотребление с целью выбора оптимального тарифа и сокращения затрат на оплату услуг по передаче электроэнергии.

Ключевые слова: энерготарифы, энергосбережение, энергоэффективность, управление спросом, ценозависимое потребление, оптовый рынок электроэнергии, розничный рынок электроэнергии, тарифы на передачу электроэнергии, одноставочный тариф, двухставочный тариф, коэффициент тарифа на передачу электроэнергии, интегральный коэффициент тарифа на передачу электроэнергии

Введение

Одним из приоритетных направлений стратегии долгосрочного экономического развития всех развитых и развивающихся стран мира является реализация политики энерго-

сбережения и повышения энергетической эффективности. Энергосбережение обуславливает возможность получения импульса для экономического роста без привлечения значительных инвестиционных вложений. Для экономики России задача повышения энергетической эффективности имеет особую актуальность, так как энергоёмкость российского

¹ © Баев И. А., Соловьева И. А., Дзюба А. П. Текст. 2018.

ВВП в значительной степени превышает показатели развитых и развивающихся стран мира [1]. Это — одновременно и сдерживающий фактор для экономического развития, и значительный потенциал для роста. Итоги реализации государственной программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности России за период 2010–2016 гг. демонстрируют существенное отставание фактически достигнутых результатов от показателей, запланированных в программе на этапе ее разработки. Таким образом, задачи совершенствования применяемых методов, моделей и механизмов управления энергосбережением и повышением энергетической эффективности в современных экономических условиях России являются актуальными.

Одним из инновационных инструментов повышения энергетической эффективности, находящихся на этапе интенсивного развития в передовых странах мира, является механизм управления спросом на потребление электрической энергии [2–4].

Управление спросом на потребление электрической энергии (*Demand side management*) — это инициативная форма экономического взаимодействия субъектов электроэнергетики с конечными потребителями электрической энергии, обеспечивающая взаимовыгодное экономически эффективное регулирование объемов и режимов электропотребления [5–8].

Механизмы управления спросом на электропотребление активно внедряются в рамках государственных программ энергоснабжения США, Евросоюза, Австралии, Китая, Японии [9–14].

Проведенное авторами исследование показателей волатильности спроса на электропотребление в России позволило констатировать наличие существенного резерва снижения затрат на производство и передачу электроэнергии за счет выравнивания графиков спроса на электропотребление на всех уровнях энергосистемы [15–16].

Эффективное внедрение модели управления спросом на электропотребление требует существенных управленческих изменений на уровне всех субъектов электроэнергетики: от уровня коммерческой и технологической инфраструктуры оптового и розничного рынков электроэнергии и субъектов оперативно-диспетчерского управления до производителей электроэнергии, электросетевых и сбытовых компаний и конечных потребителей электроэнергии [17–18]. Масштабность и сложность требуемых организационных изменений затруд-

няют и тормозят процесс внедрения механизмов управления спросом в России, и в настоящий момент этот вопрос на стадии разработки концепции.

Однако технология управления спросом состоит из отдельных компонентов, часть из которых может быть внедрена и в текущих организационных условиях. Одним из таких компонентов, с нашей точки зрения, является механизм ценозависимого потребления электроэнергии [19–21], на один из методов реализации которого авторами получен патент¹.

Ценозависимое потребление электроэнергии представляет собой механизм гибкого управления потребителями собственным спросом на электроэнергию на основе реакции на ценовые сигналы поставщиков электроэнергии с целью минимизации затрат на ее закуп [22].

С нашей точки зрения, современная модель оптового и розничного рынков электроэнергии России уже имеет элементы, косвенно стимулирующие потребителей к ценозависимому управлению собственным спросом на электропотребление. Гипотеза настоящего исследования состоит в предположении, что одним из элементов, стимулирующих потребителей к ценозависимому управлению спросом является возможность выбора варианта оплаты услуг по передаче электроэнергии на базе индивидуального графика электропотребления предприятия. Рассмотрим этот элемент более подробно с позиции эффективности его применения для снижения затрат на оплату электроэнергии промышленными потребителями.

Услуга по передаче электроэнергии — составляющая тарифа на электроэнергию, отражающая стоимость услуг по транспортировке электрической энергии и электрической мощности по электрическим сетям.

Целесообразность управления величиной оплаты услуг по передаче электроэнергии посредством ценозависимого управления электропотреблением объясняется рядом причин:

1) высокая доля составляющей услуг по передаче электроэнергии в структуре конечного тарифа на ее оплату. Услуга по передаче электроэнергии оплачивается на основе регулируемых тарифов, ежегодно утверждаемых региональными органами регулирования тарифов (РЭК). При этом доля затрат на услуги по передаче в составе тарифов для промышленных

¹ Патент РФ № 102943. Схема «Метод ценозависимого планирования затрат на электропотребление промышленных предприятий» / И. А. Соловьева, А. П. Дзюба; заявка № 2016502560 от 29 июня 2016; опубл. 6 апр. 2017; бюл. № 4.

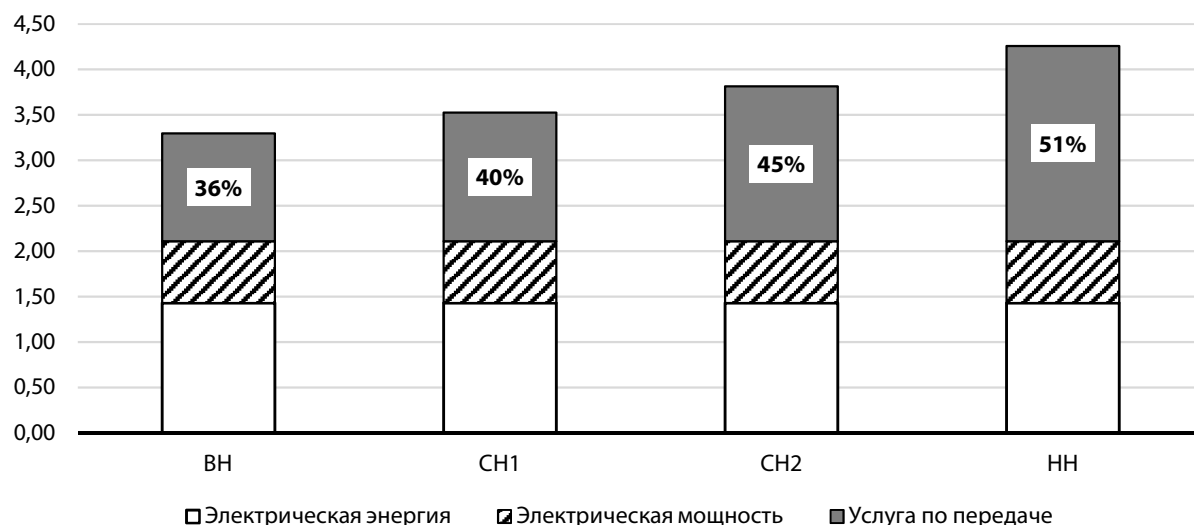


Рис. 1. Структура тарифа на электроэнергию для промышленных предприятий по уровням питаемого напряжения

потребителей России в зависимости от региона потребления электроэнергии и группы потребителей в среднем составляет от 30 % до 60 %;

2) оплата услуг по передаче производится всеми категориями потребителей электроэнергии, расположенными на территории регионов России;

3) универсальность механизма определения величины оплаты за услуги по передаче электроэнергии для всех категорий потребителей;

4) возможность планирования интервалов времени для ценозависимого управления электропотреблением в рамках данного компонента;

5) наличие резерва снижения затрат на оплату услуг по передаче посредством ценозависимого управления электропотреблением и возможность получения синергетического эффекта в виде одновременного сокращения других составляющих затрат на электропотребление при управлении стоимостью услуг по передаче.

В связи с этим целью настоящего исследования является разработка метода оценки, анализа и выбора наиболее целесообразного варианта тарифа на оплату услуг по передаче электроэнергии для промышленных предприятий с учетом регионального аспекта.

Теория и методология исследования

Тарифы на услуги по передаче электроэнергии утверждаются для каждого региона России и дифференцируются по уровням питаемого напряжения: ВН (110 кВ и выше), СН1 (35 кВ), СН2 (20–1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)¹. При этом та-

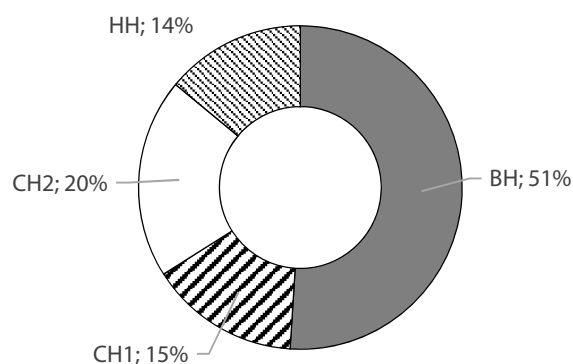


Рис. 2. Структура потребления электроэнергии по уровням напряжения промышленными предприятиями в рамках ЕЭС России (по: Министерство энергетики России [Электронный ресурс]. URL: www.minenergo.gov.ru (дата обращения 05.06.2018))

риф на передачу электроэнергии для каждого уровня напряжения обратно пропорционален уровню напряжения (рис. 1).

Как видно из диаграммы, при снижении уровня питаемого напряжения величины составляющих тарифа на оплату электрической энергии и электрической мощности остаются неизменными, а величина тарифа на передачу электроэнергии увеличивается обратно пропорционально снижению уровня напряжения. Так, при уровне напряжения ВН доля затрат на оплату услугу по передаче составляет 36 %, а для уровня напряжения НН — 51 %. Это объясняется тем, что удельные затраты на обслу-

энергию на розничном (потребительском) рынке. Приказ ФСТ России от 06.08.2004 №20-э/2 (ред. от 14.04.2014, с изм. от 16.09.2014. Зарег. Минюсте России 20.10.2004 №6076 [Электронный ресурс] URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=162423&fld=134&dst=1000000001,0&rnd=0.33691257048145395#0> (дата обращения 05.06.2018 г.).

¹ Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую)

Единые котловые тарифы на передачу электроэнергии по сетям Самарской области, поставляемой промышленным потребителям в первом полугодии 2015 г.*

№ пп	Тарифная группа потребителей электрической энергии (мощности)	Единица измерения	Диапазон напряжения			
			ВН	СН1	СН2	НН
1	2	3	5	6	7	8
1.1	Двухставочный тариф					
1.1.1	ставка за содержание электрических сетей	руб/МВт в мес.	446 315,56	847 448,20	1 156 955,00	1 853 656,95
1.1.2	ставка на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях	руб/МВт·ч	182,68	189,4	482,36	519,7
1.2	Одноставочный тариф	руб/кВт·ч	0,78369	1,34838	2,06462	3,05478

* Об установлении единых (котловых) тарифов на передачу электрической энергии по сетям Самарской области на 2015 год. Приказ Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Самарской области № 152.

живание высоковольтных электрических сетей ниже, чем затраты на обслуживание сетей с более низким классом напряжения.

На рисунке 2 представлена структура потребления электроэнергии в рамках указанных уровней напряжения в ЕЭС России. Наибольшую долю в структуре занимает потребление электроэнергии через сети высокого напряжения, обеспечиваемое функционированием крупных промышленных потребителей.

Кроме того, для каждого уровня напряжения тарифы на передачу электроэнергии делятся на одноставочные и двухставочные. Одноставочный тариф на передачу электроэнергии применяется как произведение ставки и объема потребления электроэнергии потребителем за расчетный месяц. Двухставочный тариф на передачу электроэнергии — тариф, состоящий из двух составляющих — ставки за оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях, применяемой как произведение ставки и объема потребления электроэнергии потребителем за расчетный месяц и ставки за содержание электрических сетей, применяемой к показателю среднего значения из максимальных показателей потребления электроэнергии из диапазонов плановых часов пиковой нагрузки за рабочие дни расчетного месяца [23]. Величины одноставочных и двухставочных тарифов на передачу электроэнергии в разрезе уровней напряжения на примере Самарской области проиллюстрированы в таблице 1.

Тарифы на передачу электроэнергии

Промышленное предприятие может самостоятельно выбирать категорию тарифа на передачу электроэнергии — одноставочный либо двухставочный. Выбор тарифа зависит от расчетных параметров наиболее выгодного тарифа для индивидуального графика спроса

на электропотребление каждого предприятия, который может зависеть от региона закупок электроэнергии, отраслевой принадлежности предприятия и характера графиков процессов производства, что и стало предметом настоящего исследования. Представленная в таблице 1 классификация тарифов на передачу электроэнергии действует на территории всех ценовых зон рынка электроэнергии России и применяется всеми потребителями электроэнергии одинаково.

Одноставочный тариф. Стоимость услуг по передаче электроэнергии по одноставочному тарифу на передачу электроэнергии рассчитывается по формуле (1)¹.

$$S_{\text{Пл}}^{\text{мес.}} = W_{\text{мес.}} \times T_{\text{Одностав.}}, \quad (1)$$

где $S_{\text{Пл}}^{\text{мес.}}$ — стоимость услуг по передаче электрической энергии по одноставочному тарифу (руб.); $W_{\text{мес.}}$ — объем потребления электроэнергии потребителем за календарный месяц (кВт·ч); $T_{\text{Одностав.}}$ — одноставочный тариф на передачу электроэнергии.

В случае оплаты услуг по передаче электроэнергии по одноставочному варианту тарифа стоимость услуг по передаче электроэнергии зависит от объема потребления электроэнергии и не зависит от конфигурации графика нагрузки электропотребления конкретного предприятия.

Двухставочный тариф. Стоимость услуг по передаче электроэнергии по двухставочному тарифу на передачу электроэнергии рассчитывается по формуле (2).

¹ О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 № 442. Ред. от 30.12.2017 [Электронный ресурс]. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_130498/ (дата обращения 05.06.2018 г.)

$$S_{П2}^{\text{мес.}} = (V_{\text{Сод.}}^{\text{мес.}} \times T_{\text{Сод.}}) + (W_{\text{мес.}} \times T_{\text{Тех.расх}}), \quad (2)$$

где $S_{П2}^{\text{мес.}}$ — стоимость услуг по передаче электрической энергии по двухставочному тарифу (руб.); $V_{\text{Сод.}}^{\text{мес.}}$ — объем обязательств по оплате услуг по содержанию электрических сетей (кВт·мес) (3);

$$V_{\text{Сод.}}^{\text{мес.}} = \frac{\sum_{\text{раб.}}^{\text{мес.}} V_{\text{Тех.макс.СО}}^t}{n_{\text{раб}}}, \quad (3)$$

где $V_{\text{Тех.макс.СО}}^t$ — максимальный объем потребления электроэнергии предприятием за рабочий день в час, входящий в интервал плановых часов пиковой нагрузки СО (кВт); $T_{\text{Сод.}}$ — тариф по оплате ставки за содержание электрических сетей (руб/кВт·мес.); $T_{\text{Тех.расх}}$ — тариф по оплате ставки за оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях (руб/кВт·ч).

Пример интервалов плановых часов пиковой нагрузки Системного оператора за 2017 г. на примере первой ценовой зоны представлен на рисунке 3.

В случае оплаты услуги по передаче электроэнергии по двухставочному варианту тарифа стоимость услуг по передаче электроэнергии будет зависеть как от объема электропотребления предприятия, так и от конфигурации графика нагрузки электропотребления.

Расчет тарифа на передачу электроэнергии $T_{П}^{\text{мес.}}$ производится по формуле (4):

$$T_{П}^{\text{мес.}} = S_{П}^{\text{мес.}} / W_{\text{мес.}} \quad (4)$$

Структура одноставочного и двухставочного тарифов на передачу электроэнергии сформирована таким образом, что для эквивалентного графика нагрузки электропотребления расчетный одноставочный и двухставочный тариф всегда будет различаться.

На основе анализа формулы (2) можно констатировать, что в результате управления конфигурацией графика электропотребления промышленные предприятия могут управлять составляющей $V_{\text{Сод.}}^{\text{мес.}}$ и, следовательно, снижать стоимость оплаты услуг по передаче электроэнергии $S_{П2}^{\text{мес.}}$ в составе общей стоимости закупаемой электроэнергии.

На рисунке 4 и в таблице 2 представлены примеры и характеристики различных графиков суточного спроса предприятий на электропотребление. График А отражает постоянный почасовой спрос предприятия на электропотребление в течение суток, что характерно для предприятий с круглосуточным режимом технологических процессов. График В демонстрирует значительный рост нагрузки в днев-

Таблица 2

Параметры графиков А, В и С применяемые для расчетов

Параметр	График А	График В	График С
$W_{\text{мес.}}$ (кВт·ч)	10 230	10 230	10 230
$V_{\text{Сод.}}^{\text{мес.}}$ (кВт в мес.)	14	20	11

Источник: Составлено авторами.

ные периоды и спад в ночное время, что характерно для большинства машиностроительных предприятий и предприятий с односменным режимом работы. График С иллюстрирует рост нагрузки в ночные периоды и незначительный спад в дневные часы и характерен для предприятий металлургии и химических производств.

Видно, что исследуемые графики отражают одинаковый суточный объем потребления электроэнергии, но при этом величина обязательств по оплате услуг по содержанию электрических сетей существенно варьируется.

С целью определения основных критериев выбора предприятием одноставочного или двухставочного тарифа на оплату услуг по передаче электроэнергии мы произвели их расчет в рамках каждой из представленных конфигураций графика спроса на электропотребление на примере тарифов на передачу электроэнергии действующих для промышленных предприятий в регионах Приволжского федерального округа (табл. 3).

Анализ показал, что наиболее выгодный тариф (одноставочный или двухставочный) определяется не только формой (конфигурацией) графика электропотребления предприятия, но и регионом функционирования конкретного предприятия. Для конфигураций графика спроса на электропотребление А и С двухставочный тариф в большинстве случаев выгоднее, чем одноставочный. Так, для предприятий с конфигурацией графика спроса на электропотребление типа А двухставочный тариф в Кировской области дает преимущества в 11,1 коп/кВт·ч, а для предприятий с конфигурацией спроса типа С экономия по двухставочному тарифу составляет 29,4 коп/кВт·ч. В Нижегородской области аналогичная экономия для конфигурации А — 31,6 коп/кВт·ч, а для конфигурации С — 62,6 коп/кВт·ч.

Таким образом, если график спроса на электропотребление у потребителя электроэнергии имеет волатильный характер и высокий показатель $V_{\text{Сод.}}^{\text{мес.}}$, то наиболее выгодным тарифом для оплаты услуг по передаче электроэнергии является одноставочный тариф. В случае если потребитель электроэнергии имеет



Рис. 3. Плановые часы пиковой нагрузки Системного оператора по месяцам 2017 г. для первой ценовой зоны (Плановые часы пиковой нагрузки на 2017 г. для территорий, отнесенных к ценовым зонам оптового рынка электрической энергии и мощности, и территорий, отнесенных к неценовым зонам оптового рынка электрической энергии и мощности. Утв. 21 дек. 2016 г. [Электронный ресурс] URL: [http://so-ups.ru/index.php?id=newonsite_view&no_cache=1&tx_ttnews\[tt_news\]=12010](http://so-ups.ru/index.php?id=newonsite_view&no_cache=1&tx_ttnews[tt_news]=12010) (дата обращения 31.01.2018))

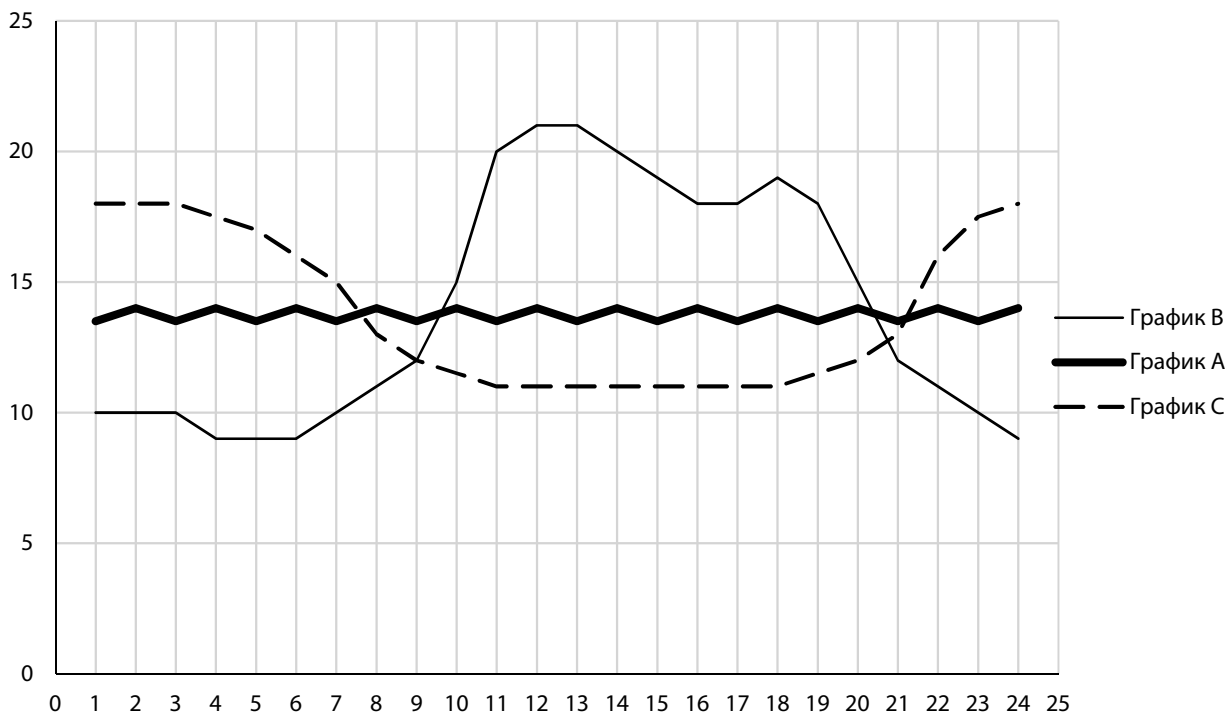


Рис. 4. Примеры графиков электропотребления с различной структурой спроса на электропотребление

возможность управления собственным спросом на электропотребление и величиной $V_{\text{Сод.}}^{\text{мес.}}$, при оплате стоимости услуг по передаче электроэнергии по двухставочному тарифу затраты на закуп электроэнергии будут ниже.

Как уже отмечалось, различие между одноставочным и двухставочным тарифами при эквивалентных графиках спроса для различных регионов также существенно варьи-

руется. Так, для предприятий с конфигурацией графика спроса на электропотребление типа А в Республике Башкортостан разница между одноставочным и двухставочным тарифом составляет 31 % в пользу двухставочного, в Пермском крае — 2 % в пользу двухставочного тарифа, а в Ульяновской области — 44 % наоборот в пользу одноставочного тарифа.

Таблица 3

Расчетные показатели тарифов на передачу электроэнергии для графиков с различной структурой спроса на электропотребление для регионов Приволжского федерального округа (тарифы рассчитаны для показателей уровня напряжения ВН, утвержденных для второго полугодия 2016 г.)

№ пп	Регион	Вид графика	Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	Разница	Разница	Наиболее выгодный тариф
			руб./кВт·ч	руб./кВт·ч	руб./кВт·ч	%	
1	Кировская область	график А	1,052	0,941	-0,111	-11	двухставочный
		график В	1,052	1,307	0,255	24	одноставочный
		график С	1,052	0,758	-0,294	-28	двухставочный
2	Нижегородская область	график А	1,883	1,567	-0,316	-17	двухставочный
		график В	1,883	2,188	0,305	16	одноставочный
		график С	1,883	1,257	-0,626	-33	двухставочный
3	Оренбургская область	график А	1,534	1,482	-0,053	-3	двухставочный
		график В	1,534	2,061	0,527	34	одноставочный
		график С	1,534	1,192	-0,342	-22	двухставочный
4	Пензенская область	график А	2,085	1,812	-0,273	-13	двухставочный
		график В	2,085	2,515	0,430	21	одноставочный
		график С	2,085	1,460	-0,625	-30	двухставочный
5	Пермский край	график А	0,970	0,948	-0,023	-2	двухставочный
		график В	0,970	1,296	0,325	34	одноставочный
		график С	0,970	0,773	-0,197	-20	двухставочный
6	Республика Башкортостан	график А	1,069	0,733	-0,336	-31	двухставочный
		график В	1,069	0,989	-0,079	-7	двухставочный
		график С	1,069	0,604	-0,464	-43	двухставочный
7	Республика Марий Эл	график А	2,028	2,103	0,075	4	одноставочный
		график В	2,028	2,773	0,745	37	одноставочный
		график С	2,028	1,768	-0,260	-13	двухставочный
8	Республика Мордовия	график А	1,545	1,250	-0,296	-19	двухставочный
		график В	1,545	1,737	0,191	12	одноставочный
		график С	1,545	1,006	-0,539	-35	двухставочный
9	Республика Татарстан	график А	0,641	0,611	-0,031	-5	двухставочный
		график В	0,641	0,830	0,189	29	одноставочный
		график С	0,641	0,501	-0,140	-22	двухставочный
10	Самарская область	график А	1,076	0,947	-0,129	-12	двухставочный
		график В	1,076	1,315	0,238	22	одноставочный
		график С	1,076	0,763	-0,313	-29	двухставочный
11	Саратовская область	график А	1,373	1,288	-0,085	-6	двухставочный
		график В	1,373	1,786	0,413	30	одноставочный
		график С	1,373	1,039	-0,334	-24	двухставочный
12	Удмуртская Республика	график А	0,768	0,637	-0,131	-17	двухставочный
		график В	0,768	0,876	0,108	14	одноставочный
		график С	0,768	0,517	-0,251	-33	двухставочный
13	Ульяновская область	график А	1,052	1,514	0,462	44	одноставочный
		график В	1,052	2,091	1,039	99	одноставочный
		график С	1,052	1,225	0,173	16	Одноставочный
14	Чувашская Республика	график А	1,460	0,752	-0,708	-49	Двухставочный
		график В	1,460	1,049	-0,411	-28	Двухставочный
		график С	1,460	0,603	-0,857	-59	Двухставочный

Источник: Составлено авторами на основе анализа тарифов на передачу электроэнергии для регионов ПФО.

В связи с этим эффективность ценозависимого управления затратами на оплату услуг по передаче электроэнергии, выражаемая в со-

кращении затрат на оплату этого компонента, существенно варьируется в зависимости от региона функционирования промышленного

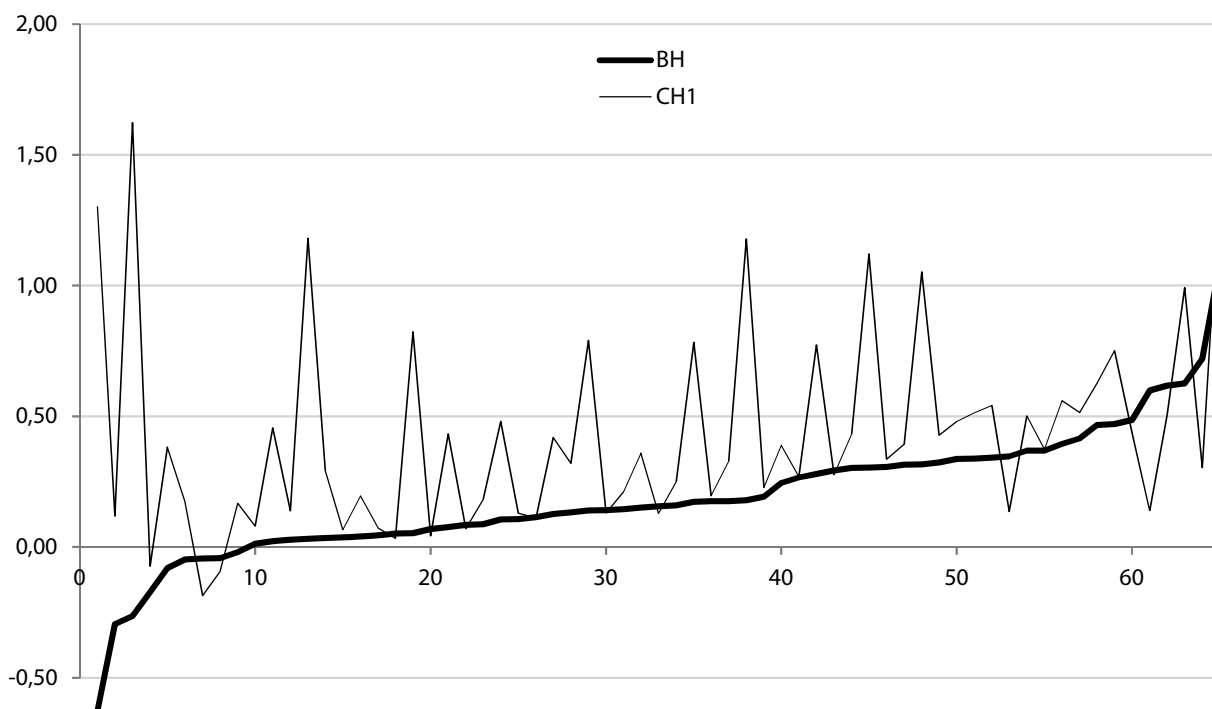


Рис. 5. Коэффициенты тарифа на передачу электроэнергии уровней напряжения ВН и СН1 для регионов, входящих в ценовую зону оптового рынка электроэнергии за второе полугодие 2016 г.

предприятия, и на величину эффекта влияют такие факторы, как величина и структура одноставочного тарифа на передачу электроэнергии ($T_{\text{Одностав.}}$), ставка оплаты за содержание электрических сетей ($T_{\text{Сод.}}$), ставка оплаты технологического расхода (потерь) в электрических сетях ($T_{\text{Тех.расх.}}$), характеризующиеся высокой степенью индивидуальности в региональном разрезе [24, 25].

Коэффициент тарифа на передачу электроэнергии. С целью проведения сравнительного анализа эффективности ценозависимого управления затратами на передачу электроэнергии в регионах России мы предлагаем использовать авторский показатель — коэффициент тарифа на передачу электроэнергии. Коэффициент тарифа на передачу электроэнергии характеризует эффективность ценозависимого управления электропотреблением по показателю тарифа на передачу электроэнергии в регионе и рассчитывается как разница между одноставочным и двухставочным тарифом для конкретного региона по формуле (5):

$$K_{\text{ТП}}^{\text{регион } i} = T_{\text{Одностав.}} - (T_{\text{Сод.}} / 744 + T_{\text{Тех.расх.}}). \quad (5)$$

Значение 744 в формуле (5) отражает количество часов в расчетном месяце. $K_{\text{ТП}}^{\text{регион } i}$ отражает разницу между одноставочным и двухставочным тарифами на передачу электроэнергии при графике электропотребления, имеющем постоянную почасовую величину

спроса на электропотребление, измеряемую в руб/кВт·ч. Чем выше величина коэффициента тарифа на передачу электроэнергии, тем больший экономический эффект получает потребитель электроэнергии от ценозависимого управления графиком спроса на электропотребление по данному компоненту.

На основании коэффициента тарифа на передачу электроэнергии проведем сравнительную оценку региональных характеристик эффективности ценозависимого управления электропотреблением по компоненту стоимость услуг на передачу электроэнергии для регионов России. В исследовании участвовали 65 регионов России, входящих в ценовые зоны оптового рынка электроэнергии. Для повышения объективности результатов сравнительной оценки анализ региональных тарифов был проведен в разрезе всех уровней напряжения — ВН, СН1, СН2 и НН. На рисунке 5 представлены результаты расчета коэффициента тарифа для уровней напряжения ВН и СН1 для регионов, входящих в ценовую зону оптового рынка электроэнергии за второе полугодие 2016 г.

Интегральный коэффициент тарифа на передачу электроэнергии. Учитывая очевидные различия и высокую дифференциацию характеристик коэффициента тарифа на передачу электроэнергии по уровням напряжения в региональном разрезе, для сравнительной оценки региональных характеристик сти-

мулирования потребителей к ценозависимому управлению спросом на электропотребление целесообразно ввести еще один показатель — «интегральный коэффициент тарифа на передачу электроэнергии» — $ИК_{ТП}^{\text{регион } i}$, учитывающий коэффициенты тарифа в рамках одного региона для всех уровней напряжения и рассчитываемый по формуле 6.

$$ИК_{ТП}^{\text{регион } i} = \sum_{NU} (K_{ТП_NU}^{\text{регион } i} \times V_{NU}^{\text{регион } i}), \quad (6)$$

где $K_{ТП_NU}^{\text{регион } i}$ — коэффициент тарифа на передачу электроэнергии для конкретного уровня напряжения в регионе; $V_{NU}^{\text{регион } i}$ — весовой коэффициент доли потребления электроэнергии в регионе для конкретного уровня напряжения.

Рекомендации по практическому применению

Результаты расчета интегрального коэффициента тарифа на передачу электроэнергии для исследуемых регионов России проиллюстрированы на рисунке 6.

Анализ позволяет констатировать существенную вариацию значений интегрального коэффициента тарифов на передачу электроэнергии по регионам страны. Так, для Ивановской, Тульской и Псковской областей значение интегрального коэффициента тарифа в среднем составляет 0,8. Для Иркутской, Ленинградской и Рязанской областей значение исследуемого показателя в десять раз ниже и составляет 0,08. Это означает, что при постоянном почасовом графике спроса на электропотребление в Ивановской, Тульской и Псковской областях разница между двухставочным и одноставочным тарифами для предприятия составляет 0,8 руб/кВт·ч, а в Иркутской, Ленинградской и Рязанской областях 0,08 руб/кВт·ч, то есть в десять раз меньше. Проведенное исследование позволило нам провести группировку регионов России по значению показателя «интегральный коэффициент тарифа на передачу электроэнергии» на три группы (табл. 4).

Группа 1 включает регионы с наибольшими значениями интегрального коэффициента тарифа на передачу электроэнергии, и следовательно характеризующиеся относительно высоким уровнем эффективности ценозависимого управления электропотреблением по компоненту стоимости услуг по передаче электроэнергии.

В группу 2 вошли регионы со средним значением показателя «интегральный коэффициент тарифа на передачу электроэнергии» и, как следствие, средним уровнем эффективности

ценозависимого управления электропотреблением по данному компоненту.

Группа 3 представлена регионами со значением показателя «интегральный коэффициент тарифа на передачу электроэнергии» ниже 0,3, что свидетельствует об относительно низком уровне эффективности ценозависимого управления затратами на оплату услуг по передаче электроэнергии в регионах данной группы.

Полученная группировка является основанием для следующих рекомендаций по ценозависимому управлению затратами на оплату услуг по передаче электроэнергии в региональном разрезе:

- в регионах первой группы целесообразно использовать механизм ценозависимого управления затратами на оплату услуг по передаче электроэнергии и получение значительного экономического эффекта высоковероятно;

- в регионах, входящих в группу 2, механизм ценозависимого управления электропотреблением можно применять только тем потребителям, технологические процессы которых позволяют управлять волатильностью собственного графика электропотребления и, следовательно, величиной затрат на оплату услуг по содержанию электрических сетей;

- для регионов, входящих в группу 3, механизм ценозависимого управления электропотреблением по показателю стоимости услуг по передаче электроэнергии неэффективен.

Функция выбора оптимального тарифа на передачу электроэнергии. Авторами разработана функция выбора оптимального тарифа на передачу электроэнергии $V_{\text{ус.пер.}}$, позволяющая учесть индивидуальные характеристики промышленного предприятия в рамках конкретного периода регулирования (формула 7).

$$V_{\text{ус.пер.}} = f \left[\begin{array}{l} \min(T_{\text{Одностав.}} \times 12); \\ \left(\sum_{\text{мес.}} \frac{V_{\text{Сод.}}^{\text{мес.}} \times T_{\text{Сод.}}}{n_{\text{раб.}}^{\text{мес.}}} + T_{\text{Тех.расх}} \right) \end{array} \right], \quad (7)$$

где $n_{\text{раб.}}^{\text{мес.}}$ — количество рабочих дней каждого расчетного месяца календарного года; $V_{\text{Сод.}}^{\text{мес.}}$ — величина прогнозного объема обязательств по оплате услуг по содержанию электрических сетей для каждого расчетного месяца анализируемого календарного года; $T_{\text{Одностав.}}$, $T_{\text{Тех.расх.}}$, $T_{\text{Сод.}}$ тарифы, действующие на плановый период регулирования.

Функция базируется на сравнительной оценке стоимости оплаты услуг по передаче электроэнергии потребителем на основе

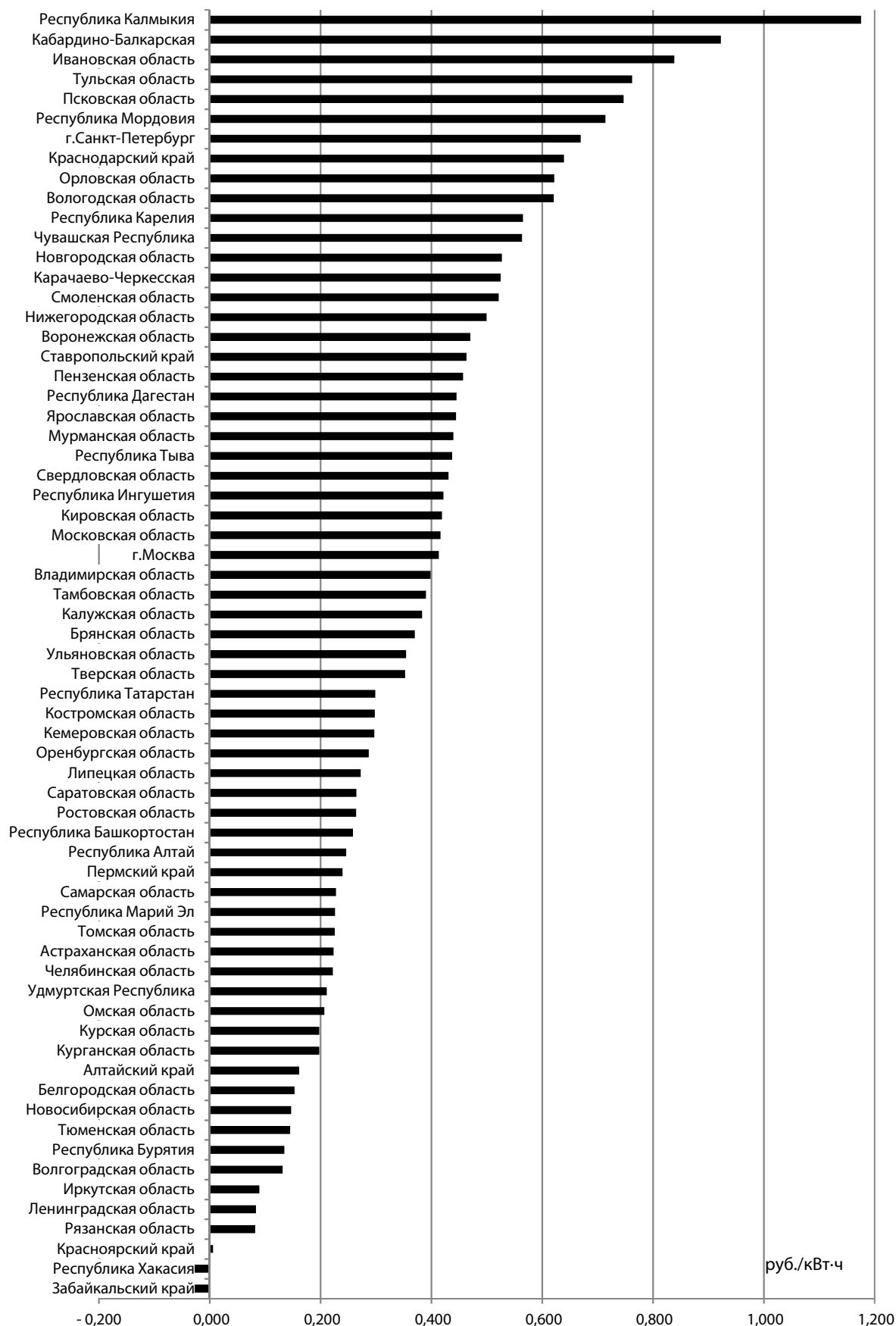


Рис. 6. Диаграмма показателей интегральных коэффициентов тарифа на передачу электроэнергии для исследуемых регионов России за второе полугодие 2016 г.

Таблица 4

Группировка регионов России по показателям интегральных коэффициентов тарифа на передачу электроэнергии

Группа	ИК _{III} ^{регион i}	Регионы
Группа 1	> 0,6	Вологодская область, г. Санкт-Петербург, Ивановская область, Кабардино-Балкарская, Краснодарский край, Орловская область, Псковская область, Республика Калмыкия, Республика Карелия, Республика Мордовия, Тульская область, Чувашская Республика
Группа 2	0,3–0,6	Брянская область, Владимирская область, Воронежская область, г. Москва, Калужская область, Карачаево-Черкесская, Кировская область, Московская область, Мурманская область, Нижегородская область, Новгородская область, Пензенская область, Республика Дагестан, Республика Ингушетия, Республика Тыва, Свердловская область, Смоленская область, Ставропольский край, Тамбовская область, Тверская область, Ульяновская область, Ярославская область
Группа 3	< 0,3	Алтайский край, Астраханская область, Белгородская область, Волгоградская область, Забайкальский край, Иркутская область, Кемеровская область, Костромская область, Красноярский край, Курганская область, Курская область, Ленинградская область, Липецкая область, Новосибирская область, Омская область, Оренбургская область, Пермский край, Республика Алтай, Республика Башкортостан, Республика Бурятия, Республика Марий Эл, Республика Татарстан, Республика Хакасия, Ростовская область, Рязанская область, Самарская область, Саратовская область, Томская область, Тюменская область, Удмуртская Республика, Челябинская область

Источник: Составлено авторами на основе анализа интегральных коэффициентов тарифов на передачу электроэнергии.

утвержденных на региональном уровне одноставочных и двухставочных тарифов на передачу электроэнергии с учетом плановых часов пиковой нагрузки энергосистемы и характеристик индивидуального типового профиля нагрузки электропотребления предприятия, ключевым элементом которого является прогнозный объем обязательств по оплате услуг по содержанию электрических сетей $V_{\text{Сод.}}^{\text{мес.}}$. Очевидно, что оптимальным является тип тарифа, обеспечивающий меньшие затраты на оплату услуг по передаче электроэнергии.

Выводы

В результате проведенного исследования можно сформулировать ряд выводов.

Механизм оптового и розничного рынков электроэнергии России имеет элементы, стимулирующие потребителей электроэнергии к снижению затрат на закупку электроэнергии посредством ценозависимого электропотребления.

Учитывая высокую долю затрат на оплату услуг по передаче электроэнергии в структуре тарифов на электропотребление, ценозависимое управление этим компонентом затрат особенно актуально.

Анализ одноставочных и двухставочных тарифов на оплату услуг по передаче электроэнергии в разрезе различных конфигураций графика спроса предприятий на электропотребление на примере регионов Приволжского федерального округа показал существенную диф-

ференциацию эффективности выбора двухставочного тарифа по регионам.

Использование разработанных авторами показателей «коэффициент тарифа на передачу электроэнергии» и «интегральный коэффициент тарифа» позволило провести оценку структуры тарифа на передачу электроэнергии в каждом регионе России, входящем в ценовые зоны оптового рынка электроэнергии для всех уровней напряжения, и построить рейтинг регионов по уровню эффективности применения механизмов ценозависимого управления затратами на оплату услуг по передаче электроэнергии.

Проведенная авторами группировка регионов России по значению показателя «интегральный коэффициент тарифа на передачу электроэнергии» позволяет разделить регионы на три управленческие группы и дифференцировать рекомендации по внедрению ценозависимого управления электропотреблением по компоненту стоимости услуг по передаче электроэнергии на промышленных предприятиях региона.

Разработанная авторами функция выбора тарифа на передачу электроэнергии позволяет потребителям производить сравнительную оценку и осуществлять выбор оптимального тарифа на передачу электроэнергии для каждого периода регулирования.

Таким образом, результаты проведенного исследования могут использоваться ответственными промышленными предприятиями

при выборе варианта тарифа на оплату услуг приятия и региона его функционирования с целью сокращения затрат на оплату потребляемой электроэнергии с учетом особенностей графика электропотребления и технологических процессов промышленного пред-

Благодарность

Статья выполнена при поддержке Правительства РФ (Постановление № 211 от 16.03.2013г.), соглашение № 02. А03.21.0011.

Список источников

1. Куклин А. А. Диагностика и механизмы повышения энергетической безопасности России / А. А. Куклин, А. Л. Мызин, П. А. Пыхов, М. М. Потанин // Вестник забайкальского государственного университета. — 2013. — № 10. — С. 134–149.
2. Gellings C. W. The Smart Grid: enabling energy efficiency and demand response. Lilburn, CA: Fairmont Press, 2009. — 300 p.
3. Mohsenian-Rad A.-H., Wong V., Jatskevich J., Schober R., Leon-Garcia A. Autonomous Demand Side Management Based on Game-Theoretic Energy Consumption Scheduling for the Future Smart Grid // IEEE Trans.onSmart Grid. — 2010. — Vol. 1. No 3. — P. 320–331. — DOI: 10.1109/TSG.2010.2089069.
4. Management and control of domestic smart grid technology / Molderink A., Bakker V., Bosman M. G. C., Hu-rink J. L., Smit G. J. M. // IEEE Transactions on Smart Grid. — 2010. — Vol. 1. — No. 2. — P. 109–119. — DOI: 10.1109/TSG.2010.2055904.
5. Zhanng N., Ochoa L. F., Kirschen D. S. Investigating the impact of demand side management on residential consumers // IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, Manchester, UK, Dec. 5–7. — 2011. — P. 1–2. — DOI: 10.1109/ISGTEurope.2011.6162699.
6. Investigating the effects of dynamic demand side management within intelligent smart energy communities of future decentralized power system / Fazeli A., Christopher E., Johnson C. M., Gillion M., Summer M. // IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, Manchester, UK, Dec. 5–7. — 2011. — 7. — P. 1–3. — DOI: 10.1109/ISGTEurope.2011.6162619.
7. 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. — DOI: 10.1016/j.egypro.2011.10.012.
8. Гутельман Л. Д., Гутельман Л. М., Кожевников М. В. Электроэнергетика. Умное партнерство с потребителем — М. : ЗАО «Издательство „Экономика”», 2016. — 160 с.
9. Haney A. B., Jamasb T., Platchkov L. M., Pollitt M. G. Demand-side Management Strategies and the Residential Sector. Lessons from International Experience // EPRG Working Paper 1034. — 2010. — DOI: 10.17863/CAM.5572.
10. Pielli K. Understanding Cost-Effectiveness of Energy Efficiency Programs: Best Practices, Technical Methods, and Emerging Issues for Policy-Makers. — USA : U. S. Environmental Protection Agency, 2008. — 96 p.
11. Cousins J. T. Using time of use tariffs in industrial, commercial and residential applications effectively in Sandton // TLC Engineering Solutions, 2010. — 15 p.
12. 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. — P. 185–193. — DOI: 10.1016/j.ijepes.2012.05.023.
13. Lujano-Rojas J., Monteiro C., Dufo-Lopez R., Bernal-Agustin J. Optimum residential load management strategy for real time pricing demand response programs // Energy Policy. — 2012. — Vol. 45. — P. 671–679. — DOI: 10.1016/j.enpol.2012.03.019.
14. Mohsenian-Rad A.-H., Leon-Garcia A. Optimal Residential Load Control With Price Prediction in Real-Time Electricity Pricing Environments // IEEE Trans. on Smart Grid. — 2010. — Vol. 1. No 1. — P. 120–133. — DOI: 10.1109/TSG.2010.2055903.
15. Соловьева И. А., Дзюба А. П. Управление спросом на электропотребление на мезоуровне по показателям волатильности // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. — 2017. — № 1. — С. 76–86.
16. Соловьева И. А., Дзюба А. П. Исследование динамики электропотребления на региональном уровне по показателям волатильности спроса // Энергетическая политика. — 2016. — № 5. — С. 70–82.
17. Повышение эффективности энергетической и экономической безопасности региона на основе управления режимами электропотребления. Ч. 1. Методические основы анализа и прогнозирования цены производства электроэнергии в региональных электроэнергетических системах с учетом режимных факторов / Татаркин А. И., Куклин А. А., Буцацкая Н. В. и др.; отв. ред. Татаркин А. И. — Екатеринбург: УрО РАН, 1997. — 37 с.
18. Повышение эффективности энергетической и экономической безопасности региона на основе управления режимами электропотребления. Ч. 2. Методы управления инвестиционными процессами и энергосбережением в регионах на основе дифференцированных тарифов на электроэнергию / Татаркин А. И., Куклин А. А., Буцацкая Н. В. и др.; отв. ред. Татаркин А. И. — Екатеринбург : УрО РАН, 1997. — 43 с.
19. Волкова И. О., Сальникова Е. А., Шувалова Д. Г. Активный потребитель в интеллектуальной энергетике // Академия энергетике. — 2011. — № 2(40). — С. 50–57.

20. Айзенберг Н. И., Сташкевич Е. В., Воропай Н. И. Координация взаимодействия электроснабжающей организации и активных потребителей при оптимизации суточных графиков нагрузки // Известия РАН. — 2016. — № 3. — С. 44–54. — (Энергетика).

21. Оптимизация суточных графиков нагрузки активных потребителей / Воропай Н. И., Стычински З. А., Козлова Е. В., Степанов В. С., Сулов К. В. // Известия Российской академии наук. — 2014. — № 1. — С. 84–90. — (Энергетика).

22. Соловьева И. А., Дзюба А. П. Управление затратами на электропотребление промышленных предприятий на базе модели оптимизации графиков электрических нагрузок // Известия Тульского Государственного университета. — 2017. — № 1–1. — С. 165–174. — (Экономические и юридические науки).

23. Находов В. Ф., Яроцкая Т. В., Матвийко Н. А. Анализ результатов использования дифференцированных по периодам времени тарифов на электрическую энергию и направления их дальнейшего развития // Энергетика. Экономика, технології, екологія. — 2013. — № 51. — С. 60–68.

24. Кокшаров В. А. Управление энергопотреблением в регионе. — Екатеринбург : УрО РАН, 2009. — 250 с.

25. Прогнозирование электропотребления в системе управления электроснабжением региона / А. М. Кумаритов, А. Э. Дзгоев, И. М. Хузмиев, М. С. Бетров. — Владикавказ : Терек, 2013. — 130 с.

Информация об авторах

Баев Игорь Александрович — доктор экономических наук, профессор, заведующий кафедрой «Финансы, денежное обращение и кредит» Высшей школы экономики и управления, Южно-Уральский государственный университет (национальный исследовательский университет); Scopus Author ID: 57188924705 (Российская Федерация, 454080, г. Челябинск, пр-т Ленина, д. 76, ауд. 310; e-mail: baev@econom.susu.ac.ru).

Соловьева Ирина Александровна — кандидат экономических наук, доцент кафедры «Финансы, денежное обращение и кредит» Высшей школы экономики и управления, Южно-Уральский государственный университет (национальный исследовательский университет); Scopus Author ID: 57191536038 (Российская Федерация, 454080, г. Челябинск, пр-т Ленина, д. 76, ауд. 310; e-mail: solovevaia@susu.ru).

Дзюба Анатолий Петрович — кандидат экономических наук, генеральный директор ООО «НИЦ «Энергетический менеджмент»; Scopus Author ID: 57190407660 (Российская Федерация 454000, г. Челябинск, ул. Салавата Юлаева, дом 15, оф. 53; e-mail: dzyuba-a@yandex.ru).

For citation: Baev, I. A., Solovyeva, I. A. & Dzyuba, A. P. (2018). Cost-Effective Management of Electricity Transmission in an Industrial Region. *Ekonomika regiona [Economy of Region]*, 14(3), 955–969

I. A. Baev^{a)}, *I. A. Solovyeva*^{a)}, *A. P. Dzyuba*^{b)}

^{a)} South Ural State University (National Research University) (Chelyabinsk, Russian Federation)

^{b)} Research Center of Energy Management (Chelyabinsk, Russian Federation; e-mail: Dzyuba-a@yandex.ru)

Cost-Effective Management of Electricity Transmission in an Industrial Region

One of the worldwide modern instruments to increase power efficiency is the price-dependent electricity consumption. It is one of the elements in managing the demand for power consumption. The programs of price-dependent power consumption are globally relevant. However, in Russia, their development is still on a conceptual phase. This paper analyses regional tariffs for the power transmission from the perspective of encouraging consumers to price-dependent demand management for electricity consumption. We examine the structure of final electricity tariffs for various categories of consumers as well as identify the percentage rate for the electricity transmission for each category. We consider the methodology of single-part and two-part tariffs for electricity transmission, their structure, and advantages of application. On the example of Volga Federal District tariffs, we have calculated single-part and two-part tariffs for the power transmission in industrial enterprises in terms of three typical schedules of electricity consumption. To compare the efficiency of the price-dependent demand management for the electricity transmission in different regions of Russia, we have introduced the indicators “coefficient of the transmission tariff” and “integral coefficient of the transmission tariff”. Furthermore, we made calculations for 65 regions of Russia entering the price zones of power wholesale market. As a result of the analysis, we divided Russian regions of Russia according to the indicator of “integrated coefficient of transmission tariff” in 3 administrative groups. For each group, we have developed recommendations on price-dependent demand management for power transmission. The theoretical significance of the research consists in the development of methods for the analysis and selection of the most appropriate industrial enterprise tariff for electricity transmission. In practice, regional authorities can use the developed groups of regions to change the structure of regional tariffs in order to stimulate consumers to price-dependent power consumption. Moreover, the algorithm for calculating tariffs for electricity transmission can be applied by the industrial Russia enterprises in price-dependent demand management of power consumption to choose an optimum tariff and reduce costs on power transmission.

Keywords: electricity tariffs, energy conservation, energy efficiency, demand management, price-dependent consumption, wholesale electricity market, retail electricity market, tariffs for electricity transmission, single-part tariff, two-part tariff, the coefficient of tariff for electricity transmission, the integral coefficient of transmission tariff

Acknowledgements

The article has been supported by the Government of the Russian Federation (Resolution № 211 of 16.03.2013), Agreement № 02.A03.21.0011.

References

1. Kuklin, A. A., Myzin, A. L., Pykhov, P. A. & Potanin, M. M. (2013). Diagnostika i mekhanizmy povysheniya energeticheskoy bezopasnosti Rossii [Diagnostics and Mechanisms of Energy Increase Security in Russia]. *Vestnik zabaykalskogo gosudarstvennogo universiteta [Bulletin of Transbaikal State University]*, 10, 134–149. (In Russ.)
2. Gellings, C. W. (2009). *The Smart Grid: enabling energy efficiency and demand response*. Lilburn, CA: Fairmont Press, 300.
3. Mohsenian-Rad, A-H. Wong, V., Jatskevich, J., Schober, R. & Leon-Garcia, A. (2010). Autonomous Demand Side Management Based on Game-Theoretic Energy Consumption Scheduling for the Future Smart Grid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 1(3), 320–331. DOI: 10.1109/TSG.2010.2089069.
4. Molderink, A., Bakker, V., Bosman, M. G. C., Hurink, J. L. & Smit, G. J. M. (2010). Management and control of domestic smart grid technology. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 1(2), 109–119. DOI: 10.1109/TSG.2010.2055904.
5. Zhannig, N., Ochoa, L. F. & Kirschen, D. S. (2011). Investigating the impact of demand side management on residential consumers. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, Manchester, UK, Dec. 5–7*, 1–2. DOI: 10.1109/ISGTEurope.2011.6162699.
6. Fazeli, A., Christopher, E., Johnson, C. M., Gillion, M. & Summer, M. (2011). Investigating the effects of dynamic demand side management within intelligent smart energy communities of future decentralized power system. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, Manchester, UK, Dec. 5–7*, 1–3. DOI: 10.1109/ISGTEurope.2011.6162619.
7. Jiang, B. & Fei, Y. (2011). Dynamic Residential Demand Response and Distributed Generation Management in Smart Microgrid with Hierarchical Agents. *Energy Procedia*, 12, 76–90. DOI: 10.1016/j.egypro.2011.10.012
8. Gitelman, L. D., Gitelman, L. M. & Kozhevnikov, M. V. (пропущен в русской версии автор — <http://elar.urfu.ru/handle/10995/44482> (2016). *Elektroenergetika. Umnoye partnerstvo s potrebitelom [Energy industry. Clever partnership with the consumer]*. Moscow: ZAO Ekonomika Publ., 160. (In Russ.)
9. Haney, A. B., Jamasb, T., Platchkov, L. M. & Pollitt, M. G. (2010). Demand-side Management Strategies and the Residential Sector. Lessons from International Experience. *EPRG Working Paper 1034*, DOI: 10.17863/CAM.5572.
10. Pielli, K. (2008). *Understanding Cost-Effectiveness of Energy Efficiency Programs: Best Practices, Technical Methods, and Emerging Issues for Policy-Makers*. USA: U.S. Environmental Protection Agency, 96.
11. Cousins, J. T. (2010). Using time of use tariffs in industrial, commercial and residential applications effectively in Sandton. *TLC Engineering Solutions*, 15.
12. Gudi, N., Wang, L. & Devabhaktuni, V. (2012). A demand side management based simulation platform incorporating heuristic optimization for management of household appliances. *Electrical Power and Energy Systems*, 43, 185–193. DOI: 10.1016/j.ijepes.2012.05.023.
13. Lujano-Rojas, J., Monteiro, C., Dufo-Lopez, R. & Bernal-Agustin, J. (2012). Optimum residential load management strategy for real time pricing demand response programs. *Energy Policy*, 45, 671–679. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.03.019.
14. Mohsenian-Rad, A-H. & Leon-Garcia, A. (2010). Optimal Residential Load Control With Price Prediction in Real-Time Electricity Pricing Environments. *IEEE Trans. on Smart Grid*, 1(1), 120–133. DOI: 10.1109/TSG.2010.2055903.
15. Solovyova, I. A. & Dzyuba, A. P. (2017). Upravlenie sprosom na elektropotreblenie na mezourovne po pokazatelyam volatilnosti [Electricity demand management at the meso-level by volatility parameters]. *Vestnik Ivanovskogo gosudarstvennogo energeticheskogo universiteta [Vestnik of Ivanovo State Power Engineering University]*, 1, 76–86. (In Russ.)
16. Solovyova, I. A. & Dzyuba, A. P. (2016). Issledovanie dinamiki elektropotrebleniya na regionalnom urovne po pokazatelyam volatilnosti sprosa [Research of electrical energy consumption dynamics at the regional level by demand volatility indicators]. *Energeticheskaya politika [Energy Policy]*, 5, 70–82. (In Russ.)
17. Tatarkin, A. I., Kuklin, A. A., Buchatskaya, N. V. et al. (1997). *Povyshenie effektivnosti energeticheskoy i ekonomicheskoy bezopasnosti regiona na osnove upravleniya rezhimami elektropotrebleniya [Increase in efficiency of energy and economic security of the region on the basis of management of the power consumption modes]*. Ch. 1. Metodicheskie osnovy analiza i prognozirovaniya tseny proizvodstva elektroenergii v regionalnykh elektroenergeticheskikh sistemakh s uchetom rezhimnykh faktorov [Pt.1 Methodical bases of the analysis and price forecasting for electricity generation in regional electrical power systems taking into account regime factors]. In: Tatarkin A.I. (Ed.). Ekaterinburg: UrO RAN Publ., 37. (In Russ.)
18. Tatarkin, A. I., Kuklin, A. A., Buchatskaya, N. V. et al. (1997). *Povyshenie effektivnosti energeticheskoy i ekonomicheskoy bezopasnosti regiona na osnove upravleniya rezhimami elektropotrebleniya [Increase in efficiency of energy and economic security of the region on the basis of management of the power consumption modes]*. Ch. 2. Metody upravleniya investitsionnymi protsessami i energosberezheniem v regionakh na osnove differentsirovannykh tarifov na elektroenergiyu [Pt. Methods of management of investment processes and energy saving in regions on the basis of the differentiated electricity rates]. In: Tatarkin A.I. (Ed.). Ekaterinburg: UrO RAN Publ., 43. (In Russ.)
19. Volkova, I. O., Salnikova, E. A. & Shuvalova, D. G. (2011). Aktivnyy potrebitel v intellektualnoy energetike [The active consumer in intellectual power]. *Akademiya energetiki [Academy of power industry]*, 2(40), 50–57. (In Russ.)

20. Ayzenberg, N. I., Stashkevich, E. V. & Voropai, N. I. (2016). Koordinatsiya vzaimodeystviya elektrosnabzhayushchey organizatsii i aktivnykh potrebiteley pri optimizatsii sutochnykh grafikov nagruzki [Coordination of cooperation of power supply company and active consumers in the optimization of daily load curves]. *Izvestiya RAN [Proceedings of the Russian Academy of Sciences]*, 3, 44–54. (Series: Power Engineering). (In Russ.)
21. Voropai, N. I., Styczynski, Z. A., Kozlova, E. V., Stepanov, V. S. & Suslov, K. V. (2014). Optimizatsiya sutochnykh grafikov nagruzki aktivnykh potrebiteley [Daily load curve optimization for active consumers]. *Izvestiya Rossiyskoy akademii nauk [Proceedings of the Russian Academy of Sciences]*, 1, 84–90. (Series: Power Engineering). (In Russ.)
22. Soloveva, I. A. & Dzyuba, A. P. (2017). Upravlenie zatratami na elektropotreblenie promyshlennykh predpriyatiy na baze modeli optimizatsii grafikov elektricheskikh nagruzok [Cost control of electricity consumption at industrial enterprises on the basis of the model of management of electrical loads in the production process]. *Izvestiya Tulskogo Gosudarstvennogo universiteta [Proceedings of Tula State University]*, 1–1, 165–174. (Series: Economic and legal sciences). (In Russ.)
23. Nakhodov, V. F., Yarotskaya, T. V. & Matviyko, N. A. (2013). Analiz rezultatov ispolzovaniya differentsirovannykh po periodam vremeni tarifov na elektricheskuyu energiyu i napravleniya ikh dalneyshego razvitiya [Analysis of the use electricity tariffs differentiated by periods of time and directions their further development]. *Energetika. Ekonomika, tekhnologii, ekologiya [Power engineering: economics, technique, ecology]*, 51, 60–68. (In Ukr.)
24. Koksharov, V. A. (2009). *Upravlenie energopotrebleniem v regione [Management of energy consumption in the region]*. Ekaterinburg: UrO RAN Publ., 250. (In Russ.)
25. Kumaritov, A. M., Dzgoev, A. E., Khuzmiev, I. M. & Betrozov, M. S. (2013). *Prognozirovaniye elektropotrebleniya v sisteme upravleniya elektrosnabzheniem regiona [Forecasting of a power consumption in the power supply control system of region]*. Vladikavkaz: Terek Publ., 130. (In Russ.)

Authors

Igor Aleksandrovich Baev — Doctor of Economics, Professor, Head of the Department of “Finance, Money Circulation, and Credit”, School of Economics and Management, South Ural State University (National Research University); Scopus Author ID: 57188924705 (76, Lenina Ave., Chelyabinsk, 454080, Russian Federation; e-mail: baev@econom.susu.ac.ru).

Irina Aleksandrovna Solovyeva — PhD in Economics, Associate Professor, Department of “Finance, Money Circulation, and Credit”, School of Economics and Management, South Ural State University (National Research University); Scopus Author ID: 57191536038 (76, Lenina Ave., Chelyabinsk, 454080, Russian Federation; e-mail: solovevaia@susu.ru).

Anatoliy Petrovich Dzyuba — PhD in Economics, Director-General, Research Center of Energy Management; Scopus Author ID: 57190407660 (15, Salavata Yulaeva St., Chelyabinsk, 454000, Russian Federation; e-mail: dzyuba-a@yandex.ru).