

Методика формирования дифференцированных сетевых тарифов на электроэнергию в зависимости от уровня надежности электроснабжения потребителя

В.И. Колибаба, К.С. Мокрова
ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
г. Иваново, Российская Федерация
E-mail: kolibaba@eiop.ispu.ru, ju4ok-ksiusha@mail.ru

Авторское резюме

Состояние вопроса: Существующая в настоящее время в РФ система тарифообразования на электроэнергию для конечных потребителей никак не учитывает разницу в уровнях надежности энергоснабжения различных категорий потребителей. Как следствие, потребители с низшей категорией надежности в своем тарифе частично оплачивают затраты на поддержание более высокого уровня надежности электроснабжения потребителей 1 и 2 категории, что порождает проблему перекрестного субсидирования. При этом, в отличие от общепризнанного перекрестного субсидирования промышленными потребителями в пользу коммунально-бытовых, имеет место противоположное направление субсидирования, т.е. в пользу крупных промышленных компаний, которые, как правило, относятся к более высокой категории надежности. В результате искажаются ценовые сигналы, что не позволяет формировать полноценные рыночные механизмы регулирования экономических отношений в электроэнергетике.

Материалы и методы: Исследование проведено с применением методов сравнительного, содержательного, экономического анализа, метода анализа размерностей. В качестве исходных данных использованы внутрифирменные технико-экономические показатели ОАО «Объединенные электрические сети».

Результаты: Предложена авторская методика формирования дифференцированных по уровню надежности тарифов на электроэнергию для конечных потребителей, которая количественно подкреплена результатами ее апробации для решения задачи распределения затрат на надежность функционирования конкретного участка электрической сети.

Выводы: Разработанная методика обеспечивает формирование дифференцированных тарифов на электроэнергию для различных категорий потребителей с учетом заявленного ими уровня надежности энергоснабжения. Предлагаемое методическое решение позволяет решить проблему перекрестного субсидирования потребителей высоких категорий надежности за счет потребителей 3 категории надежности, т.е. основной массы потребителей электроэнергии. Тем самым обеспечивается расчет экономически справедливой платы за электроэнергию для конечных потребителей, а также формирование прозрачной структуры тарифа для всех субъектов энергетического рынка.

Ключевые слова: тарифы на электроэнергию, дифференцированные тарифы, надежность электроснабжения, уровень надежности, затраты на надежность, надбавка за надежность, энергоснабжение потребителей, категории потребителей.

A technique of setting differentiated electricity tariffs depending on the level of consumer power supply reliability

V.I. Kolibaba, K.S. Mokrova
Ivanovo State Power Engineering University, Ivanovo, Russian Federation
E-mail: kolibaba@eiop.ispu.ru, ju4ok-ksiusha@mail.ru

Abstract

Background: The existing system of electricity tariff setting for ultimate consumers does not account for the differences in reliability of power supply to different consumers. Consequently, part of the tariff that consumers in the low power supply reliability category pay covers the costs of maintaining higher reliability of power supply to consumers of categories 1 and 2, which creates the problem of cross-subsidization. And unlike the common cross-subsidization of utility companies by industrial consumers, subsidies in this case are given to large industrial companies that usually belong to higher reliability categories. This leads to price signal distortion, which makes it impossible to develop appropriate market mechanisms that would regulate the economic relations in the power industry.

Materials and methods: The study employed methods of comparative, content, economic and dimensional analysis. Intercompany economic performance data of OAO «Interconnected Power Networks» was used as the initial data.

Results: The authors have developed a technique of setting electricity tariffs differentiated by reliability of power supply to ultimate consumers. The technique has been confirmed by testing it in problems of more efficient reliability cost allocation of certain power network sections.

Conclusions: The developed technique allows setting differentiated electricity tariffs for different consumer categories according to the power supply reliability that they claim. The technique will solve the problem of cross-subsidizing consumers of higher reliability categories at the expense of consumers of the 3rd reliability category, i.e. most of the electrici-

ty consumers. This will ensure equitable distribution of electricity costs for ultimate consumers and make the tariff structure more transparent to all electricity market entities.

Key words: electricity tariffs, differentiated tariffs, reliability of electrical power supply, reliability level, reliability markup factor, consumer power supply, consumer categories.

DOI: 10.17588/2072-2672.2017.1.069-076

Введение. Масштабные структурные преобразования, имеющие место в электроэнергетике РФ, привели к формированию конкурентного рынка электроэнергии и мощности, на котором наряду с компаниями конкурентного сектора (генерирующими и сбытовыми) осуществляют естественно-монопольную деятельность электросетевые компании единой энергосистемы страны. Финансовые результаты функционирования данных компаний во многом обусловлены структурой и уровнем тарифов на передачу и распределение электроэнергии, которые регулируются государством.

На сегодняшний день вопрос тарифообразования на услуги естественных монополий, в том числе и услуги по транспорту и распределению электроэнергии, вышел из плоскости исключительно профессионального регулирования и стал вопросом общественного внимания и контроля. Сейчас перед нашей страной стоит задача перейти к прозрачному тарифообразованию и вывести из тени различные элементы перекрестного субсидирования одних субъектов рынка другими.

Углубление рыночных механизмов регулирования в российской электроэнергетике в сочетании с повышением возможностей абсолютного большинства промышленных и коммерческих предприятий страны ощутимо влияет на выбор условий их энергоснабжения оказывает существенное влияние на экономическую эффективность функционирования предприятий. В результате повышается спрос потребителей на такую ранее не столь популярную услугу, как надежность. При этом растущий спрос на надежность и требования по ее повышению, а иногда и возмещению ущерба от нерегламентированных перерывов в электроснабжении, в подавляющем большинстве случаев не подкрепляются со стороны потребителей необходимым финансовым обеспечением.

Структура затрат предприятий электроэнергетического сектора экономики наряду с операционными затратами, связанными с производством, передачей и распределением электроэнергии, несет также определенные издержки по обеспечению нормативного уровня надежности энергоснабжения потребителей. Указанные издержки включаются в состав общей стоимости обеспечения данного вида деятельности организации и не выделяются в виде отдельной статьи.

Как известно, потребители электроэнергии в зависимости от характера их основной деятельности предъявляют различные требования к

уровню надежности электроснабжения в связи с различной тяжестью последствий от перерывов в энергоснабжении. А в связи с тем, что включаемые в тариф затраты на поддержание надежности не имеют целевой направленности, которая бы на возмездно-компенсационной основе учитывала бы дифференциацию потребителей по спросу на надежность, возникает проблема неуправляемого перекрестного субсидирования в системе тарифообразования. Потребители низких категорий надежности субсидируют посредством усредненных тарифов потребителей, имеющих более высокую категорию надежности энергоснабжения.

В целях устранения изложенных противоречий и неувязок, связанных с решением проблемы надежности электроснабжения потребителей, необходимо внедрение специальных экономических механизмов, важнейшим из которых является дифференцированный по уровню надежности тариф, построенный на основе разделения потребителей на соответствующие категории по надежности [6].

Методы исследования. Основной причиной, по которой на сегодняшний день в нашей стране невозможно внедрить систему дифференцированных тарифов по уровню надежности энергоснабжения, является отсутствие методологической и методической базы расчета необходимого тарифного меню. В процессе сравнительного, содержательного и экономического анализа информации по данному вопросу был выявлен ряд фактов. Исходя из того, что теория надежности опирается в своих постулатах на теорию вероятности, многие ученые предлагают использовать вероятностные характеристики энергосистемы и в процессе расчета тарифов. Однако, на наш взгляд, при реализации такой методики тарифообразование станет еще менее прозрачным и понятным и приведет к необоснованным завышениям ставок. По нашему мнению, наиболее наглядным и прозрачным является реализация затратного подхода к расчету тарифного меню. Поэтому еще одним шагом к реализации системы дифференцированных тарифов, помимо технической организации коммерческого учета электроэнергии и декомпозиции надежности на ее технологические звенья, является организация четкого учета расходов и доходов, связанных с обеспечением определенного уровня надежности. Только так мы сможем экономически обоснованно выделить составляющую надежности в общем тарифе на электроэнергию.

Для установления функциональной зависимости между физическими величинами, характеризующими надбавку за надежность, использовался метод анализа размерностей. Этот метод представляет собой определение вида функциональных связей между величинами, определяющими любой процесс, на основе анализа их размерностей.

Анализ существующих подходов к решению проблемы. Существующие сегодня методические указания Минэнерго России по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской сетью) и территориальных сетевых организаций не могут применяться для комплексной оценки технического уровня надежности и качества поставляемой потребителям электроэнергии.

Основной недостаток действующих методических указаний состоит в том, что в качестве показателя надежности сетевых услуг принимается показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии в каждом расчетном периоде регулирования. Однако, если оценивать надежность на основании только этого одного показателя, уровень надежности электроснабжения никак не будет связан со степенью ущерба, полученного потребителем из-за перерыва в поставке электроэнергии или при отклонениях показателей качества электроэнергии от норм национального стандарта России. А величина ущерба – это и есть ключевой критерий оценки потребителями значимости сетевых услуг как самостоятельного вида услуг на рынке электроэнергии и мощности. Этот ключевой показатель надежности сетевых услуг также не зависит ни от величины отключенной нагрузки, ни от категории потребителя, ни от степени внезапности отключения. Этот показатель не отражает реального совокупного эффекта, ради которого потребители готовы будут оплачивать сетевые услуги по повышенному тарифу.

При определении плановых показателей в методических указаниях не предусматривается в явном виде учет включаемых в необходимую валовую выручку (НВВ) дополнительных расходов, направленных на поддержание (повышение) уровней надежности и качества услуг, в том числе связанных с выполнением запланированной инвестиционной программы.

В действующих методических указаниях игнорируется возможность применения рекомендуемого метода сравнения аналогов, основанного на сопоставлении показателей деятельности электросетевых организаций, имеющих схожие экономические и технические характеристики и (или) условия функционирования. При этом предпочтение отдается определению планового значения показателя по фактическим данным за неполный расчетный период, пред-

шествующий первому периоду регулирования, что существенно снижает точность результата.

Также следует отметить, что методические указания никак не учитывают возможность установления различных значений показателей надежности и качества услуг в разных регионах, что особенно актуально для нашей страны в связи с ее значительной протяженностью и особенностями отдельных регионов.

В связи с многочисленными недоработками методических указаний, в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 31.12.2009 № 1220, необходимо было внести существенные изменения в методические указания в части экономически обоснованного определения показателей надежности электроснабжения и качества поставляемой потребителям электроэнергии [3].

Прошло более шести лет с момента выхода вышеуказанного Постановления, но никакие предложения и корректировка методических указаний по экономически обоснованному определению показателей надежности и качества поставляемой потребителям электроэнергии не вносились, несмотря на то, что указанные методические указания не могут использоваться по причине их непригодности для комплексного экономического обоснования инвестиций в повышение надежности электроснабжения.

На сегодняшний день в научных кругах рассматривается несколько подходов к решению проблемы перекрестного субсидирования. И.В. Фраер в своей работе [6] предлагает принципы разработки дифференцированного по надежности тарифа на услуги по передаче электроэнергии в единой национальной электрической сети (ЕНЭС) и приводит численные примеры расчетов ставок тарифа. Очевидна достаточно высокая степень завершенности предлагаемых методов управления надежностью. Однако необходимо заметить, что предложенная методика расчета основывается на принципах теории вероятности, так как теория надежности тесно связана по сути с общей теорией вероятности. Сложность практического применения теории вероятности создает дополнительные условия для финансовых манипуляций сетевых организаций и необоснованного завышения тарифов.

В.А. Овсейчук и вслед за ним многие другие ученые предлагают введение системы скидок-надбавок к действующему тарифу. Дифференциация тарифа для потребителя может осуществляться в виде скидок-надбавок к его значению, которое соответствует средневзвешенному уровню надежности для данной распределительной сети: если уровень оптимальной надежности электроснабжения данного потребителя ниже или выше указанного средневзвешенного значения, формируется скидка к величине тарифа или, наоборот, надбавка [2]. Однако использование скидок – вопрос довольно спорный. Так или иначе энергосистема будет всегда иметь минимальный уровень затрат на

поддержание даже самого низкого уровня надежности, отсюда встает вопрос, кто будет их компенсировать.

Отдельным блоком можно выделить труды ученых, которые в своих исследованиях по расчету дифференцированных тарифов опираются на условия компенсации ущербов. Практически полностью устарела информация о потенциальных ущербах потребителей, накопленная в период 1970–1990 гг., поэтому на сегодня мы не располагаем сведениями ни для целей проектирования, ни для других задач управления надежностью электроснабжения потребителей [7]. Американские энергокомпании и исследовательские центры располагают довольно полной информацией об ущербах предприятий практически всех технологических направлений, а также убытках от отключений в коммунальном хозяйстве и в быту. Степень подробностей располагаемой информации позволяет использовать последнюю с высокой точностью в целях управления надежностью электроснабжения практически каждого конкретного потребителя [7]. Но применять размеры компенсации ущербов с привязкой к курсу доллара США в отечественной практике весьма рискованно в связи с нестабильностью данного курса. Аналогичные исследования и разработки, включая систему постоянного мониторинга возникновения ущербов потребителей при перерывах в электроснабжении, необходимо организовать и в России. И эта система в будущем должна стать важной и неотъемлемой частью общей системы управления надежностью электроснабжения.

Предлагаемая методика формирования дифференцированных по уровню надежности тарифов. Необходимо разделять понятие системной надежности и надежности распределения электроэнергии. Системная надежность является свойством всей электроэнергетической системы и, таким образом, распространяется на всех потребителей электроэнергии в одинаковой мере, поэтому и оплачивать системную надежность должны все потребители в составе своего тарифа. А вот надежность распределения электроэнергии является свойством распределительных электрических сетей и распространяется на определенные группы потребителей. Поэтому оплачивать эту надежность следует в соответствии с объявленными категориями надежности электроприемников потребителей в зависимости от характера их технологических процессов.

Поддержание высокого уровня надежности электроснабжения требует определенных финансовых вложений, которые не приводят к увеличению продаж электроэнергии. Таким образом, чем сильнее в инвестиционном проекте представлена составляющая, отвечающая за надежность, тем меньше его коммерческая эффективность. Одно из средств обеспечения надежности – это мероприятия по резервированию

мощностей, которые ежегодно включаются в инвестиционную программу сетевых предприятий, финансируемую за счет части тарифа. Затраты на резервирование в электрических сетях составляют от 30 % их стоимости. Помимо сетевого и местного резервирования, надежность обеспечивается: за счет автоматизации и релейной защиты, сокращения радиуса действия электрических сетей, замены воздушных линий кабельными, повышения надежности отдельных элементов сетей, в том числе опор, проводов, изоляторов, различного линейного и подстанционного оборудования. Учет всех этих затрат должен вестись отдельной статьей расходов с разбивкой по категориям надежности. Таким образом, при разработке сетевой компанией инвестиционной программы на каждые 5 лет и соответствующим ее утверждению департаментом энергетики и тарифов следует отдельным блоком прописывать мероприятия, связанные с надежностью, с последующей ежегодной их корректировкой.

Предлагается при разработке системы дифференциации тарифов выделить так называемый базовый тариф на электроэнергию, который будет включать все затраты на передачу и распределение электроэнергии, плату за системную надежность и надбавку за надежность, которая будет отражать часть необходимой валовой выручки, направляемой на обеспечение выбранного уровня надежности потребителей (в части надежности распределения электроэнергии).

Вышеописанную формулу можно представить в виде следующего уравнения:

$$T_i = T_{\text{баз}} + \Delta T_i, \quad (1)$$

где T_i – тариф для потребителей i -й категории надежности; $T_{\text{баз}}$ – базовый тариф, включающий все затраты на передачу и распределение электроэнергии; ΔT_i – надбавка за надежность i -й категории потребителей (в части надежности распределения электроэнергии).

В результате произведенного анализа размерностей была получена следующая формула для расчета надбавки за надежность:

$$\Delta T_i = \frac{3N_i + P_{\text{max}_i}}{N_i \cdot P_{\text{max час}}}, \quad (2)$$

где $3N_i$ – затраты на поддержание i -го уровня надежности всех потребителей i -й категории надежности в год; P_{max_i} – максимальные денежные потери предприятий энергосистемы, связанные с отключением i -й категории потребителей; N_i – количество потребителей i -й категории надежности; $P_{\text{max час}}$ – максимальная заявленная мощность в час.

Итак, согласно (2), надбавка за надежность равна коэффициенту, который отражает отношение суммы затрат, необходимых для поддержания требуемого уровня надежности в

течение года, и максимальной недополученной выручки, вызванной отключениями данной группы потребителей к максимально заявленной мощности всех потребителей с этим уровнем надежности.

Аналогичным методом была выведена формула для расчета затрат на поддержание определенного уровня надежности. Так как каждая группа потребителей, исходя из категории надежности, имеет определенное максимальное количество часов отключений в год, которое прописано в Правилах устройства электроустановок (ПУЭ), мы сможем вычислить максимальные денежные потоки, которые недополучат предприятия энергосистемы при отключениях электроэнергии:

$$П_{\max i} = t_{\max i} T_{\text{баз}} N_j P_{\max \text{год}}, \quad (3)$$

где $t_{\max i}$ – максимально допустимое количество часов отключений в год для i -й группы потребителей; $P_{\max \text{год}}$ – максимальная заявленная мощность в год.

Справедливым будет следующее неравенство:

$$T_3 < T_2 < T_1. \quad (4)$$

То есть при равной мощности тариф для потребителя третьей категории надежности будет самым низким, а тариф для потребителя первой категории надежности – самым высоким.

Тарифное меню необходимо представить с разбивкой по уровням напряжения. Эта задача решается через показатель базового тарифа. Для каждого уровня напряжения необходимо вычислить свой базовый тариф, который в дальнейшем будет использоваться в расчете полной ставки тарифа.

Тарифная сетка в данном случае будет выглядеть так, как показано в таблице.

Тарифная сетка дифференцированных по уровню надежности и напряжению тарифов на электроэнергию

Категория надежности	Диапазоны напряжения			
	ВН 110 кВ и выше	СН1 35 кВ	СН2 20-1 кВ	НН 0,4 кВ и ниже
I категория				
II категория				
III категория				

В общем виде пошаговая реализация предлагаемой методики учета категории надежности в тарифе на электроэнергию выглядит следующим образом (раздельно для каждого уровня напряжения):

1. Провести раздельный учет расходов на поддержание требуемого уровня надежности по категориям надежности потребителей.

2. Рассчитать количество потребителей каждой категории надежности.

3. Рассчитать суммарную мощность потребителей каждой категории надежности в со-

ответствии со «Сводом правил по Сооружению промышленных предприятий» и «Сводом правил по проектированию и монтажу электроустановок жилых и общественных зданий».

4. Рассчитать суммарную мощность потребителей (жилых домов, общественных, коммунальных учреждений и производственных потребителей) каждой категории надежности с учетом коэффициента одновременности согласно «Методическим указаниям по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38–110 кВ сельскохозяйственного назначения» и «Указаниям по расчету электрических нагрузок в промышленных установках».

5. Рассчитать максимальные денежные потери, связанные с отключением каждой категории надежности потребителей.

6. Рассчитать надбавку за надежность для каждой категории потребителей согласно их уровню надежности электроснабжения.

7. Вычислить базовый тариф для каждой категории надежности, вычитая из текущего тарифа затраты на надежность, которые сейчас заложены в рамках перекрестного субсидирования.

8. Рассчитать новый тариф для каждой категории надежности с учетом надбавки за надежность.

В конечном счете вопрос сводится к организации учета расходов и доходов, связанных с обеспечением определенного уровня надежности. Без этого невозможно ввести в действие систему дифференцированных по надежности тарифов, так как уровень издержек для каждой группы надежности будет экономически необоснованным. Этот вопрос требует детальной проработки, так как является существенно важным для справедливого возмещения затрат, понесенных энергосистемой на повышение и поддержание надежности.

Разнообразие целей использования категории ущерба от перерывов электроснабжения, множество субъектов электроэнергетического рынка, заинтересованных в его корректной оценке, а также коммерческая заинтересованность сторон и расхождения в подходах и величинах ущерба делают этот вопрос настолько индивидуальным, что представляется нецелесообразным выстраивать систему дифференциации тарифов на основе ущерба. Итак, предлагаемая дифференциация тарифов будет компенсировать предприятиям затраты на поддержание надежности, а вот для случаев, когда надежность падает ниже выбранного уровня, потребитель должен устанавливать индивидуальные величины предельных ущербов из-за недоотпуска энергии посредством технологий страхования. С точки зрения потребителя, приобретение страховки – один из способов управления экономическими рисками перебоев в энергоснабжении. С другой стороны, контроль собственных рисков стимулирует страховые компании активно взаимодействовать со своими клиентами-страхователями,

так как, снижая их потенциальные риски, страховщики снижают тем самым собственные расходы, предусмотренные для выплат страховых сумм.

Пример распределения затрат на надежность между потребителями участка сети, задействованного при резервировании ТП-119 в г. Кинешме Ивановской области. Надежность работы распределительной сети в значительной мере зависит от ее схемы, так как именно схема определяет возможности резервирования нагрузок, а также эффективность установленных в сети коммутационных аппаратов, устройств автоматики, средств сбора, фиксации и передачи информации о месте повреждения. Основные требования к схеме – обеспечение максимальной степени резервирования при минимальной общей длине и количестве резервных связей и оборудования. Дополнительное требование к схеме сети 35–110 кВ, получающей все большее развитие в связи с приближением этих напряжений к потребителям, – обеспечение возможностей резервирования любого потребителя (трансформаторной подстанции (ТП) 10/0,4 кВ) от независимого источника питания [1].

В период всеобщей электрификации линии электрических сетей 6–20 кВ строили в основном по радиальной схеме, при которой электроэнергия к потребителям подводилась от одного питающего центра – трансформаторной подстанции 110–35/6–10 кВ. Такие схемы имеют существенный недостаток, так как при повреждении в любой точке линии 6–10 кВ обесточиваются все потребительские трансформаторные подстанции 6–10/0,4 кВ, присоединенные к этой линии.

За последние годы предприятиями электрических сетей проводится значительная работа по совершенствованию эксплуатации электрических сетей и повышению надежности электроснабжения потребителей. Эта работа проводится в плановом порядке по ежегодно утверждаемым планам, в которых предусматриваются задания энергосистемам по следующим направлениям:

- повышение технического состояния электрических сетей и совершенствование схем электроснабжения, сокращение протяженности линий распределительных сетей 10 кВ, разукрупнение линий 6–10 кВ за счет увеличения их числа на трансформаторных подстанциях, строительство ВЛ 6–10 кВ для второго питания и резервных переключателей;

- улучшение капитального ремонта электрических сетей, обеспечение трансформаторных подстанций 35–110/6–10 кВ резервным питанием и создание двухтрансформаторных подстанций, замена перегруженных трансформаторов; секционирование линий 6–10 кВ масляными выключателями и оснащение их устройствами АПВ и АВР, телесигнализация подстанций, создание и

оборудование диспетчерских пунктов районов электрических сетей (РЭС) [1].

Рассмотрим в качестве примера строительство ЛЭП для резервного электроснабжения трансформаторной подстанции ТП-119 в г. Кинешме в рамках инвестиционной программы ОАО «Объединенные электрические сети» на 2016 год, выполненное для повышения надежности данного участка распределительной сети. Стоимость вышеуказанного строительства составила 4 925 225,79 руб. с НДС (включая 522 432,63 руб. на проектирование и 4 402 793,16 руб. на строительство).

Опираясь на однолинейную схему ЛЭП-6 кВ от РУ-6 кВ ТП-163 до ВН ТП-119, было установлено, что ТП-119 теперь имеет резервную КВЛ-6 кВ, отходящую от ТП-163, а это означает, что инвестиции в размере 4 925 225,79 руб. с НДС пошли на повышение уровня надежности всех потребителей, запитанных от ТП-119.

Опираясь на предложенную выше методику, были получены все исходные данные. На основе этих данных было произведено распределение инвестиционных затрат в расчете на конкретных потребителей. Подставив вычисленные данные в формулы (3) и (2), было получено:

$$\begin{aligned} P_{\max 3} &= t_{\max 3} T_{\text{баз}} N_3 P_{\max \text{час}} = \\ &= 72 \text{ ч} \cdot 3,62 \text{ руб}/(\text{кВт} \cdot \text{ч}) \cdot 56 \text{ шт.} \cdot 41,78 \text{ кВт} = \quad (5) \\ &= 609814,20 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta T_i &= \frac{3N_i + P_{\max i}}{N_i \cdot P_{\max \text{год}}} = (4925225,79 \text{ руб.}/1,18 + \\ &+ 609814,20 \text{ руб.})/(56 \text{ шт.} \cdot 41,78 \text{ кВт} \cdot 8760 \text{ ч}) = \quad (6) \\ &= 0,23 \text{ руб}/\text{кВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Итак, полученный результат показывает, что рассматриваемое мероприятие по повышению надежности потребителей третьей категории электроснабжения участка сети, питающегося от ТП-119, может быть финансово включено в тариф на электроэнергию этих потребителей в качестве надбавки за надежность в размере 0,23 руб/кВт·ч.

Выводы. Поиск эффективных механизмов обеспечения надежности проходит практически во всех странах, во многих развитых это происходит параллельно с дерегулированием энергетики, разделением интегрированных монопольных энергосистем. Однако сформировавшихся, устойчивых механизмов за рубежом пока нет. В различных странах применяют широкий набор мер, эффективность которых зависит от конкретной ситуации. Наибольшее единодушие зарубежных и отечественных авторов проявляется в отношении необходимости дифференциации тарифов по надежности и компенсации потребителям ущерба от ненадежного электроснабжения.

В результате реализации на практике системы дифференцированных тарифов станет

возможным избежание перекрестного субсидирования, когда все потребители, независимо от их уровня надежности, платят за надежность системы в целом. Предполагается, что потребители третьей группы надежности, состоящей в основном из обычного населения, как самые социально незащищенные, должны избежать повышения тарифов в разрезе затрат на надежность, так как в действующие на сегодняшний день тарифы включена большая составляющая по надежности, выше той, что справедливо предлагается включить в дифференцированный тариф.

Раздельный учет затрат на надежность с разбивкой по технологическим звеньям, категориям надежности и уровням напряжения позволит частично решить проблему непрозрачности тарифов. Будет ясно, какие средства были израсходованы на конкретные мероприятия по поддержанию того или иного уровня надежности и, самое главное, кто должен за это платить.

Только четкое разграничение принципов ответственности за поддержание требуемого уровня надежности и дифференциация тарифов по категориям надежности в совокупности с инновационными методами повышения надежности станут механизмом стабильности, инвестиционной привлекательности и обеспечения надежности и качества электроснабжения в электроэнергетическом секторе. У энергокомпаний появится экономический стимул для повышения и обеспечения надежности электроснабжения потребителей всех категорий, в силу того что инновации позволят сократить величины возмещения ущерба от внезапных перерывов в поставках электроэнергии по сравнению с ожидаемыми.

Список литературы

1. **Андриевский Е.Н.** Эксплуатация электроустановок в сельском хозяйстве. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 30 с.
2. **Овсейчук В.А.** Обеспечение надежности электроснабжения в условиях рыночной экономики // *Новости электротехники: информационно-справочное издание / учредитель ЗАО «Новости Электротехники».* – СПб., 2011. – № 1. – С. 20–22.
3. **Овсейчук В.А.** Надежность и качество электроснабжения потребителей: Обоснование нормирования // *Новости электротехники: информационно-*

справочное издание / учредитель ЗАО «Новости Электротехники». – СПб., 2013. – № 3. – С. 50–53.

4. **Папков Б.В., Шарыгин М.В.** Анализ систем взаимоотношений субъектов электроэнергетики с целью управления уровнем надежности // *Труды Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева.* – Н. Новгород, 2011. – № 4 (91). – С. 211–218.

5. **Папков Б.В., Шарыгин М.В., Крайнов С.П.** Аспекты обеспечения надежности электроснабжения в условиях рынка // *Труды Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева.* – Н. Новгород, 2010. – № 1 (80). – С. 176–184.

6. **Фраер И.В., Эдельман В.И.** Формирование и пути внедрения дифференцированного по надежности тарифа на услуги по передаче электроэнергии в ЕНЭС // *Энергетик.* – 2009. – № 9. – С. 2–6.

7. **Эдельман В.И.** Проблема управления надежностью в электроэнергетике // *Энергорынок.* – 2007. – № 8.

References

1. **Andrievsky, E.N.** *Eksploatatsiya elektroustanovok v sel'skom khozyaystve* [Operation of electricity-generating equipment in agriculture]. Moscow, Energoatomizdat, 1988. 30 p.

2. **Ovseichuk, V.A.** *Obespechenie nadezhnosti elektrosnabzheniya v usloviyakh rynochnoy ekonomiki* [Securing reliability of power supply in market economy conditions]. *Novosti elektrotehniki: informatsionno-spravochnoe izdanie*, Saint-Petersburg, 2011, no. 1, pp. 20–22.

3. **Ovseichuk, V.A.** *Nadezhnost' i kachestvo elektrosnabzheniya potrebitel'ey: Obosnovanie normirovaniya* [Reliability and quality of power supply: substantiation of rate setting]. *Novosti elektrotehniki: informatsionno-spravochnoe izdanie*, Saint-Petersburg, 2013, no. 3, pp. 50–53.

4. **Papkov, B.V., Sharygin, M.V.** *Analiz sistem vzaimootnosheniy sub'ektov elektroenergetiki s tsel'yu upravleniya urovнем nadezhnosti* [Analysis of relations between the power industry entities in order to control reliability levels]. *Trudy Nizhegorodskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta im. R.E. Alekseeva* [Collected works of Alekseyev Nizhny Novgorod State Technical University]. N. Novgorod, 2011, № 4(91), pp. 211–218.

5. **Papkov, B.V., Sharygin, M.V., Krainov, S.P.** *Aspekty obespecheniya nadezhnosti elektrosnabzheniya v usloviyakh rynka* [Aspects of securing reliability of power supply in market economy conditions]. *Trudy Nizhegorodskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta im. R.E. Alekseeva* [Collected works of Alekseyev Nizhny Novgorod State Technical University]. N. Novgorod, 2010, № 1(80), pp. 176–184.

6. **Fraier, I.V., Edelman, V.I.** *Formirovanie i puti vnedreniya differentsirovannogo po nadezhnosti tarifa na uslugi po peredache elektroenergii v ENES* [Development and implementation of electricity transmission tariffs differentiated by reliability in the Unified National Power Grid]. *Energetik*, 2009, no. 9, pp. 2–6.

7. **Edelman, V.I.** *Problema upravleniya nadezhnost'yu v elektroenergetike* [Problem of reliability management in electric power industry]. *Energorynok*, 2007, no. 8.

Колibaба Владимир Иванович,

ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
доктор экономических наук, профессор, зав. кафедрой экономики и организации предприятия,
e-mail: kolibaba@eiop.ispu.ru

Kolibaba Vladimir Ivanovich,

Ivanovo State Power Engineering University,
Doctor of Economics, Professor, Head of the Enterprise Economics and Organization Department,
e-mail: kolibaba@eiop.ispu.ru

Мокрова Ксения Сергеевна,

ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
аспирант кафедры экономики и организации предприятия,
e-mail: ju4ok-ksiusha@mail.ru

Mokrova Ksenia Sergeevna,
Ivanovo State Power Engineering University,
Post-graduate Student of the Enterprise Economics and Organization Department,
e-mail: ju4ok-ksiusha@mail.ru