

ФАКТОР ПЛАТЕЖА ЗА МОЩНОСТЬ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ: ПЛЮСЫ И МИНУСЫ ДЛЯ ЭКОНОМИКИ

И. С. Межов¹, А. В. Яценко²

¹НВП «Горизонты Алтая» (Барнаул, Россия)

²АО «Барнаульская горэлектросеть» (Барнаул, Россия)

В статье рассматривается проблема воспроизводства генерирующих мощностей в аспекте выстраивания рационального механизма инвестирования. Так, как он сейчас работает, не может устроить потребителей электроэнергии. Практически все специалисты утверждают, что альтернатива одна — снижение стоимости энергозатрат для повышения конкурентоспособности экономики. Механизм ценообразования не позволяет генерирующим компаниям формировать капитал для собственного развития. Был придуман способ изъятия средств у потребителей на поддержку и ввод генерирующих мощностей через так называемый механизм продажи мощности. Однако как бы ни аргументировали этот внеэкономический способ изъятия средств у потребителей, в конечном итоге эти суммы ложатся дополнительной нагрузкой на экономику. Очевидно, не может быть эффективно функционирующей электроэнергетики без сектора «потребление», без развивающейся и растущей промышленности и, как следствие, растущего производительного электропотребления. Одним из условий роста экономики является условие экономически обоснованных производственных затрат. В силу географических и страновых условий стоимость электрической энергии для промышленных потребителей в РФ выше, чем за рубежом, а потребление из-за климатических условий больше. С точки зрения затрат на электрическую энергию наша промышленность проигрывает конкуренцию.

Ключевые слова: мощность, электроэнергия, взаимодействие, экономика, механизм ценообразования, поставщик, потребитель, трансформация электроэнергетики, интеграция.

PAYMENT FACTOR FOR POWER IN THE POWER INDUSTRY: PLUSSES AND MINUSES FOR THE ECONOMY

I. S. Mezhov¹, A. V. Yashchenko²

¹NVP "Horizons of Altai" (Barnaul, Russia)

²JSC Barnaulskaya Gorelektroset (Barnaul, Russia)

The article deals with the problem of reproduction of generating capacities in the aspect of building a rational investment mechanism. Since it is now working, it cannot satisfy consumers of electricity. Almost all experts say that there is only one alternative — reducing the cost of energy consumption in order to increase the competitiveness of the economy. The pricing mechanism does not allow generating companies to generate capital for their own development. A method was devised to withdraw funds from consumers to support and commission generating capacities through the so-called capacity sale mechanism. However, no matter how this non-economic method of withdrawing funds from consumers is argued, in the end, these amounts place an additional burden on the economy. Obviously, there cannot be an efficiently functioning electric power industry without the «consumption» sector, without developing and growing industry and, as a result, growing productive power consumption. One of the conditions for economic growth is the condition of economically justified production costs. Due to geographic and country conditions, the cost of electrical energy for industrial consumers in the Russian Federation is higher than abroad, and consumption due to climatic conditions is higher. In terms of electricity costs, our industry is losing the competition.

Keywords: power, electricity, interaction, economics, pricing mechanism, supplier, consumer, power industry transformation, integration.

Анализ организации взаимодействия экономики и электроэнергетики содержит ряд серьезных недостатков, к числу которых можно отнести следующие [1, 2, 3]:

- потеря системной целостности организационно-технологической структуры;
- снижение надежности функционирования и повышение вероятности рисков аварий и отказов в работе;
- нарушение естественного механизма воспроизводства электроэнергетических компаний и внедрение искусственных методов поддержания производственного потенциала на основе концепции «продажи мощности»;
- создание механизма ценообразования, нарушающего рыночные принципы взаимодействия поставщика и покупателя, когда кому платить и сколько — определяют не участники сделки, а некие посредники.

В целом все эти недостатки, так или иначе, влияют на цены электроэнергии и мощности. В рамках данного исследования не стоит задача найти методологический подход к полному устранению всех перечисленных недостатков, однако

нами поставлена и решается задача найти способы и инструменты улучшения механизма ценообразования, устранения причин внеэкономического повышения цены, поскольку цена на электроэнергию, включая мощность, кардинальным образом определяет качество взаимодействия экономики и электроэнергетики. Цена электроэнергии определяет издержки экономики и, следовательно, сдерживает ее рост и глобальную конкурентоспособность.

В таблице 1 наглядно демонстрируется рост цен в постреформационный период деятельности электроэнергетики в Алтайском крае, а на рисунке 1 показана динамика роста цен как для населения (регулируемые цены), так и для прочих потребителей (нерегулируемые цены). На рисунке 2 представлена динамика потребления электроэнергии в млн квт·ч и сальдированный финансовый результат электроэнергетики Алтайского края в тыс. руб. за период с 2005 по 2020 г. Как следует из рисунка 2 и таблицы 1, объем потребления электроэнергии был практически постоянным, однако до 2012 г. доход электроэнергетических компаний колебался с большой амплитудой, причем были периоды больших убытков между 2005 и 2010 гг.

Таблица 1

**Ретроспектива динамики цен и поставок электроэнергии в Алтайском крае
(по данным Алтайкрайстата)**

Годы наблюдений	Среднегодовая нерегулируемая цена электроэнергии, руб. / 1000 квт·ч	Объем потребленной электроэнергии, млн квт·ч	Сальдированный финансовый результат, тыс. руб.	Число предприятий электроэнергетики, шт. ¹⁾
2005	1240,67 ²⁾	7172,5	176165	67
2006	1279,57 ²⁾	7289,2	-3331223	175
2007	1506,84	7552,8	2295459	245
2008	1725,59	8142,6	-1888610	253
2009	1945,55	7221,2	336639	170
2010	2083,70	7824,0	3190809	217
2011	2193,67	7705,9	-860360	212
2012	2196,51	8441,7	-170996	218
2013	2417,38	8220,4	334742	207
2014	2537,31	8591,6	291590	217
2015	2761,76	7793,6	989667	211
2016	2883,52	8062,1	1812588	209
2017	3534,70	8111,1	856262	216
2018	3557,24	8134,8	540683	214
2019	3720,27	7956,8	999423	216
2020	3840,00	7803,0	1633193	212

¹⁾ Приведены данные бухгалтерской отчетности полного круга организаций за 2005–2016 гг.

²⁾ В 2005–2006 гг. — электроэнергия, отпущенная различным категориям потребителей.

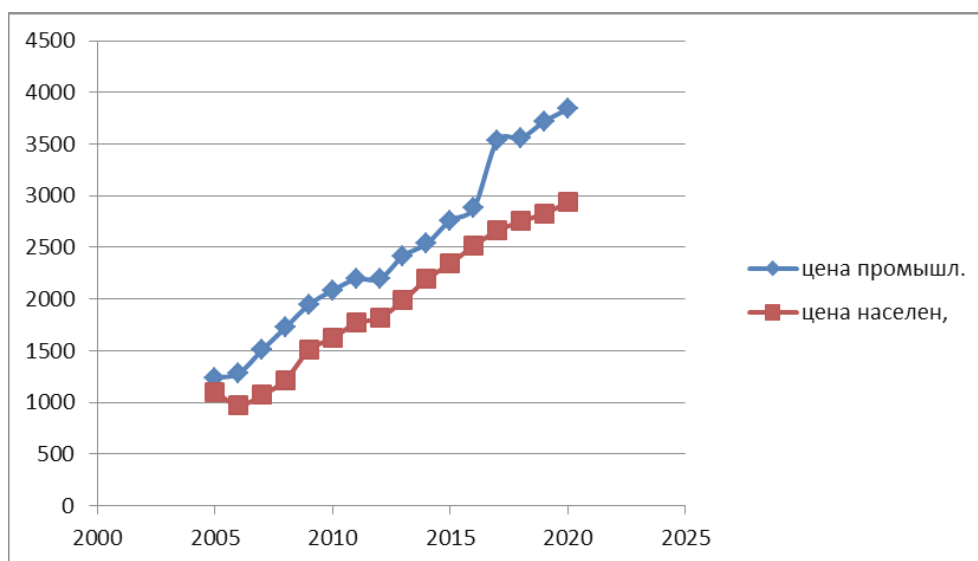


Рис. 1. Динамика роста цен на электроэнергию в Алтайском крае

Это можно объяснить тем, что в этот период фактически осуществлялась настройка инфраструктурной составляющей рынка электроэнергии: создавались новые правила, вводились законы, механизмы ценообразования и регулирующие огра-

ничения. В начале этого же периода в Алтайском крае резко увеличилось число электроэнергетических компаний (табл. 1), так, в 2005 г. их было 67; в 2006—175; в 2007 г. — 245, и далее их количество не становилось менее 207 компаний.

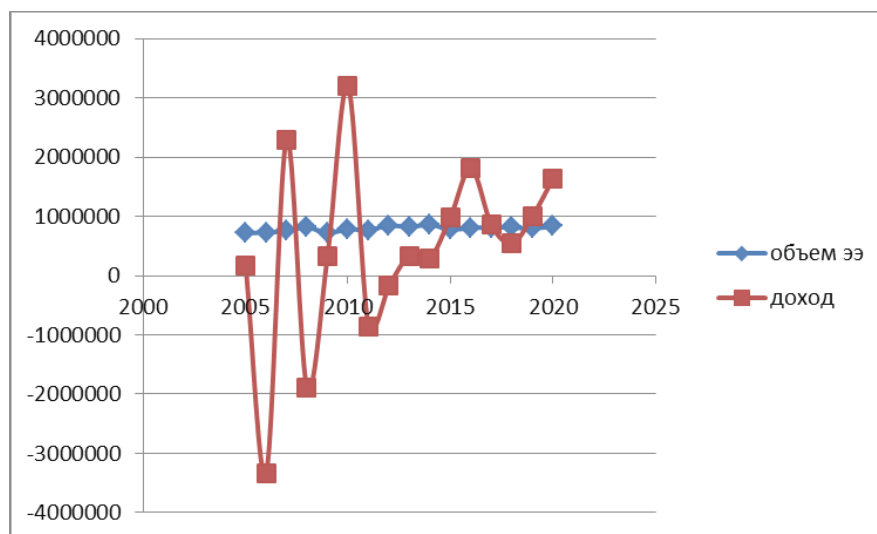


Рис. 2. Динамика потребления электроэнергии и финансовый результат деятельности электроэнергетических компаний, млн/кВт.ч

Естественно, увеличение числа компаний на связанном, территориальном и отраслевом рынке увеличило число взаимодействий, транзакций, договоров, актов координации действий, что неизбежно привело к увеличению транзакционных издержек и, как следствие, к увеличению цены на электроэнергию и мощность. Жесткая конкурентная борьба корпораций в развитых в рыночном отношении странах привела их к необходимости интегрироваться для сокращения транзакционных

издержек. Интеграция инициирует новые инструменты управления: она требует перестройки технологий, пересчета производственных программ и перераспределения затрат участников с целью сокращения издержек. Поставщик, выполняя договорные обязательства, оптимизирует структуру затрат и технологический процесс.

Все это необходимо для системного эффекта наивысшего показателя проявления организационной целостности. При этом, как считают многие

авторы, взаимодействующие поставщик и потребитель обычно системный эффект получают в звене потребителя, а системные издержки — в звене поставщика [4, 5]. Это объясняется тем, что прибыль у потребителя фактически аккумулирует все факторы взаимодействия и определяется в технологическом звене с большей добавленной стоимостью. Вот почему так важно оценивать эффективность деятельности отрасли электроэнергетики через реакцию со стороны экономики.

В контексте вышесказанного предлагается для совершенствования механизма ценообразова-

ния на электроэнергию для прочих потребителей с целью снижения их затрат и повышению роста производства и развития:

1. Подход к изменению действующей в настоящее время организационной модели снабжения потребителей электроэнергией (раздельная генерация, инфраструктурные компании, сетевые компании, гарантирующие поставщики и т. д.) путем интеграции региональных генерирующих, инфраструктурных компаний и гарантирующих поставщиков, принципиальная схема представлена на рисунке 3.

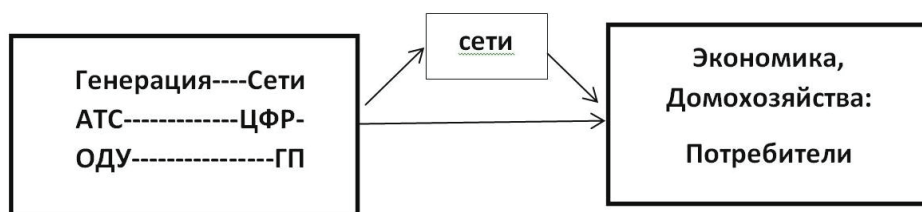


Рис. 3. Трансформация схемы поставки электроэнергии путем вертикальной интеграции

Трансформация электроэнергетики на предлагаемой основе позволит сократить транзакционные затраты в новой модели поставок от 5 до 10% от общих затрат и снизить цену поставки [6]. Другой, достаточно весомой составляющей издержек поставки электроэнергии, являются инфраструктурные издержки, которые включены в тариф и автоматически начисляются потребителям.

Значительную долю затрат от неоптимальной структуры электроэнергетики несут расходы на административно-управленческий аппарат. Покажем эти расходы в упрощенном варианте на примере электроэнергетических компаний Алтайского края. Предположим, что упомянутые затраты состоят из ставки заработной платы директора, в среднем, — 100 тыс. руб., главного бухгалтера — 90 тыс. руб., и руководителей трех отделов, всего 240 тыс. руб. В год эта сумма составляет $430 * 12 = 5160$ тыс. руб. — затраты на одно предприятие. Согласно данным статистики, в 2005 г. в Алтайском крае было 67 предприятий и до 2020 г. стало в среднем 210 предприятий, тогда рост дополнительных затрат составляет

$$(210-67) * 5160 = 737880 \text{ тыс. руб.}$$

И это по самым скромным оценкам уровня зарплат, не считая премий и прочих преференций. При создании интегрированной госкорпорации многие компании могут войти в нее на правах дивизионов, инфраструктурные компании станут функциональными подразделениями по решению задач определения и регистрации объема потребления электроэнергии и расчета цены. В целом за счет уменьшения транзакционных и инфра-

структурных платежей можно сократить до 17–20% издержек поставки электроэнергии в сектор экономики [7].

2. По результатам исследования оптового рынка электроэнергии и мощности, розничного рынка и рынка продажи мощности возможно значительно упростить механизм ценообразования, убрав из него многие детали и правила, стремление учитывать мелочные отклонения и колебания электроэнергии от среднего значения, многочисленные формальные процедуры, формы цены, способы учета данных регистрации электроэнергии в настоящем механизме, направленные не на эффективность взаимодействия экономики и электроэнергетики, а на учет личных интересов совладельцев электроэнергетических компаний, стремящихся получить максимальный доход от деятельности электроэнергетики. Виды тарифов, одноставочный, двуставочный тариф, ценовые категории, которых всего 6, регулируемые цены, нерегулируемые цены и т. д. [8, 9, 10]. В данном случае, не касаясь корректности правил поставок электроэнергии, достаточно многочисленных и сложных, как с технологической, так и с организационной точек зрения, считаем, что сам механизм ценообразования может быть упрощен, причем во многом, путем интеграции компаний и за счет изменения способов измерения потребляемой электроэнергии.

3. Существенное влияние на рост цен на электроэнергию имеет и достаточно высокая норма прибыли электроэнергетических и сетевых компаний. Причем интерес к высокой норме прибыли проявляют не только частные собственники,

но и государство. По данным финансовой отчетности за 2020 г. Красноярской ГЭС, норма чистой прибыли составляет 79,1%, норма чистой прибыли ТЭЦ-3–10,3%, это очень высокие показатели.

4. Значительный вклад в увеличение цены на электроэнергию для конечных потребителей вносит и налог на добавленную стоимость (НДС). Чем больше предприятий-юридических лиц сосредоточено по технологической цепочке, тем больше составляется договоров и выписывается счет-фактур на оплату товаров и услуг, которые естественно сопровождаются оплатой НДС. Так или иначе, эти платежи увеличивают экономическую нагрузку на конечного потребителя (экономику). С одной стороны, может показаться, что государству выгодно получать платежи в форме НДС, но это ошибочное мнение, поскольку увеличение нагрузки на производственные затраты снижает деловую активность сектора экономики и по логике уменьшает рост производства, а следовательно, и рост добавленной стоимости, который гораздо выгоднее государственному бюджету, поскольку поступления в бюджет увеличиваются и увеличиваются доходы граждан. Поэтому мы предлагаем там, где это возможно, провести интеграцию электроэнергети-

ческих компаний и сократить оплату НДС, размер которой, как известно, составляет 20% от стоимости товара или услуг.

5. Как представляется, концепция авансовой оплаты мощности, реализованная в действующем механизме ценообразования, как минимум спорна, а как максимум не обоснована и в какой-то степени вредна для эффективного взаимодействия экономики и электроэнергетики. Тем более что на это указывают многие исследователи [2, 3, 7].

Одним из вариантов отказа от концепции платы за мощность и снижение цен и тарифов является упрощение структуры и организации электроэнергетических поставок на основе интеграции [11]. Здесь мы предлагаем для решения инвестиционных задач поддержания и развития электроэнергетических предприятий создать под эгидой государства общий фонд развития электроэнергетики (рис. 4). На этом рисунке представлена концепция, или точнее — авторский подход, к организационно-экономической трансформации сложившихся отношений электроэнергетики и экономики, который состоит в том, что мы пытаемся вернуться к рыночным принципам взаимодействия рыночных агентов поставщиков электроэнергии и потребителей.

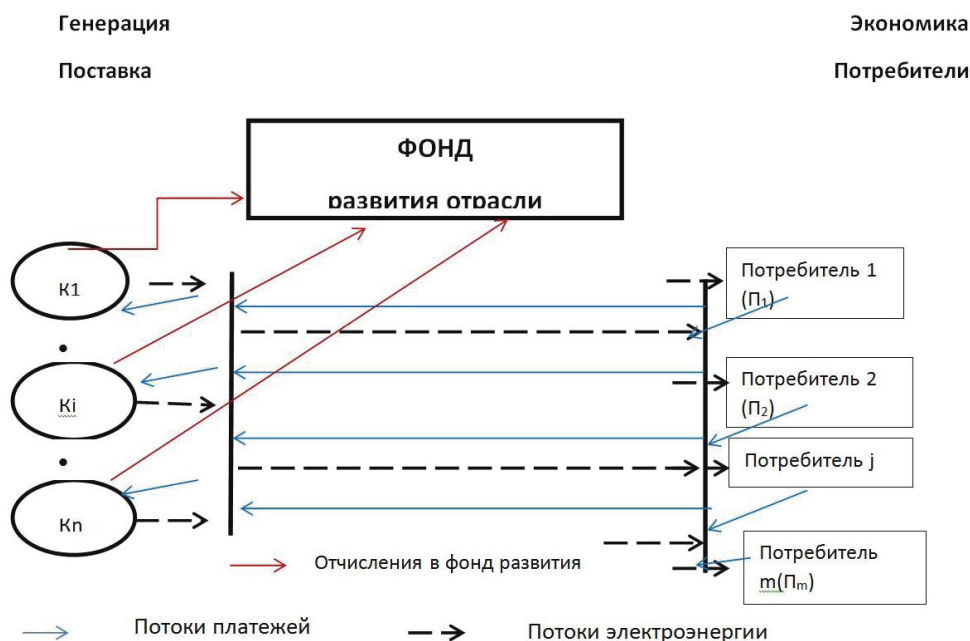


Рис. 4. Схема формирования фонда развития электроэнергетики: K_i — энергокомпании; P_j — предприятия и организации

Первое — необходимо восстановить компенсационные механизмы взаимодействий, все претензии по платежам и сами платежи должны быть экономически обоснованы. Второе — от сложившихся, весьма запутанных и сложных процедур ценообразования будет трудно одномоментно отка-

заться или провести быстрые организационные преобразования. Однако в экономическом плане это можно будет сделать таким образом, как это представлено на рисунке 4. В целом, без кардинального изменения механизма ценообразования можно восстановить компенсационный принцип

экономики, в частности, все виды и формы платежей электроэнергетическим компаниям со стороны предприятий-потребителей должны быть компенсированы в той или иной форме. За потребленную электроэнергию потребители оплачивают счета, и в данном случае, формула: $D - T - D$ выполняется. По мощности мы имеем формулу ПУ: $D - ПТ(t + \Delta)$, здесь ПТ — потенциальный товар, который может поступить через Δ — лет, с непрогнозируемым исходом. Следует признать, что плата за мощность на 5 или 6 лет вперед, с позиции теории инвестирования, для плательщика несет дополнительные потери, обусловленные временной стоимостью денег. Если провести дисконтирование на альтернативную стоимость капитала для потребителя, то это покажет потери средств от их замораживания. В предлагаемом нами подходе (рис. 4) платежи за мощность можно накапливать на специально созданном государственном

депозитном фонде, предназначенном для инвестирования программ развития генерирующих мощностей. В этом фонде могут накапливаться и другие платежи: часть инфраструктурных платежей и дивидендов, выплачиваемых, например, государству. Используя позитивный рыночный опыт разных стран, такие фонды могут использоваться государством под различные социальные программы, когда нет строительства мощностей, что выгодно и государству, и инвесторам. Для инвестора нет потери средств, для государства не надо брать кредиты под государственный долг. Однако императив компенсации требует возмещения платежей потребителей за мощность. В этом случае на эти платежи или взносы могут выдаваться акции или другие ценные бумаги при вводе новых мощностей, если ввода нет, то эти средства могут рассматриваться как депозиты с установленным банковским процентом.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Воропай Н. И., Паламарчук С. И., Стенников В. А. Рынки электрической и тепловой энергии: проблемы, вызовы, тенденции // Международная энергетическая конференция всероссийского открытого постоянно действующего научного семинара «Экономические проблемы энергетического комплекса (семинар А. С. Некрасова) — 2017»: материалы конференции. М., 2017. С. 182–203.
2. Кутовой Г. П. Нужна новая парадигма (или архитектура) экономических отношений в электроэнергетике // Энергетик. 2016. №2. С. 8–13.
3. Кутовой Г. П. О выборе варианта дальнейших реформ в электроэнергетике: от чего ушли, к чему пришли и как выстраивать отношения в электроэнергетике, обеспечивая ее развитие // Международная энергетическая конференция всероссийского открытого постоянно действующего научного семинара «Экономические проблемы энергетического комплекса (семинар А. С. Некрасова) — 2017»: материалы конференции. М., 2017. С. 209–235.
4. Межов И. С. Методы и инструменты анализа вертикальных взаимодействий предприятий — участников интеграции // Экономическая наука современной России. 2008. №4 (43). С. 114–125.
5. Плещинский А. С., Титов В. В., Межов И. С. Механизмы вертикальных взаимодействий предприятий (вопросы методологии и моделирования). Новосибирск, 2005. 336 с.
6. Яценко А. В. Влияние структурных и трансакционных издержек на механизм ценообразования при взаимодействии экономики и электроэнергетики // Экономика и предпринимательство. 2021. № 11. С. 1314–1318.
7. Колпаков А. Ю. Возможность сдерживания тарифов на газ и электроэнергию в условиях низкой экономической динамики в России // Международная энергетическая конференция всероссийского открытого постоянно действующего научного семинара «Экономические проблемы энергетического комплекса (семинар А. С. Некрасова) — 2017»: материалы конференции. М., 2017. С. 255–272.
8. Белобородов С. С. Снижение эмиссии CO₂: развитие когенерации или строительство ВИЭ? // Энергосовет. 2018. № 1 (51). С. 16–25. URL: http://www.energsovet.ru/bul_stat.php?idd=687 (дата обращения: 20.01.2022).
9. Беляев Л. С. Рынки электроэнергии: экономический анализ, практический опыт и особенности их организации на востоке России и в Северо-Восточной Азии. URL: <https://isem.irk.ru/symp2010/papers/RUS/S1-03r.pdf> (дата обращения: 20.01. 2022).
10. Кудрявый В. В. Разговор об энергетике // Энергосовет. 2018. № 1 (51). С. 5–8. URL: http://www.energsovet.ru/bul_stat.php?idd=683 (дата обращения: 20.01.2022).
11. Кутовой Г. П. Электроэнергетика вновь перед выбором варианта дальнейших реформ // Энергосовет. 2018. № 1 (51). С. 26–30. URL: http://www.energsovet.ru/bul_stat.php?idd=688 (дата обращения 20.01.2022).

REFERENCES

1. Voropay N. I., Palamarchuk S. I., Stennikov V. A. Electricity and thermal energy markets: problems, challenges, trends // International Energy Conference of the All-Russian Open Permanent Scientific Seminar «Economic Problems of the Energy Complex (A. S. Nekrasov's seminar) — 2017»: materials of the conference. M., 2017. Pp. 182–203.
2. Kutovoy G. P. We need a new paradigm (or architectonics) of economic relations in the electric power industry // Energetik. 2016. No. 2. Pp. 8–13.
3. Kutovoy G. P. On the choice of options for further reforms in the electric power industry: what they left, what they came to and how to build relations in the electric power industry, ensuring its development // International Energy Conference of the All-Russian Open Permanent Scientific Seminar «Economic Problems of the Energy Complex (A. S. Nekrasov's seminar) — 2017»: materials of the conference. M., 2017. Pp. 209–235.
4. Mezhev I. S. Methods and tools for the analysis of vertical interactions of enterprises — participants in the integration // Economic science of modern Russia. 2008. No. 4 (43). Pp. 114–125.
5. Pleshchinskii A. S., Titov V. V., Mezhev I. S. Mechanisms of vertical interactions between enterprises (questions of methodology and modeling). Novosibirsk, 2005. 336 p.
6. Yaschenko A. V. The influence of structural and transaction costs on the pricing mechanism in the interaction of the economy and the electric power industry // Economics and Entrepreneurship. 2021. No. 11. Pp. 1314–1318.
7. Kolpakov A. Yu. Possibility of restraining tariffs for gas and electricity in conditions of low economic dynamics in Russia // International Energy Conference of the All-Russian open permanent scientific seminar «Economic problems of the energy complex (seminar by A. S. Nekrasov) — 2017»: materials of the conference. M., 2017. Pp. 255–272.
8. Beloborodov S. S. Reduction of CO2 emissions: development of cogeneration or construction of RES? // Energoverset. 2018. No. 1 (51) Pp. 16–25. URL: http://www.energoverset.ru/bul_stat.php?idd=687 (date of access: 20.01.2022).
9. Belyaev L. S. Electricity markets: economic analysis, practical experience and peculiarities of their organization in the East of Russia and in Northeast Asia. URL: <https://isem.irk.ru/symp2010/papers/RUS/S1-03r.pdf> (date of access: 20.01. 2022).
10. Kudryaviy V. V. Conversation about energy // Energoverset. 2018. No. 1 (51). Pp. 5–8. URL: http://www.energoverset.ru/bul_stat.php?idd=683 (date of access: 20.01.2022).
11. Kutovoy G. P. The electric power industry again faces a choice of options for further reforms // Energoverset. 2018. No. 1 (51). Pp. 26–30. URL: http://www.energoverset.ru/bul_stat.php?idd=688 (date of access: 20.01.2022).

Поступила в редакцию: 15.02.2022.

Принята к печати: 21.03.2022.