

<https://doi.org/10.17059/ekon.reg.2023-4-17>

УДК 332.1 + 334.027

JEL R1 + I9

А. П. Дзюба , И. А. Соловьёва 

Южно-Уральский государственный университет (национальный исследовательский университет), г. Челябинск, Российская Федерация

## Ценовые параметры поставки электроэнергии как базис управления спросом на электропотребление в регионе<sup>1</sup>

**Аннотация.** Управление затратами на оплату компонента стоимости электроэнергии (более 45 % в структуре общих затрат) позволяет ощутимо снизить издержки на собственное энергоснабжение и повысить эффективность операционной деятельности предприятия в целом. Статья посвящена исследованию региональных параметров цен на электрическую энергию, формируемых механизмами розничного и оптового рынков электроэнергии (мощности), в аспекте возможностей использования промышленными предприятиями механизмов ценозависимого управления собственным спросом для снижения затрат на закуп электроэнергии. Целью представленной работы является распределение регионов России по уровню перспективности снижения затрат на закуп электроэнергии посредством управления графиками собственного спроса на электропотребление. В статье применяются методы статистического анализа почасовых средневзвешенных цен на электроэнергию в годовом, месячном и суточном временных интервалах в региональном разрезе, метод математического моделирования и расчета системы авторских коэффициентов (коэффициент среднего уровня цен на электроэнергию и коэффициент волатильности суточной цены) для комплексной оценки перспектив эффективного применения механизмов управления спросом на электропотребление в регионах РФ и метод построения карт позиционирования для группировки и идентификации регионов с наивысшим уровнем перспективности внедрения инструментов ценозависимого управления спросом на электропотребление. Исходными данными для исследования выступают ценовые параметры стоимости электрической энергии во всех регионах России. В материалах проводится анализ принципов ценообразования на электрическую энергию для отечественных промышленных предприятий, анализ влияния волатильности цен на стоимость закупаемой электроэнергии, оценка вклада компонента стоимости электрической энергии в общие затраты предприятия на электропотребление. С использованием авторских индикаторов, таких как коэффициент среднего уровня цен на электроэнергию, коэффициент волатильности суточной цены и коэффициент эффективности ценозависимого электропотребления, проведен детальный анализ ценовых параметров электрической энергии в региональном разрезе. Результатом исследования являются построение карты ценовых параметров закупа электроэнергии в региональном разрезе с группировкой регионов по уровню перспективности внедрения механизмов управления спросом и разработка специфических практических рекомендаций по ценозависимому управлению спросом на электропотребление для промышленных предприятий каждой из выявленных региональных групп.

**Ключевые слова:** управление спросом на электропотребление, ценозависимое электропотребление, управление энергозатратами, промышленное электропотребление, региональная энергетика, энергоэффективность, рынок электроэнергии, ценообразование, почасовые цены на электроэнергию, ценовая волатильность

**Для цитирования:** Дзюба, А. П., Соловьёва, И. А. (2023). Ценовые параметры поставки электроэнергии как базис управления спросом на электропотребление в регионе. *Экономика региона*, 19(4), 1177-1193. <https://doi.org/10.17059/ekon.reg.2023-4-17>

<sup>1</sup> © Дзюба А. П., Соловьёва И. А. Текст. 2023.

## Electricity Price Parameters as a Basis for Energy Demand Management in Regions

**Abstract.** Energy cost management (more than 45 % in the structure of total costs) can significantly reduce own energy supply costs and improve operational efficiency of an enterprise. The study examines regional electricity price parameters, affected by retail and wholesale electricity markets, in terms of the possibilities for industrial enterprises to implement price-dependent demand management to reduce energy purchase costs. The article aims to distribute Russian regions according to the prospects for reducing energy purchase costs by managing electricity demand schedules. The following methods were utilised: statistical analysis of hourly average electricity prices per year, month and day in the regional context; mathematical modelling and calculation of authors' coefficients of average electricity prices and coefficients of daily price volatility for assessing prospects for effective energy demand management in Russian regions; construction of positioning maps for grouping and identifying regions where the implementation of price-dependent demand management is possible. Electricity price parameters of all Russian regions were examined. The paper analysed principles of electricity pricing for domestic industrial enterprises, researched the impact of price volatility on energy purchase costs, assessed the contribution of electricity costs to total energy consumption costs of enterprises. Coefficients of average electricity prices, coefficients of daily price volatility and coefficients of efficiency of price-dependent electricity consumption were applied to study electricity price parameters in the regional context. As a result, the article presented a map of electricity price parameters, where regions are grouped according to the possibility of implementing demand management mechanisms. Additionally, specific practical recommendations on price-dependent demand management for electricity consumption of industrial enterprises were given for each identified regional group.

**Keywords:** energy demand management, price-dependent electricity consumption, energy consumption management, industrial electricity consumption, regional energy, energy efficiency, electricity market, pricing, hourly electricity prices, price volatility

**For citation:** Dzyuba, A. P., & Solovyeva, I. A. (2023). Electricity Price Parameters as a Basis for Energy Demand Management in Regions. *Ekonomika regiona / Economy of regions*, 19(4), 1177-1193. <https://doi.org/10.17059/ekon.reg.2023-4-17>

### Введение

В действующих условиях развития информационных и коммуникационных технологий в области управления промышленными предприятиями и энергетическим комплексом среди наиболее перспективных технологий, направленных на повышение энергетической эффективности, интенсивно развивающихся в практике большинства стран мира, можно выделить инструмент «управление спросом на потребление (DSM — demand side management) (Jang et al., 2020; Yilmaz et al., 2019). Управление спросом на потребление электроэнергии основано на технологии взаимовыгодного сотрудничества потребителей энергетических ресурсов и энергосбытовых компаний и направлено на выравнивание неравномерности графиков электрических нагрузок в энергосистеме, что приводит к сокращению затрат, связанных с обеспечением режимного баланса в период скачков спроса (Гительман и др., 2015; Нехороших и др., 2019).

В практике многих стран технология управления спросом, адаптированная к специфике конкретной страны конфигурации, входит в состав государственных программ повышения энергетической безопасности, экологической и энергетической эффективности (Barton et al., 2013; Foucault et al., 2014).

Основой технологии управления спросом является возможность выравнивания собственных графиков неравномерности спроса на электрическую энергию у ее конечных потребителей (He et al., 2020; Richstein & Hosseinioun, 2020). Управление параметрами неравномерности потребления электроэнергии на уровне конечных потребителей в мировой научной литературе носит название Demand side response (DSR) либо Demand response (DR), что дословно означает «реакция спроса» (Cappers et al., 2010; Çiçek & Deliç, 2014). Изменение собственных графиков электропотребления предприятия в зависимости от дискретных ценовых сигналов рынка элект-

троэнергию позволяет перераспределить нагрузку в часы с наибольшей стоимостью электроэнергии на периоды с относительно низкими ценами, тем самым сокращая затраты на закуп электроэнергии при неизменном объеме производства. В мировой практике подобное перераспределение спроса на электроэнергию в зависимости от особенностей ценовых параметров ее отпуска носит название «ценозависимое управление электропотреблением» (Wang et al., 2018; Torriti, 2012). Несмотря на наличие дискретных характеристик ценообразования в России, отечественными промышленными предприятиями ценозависимое управление электропотреблением используется крайне редко, что обусловлено, во-первых, отсутствием у инженерных служб промышленных предприятий инструментов, позволяющих выполнять комплексное динамическое управление графиками электрических нагрузок промышленного оборудования с учетом изменения ценовых параметров поставки электроэнергии с энергорынков, во-вторых, недостаточным уровнем практических знаний специалистов энергетических служб промышленных предприятий о механизмах ценообразования в электроэнергетике, в-третьих, снижением внимания к важности реализации программ повышения энергетической эффективности и управления энергетическими затратами в промышленности.

### Постановка задачи

Эффективность реализации технологии управления спросом конечными потребителями электроэнергии зависит от существующих в экономике механизмов поощрения потребителей за выравнивание собственного электропотребления (Torriti et al., 2010; Aalami & Yousefi, 2008).

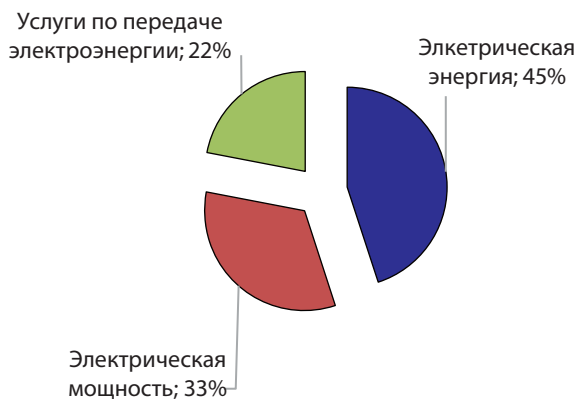
Несмотря на очевидную эффективность применения технологий управления спросом, которая была доказана на примере большинства стран мира (Kii et al., 2014; Lu et al., 2021), в России методы управления спросом начали реализовываться только с 01 июля 2019 г. после утверждения Правительством РФ постановления № 287, посвященного развитию возможностей участия агрегаторов управления спросом в условиях розничного рынка электроэнергии России, а также совершенствования положений о ценозависимом снижении электропотребления промышленных предприятий (Воронцов, 2018). Введенный механизм стимулирует реакцию спроса на уровне потребителей электроэнергии посредством заключения

договоров на обеспечение обязательств по команде оператора спроса снижать собственные графики электрической нагрузки от 1 до 5 раз в месяц продолжительностью от 2 до 4 часов подряд в рамках плановых периодов часов максимальной нагрузки электроэнергетической системы.

При этом существующие модели рынков электрической энергии (мощности), действующие в России, основываются на механизмах, которые позволяют промышленным предприятиям на основе применения ценозависимого управления потреблением электроэнергии снижать затраты на закуп и одновременно способствовать выравниванию волатильности электропотребления региональных энергосистем (Модель комплексного ценозависимого управления..., 2018).

Вопросу управления спросом на базе параметров волатильности цен на поставку электроэнергии в мире посвящено значительное количество работ, примерами которых могут служить исследования, рассматривающие прогнозирование параметров почасовых цен для дальнейшего управления спросом (Weron, 2014; Uniejewski & Weron, 2021; Halužan & Verbič, 2020; Zhang et al., 2020), а также работы в области анализа волатильности ценовых почасовых параметров на отпускаемую электроэнергию в рамках энергорынков различных стран (Dong et al., 2019; Escribano & Sucarrat, 2018; Ullrich, 2012; Tashpulatov, 2013). Вопросу ценозависимого управления спросом на основе анализа волатильности почасовых цен на электроэнергию в рамках энергорынков России, с нашей точки зрения, уделено достаточно мало внимания. Дополнительно, учитывая глубокую регионализацию энергетического рынка России, которая проявляется в специфике факторов, влияющих на цены на отпуск электроэнергии в региональном разрезе (Токарев, 2014; Воронцов, 2019), и дифференциации уровня цен (Черниченко, Шурупов, 2019; Гатагова, 2012), высокую теоретическую и практическую значимость имеет вопрос определения степени эффективности ценозависимого потребления электроэнергии на уровне различных регионов России.

Согласно требованиям законодательства в области ценообразования на поставку электроэнергии в России, стоимость электрической энергии, которая закупается крупными потребителями электроэнергии и промышленными предприятиями с максимальной мощностью энергопринимающих устройств свыше 670 кВА, рассчитывается и оплачивается на основе



**Рис. 1.** Структура затрат на электропотребление предприятий, покупающих электроэнергию в условиях энергорынков России (источник: составлено автором на основе материалов интернет-сайта НП «Совет рынка» [www.np-sr.ru](http://www.np-sr.ru))

**Fig. 1.** Energy consumption costs of enterprises purchasing electricity in Russian energy markets

почасового профиля нагрузки электропотребления и формируется из нескольких составляющих: услуг по передаче, электрической мощности, электрической энергии (рис. 1).

Принципы формирования ценовых параметров каждой составляющей стоимости электроэнергии отражены в авторских работах (Модель комплексного ценозависимого управления..., 2012). В настоящем исследовании считаем целесообразным остановиться более подробно на оценке возможности использования ценозависимого управления электропотреблением непосредственно для элемента стоимости электрической энергии в разрезе регионов России.

#### Анализ характеристик почасовых цен на электрическую энергию в регионах России

Цена электрической энергии формируется исходя из цен на поставку электроэнергии для каждого часа суток, определяемых на основе рыночного отбора заявок на закуп и продажу электроэнергии на оптовом рынке (Половинкина, 2015). Почасовые цены формируются для каждого узла расчетной модели электроэнергетической системы, которых в рамках одного региона может быть несколько десятков или сотен. На основе соотношения спроса и предложения в рамках каждого узла формируется конечная средневзвешенная цена на закуп электроэнергии РСВ (рынка на сутки вперед), индивидуальная для каждого региона (Паламарчук & Стенников, 2015).

Расчет обязательств по оплате составляющей электрической энергии для промышленных предприятий определяется как произве-

дение цен, сформированных для каждого часа, и объемов соответствующего им потребления электроэнергии (1).

$$SW = \sum_m (W_t \times \Pi_{\text{ЭЭ}}^t), \quad (1)$$

где  $SW$  — стоимость составляющей «электрическая энергия» (руб.) (2.2);  $W_t$  — объемы почасового потребления электрической энергии промышленного предприятия за час  $t$  (кВт·ч);  $\Pi_{\text{ЭЭ}}^t$  — цена закупаемой электрической энергии с розничного рынка для каждого часа  $t$ . Для предприятий, закупающих электроэнергию на оптовом рынке — цена, формируемая в секторе «Рынок на сутки вперед» (руб/кВт·ч) (Mokhov et al., 2017).

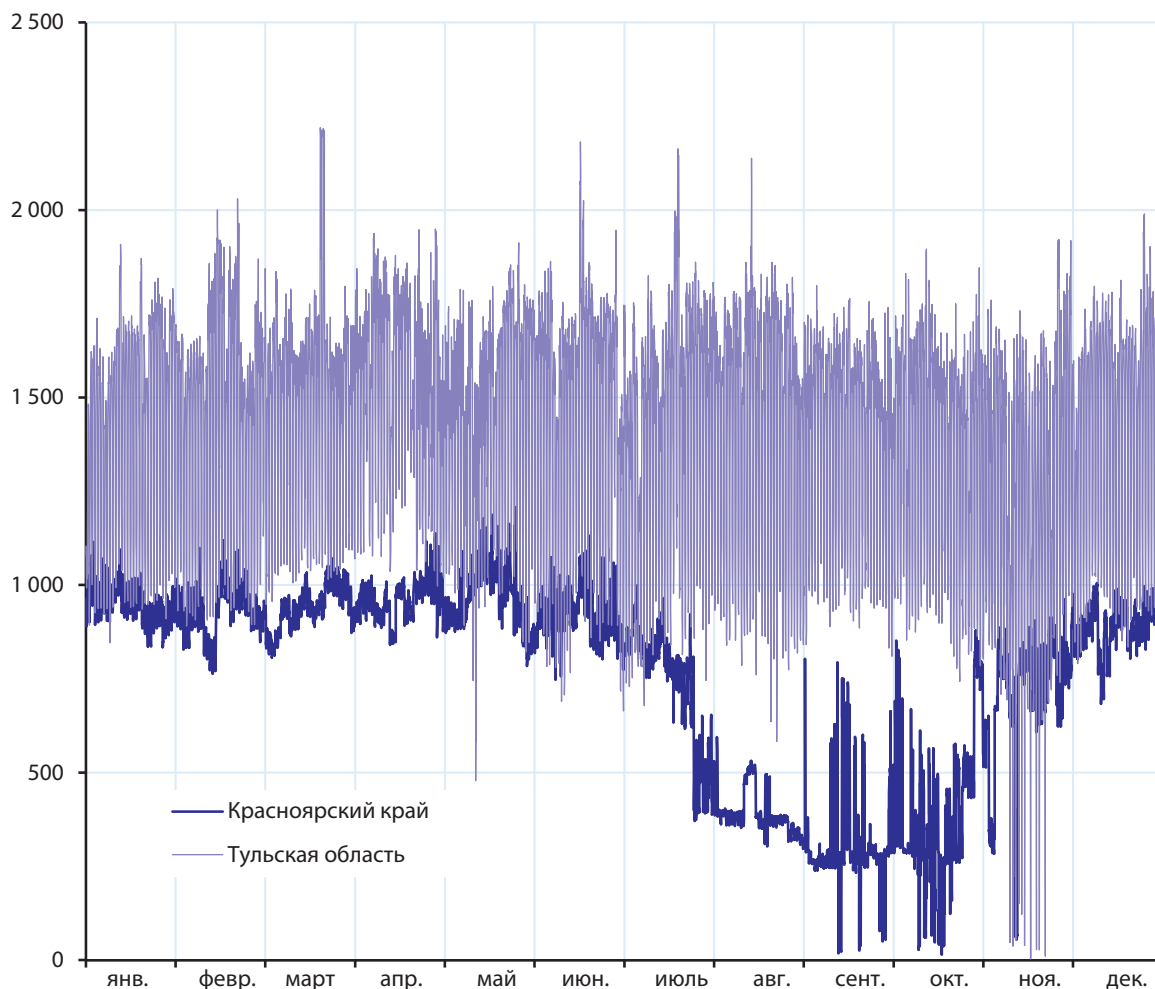
Пример цен на электрическую энергию отпускаемых для потребителей некоторых регионов за календарный год представлен на рисунке 2. Из рисунка следует, что ценовые параметры характеризуются существенной региональной дифференциацией и индивидуальным уровнем волатильности.

Региональные различия почасовых средневзвешенных цен на закуп электроэнергии связаны с рядом факторов:

- структура региональной генерации, обеспечивающей поставку электроэнергии в регион (Кириллов, 2011);
- дифференциация топливной составляющей на электростанциях в различных регионах либо территориальных образованиях;
- специфика регионального соотношения объема спроса и предложения на электроэнергию;
- различие характеристик конфигураций графиков электропотребления по регионам;
- индивидуальные возможности покрытия спроса в региональном разрезе (Паниковская, 2013);
- наличие системных ограничений и аварий в региональной энергосистеме;
- вывод в ремонт режимных генерирующих единиц.

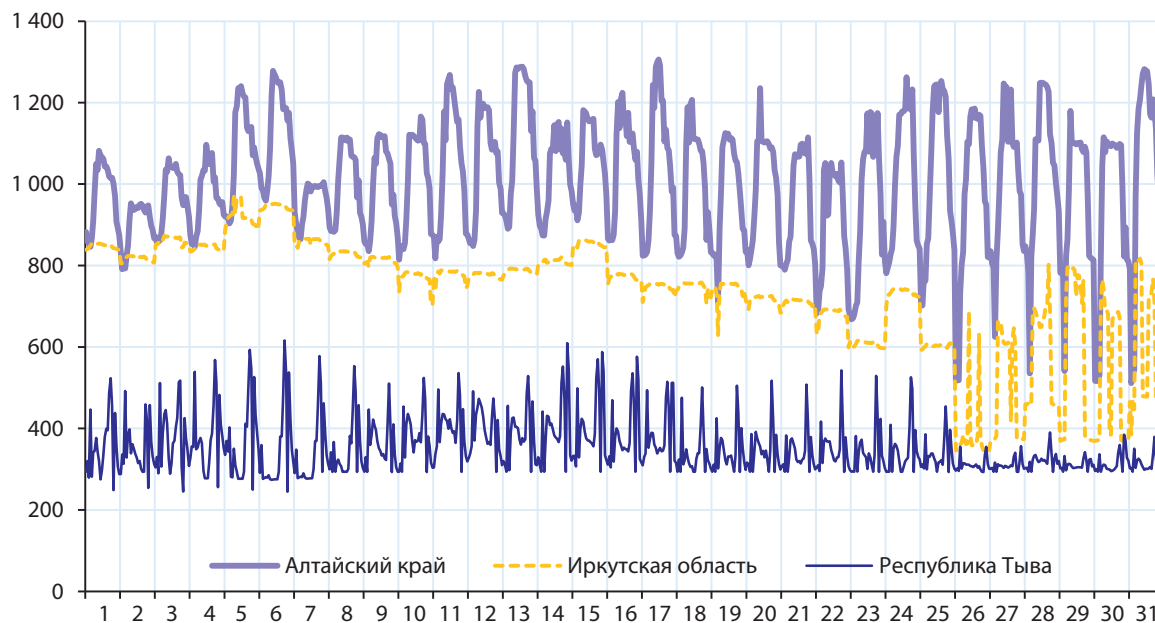
Таким образом, под влиянием перечисленных факторов в рамках каждого региона существуют индивидуальные особенности изменения годовых графиков спроса на электроэнергию и цен на нее.

На рисунке 3 приведен пример почасовых средневзвешенных цен электрической энергии для ряда регионов за месяц, а на рисунке 4 — за одни сутки. Анализ графиков подтверждает наличие серьезных региональных различий ценовых параметров электропотребления. Для примера, почасовые цены на электрическую энергию в Республике Хакасия за типо-



**Рис. 2.** Пример почасовых средневзвешенных цен на закуп электрической энергии для ряда регионов за календарный год, руб./МВт·ч (источник: составлено автором на основе материалов интернет-сайта АО «Администратор торговой системы». [www.atsenergo.ru](http://www.atsenergo.ru))

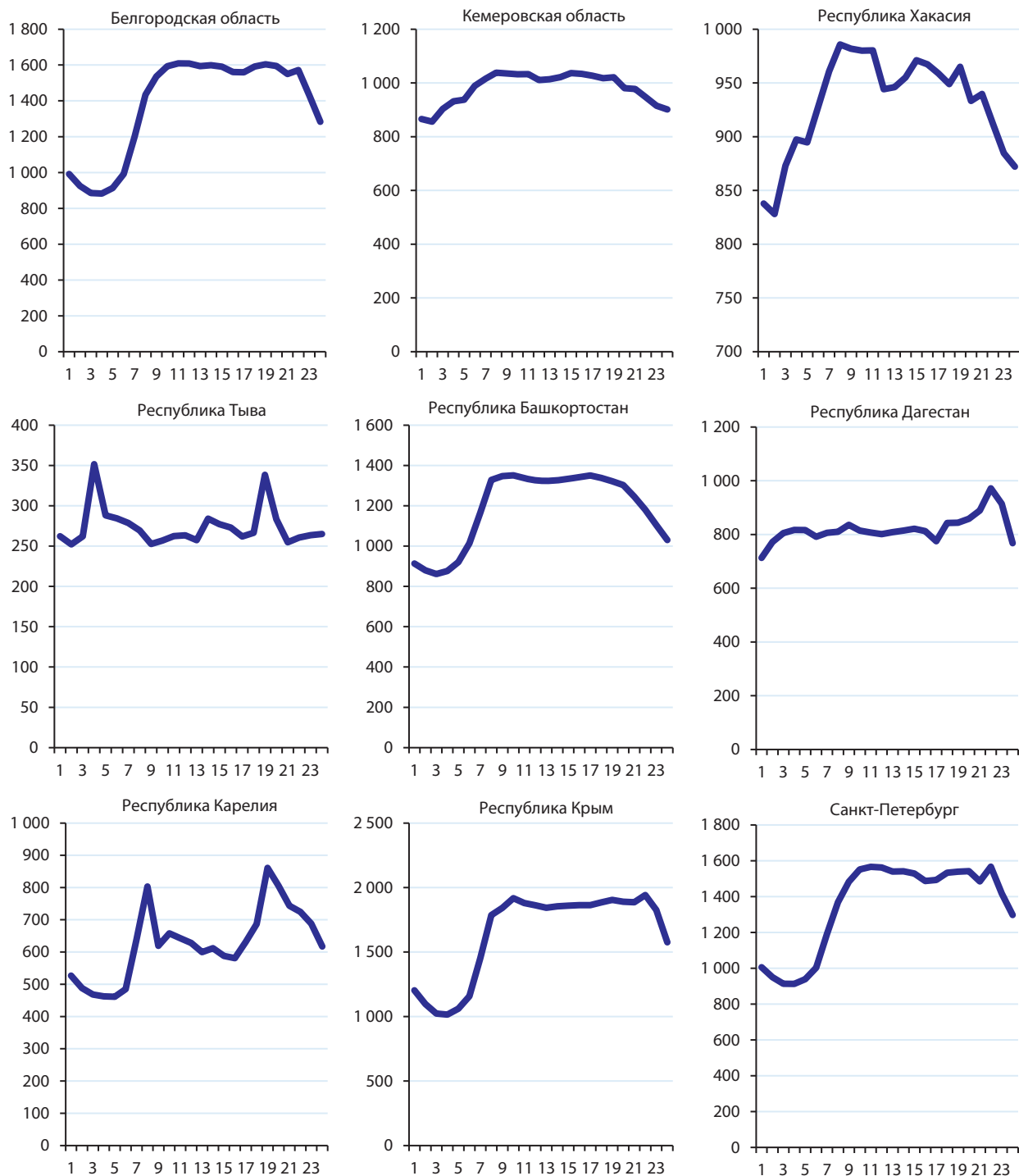
**Fig. 2.** An example of hourly average electricity prices in several regions per calendar year, rub/MWh



**Рис. 3.** Пример почасовых средневзвешенных цен электрической энергии для ряда регионов за месяц, руб./МВтч (источник: составлено автором на основе материалов интернет-сайта АО «Администратор торговой системы». [www.atsenergo.ru](http://www.atsenergo.ru))

**Fig. 3.** An example of hourly average electricity prices in several regions per month, rub/MWh





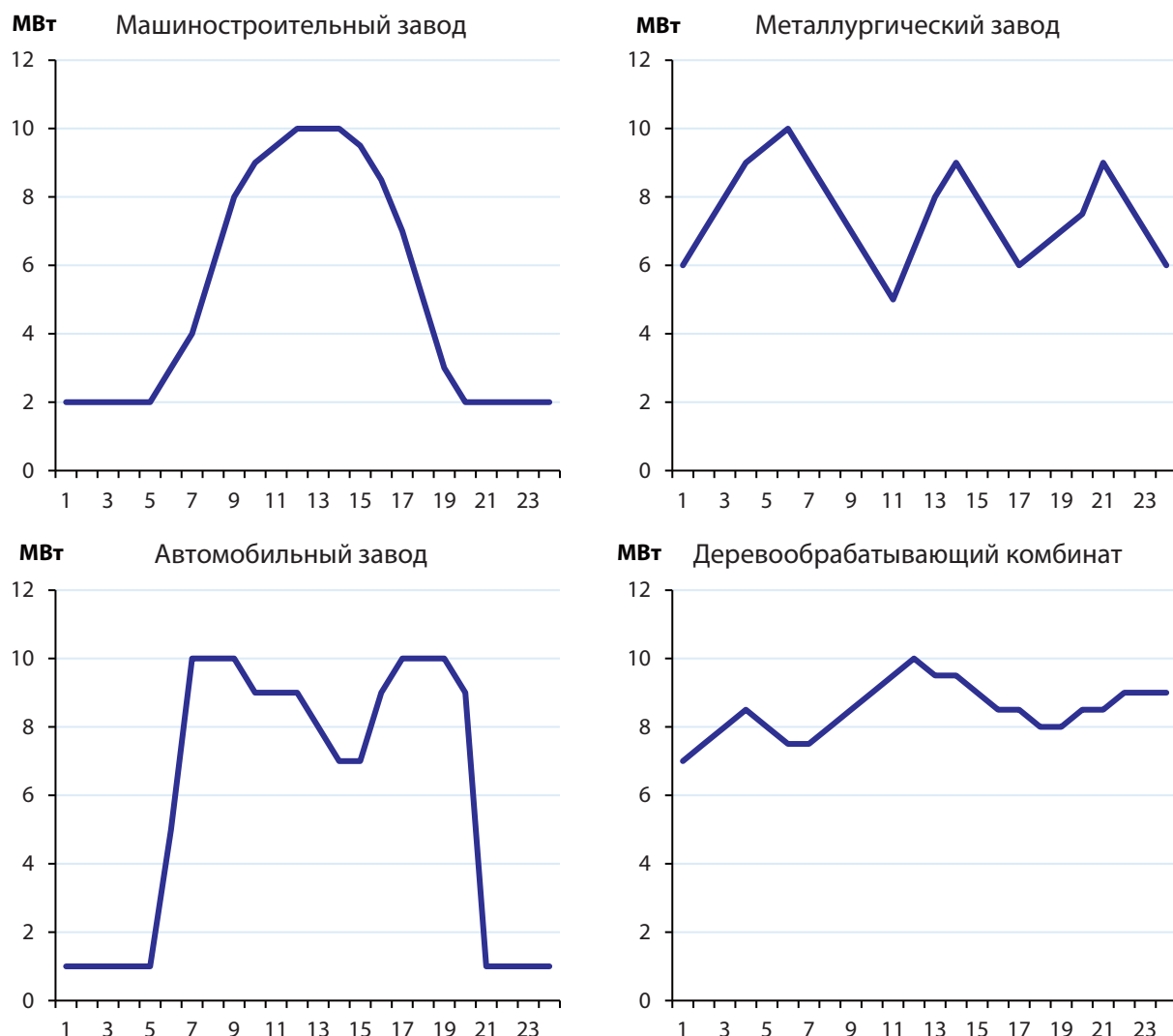
**Рис. 4.** Пример почасовых средневзвешенных цен электрической энергии для ряда регионов за типовые сутки рабочего дня (руб./МВт·ч. Источник: составлено автором на основе материалов интернет-сайта АО «Администратор торговой системы». [www.atsenergo.ru](http://www.atsenergo.ru))

**Fig. 4.** An example of hourly average electricity prices in several regions per typical working day, rub/MWh

вые сутки характеризуются явно выраженным дневным пиком и «угловатым» изменением нагрузки, что частично объясняется влиянием на цену на электрическую энергию спроса со стороны региональных предприятий алюминиевой промышленности. А почасовые цены на электрическую энергию в Республике Дагестан характеризуются отсутствием днев-

ного пика наряду с наличием выраженного вечернего пика, что связано с отсутствием промышленного энергопотребления в структуре регионального спроса и формированием основного энергопотребления населением региона.

Суточные цены электроэнергии существенно различаются не только по величине,



**Рис. 5.** Почасовые суточные графики электропотребления промышленных предприятий разной отраслевой принадлежности (источник: составлено автором на основе материалов сайта АО «Системный оператор ЕЭС». [www.so-ups.ru](http://www.so-ups.ru))

**Fig. 5.** Hourly electricity consumption schedules of various industrial enterprises

но и по форме, что может быть обусловлено следующими региональными характеристиками:

- структура графика цен;
- номера часов утреннего и вечернего пика графика цен;
- соотношение величины внутрисуточной максимальной и минимальной почасовой цены поставки электроэнергии;
- продолжительность формирования пиковых и минимальных внутрисуточных цен на поставку электроэнергии.

Среди основных факторов, влияющих на изменение почасовых внутрисуточных цен на поставку электроэнергии, можно выделить неоднородность спроса на электроэнергию в узлах расчетной модели региональной энергосистемы, соотношение объемов почасового спроса и предложения, характеристики ценовых заявок на покупку и продажу электроэнер-

гии участников оптового рынка, действующих в региональной и смежной энергосистемах.

На рисунке 5 представлены примеры характеристик почасовых графиков электропотребления различных отраслевых групп промышленных предприятий. Видно, что форма почасового суточного потребления электроэнергии большинства промышленных предприятий повторяет форму графиков цен на отпускаемую электрическую энергию для каждого часа. В период максимального потребления электроэнергии предприятием закуп также производится по максимальным ценам, что приводит к значительному увеличению общих затрат на электропотребление.

Как уже отмечалось выше, потребители электроэнергии имеют возможность посредством ценозависимого перераспределения собственного почасового графика электро-

потребления с часов с максимальной стоимостью электроэнергии на часы с более низкими ценовыми параметрами сокращать затраты на оплату электроэнергии.

При этом, учитывая различие региональных ценовых параметров закупа электроэнергии, возможности ценозависимого управления электропотреблением в зависимости от региона функционирования для предприятия также будут существенно варьироваться. С целью повышения эффективности внедрения программ управления спросом на основе ценозависимого электропотребления, с нашей точки зрения, целесообразно провести группировку регионов России со схожими ценовыми параметрами закупа электроэнергии и разработать индивидуальные практические рекомендации в рамках выделенных групп.

#### Методология исследования ценовых параметров поставки электроэнергии

Из представленного выше анализа цен на закуп электроэнергии можно сделать вывод, что основными критериями, влияющими на принятие решения о целесообразности внедрения управления спросом на электропотребление, являются средний уровень цен на отпускаемую электроэнергию и характеристики неравномерности цен внутри суток.

Средний уровень цен на отпускаемую электроэнергию в регионе влияет на целесообразность применения на предприятиях региона ценозависимого электропотребления, так как в случае относительно невысокой стоимости электрической энергии затраты на внедрение инструментов ценозависимого электропотребления могут превышать потенциальные эффекты от перераспределения энергонагрузок на наиболее выгодные с точки зрения ценовых параметров энергорынка периоды.

Внутрисуточная волатильность средневзвешенных почасовых параметров цен на закуп электроэнергии позволяет определить диапазон потенциального эффекта от перераспределения электрических нагрузок с часов, характеризующихся высокой стоимостью электроэнергии, на периоды, где уровень цен ниже.

При проведении группировки регионов по показателям эффективности ценозависимого управления электропотреблением предлагается использовать авторскую систему коэффициентов: коэффициент среднего уровня цен на электроэнергию и коэффициент волатильности суточной цены.

Коэффициент среднего уровня цен на электроэнергию может быть рассчитан по формуле (2).

$$K_{\text{ЭЭ}}^{\text{per}_i} = \frac{\overline{\Pi_{\text{ЭЭ}}^{\text{per}_i}}}{\overline{\Pi_{\text{ЭЭ}}^{\text{per}_\text{РФ}}}}, \quad (2)$$

где  $K_{\text{ЭЭ}}^{\text{per}_i}$  — коэффициент среднего уровня цен на электроэнергию для региона  $i$ ;  $\overline{\Pi_{\text{ЭЭ}}^{\text{per}_i}}$  — средневзвешенное значение цены на закуп электроэнергии в регионе  $i$  (руб/МВт·ч), которая рассчитывается по формуле (3);  $\overline{\Pi_{\text{ЭЭ}}^{\text{per}_\text{РФ}}}$  — среднее значение цены на закуп электроэнергии в исследуемой совокупности регионов РФ (руб/МВт·ч), которое рассчитывается по формуле (4).

Почасовые цены на электроэнергию, формируемые для каждого региона, представляют собой средневзвешенную величину поузловых цен на отпуск электроэнергии, формируемых в рамках расчетной модели электроэнергетической системы России. Средневзвешенная цена на электроэнергию региона, рассчитанная для каждого часа суток, определяется на основе формулы (3).

$$\Pi_{\text{ЭЭ}}^{\text{per}_i}_t = \sum_{h \text{ per}}^{h=1} [W_t^h \cdot \Pi_t^h] / \sum_{h \text{ per}}^{h=1} \Pi_t^h, \quad (3)$$

где  $\Pi_{\text{ЭЭ}}^{\text{per}_i}_t$  — средневзвешенная цена на электроэнергию региона  $i$ , рассчитанная для каждого часа суток  $t$  (руб/кВт·ч) (Mokhov & Demyanenko, 2020);  $W_t^h$  — почасовой объем потребления электроэнергии в узле расчетной модели  $h$  региональной электроэнергетической системы в час  $t$ ;  $\Pi_t^h$  — почасовая цена поставки электроэнергии в узле расчетной модели  $h$  региональной электроэнергетической системы в час  $t$  (Mokhov & Chebotareva, 2019).

$$\overline{\Pi_{\text{ЭЭ}}^{\text{per}_\text{РФ}}} = \sum_{n \text{ per}_\text{рф}}^{n=1} \overline{\Pi_{\text{ЭЭ}}^{\text{per}_i}} / n_{\text{per}_\text{рф}}, \quad (4)$$

где  $n_{\text{per}_\text{рф}}$  — количество регионов России, участвующих в исследовании.

Внутрисуточную волатильность почасовых параметров цен на закуп электроэнергии предлагается оценивать показателем «коэффициент волатильности суточной цены», рассчитываемом по формуле (5).

$$CK_{\text{сут}}^{\text{per}_i} = \frac{K_{\text{вол}_\text{сут}}^{\text{per}_i}}{K_{\text{вол}_\text{сут}}^{\text{per}_\text{РФ}}}, \quad (5)$$

где  $CK_{\text{сут}}^{\text{per}_i}$  — коэффициент волатильности суточной цены;  $K_{\text{вол}_\text{сут}}^{\text{per}_i}$  — коэффициент волатильности суточной цены региона  $i$ ;  $K_{\text{вол}_\text{сут}}^{\text{per}_\text{РФ}}$  — среднее значение коэффициента волатильности суточной цены в исследуемой совокупности регионов РФ, который рассчитывается по формуле (6):



$$\overline{K_{\text{вол\_сут}}^{\text{рег\_рф}}} = \sum_{n_{\text{рег\_рф}}=1}^{n=1} K_{\text{вол\_сут}}^{\text{рег\_}i} / n_{\text{рег\_рф}} \quad (6)$$

Коэффициент волатильности суточной цены рассчитывается для каждого региона на основе формулы (7):

$$K_{\text{вол\_сут}}^{\text{рег\_}i} = \Pi_{\text{ЭЭ}}^{\text{макс\_сут}} / \Pi_{\text{ЭЭ}}^{\text{мин\_сут}}, \quad (7)$$

где  $\Pi_{\text{ЭЭ}}^{\text{макс\_сут}}$  — максимальное часовое значение цены закупа электроэнергии за исследуемые сутки (руб/МВт·ч);  $\Pi_{\text{ЭЭ}}^{\text{мин\_сут}}$  — минимальное часовое значение цены закупа электроэнергии за исследуемые сутки (руб/МВт·ч).

### Карта ценовых параметров закупа электроэнергии в регионах России

Результаты расчета предложенных показателей — «коэффициент среднего уровня цен на электроэнергию» и «коэффициент волатильности суточной цены» — демонстрируют существенную региональную дифференциацию ценовых параметров поставки электроэнергии потребителям, что наглядно проиллюстрировано в виде карты регионов России по уровню цен на электроэнергию за 2019 г. (рис. 6).

Проанализировав построенную карту параметров цен на поставку электроэнергии по регионам России, мы считаем целесообразным выделение трех региональных групп со схожими характеристиками:

Группа 1 — регионы с высоким уровнем цен на электроэнергию и относительно высокой волатильностью цен внутри суток.

Группа 2 — регионы, характеризующиеся средним уровнем цен на электрическую энергию и близкой к среднероссийскому уровню внутрисуточной вариацией цен.

Группа 3 — регионы с относительно низким уровнем цен на электроэнергию с одновременно невысокой их волатильностью по часам суток.

Таким образом, распределение регионов на группы со схожими параметрами цен на поставку электроэнергии может быть использовано для разработки адресных практических рекомендаций по ценозависимому управлению электропотреблением в рамках выделенных групп.

Для потребителей, осуществляющих закуп электроэнергии в регионах, входящих в группу 1 и группу 2, применение управления спросом на электропотребление по компоненту стоимости электроэнергии в действующих экономических условиях является наиболее целесообразным.

Промышленным предприятиям и крупным потребителям электроэнергии, действующим

в регионах группы 1, рекомендуется выполнить следующий ряд действий (Дзюба, 2020):

1) исследование собственного графика почасового спроса на потребление электрической энергии с выявлением состава факторов, влияющих на неравномерность спроса;

2) анализ характеристик волатильности почасовых графиков цен на электрическую энергию в регионе закупки электрической энергии;

3) оценка возможностей глубины и диапазонов управления почасовым графиком спроса на потребление электроэнергии;

4) прогнозирование величин экономического эффекта в виде снижения затрат на составляющую закупки электрической энергии, достигаемого за счет управления почасовым графиком спроса на потребление электроэнергии;

5) оценка затрат, связанных с выполнением ценозависимого управления графиком почасового спроса на электропотребление предприятия;

6) разработка детального плана мероприятий по ценозависимому управлению графиками спроса на электропотребление промышленного предприятия.

Для потребителей, осуществляющих закуп электроэнергии в регионах, входящих в группу 2, целесообразность применения управления спросом на потребление электрической энергии несколько ниже, чем в регионах первой группы. Однако внедрение ценозависимого электропотребления остается весьма актуальной задачей в случае, когда потенциальные эффекты на уровне конкретного потребителя превышают затраты на внедрение механизмов управления спросом. В регионах, входящих в группу 2, следует проводить более детальный анализ и моделирование возможностей управления графиками собственного почасового спроса на электроэнергию с сопоставлением потенциальной экономии на затратах на оплату электроэнергии с издержками, связанными с внедрением на предприятии инструментов управления спросом на электропотребление.

Для потребителей, функционирующих в третьей из выделенных региональных групп, внедрение механизмов управления спросом характеризуется низким уровнем актуальности. Прежде всего это связано с относительно низкими тарифами на закуп электроэнергии в регионах данной группы по сравнению со среднероссийским уровнем, что уже само по себе способствует сокращению затрат на электропотребление в структуре себестоимости производимой продукции.

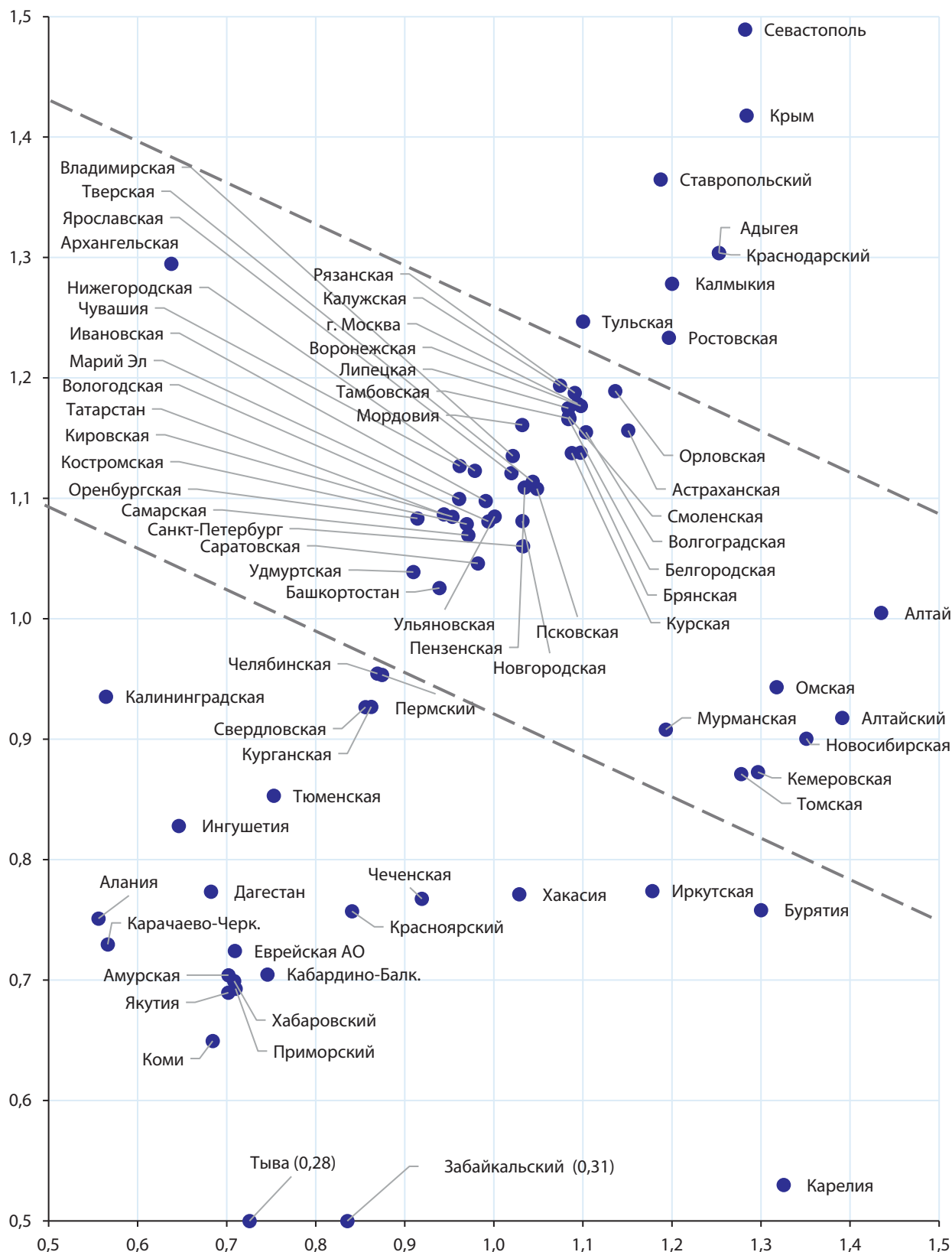
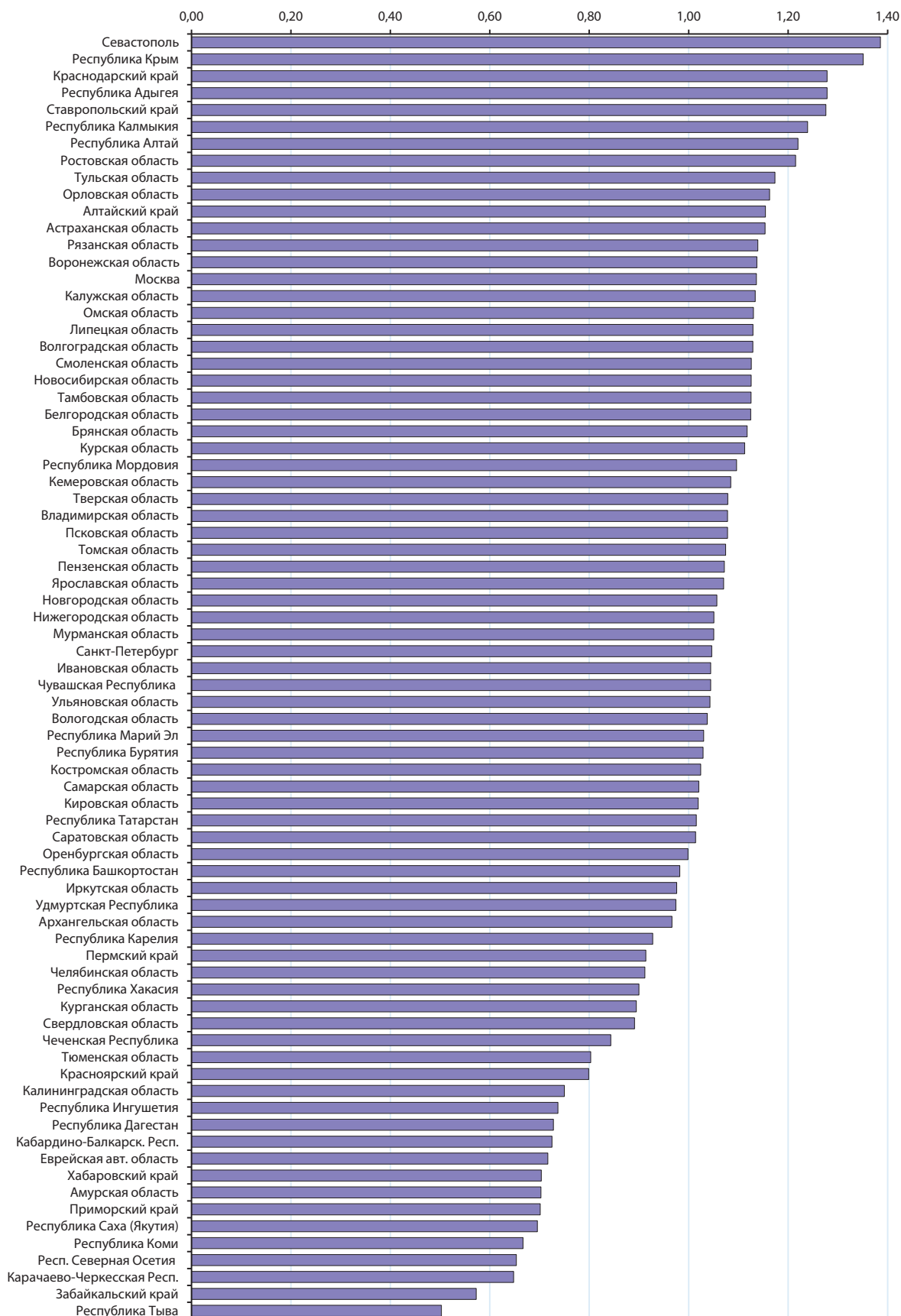


Рис. 6. Карта характеристик ценовых показателей закупки компонента электроэнергии в регионах России за 2019 г. (источник: рассчитано автором на основе материалов интернет-сайта АО «Администратор торговой системы». [www.atsenergo.ru](http://www.atsenergo.ru))

Fig. 6. Map of electricity price parameters in Russian regions for 2019



**Рис. 7.** Характеристики показателей коэффициента эффективности ценозависимого электропотребления в регионах России за 2019 г. (источник: рассчитано автором на основе материалов интернет-сайта АО «Администратор торговой системы». [www.atsenergo.ru](http://www.atsenergo.ru))

**Fig. 7.** Coefficients of efficiency of price-dependent electricity consumption in Russian regions for 2019

Для ранжирования регионов России по характеристикам целесообразности применения механизмов управления спросом посредством ценозависимого управления электропотреблением по составляющей стоимости электрической энергии нами дополнительно введен показатель «коэффициент эффективности ценозависимого электропотребления», который рассчитывается на основе формулы (8):

$$K_{\text{ЭЭ}}^{\text{пер-}i} = K_{\text{ЭЭ}}^{\text{пер-}i} \cdot 0,5 + SK_{\text{СУТ}}^{\text{пер-}i} \cdot 0,5, \quad (8)$$

где  $K_{\text{ЭЭ}}^{\text{пер-}i}$  — коэффициент эффективности ценозависимого электропотребления.

В формуле коэффициент среднего уровня цен на электроэнергию и коэффициент внутрисуточной волатильности имеют равные веса, так как, по нашему мнению, в равной степени оказывают влияние на уровень эффективности управления спросом по показателям ценозависимого управления электропотреблением по составляющей электрической энергии в конкретном регионе.

Чем выше показатель  $KK_{\text{ЭЭ}}^{\text{пер-}i}$ , тем выше эффективность ценозависимого управления электропотреблением в данном регионе, и наоборот.

Результаты расчета коэффициента эффективности ценозависимого электропотребления по элементу стоимости электроэнергии представлены на рисунке 7.

Используя предложенный рейтинг регионов, промышленные потребители электрической энергии имеют возможность самостоятельно оценить позицию региона и принять решение о целесообразности дальнейшего участия в программах, направленных на управление спросом на электропотребление.

При этом для окончательного принятия решения о целесообразности применения управления спросом на электропотребление по элементу стоимости электрической энергии, промышленному предприятию следует учитывать ряд особенностей:

- возможность изменения собственной волатильности почасового потребления электрической энергии;
- уровень затрат на организацию ценозависимого управления электропотреблением;
- необходимость и возможность точного прогнозирования часов максимума стоимости электроэнергии и ценовых параметров периодов, на которые планируется перераспределение электрических нагрузок;
- необходимость учета возможности и взаимного влияния управления затратами на оплату других элементов стоимости элек-

троэнергии, таких как электрическая мощность и услуги по передаче (Управление затратами на услуги..., 2018; Региональные аспекты ценозависимого управления..., 2020).

В целом разработанные рекомендации по управлению графиками электропотребления могут быть использованы в практике потребления электроэнергии всеми промышленными предприятиями и крупными потребителями, действующими в регионах ценовых зон энергетических рынков России.

### Апробация результатов исследования

На примере двух промышленных предприятий, относящихся к различным отраслевым группам и расположенным в разных регионах России, была проведена апробация применения ценозависимого управления электропотреблением по показателю стоимости электрической энергии. Результаты апробации представлены в таблице. Типовые графики электропотребления машиностроительного завода и деревообрабатывающего комбината соответствуют проиллюстрированным на рисунке 5. У исследуемых предприятий различные региональные характеристики волатильности цен на закуп электроэнергии, а также различные внутренние организационно-технологические возможности по управлению формой графиков собственного спроса на электропотребление. В таблице приведено описание характеристик неравномерности графиков спроса до и после реализации организационно-технологических мероприятий по управлению спросом на электропотребление с использованием ряда авторских коэффициентов — коэффициент заполнения суточных графиков нагрузки и коэффициент неравномерности суточных графиков нагрузки (Дзюба и др., 2022). Перечисленные в таблице организационно-технологические мероприятия по корректировке графиков работы основного и вспомогательного оборудования каждого предприятия разрабатывались с учетом их отраслевых особенностей и необходимостью выполнения плана производства.

Расчеты показали, что эффект от ценозависимого управления электропотреблением дифференцирован в разрезе регионов и отраслей промышленности. Для машиностроительного завода, действующего в Краснодарском крае, величина снижения затрат на закуп компонента электрической энергии составила 33 коп/кВт·ч, или 22 % от общих затрат, что в годовом выражении может составить несколько десятков миллионов рублей. Для деревообра-

Таблица

## Результаты применения ценозависимого управления электропотреблением

Table

## Results of implementing the principles of price-dependent electricity consumption

Показатель	Машиностроительный завод	Деревообрабатывающий комбинат
Регион закупок электрической энергии	Краснодарский край	Мурманская область
$K_{\text{ЭЭ}}^{\text{рег}_i}$	1,30	0,91
$K_{\text{вол}_\text{сут}}^{\text{рег}_i}$	1,25	1,19
$KK_{\text{ЭЭ}}^{\text{рег}_i}$	1,28	1,05
<i>Параметры графика до ценозависимого управления</i>		
Коэффициент заполнения	0,48	0,87
Коэффициент неравномерности	0,20	0,77
Средняя цена на закупку электроэнергии	1,493 руб/кВт·ч	0,869 руб/кВт·ч
Организационно-технологические мероприятия, реализуемые на заводах	Перевод времени работы электропечей участка закалки на работу в ночную смену. Распределение времени работы наиболее энергоёмких станков обрабатывающего цеха на работу в ночное время	Изменение режимов работы участка сушки в период пиковой стоимости электроэнергии. Перенос времени работы наиболее энергоёмких распилочных станков на период ночной смены
<i>Параметры графика после ценозависимого управления</i>		
Коэффициент заполнения *	0,64	0,78
Коэффициент неравномерности*	0,33	0,56
Средняя цена на закупку электроэнергии	1,157 руб/кВт·ч	0,801 руб/кВт·ч
Изменение средней цены на закупку электроэнергии	-0,33 руб/кВт·ч (-22 %)	-0,068 руб/кВт·ч (-7 %)

батывающего комбината величина экономии не превысила 7 коп/кВт·ч, или 7 % от общих затрат, что обусловлено прежде всего низким уровнем региональной эффективности ценозависимого электропотребления (иллюстрируется низким значением соответствующего коэффициента).

### Заключение

В качестве заключительных выводов к выполненному исследованию можно констатировать, что одним из ключевых компонентов, составляющих более 45 % в структуре стоимости электроэнергии (мощности), которая оплачивается промышленными предприятиями и крупными потребителями в рамках энергетических рынков России, является стоимость электрической энергии. Управление затратами на оплату данного компонента позволяет ощутимо снизить издержки предприятия на энергоснабжение. Анализ принципа ценообразования на электрическую энергию на уровне конечных потребителей электроэнергии выявил, что почасовой график цен на закупку электроэнергии является волатильным практически для всех крупных потребителей и харак-

теризуется увеличением уровня цен в период дневного пика электрических нагрузок и соответствующим снижением в часы минимума. Волатильность ценовых индикаторов коррелирует с неравномерностью спроса на электропотребление большинства потребителей электроэнергии, что обуславливает закуп наибольшего объема электрической энергии в часы максимума нагрузок. Ценозависимое перераспределение графика электрических нагрузок потребителей на часы суток, в которые наблюдается снижение стоимости отпускаемой электроэнергии, способствует сокращению общих затрат потребителей на оплату электрической энергии. Исследование годовых, месячных и посуточных средневзвешенных цен электрической энергии для регионов России демонстрирует их существенную дифференциацию как по общему уровню цен, так и по степени внутрисуточной волатильности. Учитывая серьезные региональные различия, возможности ценозависимого управления стоимостью закупа электроэнергии также неодинаковы в региональном разрезе. Проведенное эмпирическое исследование ценовых параметров поставки электроэнергии на террито-



рии различных регионов России на основе разработанных авторами показателей «коэффициент среднего уровня цен на электроэнергию» и «коэффициент волатильности суточной цены» стало базой для построения карты ценовых параметров закупа электроэнергии в регионах России в 2019 г. и выделения трех региональных групп со схожим уровнем цен и их вариацией внутри суток. Для конечных потребителей каждой региональной группы предложены адресные практические рекомендации по управлению графиками электрических нагрузок по составляющей стоимости электрической энергии. Кроме того, в рамках настоящего исследования проведено ранжирование регионов России по уровню актуальности управления спросом на потребление электроэнергии по составляющей стоимости электрической энергии, упрощающее промышленным предприятиям и другим крупным потребителям электроэнергии принятие решения о целесообразности участия в программах управления спросом с учетом региона функционирования и ценовых параметров энергорынка. Проведенная апробация применения ценозависимого управления электропотреблением

по показателю стоимости закупа компонента электрической энергии на нескольких промышленных предприятиях разной отраслевой принадлежности и регионов функционирования подтвердила целесообразность учета региональных характеристик неравномерности спроса при разработке программ повышения энергетической эффективности как на уровне регионов России, так и отдельных промышленных потребителей. В зависимости от региона функционирования и отраслевой принадлежности промышленного предприятия, эффект от внедрения механизмов ценозависимого электропотребления может составлять от 7 % до 22 % от общего уровня затрат предприятия на закуп электроэнергии, что подчеркивает высокую практическую значимость проведенного исследования. Результаты проведенного исследования могут быть использованы на региональном уровне при разработке программ управления спросом для конечных потребителей, при оценке, анализе и принятии решения о целесообразности участия в подобных программах и при внедрении инструментов ценозависимого электропотребления на промышленных предприятиях.

### Список источников

- Баев, И. А., Соловьева, И. А., Дзюба, А. П. (2018). Управление затратами на услуги по передаче электроэнергии в промышленном регионе. *Экономика региона*, 14(3), 955-969. <https://doi.org/10.17059/2018-3-19>
- Воронцов, Д. А. (2019). Анализ изменений цен на электроэнергию в России, США и Германии в результате либерализации электроэнергетических рынков. *Финансовая экономика*, 1, 154-159.
- Воронцов, Д. А. (2018). Концепция «Demand response» (управление спросом на электроэнергию) на рынках электроэнергии. *Инновационная экономика*, 4, 3-7.
- Гатагова, С. В. (2012). Анализ динамики цен на электроэнергию в Российской Федерации в зависимости от ее экономического развития. *Вестник Воронежского государственного технического университета*, 8(11), 169-174.
- Гительман, Л. Д., Бокарев, Б. А., Гаврилова, Т. Б., Кожевников, М. В. (2015). Антикризисные решения для региональной энергетики. *Экономика региона*, 3, 173-188. <https://doi.org/10.17059/2015-3-15>
- Дзюба, А. П., Соловьева, И. А. (2020). Региональные аспекты ценозависимого управления затратами на электрическую мощность. *Экономика региона*, 16(1), 171-186. <https://doi.org/10.17059/2020-1-13>
- Дзюба, А. П., Соловьева, И. А., Семиколенов, А. В. (2022). Перспективы внедрения активных энергетических комплексов в промышленность России. *Journal of New Economy*, 23(2), 80-101. <https://doi.org/10.29141/2658-5081-2022-23-2-5>
- Дзюба, А. П., Соловьева, И. А. (2018). Модель комплексного ценозависимого управления спросом промышленных предприятий на электроэнергию и газ. *Известия Уральского государственного экономического университета*, 19(1), 79-93. <https://doi.org/10.29141/2073-1019-2018-19-1-7>
- Кириллов, В. А. (2011). Разработка механизма хеджирования рисков колебания цен на электроэнергетическом рынке России. *Научные итоги года: достижения, проекты, гипотезы*, 1-2, 183-187.
- Нехороших, И. Н., Добронова, Т. В., Почечун, П. И., Катыхин, А. И. (2019). *Управление спросом на электроэнергию на мировом рынке*. Курск: Юго-Западный государственный университет, 124.
- Паламарчук, С. И., Стенников, В. А. (2018). Состояние и перспективы развития рынка электроэнергии в России. *Энергетик*, 6, 43-46.
- Паниковская, Т. Ю. (2013). Оценка целесообразности ограничения потребления в периоды пиковых цен. *Международный научно-исследовательский журнал*, 2(9), 51-55.
- Половинкина, З. Ю. (2015). Статистический анализ территориальной дифференциации цен на электрическую энергию. *Региональное развитие*, 3, 6.
- Токарев, Д. О. (2014). Анализ основных факторов, влияющих на динамику цен на электроэнергию для конечных потребителей в России. *Вестник университета*, 14, 176-180.

- Черниченко, А. В., Шурупов, В. В. (2019). Сравнение моделей оптового рынка электроэнергии и пути снижения цен на электроэнергию для покупателей. *Точная наука*, 67, 30-33.
- Aalami, H., Yousefi, G. R., & Moghadam, M. P. (2008). *Demand Response model considering EDRP and TOU programs*. 2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. IL, USA, 6. <https://doi.org/10.1109/ttc.2008.4517059>
- Barton, J., Huang, S., Infield, D., Leach, M., Ogunkunle, D., Torriti, J., & Thomson, M. (2013). The evolution of electricity demand and the role for demand side participation, in buildings and transport. *Energy Policy*, 52, 85–102. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.08.040>
- Cappersa, P., Goldman, C., & Kathan, D. (2010). Demand response in U.S. electricity markets: Empirical evidence. *Energy*, 35(4), 1526–1535. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.06.029>
- Çiçek, N., & Deliç, H. (2014). Demand response for smart grids with solar power. In: 2014 IEEE Innovative Smart Grid Technologies — Asia (ISGTASIA) (pp. 566–571). Kuala Lumpur, Malaysia. <https://doi.org/10.1109/isgt-asia.2014.6873854>
- Dong, S., Li, H., Wallin, F., Avelin, A., Zhang, Q., & Yu, Z. (2019). Volatility of electricity price in Denmark and Sweden. *Energy Procedia*, 158, 4331-4337. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.01.788>
- Escribano, A., & Suncarrat, G. (2018). Equation-by-equation estimation of multivariate periodic electricity price volatility. *Energy Economics*, 74, 287-298. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.05.017>
- Foucault, F., Girard, R., & Kariniotakis, G. (2014). *A robust investment strategy for generation capacity in an uncertain demand and renewable penetration environment*. 11th International Conference on the European Energy Market (EEM14). Krakow, 5. <https://doi.org/10.1109/eem.2014.6861240>
- Halužan, M., Verbič, M., & Zorić, J. (2020). Performance of alternative electricity price forecasting methods: Findings from the Greek and Hungarian power exchanges. *Applied Energy*, 277, 115599. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115599>
- He, Y., Wang, M., Guang, F., & Zhao, W. (2020). Research on the method of electricity demand analysis and forecasting: the case of China. *Electric Power Systems Research*, 187, 106408. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106408>
- Jang, Y., Byon, E., Jahani, E., & Cetin, K. (2020). On the long-term density prediction of peak electricity load with demand side management in buildings. *Energy and Buildings*, 228, 110450. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2020.110450>
- Kii, M., Sakamoto, K., Hangai, Y., & Doi, K. (2014). The effects of critical peak pricing for electricity demand management on home-based trip generation. *IATSS Research*, 37(2), 89-97. <https://doi.org/10.1016/j.iatssr.2013.12.001>
- Lu, R., Bai, R., Huang, Y., Li, Y., Jiang, J., & Diang, Y. (2021). Data-driven real-time price-based demand response for industrial facilities energy management. *Applied Energy*, 283, 116291. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116291>
- Mokhov, V. G., & Chebotareva, G. S. (2019). Research of Default Risk Level of Russian Energy. *Bulletin of the South Ural State University. Series: Mathematical Modelling, Programming & Computer Software*, 12(2), 166-171. <https://doi.org/10.14529/mmp190215>
- Mokhov, V. G., & Demyanenko, T. S. (2020). A Long-Term Forecasting Model of Electricity Consumption Volume on the Example of UPS of the Ural with the Help of Harmonic Analysis of a Time Series. *Bulletin of the South Ural State University. Series: Mathematical Modelling, Programming & Computer Software*, 13(3), 80-85.
- Mokhov, V. G., Chebotareva, G. S., & Demyanenko, T. S. (2017). Complex Approach to Assessment of Investment Attractiveness of Power Generating Company. *Bulletin of the South Ural State University. Series: Mathematical Modelling, Programming & Computer Software*, 10(2), 149-155. <https://doi.org/10.14529/mmp170213>
- Richstein, J. C., & Hosseinioun, S. S. (2020). Industrial demand response: How network tariffs and regulation (do not) impact flexibility provision in electricity markets and reserves. *Applied Energy*, 278, 115431. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115431>
- Tashpulatov, S. N. (2013). Estimating the volatility of electricity prices: The case of the England and Wales wholesale electricity market. *Energy Policy*, 60, 81-90. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.04.045>
- Torriti, J. (2012). Price-based demand side management: Assessing the impacts of time-of-use tariffs on residential electricity demand and peak shifting in Northern Italy. *Energy*, 44(1), 576-583. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.05.043>
- Torriti, J., Hassan, M. G., & Leach, M. (2010). Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation. *Energy*, 35(4), 1575–1583. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.05.021>
- Ullrich, C. J. (2012). Realized volatility and price spikes in electricity markets: The importance of observation frequency. *Energy Economics*, 34(6), 1809-1818. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2012.07.003>
- Uniejewski, B., & Weron, R. (2021). Regularized quantile regression averaging for probabilistic electricity price forecasting. *Energy Economics*, 95, 105121. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105121>
- Wang, Y., Lin, H., Liu, Y., Sun, Q., & Wennersten, R. (2018). Management of household electricity consumption under price-based demand response scheme. *Journal of Cleaner Production*, 204, 926-938. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.09.019>
- Weron, R. (2014). Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future. *International Journal of Forecasting*, 30(4), 1030-1081. <https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2014.08.008>
- Yilmaz, S., Chambers, J., & Patel, M. K. (2019). Comparison of clustering approaches for domestic electricity load profile characterisation — Implications for demand side management. *Energy*, 180, 665-677. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.05.124>

Zhang, J., Tan, Z., & Wei, Y. (2020). An adaptive hybrid model for short term electricity price forecasting. *Applied Energy*, 258, 114087. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114087>

## References

Aalami, H., Yousefi, G. R., & Moghadam, M. P. (2008). *Demand Response model considering EDRP and TOU programs*. 2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. IL, USA, 6. <https://doi.org/10.1109/ttdc.2008.4517059>

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. <https://doi.org/10.17059/2018-3-19> (In Russ.)

Barton, J., Huang, S., Infield, D., Leach, M., Ogunkunle, D., Torriti, J., & Thomson, M. (2013). The evolution of electricity demand and the role for demand side participation, in buildings and transport. *Energy Policy*, 52, 85-102. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.08.040>

Cappersa, P., Goldman, C., & Kathan, D. (2010). Demand response in U.S. electricity markets: Empirical evidence. *Energy*, 35(4), 1526-1535. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.06.029>

Chernichenko, A. V., & Shurupov, V. V. (2019). Comparison of models of the wholesale electricity market and looking for ways to reduce electricity prices for customers. *Tochnaya nauka*, 67, 30-33. (In Russ.)

Çiçek, N., & Deliç, H. (2014). Demand response for smart grids with solar power. In: 2014 IEEE Innovative Smart Grid Technologies — Asia (ISGTASIA) (pp. 566-571). Kuala Lumpur, Malaysia. <https://doi.org/10.1109/isgt-asia.2014.6873854>

Dong, S., Li, H., Wallin, F., Avelin, A., Zhang, Q., & Yu, Z. (2019). Volatility of electricity price in Denmark and Sweden. *Energy Procedia*, 158, 4331-4337. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.01.788>

Dzyuba, A. P., & Solovyeva, I. A. (2018). A Model for Comprehensive Price-Dependent Management of Industrial Enterprises' Demand for Electricity and Gas. *Izvestiya Uralskogo gosudarstvennogo ekonomicheskogo universiteta [Journal of the Ural State University of Economics]*, 19(1), 79-93. <https://doi.org/10.29141/2073-1019-2018-19-1-7> (In Russ.)

Dzyuba, A. P., & Solovyova, I. A. (2020). Regional Aspects of Price-Dependent Management of Expenditures on Electric Power. *Ekonomika regiona [Economy of Region]*, 16(1), 171-186. <https://doi.org/10.17059/2020-1-13> (In Russ.)

Dzyuba, A. P., Solovyeva, I. A., & Semikolenov, A. V. (2022). Prospects of introducing microgrids in Russian industry. *Journal of New Economy*, 23(2), 80-101. <https://doi.org/10.29141/2658-5081-2022-23-2-5> (In Russ.)

Escribano, A., & Sucarrat, G. (2018). Equation-by-equation estimation of multivariate periodic electricity price volatility. *Energy Economics*, 74, 287-298. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.05.017>

Foucault, F., Girard, R., & Kariniotakis, G. (2014). *A robust investment strategy for generation capacity in an uncertain demand and renewable penetration environment*. 11th International Conference on the European Energy Market (EEM14). Krakow, 5. <https://doi.org/10.1109/eem.2014.6861240>

Gatagova, S. V. (2012). The analysis of pricing dynamics for electricity in Russian Federation depending of it economical development. *Vestnik Voronezhskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta [Bulletin of Voronezh State Technical University]*, 8(11), 169-174. (In Russ.)

Gitelman, L. D., Bokarev, B. A., Gavrilova, T. B., & Kozhevnikov, M. V. (2015). Anti-Crisis Solutions for Regional Energy Sector. *Ekonomika regiona [Economy of Region]*, 3, 173-188. <https://doi.org/10.17059/2015-3-15> (In Russ.)

Halužan, M., Verbič, M., & Zorić, J. (2020). Performance of alternative electricity price forecasting methods: Findings from the Greek and Hungarian power exchanges. *Applied Energy*, 277, 115599. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115599>

He, Y., Wang, M., Guang, F., & Zhao, W. (2020). Research on the method of electricity demand analysis and forecasting: the case of China. *Electric Power Systems Research*, 187, 106408. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106408>

Jang, Y., Byon, E., Jahani, E., & Cetin, K. (2020). On the long-term density prediction of peak electricity load with demand side management in buildings. *Energy and Buildings*, 228, 110450. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2020.110450>

Kii, M., Sakamoto, K., Hangai, Y., & Doi, K. (2014). The effects of critical peak pricing for electricity demand management on home-based trip generation. *IATSS Research*, 37(2), 89-97. <https://doi.org/10.1016/j.iatssr.2013.12.001>

Kirillov, V. A. (2011). Development of a mechanism for hedging the risks of price fluctuations on the Russian electricity market. *Nauchnye itogi goda: dostizheniya, proekty, gipotezy [Scientific results of the year: Achievements, projects, hypotheses]*, 1-2, 183-187. (In Russ.)

Lu, R., Bai, R., Huang, Y., Li, Y., Jiang, J., & Diang, Y. (2021). Data-driven real-time price-based demand response for industrial facilities energy management. *Applied Energy*, 283, 116291. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116291>

Mokhov, V. G., & Chebotareva, G. S. (2019). Research of Default Risk Level of Russian Energy. *Bulletin of the South Ural State University. Series: Mathematical Modelling, Programming & Computer Software*, 12(2), 166-171. <https://doi.org/10.14529/mmp190215>

Mokhov, V. G., & Demyanenko, T. S. (2020). A Long-Term Forecasting Model of Electricity Consumption Volume on the Example of UPS of the Ural with the Help of Harmonic Analysis of a Time Series. *Bulletin of the South Ural State University. Series: Mathematical Modelling, Programming & Computer Software*, 13(3), 80-85.

Mokhov, V. G., Chebotareva, G. S., & Demyanenko, T. S. (2017). Complex Approach to Assessment of Investment Attractiveness of Power Generating Company. *Bulletin of the South Ural State University. Series: Mathematical Modelling, Programming & Computer Software*, 10(2), 149-155. <https://doi.org/10.14529/mmp170213>



- Nekhoroshikh, I. N., Dobrinova, T. V., Pochechun, P. I., & Katykhin, A. I. (2019). *Upravlenie sprosom na elektroenergiyu na mirovom rynke: monografiya [Global Energy Demand Management]*. Kursk, Russia: Southwestern State University, 124. (In Russ.)
- Palamarchuk, S. I., & Stennikov, V. A. (2018). Status and Perspectives for Electricity Market Development in Russia. *Energetik*, 6, 43-46. (In Russ.)
- Panikovskaya, T. Yu. (2013). Evaluation Reasonably Limit Consumption During Peak Prices. *Mezhdunarodnyy nauchno-issledovatel'skiy zhurnal [International Research Journal]*, 2(9), 51-55. (In Russ.)
- Polovinkina, Z. Yu. (2015). Statistical analysis of territorial differentiation of the prices of electric energy. *Regionalnoe razvitiye [Regional Development]*, 3, 6. (In Russ.)
- Richstein, J. C., & Hosseinioun, S. S. (2020). Industrial demand response: How network tariffs and regulation (do not) impact flexibility provision in electricity markets and reserves. *Applied Energy*, 278, 115431. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115431>
- Tashpulatov, S. N. (2013). Estimating the volatility of electricity prices: The case of the England and Wales wholesale electricity market. *Energy Policy*, 60, 81-90. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.04.045>
- Tokarev, D. O. (2014). Analysis of the Key Factors that Affect the Dynamics of Electricity Prices for End Consumers in Russia. *Vestnik universiteta*, 14, 176-180. (In Russ.)
- Torriti, J. (2012). Price-based demand side management: Assessing the impacts of time-of-use tariffs on residential electricity demand and peak shifting in Northern Italy. *Energy*, 44(1), 576-583. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.05.043>
- Torriti, J., Hassan, M. G., & Leach, M. (2010). Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation. *Energy*, 35(4), 1575-1583. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.05.021>
- Ullrich, C. J. (2012). Realized volatility and price spikes in electricity markets: The importance of observation frequency. *Energy Economics*, 34(6), 1809-1818. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2012.07.003>
- Uniejewski, B., & Weron, R. (2021). Regularized quantile regression averaging for probabilistic electricity price forecasting. *Energy Economics*, 95, 105121. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105121>
- Vorontsov, D. A. (2018). The concept of demand response in electricity markets. *Innovatsionnaya ekonomika [Innovative Economy]*, 4, 3-7. (In Russ.)
- Vorontsov, D. A. (2019). Analysis of changes in electricity prices in Russia, USA, and Germany as a result of the Liberalization of electricity market. *Finansovaya ekonomika [Financial Economy]*, 1, 154-159. (In Russ.)
- Wang, Y., Lin, H., Liu, Y., Sun, Q., & Wennersten, R. (2018). Management of household electricity consumption under price-based demand response scheme. *Journal of Cleaner Production*, 204, 926-938. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.09.019>
- Weron, R. (2014). Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future. *International Journal of Forecasting*, 30(4), 1030-1081. <https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2014.08.008>
- Yilmaz, S., Chambers, J., & Patel, M. K. (2019). Comparison of clustering approaches for domestic electricity load profile characterisation — Implications for demand side management. *Energy*, 180, 665-677. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.05.124>
- Zhang, J., Tan, Z., & Wei, Y. (2020). An adaptive hybrid model for short term electricity price forecasting. *Applied Energy*, 258, 114087. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114087>

### Информация об авторах

**Дзюба Анатолий Петрович** — доктор экономических наук, старший научный сотрудник кафедры «Финансовые технологии» Высшей школы экономики и управления, Южно-Уральский государственный университет (национальный исследовательский университет); <https://orcid.org/0000-0001-6319-1316>; Scopus Author ID: 57190407660; ResearcherID AAF-5350-2019; (Российская Федерация, 454080, г. Челябинск, проспект Ленина, 76; e-mail: dzyuba-a@yandex.ru).

**Соловьёва Ирина Александровна** — доктор экономических наук, профессор кафедры «Финансовые технологии» Высшей школы экономики и управления, Южно-Уральский государственный университет (национальный исследовательский университет); <https://orcid.org/0000-0001-6730-0356>; Scopus Author ID: 57191536038; ResearcherID U-7391-2018 (Российская Федерация, 454080, г. Челябинск, проспект Ленина, 76; e-mail: solovevaia@susu.ru).

### About the authors

**Anatoly P. Dzyuba** — Dr. Sci. (Econ.), Senior Research Associate, Department of Financial Technology, School of Economics and Management, South Ural State University; <https://orcid.org/0000-0001-6319-1316>; Scopus Author ID: 57190407660; Researcher ID: AAF-5350-2019 (76, Lenina Ave., Chelyabinsk, 454080, Russian Federation; e-mail: dzyuba-a@yandex.ru).

**Irina A. Solovyeva** — Dr. Sci. (Econ.), Professor, Department of Financial Technology, School of Economics and Management, South Ural State University; <https://orcid.org/0000-0001-6730-0356>; Scopus Author ID: 57191536038; Researcher ID: U-7391-2018 (76, Lenina Ave., Chelyabinsk, 454080, Russian Federation; e-mail: solovevaia@susu.ru).

Дата поступления рукописи: 20.06.2022.

Прошла рецензирование: 14.10.2022.

Принято решение о публикации: 19.09.2023.

Received: 20 Jun 2022.

Reviewed: 14 Oct 2022.

Accepted: 19 Sep 2023.