

оригинальная статья
УДК 338.45+620.9

Управление энергозатратами промышленных предприятий, присоединенных к электрическим сетям производителей электроэнергии

Анатолий Петрович Дзюба
Южно-Уральский государственный университет (НИУ),
Россия, г. Челябинск; <https://orcid.org/0000-0001-6319-1316>;
dziubaar@susu.ru

Александр Викторович Семиколенов
Южно-Уральский государственный университет (НИУ),
Россия, г. Челябинск

Поступила в редакцию 10.02.2021. Принята в печать 21.05.2021.

Аннотация: Статья посвящена исследованию и оценке затрат промышленных предприятий, присоединенных к электрическим сетям производителей электроэнергии, на приобретение составляющей транспорта закупленной электрической энергии и поиску решений минимизации стоимости таких затрат. В материалах проводится исследование принципов ценообразования на оплату составляющей транспорта закупленной электрической энергии промышленных предприятий, присоединенных к электрическим сетям производителей электроэнергии, и анализ преимуществ и недостатков существующих вариантов ценообразования. На основе разработанного показателя *коэффициент тарифа генераторного напряжения* проводится исследование эффективности применения тарифов на составляющую транспорта закупленной электрической энергии для графиков электропотребления различных типов промышленных предприятий применительно к тарифам нескольких регионов России. На основе выявленной неэффективности применения тарифов составляющей транспорта закупленной электрической энергии, действующих для промышленных предприятий, присоединенных к электрическим сетям производителей электроэнергии, автором были разработаны рекомендации по снижению затрат на закуп электроэнергии. В качестве основного и наиболее приоритетного варианта было предложено применение управления спросом на потребление электроэнергии, которое выполняется посредством регулирования графиков энергоемких технологических процессов промышленных предприятий, которое позволяет без изменения плановых объемов производства продукции с учетом критериев экономической эффективности, системной надежности и устойчивости выполнять управление собственным графиком электропотребления и, следовательно, затратами на закуп электроэнергии по всем составляющим стоимости.

Ключевые слова: транспорт электроэнергии, генераторное напряжение, ценообразование, рынок электроэнергии, энергоэффективность, транспорт закупленной электрической энергии, энерготарифы

Цитирование: Дзюба А. П., Семиколенов А. В. Управление энергозатратами промышленных предприятий, присоединенных к электрическим сетям производителей электроэнергии // Вестник Кемеровского государственного университета. Серия: Политические, социологические и экономические науки. 2021. Т. 6. № 2. С. 198–207. DOI: <https://doi.org/10.21603/2500-3372-2021-6-2-198-207>

Введение

Современные условия ценообразования на отпускаемую электроэнергию для промышленных предприятий России отличаются выделением структуры отдельных составляющих стоимости покупаемой электроэнергии, основная доля которой формируется на основе рыночного механизма ценообразования [1; 2]. Одним из основных компонентов стоимости оплачиваемой электроэнергии промышленными предприятиями, является составляющая транспорта закупленной электрической энергии (ТЗЭ), которая отражает оплату затрат электросетевой инфраструктуры на организацию деятельности по транспорту электроэнергии по электрическим сетям всех уровней напряжения [3; 4]. Для различных типов промышленных предприятий в зависимости от уровня напряжения, к которому присоединены электрические сети, составляющая ТЗЭ различается [5]. В России существует 5 тарифных классов

напряжения, на которые дифференцируются тарифы составляющей ТЗЭ: сети Федеральной сетевой компании, включающей объекты 220 кВ и выше [6], электрические сети уровней: ВН – высокое напряжение (110 кВ и выше), СН1 – среднее первое напряжение (35 кВ), СН2 – среднее второе напряжение (6–10 кВ), НН – низкое напряжение (0,38 кВ). Наиболее распространенными вариантами тарифов на транспорт электроэнергии для промышленных предприятий России являются ВН, СН1, СН2 и НН, анализу которых посвящено настоящее исследование.

Чем ниже уровень напряжения, к которому подключены электрические сети промышленного предприятия, тем выше составляющая ТЗЭ, и наоборот. Для примера, если промышленное предприятие подключено к электрическим сетям класса напряжения 10 кВ, то оплата электроэнергии производится по тарифу СН2, величина

которого превышает тарифы с уровнем напряжения СН1 и ВН, т.к. в затраты на транспорт электроэнергии по уровню СН2 входят затраты всех вышестоящих электрических сетей. Учитывая то, что остальные компоненты стоимости электроэнергии для промышленных предприятий являются одинаковыми (стоимость электрической энергии, стоимость электрической мощности, стоимость сбытовой надбавки поставщиков, стоимость инфраструктурных платежей рынка электроэнергии), то для промышленных предприятий, подключенных к сетям разного класса уровня напряжения, конечная стоимость электроэнергии будет различаться на величину составляющей ТЗЭ. Для промышленных предприятий в зависимости от уровня тарифа на транспорт электроэнергии доля составляющей ТЗЭ равна от 36 % до 51 %, что является существенным показателем как в общей величине затрат на электропотребление, так и в общей структуре себестоимости производимой продукции предприятия. Поэтому снижение затрат на оплату составляющей ТЗЭ является ключевым направлением повышения эффективности потребления энергоресурсов.

Материалы и методы исследования

Составляющая ТЗЭ для промышленных предприятий может оплачиваться в двух основных вариантах: по одноставочному и двухставочному тарифам на транспорт электроэнергии.

Расчет оплаты по одноставочному тарифу на транспорт электроэнергии производится по формуле (1) [7; 8]:

$$СП1_{\text{мес}} = СП1_{\text{м}}^{\text{Трансп}} \times \sum_{\text{мес}} W_t, \quad (1)$$

где $СП1_{\text{мес}}$ – составляющая ТЗЭ по одноставочному тарифу за календарный месяц (руб.); $СП1_{\text{м}}^{\text{Трансп}}$ – одноставочный тариф на составляющую ТЗЭ за календарный месяц, действующий на территории субъекта РФ (руб./кВт·ч); $\sum_{\text{мес}} W_t$ – объем почасового потребления электроэнергии промышленного предприятия за календарный месяц (кВт·ч).

Таким образом, вне зависимости от объемов и характеристик графика спроса на потребление электроэнергии промышленным предприятием средневзвешенный тариф на оплату составляющей ТЗЭ будет составлять фиксированную величину $СП1_{\text{м}}^{\text{Трансп}}$.

Расчет оплаты по двухставочному тарифу составляющей ТЗЭ производится по формуле (2) [9]:

$$СП2_{\text{м}} = СП2_{\text{м}}^{\text{Техн.расход}} + СП2_{\text{м}}^{\text{Содерж}}, \quad (2)$$

где $СП2_{\text{м}}$ – стоимость составляющей ТЗЭ по двухставочному тарифу за календарный месяц (руб.); $СП2_{\text{м}}^{\text{Техн.расход}}$ –

стоимость технологического расхода (потерь) в электрических сетях в расчетный месяц (кВт·ч) (3):

$$СП2_{\text{м}}^{\text{Техн.расход}} = T_{\text{м}}^{\text{Техн.расход}} \times \sum_{\text{м}} W_{\text{т}}^{\text{мес}}, \quad (3)$$

где $T_{\text{м}}^{\text{Техн.расход}}$ – ставка тарифа на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях в расчетный месяц, действующий на территории субъекта РФ (руб./кВт·ч).

Стоимость технологического расхода электроэнергии не зависит от характера почасовых графиков нагрузки, и ее доля в общей стоимости услуг ТЗЭ не превышает 20 %.

$СП2_{\text{м}}^{\text{Содерж}}$ – стоимость ТЗЭ по двухставочному тарифу, учитывающему стоимость содержания электрических сетей в расчетный месяц (кВт·ч в месяц) (4):

$$СП2_{\text{м}}^{\text{Содерж}} = T_{\text{м}}^{\text{Содерж}} \times ВП2_{\text{м}}, \quad (4)$$

где $T_{\text{м}}^{\text{Содерж}}$ – ставка тарифа за содержание электрических сетей в расчетном месяце, действующего на территории субъекта РФ (руб./кВт·ч в месяц) [10]; $ВП2_{\text{м}}$ – величина, принимаемая для расчета обязательств по оплате за содержание электрических сетей в составе тарифа ТЗЭ в расчетном месяце (кВт·ч в месяц) (5):

$$ВП2_{\text{м}} = \frac{\sum_{\text{раб,м}} \max(W_{\text{Т.пик,СО}}^{\text{мес}})}{n_{\text{раб,м}}}, \quad (5)$$

где $\max(W_{\text{Т.пик,СО}}^{\text{мес}})$ – максимальная величина потребления электроэнергии промышленного предприятия в период интервалов плановых часов пиковой нагрузки $T_{\text{пик,СО}}$ (кВт·ч в месяц).

Примеры расчета составляющей ТЗЭ, принимаемой для расчета обязательств по оплате за содержание электрических сетей, в расчетном месяце представлены на рис. 1¹.

Как следует из представленных примеров, для расчета обязательств по оплате за содержание электрических сетей принимается максимальное значение собственного суточного потребления электроэнергии промышленного предприятия за рабочий день из интервалов, которые входят в периоды плановых часов пиковой нагрузки.

Одноставочный тариф на ТЗЭ наиболее приемлем для промышленных предприятий, имеющих волатильный график электрических нагрузок. Двухставочный тариф – для предприятий с более прямым графиком электрических нагрузок в дневные часы работы энергосистемы.

Таким образом, промышленное предприятие может провести анализ собственных графиков электропотребления и тарифов на оплату услуг ТЗЭ и осуществить выбор наиболее оптимального варианта тарифа на оплату ТЗЭ – одноставочный либо двухставочный вариант.

При этом ряд промышленных предприятий в России имеет технологическое присоединение напрямую к энергетическим установкам производителя электроэнергии,

¹ Составлен автором на основе типовых графиков электропотребления промышленных предприятий и периодов плановых часов пиковой нагрузки энергосистемы.

т.е. к электрическим сетям электростанций (рис. 2). Для организации энергоснабжения таких потребителей не используются сети электросетевых организаций. В таком случае оплата услуг ТЗЭ все равно будет производиться, но стоимость услуг транспорта будет рассчитываться на основе формулы (6)²:

$$СП_m^{ГН} = СП2_m^{Содерж}, \quad (6)$$

где $СП_m^{ГН}$ – стоимость оплаты услуг ТЗЭ для промышленных предприятий, подключенных к энергетическим установкам производителя электрической энергии (руб.).

В таком случае тариф ТЗЭ для каждого промышленного предприятия будет рассчитываться по формуле (7):

$$ТП2_m^{ГН} = \frac{СП2_m^{ГН}}{\sum_{\text{мес}} W_t^{\text{мес}'}}, \quad (7)$$

где $ТП2_m^{ГН}$ – средневзвешенный тариф ТЗЭ для каждого промышленного предприятия за календарный месяц (руб./кВт·ч).

Представленный вариант тарифа в некоторых источниках также называется ГН, что означает генераторное напряжение [11].

Существующие условия оплаты услуг ТЗЭ промышленными предприятиями, присоединенными к электрическим сетям производителей электроэнергии, не определяют возможность выбора варианта тарифа для промышленного потребителя, в таком случае вариантом определения тарифа является один – $СП_m^{ГН}$.

Таким образом, в случае, если даже для промышленного предприятия с учетом его особенностей графика спроса и структуры действующих тарифов более выгодным тарифом будет являться одноставочный, то оплату

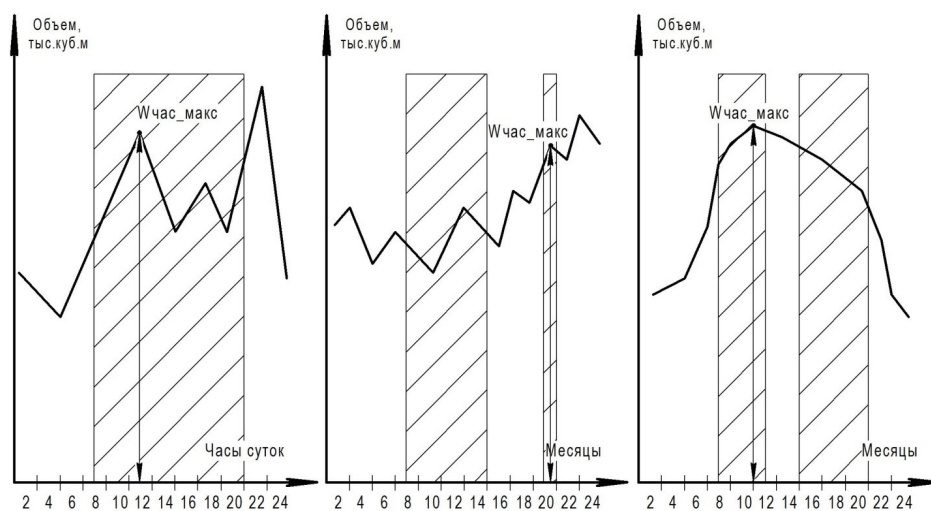
за потребленную электроэнергию промышленное предприятие будет вынуждено производить только по указанному единственному варианту тарифа. При этом такой вариант оплаты услуг ТЗЭ не всегда является выгодным для промышленных предприятий, что приводит к завышению затрат на оплату услуг ТЗЭ и росту тарифов на закупаемую электроэнергию.

Результаты и обсуждение

Графики спроса на потребление электроэнергии промышленных предприятий имеют существенные различия, что связано с особенностью технологических процессов, сменностью и одновременностью работы основного и вспомогательного энергопотребляющего оборудования промышленного предприятия. На рис. 3³ представлены примеры графиков суточного электропотребления 9 типов промышленных предприятий. Если для одних примеров, таких как электрометаллургический комбинат, целлюлозно-бумажный комбинат и металлургический комбинат, волатильность графиков внутрисуточного спроса имеет волатильный характер, сменяющийся постоянным ростом и снижением спроса, то для авиастроительного завода, машиностроительного завода и масложирового комбината графики внутрисуточного потребления электроэнергии характеризуются резким ростом спроса в утренний период и снижением в период вечерней первой смены работы предприятия. Для представленных графиков суточного электропотребления горнорудного комбината, деревообрабатывающего комбината и цементного завода волатильность спроса также проявляется, но в менее выраженной степени по сравнению с другими представленными примерами типов промышленных предприятий. Указанные особенности для каждого

Рис. 1. Примеры определения составляющей ТЗЭ, принимаемой для расчета обязательств по оплате за содержание электрических сетей

Fig. 1. Examples of determining the transport component of purchased electrical energy for calculating payment obligations for electrical grid maintenance



² Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке (с изм. и доп.). Приказ Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004 № 20-э/2 // Российская газета. 02.11.2004. № 242.

³ Составлен на основе фактических графиков электропотребления промышленных предприятий, относящихся к различным отраслевым группам.

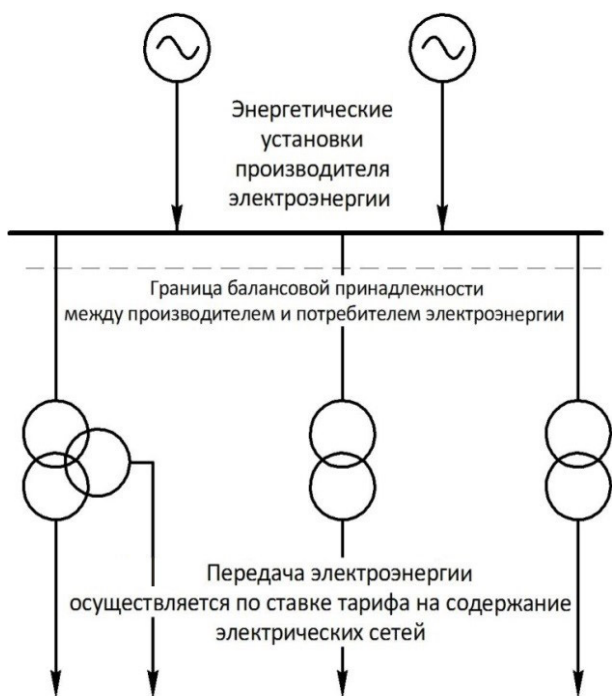


Рис. 2. Пример технологического присоединения промышленных потребителей электроэнергии к электрическим сетям производителей электроэнергии
Fig. 2. An example of technological connection of industrial consumers of electricity to the electric grid of electricity producers

из представленных примеров графиков внутрисуточного спроса на потребление электроэнергии различных типов промышленных предприятий влияют на разнородное формирование средневзвешенных тарифов на транспорт электроэнергии в двухставочном выражении.

Для оценки эффективности применения варианта тарифа, действующего для промышленных предприятий, подключенных к энергетическим установкам производителя электрической энергии, нами разработан показатель коэффициент тарифа генераторного напряжения, который позволяет отразить сравнительную эффективность применения тарифа на транспорт в вариантах присоединения к электроустановкам производителей электроэнергии и в вариантах оплаты услуг ТЗЭ в одноставочном выражении (8):

$$R_m^{ГН} = \left[\frac{S\Pi_m^{Трансп}}{[T_m^{Содерж} \times \sum W_t^{мес}]} \right] - 1, \quad (8)$$

где $R_m^{ГН}$ – коэффициент тарифа генераторного напряжения.

Если $R_m^{ГН} \geq 0$, то потребителю электроэнергии, присоединенному к энергетическим установкам производителя электрической энергии, приобретать электроэнергию по уровню напряжения ГН выгодно; если $R_m^{ГН} < 0$, то невыгодно.

На рис. 4 представлена диаграмма результатов расчета показателей коэффициента тарифа генераторного напряжения для графиков электрических нагрузок различных типов промышленных предприятий, представленных на рис. 3, для

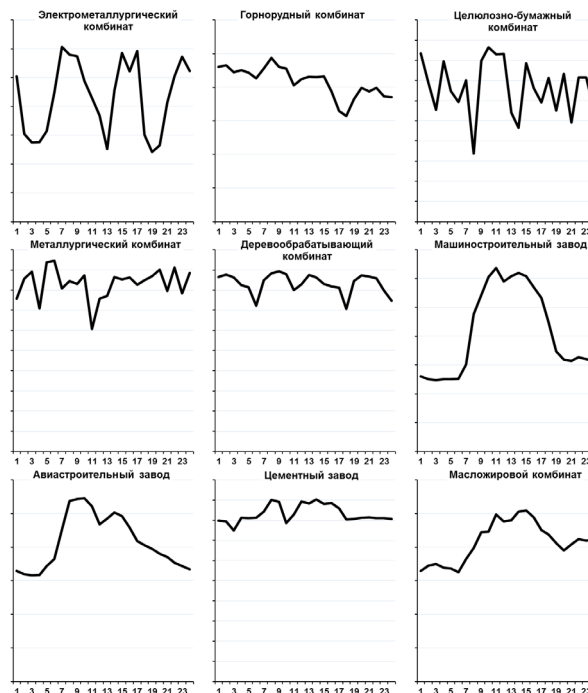


Рис. 3. Примеры графиков суточного электропотребления различных типов промышленных предприятий
Fig. 3. Examples of graphs of daily power consumption of various types of industrial enterprises

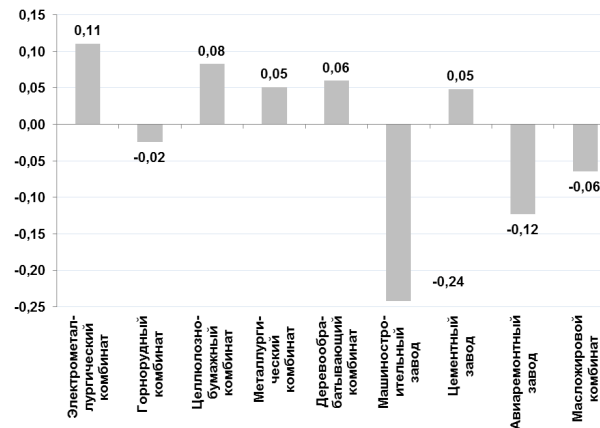


Рис. 4. Результаты расчета показателей коэффициента тарифа генераторного напряжения
Fig. 4. Indicators of tariff coefficient of generator voltage

тарифов на транспорт электрической энергии, утвержденных для территории Мурманской области на 2021 г.

Как следует из представленного примера расчета показателей коэффициента тарифа генератора напряжения, для некоторых примеров графиков показатель больше нуля, что свидетельствует об эффективности применения тарифов ТЗЭ, действующих для потребителей, присоединенных к электроустановкам производителей электроэнергии. И наоборот, для предприятий машиностроительного завода, авиаремонтного завода и масложирового комбината показатели коэффициентов тарифа

генераторного напряжения оказались ниже нуля, что свидетельствует о неэффективности применения таких вариантов тарифов для этих промышленных предприятий.

В рамках проведенного более широкого исследования показателей коэффициента тарифа генераторного напряжения для примеров графиков электропотребления промышленных предприятий, представленных на рис. 4, были проведены расчеты показателей для некоторых регионов России с учетом оценки возможностей для тарифов различных уровней напряжения (табл.). Несмотря на то, что для большинства вариантов расчета ТЗЭ показатель

коэффициент тарифа генераторного напряжения демонстрирует эффективность применения тарифа на транспорт, действующего для потребителей, присоединенных к электроустановкам производителей электроэнергии, для некоторых вариантов коэффициент является отрицательным, что подчеркивает неэффективность применения такого тарифа.

Отрицательное значение коэффициента тарифа генераторного напряжения для различных вариантов тарифных уровней питаемого напряжения не является одинаковым, что объясняется различием структуры утвержденных

Табл. Результаты расчета показателей коэффициента тарифа генераторного напряжения для исследуемых графиков нагрузки на примере тарифов, действующих для некоторых регионов России

Tab. Indicator of generator voltage tariff coefficient for the load graphs based on regional tariffs

Регион	Электро-металлургический комбинат	Горнорудный комбинат	Целлюлозно-бумажный комбинат	Металлургический комбинат	Дерево-обрабатывающий комбинат	Машинно-строительный завод	Цементный завод	Авиационный завод	Масложировой комбинат
<i>Тарифный уровень напряжения ВН (высокое напряжение)</i>									
Владимирская область	0,36	0,19	0,32	0,29	0,30	-0,07	0,28	0,07	0,15
Курская область	0,03	-0,10	0,00	-0,03	-0,02	-0,30	-0,03	-0,19	-0,13
Московская область	0,22	0,07	0,19	0,15	0,16	-0,17	0,15	-0,04	0,03
Республика Карелия	-0,27	-0,36	-0,29	-0,31	-0,30	-0,50	-0,31	-0,42	-0,38
Ленинградская область	-0,21	-0,31	-0,23	-0,25	-0,25	-0,46	-0,25	-0,38	-0,33
Мурманская область	0,11	-0,02	0,08	0,05	0,06	-0,24	0,05	-0,12	-0,06
Пермский край	0,16	0,02	0,13	0,10	0,11	-0,21	0,10	-0,08	-0,02
Свердловская область	0,24	0,09	0,21	0,18	0,19	-0,15	0,17	-0,02	0,05
Иркутская область	0,14	0,00	0,11	0,08	0,09	-0,22	0,08	-0,10	-0,04
Кемеровская область	0,10	-0,03	0,08	0,05	0,05	-0,25	0,04	-0,13	-0,07
<i>Тарифный уровень напряжения СН1 (среднее напряжение первое)</i>									
Владимирская область	0,57	0,38	0,53	0,48	0,49	0,07	0,48	0,24	0,32
Курская область	0,00	-0,12	-0,03	-0,06	-0,05	-0,32	-0,06	-0,21	-0,16
Московская область	0,14	0,00	0,11	0,08	0,09	-0,22	0,08	-0,10	-0,04
Республика Карелия	0,45	0,27	0,41	0,37	0,38	-0,01	0,36	0,14	0,22
Ленинградская область	0,19	0,05	0,16	0,13	0,13	-0,19	0,12	-0,06	0,00
Мурманская область	0,44	0,26	0,40	0,36	0,37	-0,02	0,35	0,13	0,21
Пермский край	0,18	0,04	0,15	0,12	0,13	-0,19	0,12	-0,07	0,00
Свердловская область	0,31	0,15	0,28	0,24	0,25	-0,11	0,24	0,04	0,10
Иркутская область	0,37	0,21	0,34	0,30	0,31	-0,06	0,30	0,08	0,16
Кемеровская область	0,18	0,04	0,15	0,12	0,13	-0,19	0,12	-0,07	0,00
<i>Тарифный уровень напряжения СН2 (среднее напряжение второе)</i>									
Владимирская область	0,29	0,13	0,26	0,22	0,23	-0,12	0,22	0,02	0,09
Курская область	0,18	0,04	0,15	0,12	0,13	-0,19	0,12	-0,06	0,00
Московская область	0,39	0,22	0,35	0,32	0,33	-0,05	0,31	0,10	0,17
Республика Карелия	0,42	0,25	0,39	0,35	0,36	-0,03	0,34	0,12	0,20
Ленинградская область	0,31	0,15	0,28	0,24	0,25	-0,10	0,24	0,04	0,11
Мурманская область	0,81	0,59	0,76	0,71	0,72	0,23	0,71	0,43	0,52
Пермский край	0,54	0,36	0,50	0,46	0,47	0,05	0,46	0,22	0,30
Свердловская область	0,52	0,34	0,48	0,44	0,45	0,04	0,44	0,20	0,28
Иркутская область	0,42	0,25	0,38	0,34	0,35	-0,03	0,34	0,12	0,19

Регион	Электро-металлургический комбинат	Горнорудный комбинат	Целлюлозно-бумажный комбинат	Металлургический комбинат	Дерево-обрабатывающий комбинат	Машино-строительный завод	Цементный завод	Авиационный завод	Масложировой комбинат
Кемеровская область	0,45	0,28	0,42	0,38	0,39	-0,01	0,37	0,15	0,22
<i>Тарифный уровень напряжения НН (низкое напряжение)</i>									
Владимирская область	0,52	0,34	0,48	0,44	0,45	0,04	0,44	0,20	0,28
Курская область	0,17	0,03	0,14	0,11	0,12	-0,20	0,11	-0,07	-0,01
Московская область	0,68	0,47	0,64	0,59	0,60	0,14	0,58	0,32	0,41
Республика Карелия	0,43	0,26	0,40	0,36	0,37	-0,02	0,35	0,13	0,21
Ленинградская область	0,91	0,68	0,86	0,81	0,82	0,31	0,80	0,51	0,61
Мурманская область	1,23	0,96	1,17	1,11	1,12	0,52	1,10	0,76	0,88
Пермский край	1,36	1,07	1,30	1,23	1,25	0,61	1,23	0,86	0,99
Свердловская область	0,75	0,53	0,70	0,65	0,66	0,19	0,65	0,38	0,47
Иркутская область	0,83	0,61	0,79	0,74	0,75	0,25	0,73	0,45	0,55
Кемеровская область	1,46	1,16	1,39	1,32	1,34	0,68	1,32	0,94	1,07

составляющих тарифов ТЗЭ. Прослеживается тенденция отрицательного значения коэффициента тарифа генераторного напряжения для представленного в исследуемом примере машиностроительного предприятия, что объясняется высоким показателем максимального значения собственного суточного потребления электроэнергии промышленного предприятия [12]. Для авиаремонтного завода и масложирового комбината также наблюдается тенденция отрицательного значения коэффициента тарифа генераторного напряжения для некоторых региональных тарифов и вариантов уровня напряжения.

Таким образом, применение тарифа ТЗЭ для промышленных предприятий, присоединенных к электроустановкам производителей электроэнергии, несмотря на то, что предприятия фактически не потребляют услугу ТЗЭ, является не столь эффективным. Более того, в ряде выявленных случаев оплата услуги ТЗЭ для потребителей, присоединенным к электроустановкам производителей электроэнергии, является убыточной. На рис. 5 представлены примеры расчета вариантов средневзвешенных тарифов ТЗЭ для исследуемого примера машиностроительного предприятия, действующего в Мурманской области, для различных вариантов уровня тарифного напряжения.

Как следует из результатов расчета средневзвешенных тарифов, если для уровней напряжения СН2 и НН тарифы ТЗЭ для промышленных предприятий, присоединенных к электроустановкам производителей электроэнергии, получаются выгоднее одноставочных тарифов, то для вариантов ВН и СН1 такие тарифы получаются дороже одноставочных тарифов. Это свидетельствует о том, что в таких случаях промышленному предприятию невыгодно иметь технологическое присоединение напрямую к производителю электроэнергии и выгоднее оплачивать услугу ТЗЭ по полному тарифу.

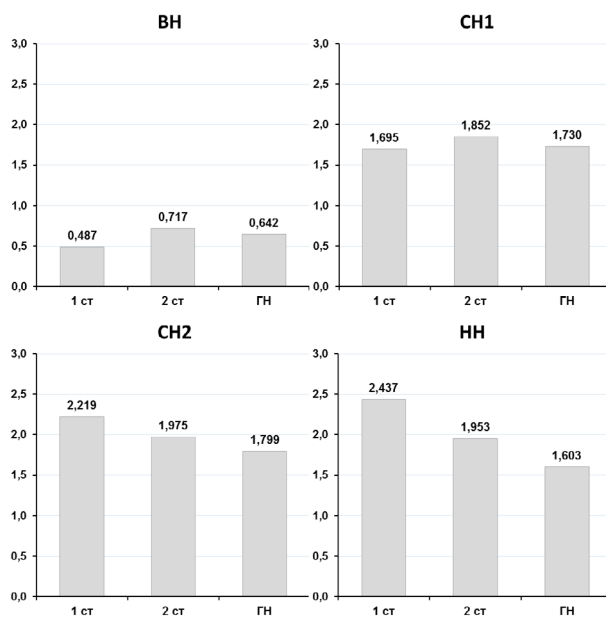


Рис. 5. Примеры расчета вариантов средневзвешенных тарифов ТЗЭ для исследуемого примера машиностроительного предприятия, действующего в Мурманской области

Fig. 5. Examples of calculating options for weighted average tariffs for the transport of purchased electrical energy at a machine-building enterprise in the Murmansk region

Указанные условия определяют необходимость поиска решений, направленных на снижение затрат на закуп электроэнергии по менее выгодному тарифу. Среди вариантов снижения затрат на услугу ТЗЭ для промышленных предприятий, присоединенных к электроустановкам производителей электроэнергии, являются:

- 1) изменение технологического присоединения промышленного предприятия с подключением к электрическим сетям, минуя электроустановки производителей электроэнергии [13];
- 2) управление собственным спросом на потребление электроэнергии по критериям ценозависимого электропотребления с целью снижения показателя максимального значения собственного суточного потребления электроэнергии промышленного предприятия [14–16].

Если первый вариант сопряжен с рядом существенных капитальных затрат, связанных с необходимостью проведения капитального строительства, то второй вариант не требует привлечения существенных инвестиционных ресурсов.

Управление спросом на потребление электроэнергии выполняется посредством регулирования графиков энергоемких технологических процессов промышленных предприятий по критериям минимизации стоимости закупа электроэнергии [17; 18]. На рис. 6 представлен состав факторов, оказывающих влияние на волатильность спроса на потребление электроэнергии промышленных предприятий. Управление производственными, технологическими,

социально-экономическими и климатическими факторами позволяет без изменения плановых объемов производства продукции с учетом критериев экономической эффективности, системной надежности и устойчивости выполнять управление собственным графиком электропотребления и, следовательно, затратами на закуп электроэнергии по всем компонентам, в том числе по компоненту стоимости услуг ТЗЭ. Вопросы управления спросом на электропотребление посвящены некоторые работы [1; 7; 19; 20], что еще раз подчеркивает эффективность применения инструментов управления спросом.

Заключение

Одним из ключевых компонентов стоимости электроэнергии, потребляемой отечественными промышленными предприятиями, является стоимость ТЗЭ, которая в некоторых случаях может достигать 50 % от общей величины конечной стоимости электроэнергии промышленных предприятий. Снижение затрат на оплату компонента ТЗЭ является ключевым направлением повышения эффективности потребления энергоресурсов.

Для потребителей электроэнергии, присоединенных к электрическим сетям производителей электроэнергии,

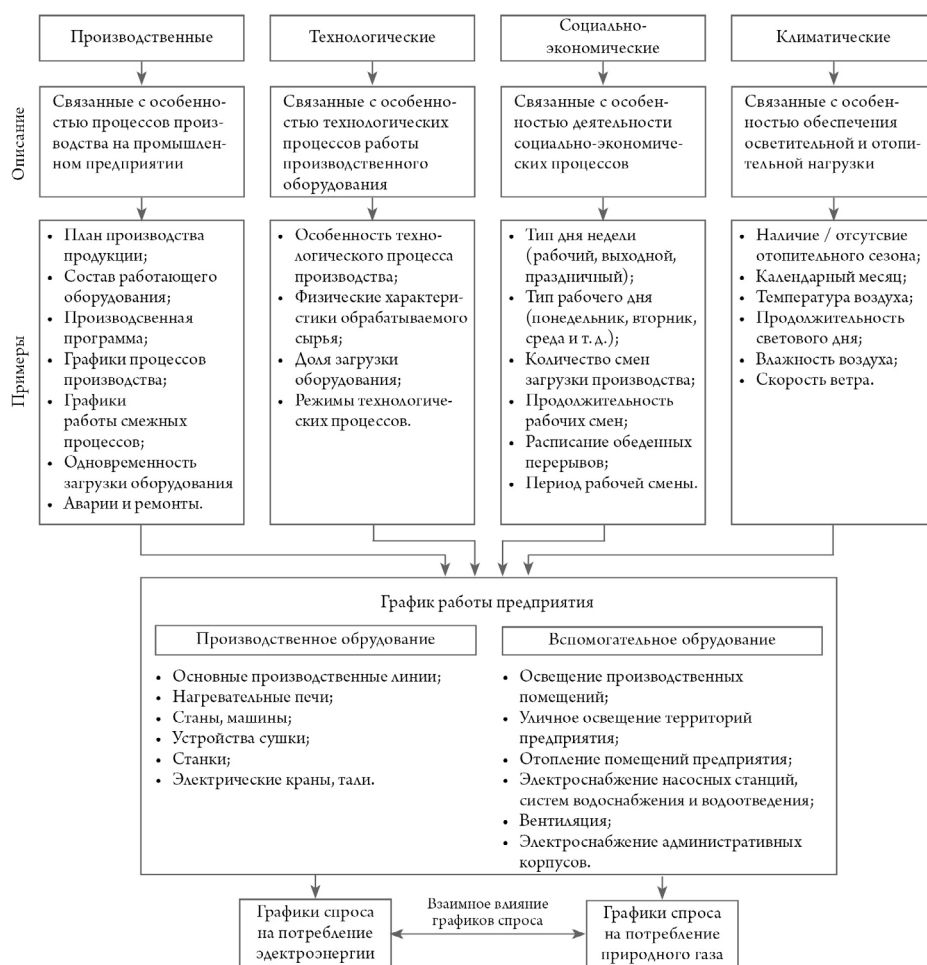


Рис. 6. Факторы, оказывающие влияние на волатильность спроса на потребление электроэнергии промышленных предприятий
Fig. 6. Factors affecting the volatility of demand for electricity consumption of industrial enterprises

действуют условия ценообразования тарифов ТЗЭ, с одной стороны, позволяющие снижать затраты на закуп электроэнергии исключая составляющую стоимости технологического расхода (потерь) в электрических сетях, но с другой стороны, ограничивающие выбор варианта тарифа ТЗЭ между одноставочным и двухставочным, что ограничивает возможность снижения затрат на оплату услуг транспорта электроэнергии.

В некоторых случаях, связанных как с особенностями графиков спроса на электропотребление, так и с региональными особенностями тарифов ТЗЭ, применение вариантов тарифов на транспорт электроэнергии для потребителей электроэнергии, присоединенных к электрическим сетям производителей электроэнергии, приводит к завышению затрат для промышленных предприятий на закуп электроэнергии и оказывает влияние на экономическую эффективность их операционной деятельности.

На основе разработанного авторского показателя коэффициента тарифа генераторного напряжения было проведено исследование вариантов тарифов ТЗЭ для промышленных предприятий, относящихся к различным отраслевым группам и действующих в разных регионах России, в результате которого выявлено, что применение тарифа на транспорт электроэнергии присоединенных

к электрическим сетям производителей электроэнергии является экономически невыгодным по сравнению с одноставочными тарифами ТЗЭ.

Среди вариантов снижения затрат на услугу ТЗЭ для промышленных предприятий, присоединенных к электроустановкам производителей электроэнергии, наиболее приемлемым является управление собственным спросом на потребление электроэнергии по критериям ценозависимого электропотребления. Применение управления спросом на потребление электроэнергии позволяет без изменения плановых объемов производства продукции с учетом критериев экономической эффективности, системной надежности и устойчивости выполнять управление собственными графиком электропотребления и, следовательно, затратами на закуп электроэнергии по всем компонентам, в том числе по компоненту стоимости услуг транспорта электроэнергии.

Конфликт интересов: Авторы заявили об отсутствии потенциальных конфликтов интересов в отношении исследования, авторства и / или публикации данной статьи.

Критерии авторства: Авторы в равной степени участвовали в подготовке и написании статьи

Литература

1. Дзюба А. П., Соловьева И. А. Модель комплексного ценозависимого управления спросом промышленных предприятий на электроэнергию и газ // Известия Уральского государственного экономического университета. 2018. Т. 19. № 1. С. 79–93. DOI: 10.29141/2073-1019-2018-19-1-7
2. Дрель В. Я. О концепции по введению дифференцированных тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети // Энергетик. 2017. № 9. С. 24–27.
3. Акатьев В. А., Тюрин М. П., Бородина Е. С. Повышение энергоэффективности при производстве, передаче и потреблении электроэнергии // Энергобезопасность и энергосбережение. 2020. № 6. С. 8–17. DOI: 10.18635/2071-2219-2020-6-8-17
4. Скворцова К. С., Усков А. Е. Учет электроэнергии при ее передаче и распределении в действующих, вновь сооружаемых и реконструируемых электроустановках // Студенческий вестник. 2019. № 38-2. С. 77–78.
5. Аптинев Ч. А. Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии в свете постановления конституционного суда Российской Федерации // Энергетика и право. 2019. № 2. С. 33–37.
6. Колибаба В. И., Мокрова К. С. Методика формирования дифференцированных сетевых тарифов на электроэнергию в зависимости от уровня надежности электроснабжения // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. 2017. № 1. С. 69–76. DOI: 10.17588/2072-2672.2017.1.069-076
7. Дзюба А. П. Теория и методология управления спросом на энергоресурсы в промышленности. Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2020. 323 с.
8. Пронина Н. В., Богданов А. И. Актуальные проблемы определения и расчета цены (тарифа) на услуги по передаче электрической энергии, дифференцированные по уровням напряжения // Энергетика и право. 2016. № 4. С. 25–30.
9. Потешин М. И., Дидыч В. А., Екименко П. П., Мирошников А. В. Применение первой и третьей ценовой категории при расчетах за электроэнергию (мощность) // Сельский механизатор. 2018. № 7-8. С. 17–19.
10. Тетерин Н. Е., Алтухов И. В. Повышение энергоэффективности и энергосбережения при производстве и передаче электроэнергии // Молодежный вестник ИрГТУ. 2019. Т. 9. № 3. С. 118–121.
11. Герасименко О. А., Панков С. Е. Экономические проблемы энергосбережения и повышения качества услуг по передаче электрической энергии // Экономика и предпринимательство. 2016. № 12-3. С. 1171–1175.
12. Зиновьева Е. Н. Совершенствование методов формирования тарифов на передачу электроэнергии по распределительным сетям // Студенческий. 2020. № 42-4. С. 45–48.
13. Прошин А. И., Балабанов А. В. АСДКУЭ как средство повышения энергоэффективности и энергосбережения при передаче электроэнергии // Промышленные АСУ и контроллеры. 2018. № 4. С. 10–13.

14. Gholizadeh N., Gharehpetian G. B., Abedi M., Nafisi H., Marzband M. An innovative energy management framework for cooperative operation management of electricity and natural gas demands // *Energy Conversion and Management*. 2019. Vol. 200. P. 1–9. DOI: 10.1016/j.enconman.2019.112069
15. Haider T. H., See O. H., Elmenreich W. A review of residential demand response of smart grid // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 59. P. 166–178. DOI: 10.1016/j.rser.2016.01.016
16. Paterakis N. G., Erdinç O., Catalão J. P. S. An overview of Demand Response: Key-elements and international experience // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 69. P. 871–891. DOI: 10.1016/j.rser.2016.11.167
17. Kwon S., Ntaimo L., Gautam N. Optimal day-ahead power procurement with renewable energy and demand response // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2017. Vol. 32. Iss. 5. P. 3924–3933. DOI: 10.1109/TPWRS.2016.2643624
18. Narimani M. R., Asghari B., Sharma R. Energy storage control methods for demand charge reduction and PV utilization improvement // 2017 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC). 2017. P. 1–5. DOI: 10.1109/APPEEC.2017.8308929
19. Dababneh F. Integrated electricity and natural gas demand response for manufacturers in the smart grid // *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2019. Vol. 10. Iss. 4. P. 4164–4174. DOI: 10.1109/TSG.2018.2850841
20. Feng J., Zeng B., Zhao D., Wu G., Liu Z., Zhang J. Evaluating demand response impacts on capacity credit of renewable distributed generation in smart distribution systems // *IEEE Access*. 2018. Vol. 6. P. 14307–14317. DOI: 10.1109/ACCESS.2017.2745198

original article

Management of Energy Costs of Industrial Enterprises Connected to Electric Grid of Electric Power Producers

Anatoly P. Dzyuba

South Ural State University (NRU), Russia, Chelyabinsk;
<https://orcid.org/0000-0001-6319-1316>; dziubaap@susu.ru

Alexander V. Semikolenov

South Ural State University (NRU), Russia, Chelyabinsk

Received 10 Feb 2021. Accepted 21 May 2021.

Abstract: Industrial enterprises connected to the power grids of electricity producers spend a lot of money on the transport of purchased electrical energy. The present article introduces some opportunities to minimize the costs. The author studied the principles of pricing of the transport of electrical energy purchased by industrial enterprises connected to power grids of electricity producers and described the advantages and disadvantages of the existing pricing options. The new indicator generator of voltage tariff coefficient made it possible to analyze the effectiveness of the transport tariffs for electrical energy at various types of industrial enterprises in relation to the tariff field of several regions of Russia. The study revealed ineffectiveness of the current tariffs on the transport of purchased electrical energy applied by such industrial enterprises. The author developed recommendations to reduce the cost of electricity. The main priority option was the application of demand management for electricity consumption by regulating the schedules of energy-intensive technological processes. This measure takes into account the criteria of economic efficiency, system reliability, and sustainability. It will enable industrial enterprises to manage their own schedule of electricity consumption without having to change the planned production volumes, thus reducing all cost components.

Keywords: transportation of electricity, generator voltage, pricing, electricity market, energy efficiency, transportation of purchased electrical energy, energy tariffs

Citation: Dzyuba A. P., Semikolenov A. V. Management of Energy Costs of Industrial Enterprises Connected to Electric Grid of Electric Power Producers. *Vestnik Kemerovskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Politicheskie, sotsiologicheskie i ekonomicheskie nauki*, 2021, 6(2): 198–207. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.21603/2500-3372-2021-6-2-198-207>

Conflict of interests: The authors declared no potential conflict of interests regarding the research, authorship, and / or publication of this article.

Contribution: All the authors contributed equally to the study and bear equal responsibility for the information published in this article.

References

1. Dzyuba A. P., Solovyeva I. A. A model of comprehensive price-dependent management of industrial enterprises' demand for electricity and gas. *Izvestiia Uralskogo gosudarstvennogo ekonomicheskogo universiteta*, 2018, 19 (1): 79–93. (In Russ.) DOI: 10.29141/2073-1019-2018-19-1-7
2. Drel V. Ya. About the concept of differentiated tariffs for electric transmission services. *Energetik*, 2017, (9): 24–27. (In Russ.)
3. Akatjev V. A., Tyurin M. P., Borodina E. S. Improving energy efficiency in electric power generation, transmission, and consumption. *Energy Safety and Energy Economy*, 2020, (6): 8–17. (In Russ.) DOI: 10.18635/2071-2219-2020-6-8-17
4. Skvortsova K. S., Uskov A. E. Electricity metering during transmission and distribution in existing, newly constructed, and reconstructed electrical installations. *Studencheskii vestnik*, 2019, (38-2): 77–78. (In Russ.)
5. Aptineev Ch. A. Rules for non-discriminatory access to electricity transmission services in the light of the resolution of the Constitutional Court of the Russian Federation. *Energetika i pravo*, 2019, (2): 33–37. (In Russ.)
6. Kolibaba V. I., Mokrova K. S. A technique of setting differentiated electricity tariffs depending on the level of consumer power supply reliability. *Vestnik Ivanovskogo gosudarstvennogo energeticheskogo universiteta*, 2017, (1): 69–76. (In Russ.) DOI: 10.17588/2072-2672.2017.1.069-076
7. Dzyuba A. P. *Theory and methodology of energy demand management in industry*. Chelyabinsk: Izdatelskii tsentr YuUrGU, 2020, 323. (In Russ.)
8. Pronina N. V., Bogdanov A. I. Current issues of definition and calculation of the prices (tariffs) for services on the electric energy transmission, differentiated by voltage levels. *Energetika i pravo*, 2016, (4): 25–30. (In Russ.)
9. Poteshin M. I., Didych V. A., Ekimenko P. P., Miroshnikov A. V. The application of the first and third price category in the calculations for electricity (capacity). *Selskiy Mehanizator*, 2018, (7-8): 17–19. (In Russ.)
10. Teterin N. E., Altukhov I. V. Improving energy efficiency and energy saving in the production and transmission of electricity. *Young Researchers' Journal of ISTU*, 2019, 9(3): 118–121. (In Russ.)
11. Gerasimenko O. A., Pankov S. E. Economic problems of energy saving and improving the quality of electric power transmission services. *Ekonomika i predprinimatelstvo*, 2016, (12-3): 1171–1175. (In Russ.)
12. Zinoveva E. N. Improvement of methods of forming tariffs for electricity transmission through distribution networks at the energy enterprise. *Studencheskii*, 2020, (42-4): 45–48. (In Russ.)
13. Proshin A. I., Balabanov A. V. ASDUE as a means of increasing energy efficiency and energy saving in the transmission of electricity. *Industrial Automatic Control Systems and Controllers*, 2018, (4): 10–13. (In Russ.)
14. Gholizadeh N., Gharehpetan G. B., Abedi M., Nafisi H., Marzband M. An innovative energy management framework for cooperative operation management of electricity and natural gas demands. *Energy Conversion and Management*, 2019, 200: 1–9. DOI: 10.1016/j.enconman.2019.112069
15. Haider T. H., See O. H., Elmenreich W. A review of residential demand response of smart grid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, 59: 166–178. DOI: 10.1016/j.rser.2016.01.016
16. Paterakis N. G., Erdinç O., Catalão J. P. S. An overview of Demand Response: Key-elements and international experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, 69: 871–891. DOI: 10.1016/j.rser.2016.11.167
17. Kwon S., Ntaimo L., Gautam N. Optimal day-ahead power procurement with renewable energy and demand response. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2017, 32(5): 3924–3933. DOI: 10.1109/TPWRS.2016.2643624
18. Narimani M. R., Asghari B., Sharma R. Energy storage control methods for demand charge reduction and PV utilization improvement. *2017 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, 2017, 1–5. DOI: 10.1109/APPEEC.2017.8308929
19. Dababneh F. Integrated electricity and natural gas demand response for manufacturers in the smart grid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2019, 10(4): 4164–4174. DOI: 10.1109/TSG.2018.2850841
20. Feng J., Zeng B., Zhao D., Wu G., Liu Z., Zhang J. Evaluating demand response impacts on capacity credit of renewable distributed generation in smart distribution systems. *IEEE Access*, 2018, 6: 14307–14317. DOI: 10.1109/ACCESS.2017.2745198