

УДК 621.3:658.8.03

**Совершенствование механизма тарифообразования на услуги
по передаче электрической энергии региональных сетевых компаний**

О.В. Мироненко

(Костромской государственный технологический университет_

В статье рассмотрен механизм установления тарифа на услуги по передаче электрической энергии. Указаны федеральные и региональные факторы, влияющие на формирование тарифа для конечного потребителя. Дана сравнительная характеристика методов тарифообразования: метода «затраты плюс»; метода «индексации»; метода «РАВ-регулирование». Представлены результаты расчета тарифа различными методами на примере филиала ОАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго».

Тариф, тарифообразование, метод «РАВ-регулирование», метод «затраты плюс», метод «индексации», электрическая энергия, необходимая валовая выручка, подконтрольные расходы, неподконтрольные расходы.

Единая электроэнергетическая система (ЕЭС) России охватывает всю обжитую территорию страны от западных границ до района Дальнего Востока и является одним из крупнейших в мире централизованно управляемым энергообъединением.

Значение электроэнергетики в экономике России, так же как и в ее общественной жизни трудно переоценить – это основа современной жизни. Энергетика исторически является самой значимой отраслью в России, которая обладает существенными запасами энергетических ископаемых и потенциалом возобновляемых источников, входит в десятку наиболее обеспеченных энергоресурсами государств.

Появление в последнее время вынужденных неоптимальных режимов работы электростанций, увеличение реверсивных перетоков мощности по электрическим сетям привели к увеличению относительных потерь электроэнергии.

Проблемой отрасли также является низкий уровень платежей потребителей за отпущенную им электрическую энергию. Неплатежи потребителей ведут к недостатку оборотных средств, росту дебиторской задолженности энергокомпаний, дефициту топлива на электростанциях и связанному с ним вынужденному неоптимальному режиму загрузки электростанций. Растут затраты, снижается экономическая эффективность работы отрасли [1].

Наряду с неплатежами имеют место недостатки в тарифной политике. В настоящее время установление тарифов является одной из главных проблем в отрасли электрической энергетики. Поэтому, в настоящее время вопрос тарифообразования на услуги по передаче электрической энергии является актуальным.

Электроэнергетика является одной из ведущих отраслей российской экономики, в настоящее время на ее долю приходится около 10% валового внутреннего продукта страны. Современный электроэнергетический комплекс России включает почти 500 электростанций: около 400 из них принадлежат компаниям ОГК (оптовые генерирующие компании) и ТГК (территориально генерирующие компании) единичной мощностью свыше 5 мВт, а также 10 атомных станций. Общая установленная мощность электростанций России составляет 220 тыс. мВт [2].

Установленная мощность парка действующих в России электростанций по типам генерации имеет следующую структуру: 21% – это объекты гидроэнергетики, 11% – атомные электростанции и 68% – тепловые электростанции. В структуре производства электроэнергии и генерирующих мощностей в России наибольшая доля приходится на

тепловые электростанции. На приливные электростанции, солнечные и ветроэлектростанции приходится незначительная доля в производстве электроэнергии и генерирующих мощностей (менее 0,1%) [2].

Атомные электростанции в России сосредоточены в энергосистемах Центра, Северо-Запада и Юга, а гидроэлектростанции – Юга, Сибири и Дальнего Востока. Отметим, что потенциал развития гидроэнергетики в России используется не более чем на 20%. Долю атомных электростанций в производстве электроэнергии в соответствии с планами Правительства РФ в 2012 году планируется увеличить до 25% [1].

По оценкам специалистов, общий уровень износа генерирующих мощностей находится на уровне 65-75% в зависимости от региона. При этом до 40% оборудования гидроэлектростанций и более 20% оборудования тепловых электростанций выработало 100% ресурса [3].

На территории Костромской области действует филиал ОАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго», основными видами деятельности которого являются:

- передача электроэнергии (транспорт электроэнергии по сетям 0,4-110 кВ на территории Костромской области);
- технологическое присоединение потребителей.

Данные виды деятельности являются монопольными и подлежат государственному регулированию.

Тарифы на передачу электроэнергии и размер платы за технологическое присоединение утверждаются Департаментом топливно-энергетического комплекса и тарифной политики (ДТЭК и ТП) Костромской области.

Главными стратегическими целями филиала ОАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго» являются:

- полное и надежное обеспечение населения и экономики региона энергоресурсами по доступным и, вместе с тем, стимулирующим энергосбережение ценам;
- снижение рисков и недопущение развития кризисных ситуаций;
- снижение удельных затрат на производство энергоресурсов;
- применение энергосберегающих технологий и оборудования;
- сокращение потерь при транспортировке электроэнергии;
- формирование перспективных схем и программ развития электросетевого комплекса компании;
- увеличение финансовой устойчивости компании [4].

Филиал ОАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго» является естественной монополией по передаче электроэнергии в своем регионе.

В настоящее время филиал ОАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго» обслуживает 6 279 подстанций 0,4—110 кВ мощностью более 3 000 МВА. Протяженность линий электропередачи 0,4—110 кВ составляет около 24 тысяч километров [4].

В ряде областей зоны рынка сбыта услуг по передаче электроэнергии филиалами ОАО «МРСК Центра» присутствуют иные территориальные сетевые организации, оказывающие аналогичные услуги по транспорту электроэнергии.

Основными конкурентами филиала ОАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго» на рынке технологических присоединений являются территориальные сетевые организации (ТСО) в таких регионах, как Брянская, Воронежская, Курская, Липецкая, Орловская, Тамбовская, Тверская и Ярославская области.

Схема поставки электрической энергии на Костромской рынок выглядит следующим образом.

Основным поставщиком электрической энергии является оптовый рынок электричества и мощности (ОРЭМ). ОРЭМ поставляет

электроэнергию в Костромскую сбытовую компанию (КСК). От нее электроэнергия идет к прямым потребителям и сетевой организации филиал ОАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго». Территориальные сетевые организации получают электроэнергию от филиала ОАО «МРСК Центр» – «Костромаэнерго», но ТСО, в свою очередь, обеспечивают электрической энергией себя и ближайший населенный пункт, при этом сетевая организация должна оплатить ТСО эту услугу.

Рассмотрим механизм тарифообразования на услуги по передаче электрической энергии региональных сетевых компаний.

Целями тарифного регулирования являются:

- защита экономических интересов потребителей от монопольного повышения тарифов;
- создание механизма согласования интересов производителей и потребителей электрической и тепловой энергии;
- формирование конкурентной среды в электроэнергетическом комплексе для повышения эффективности его функционирования и минимизации тарифов;
- создание экономических стимулов, обеспечивающих использование энергосберегающих технологий в производственных процессах;
- обеспечение юридическим лицам – производителям электрической энергии (мощности) независимо от организационно-правовых форм права равного доступа на оптовый рынок [5].

В настоящее время тарифообразование в области электроэнергетики законодательство разбивает на три рынка:

- 1) тарифы на электрическую энергию на оптовом рынке;
- 2) тарифы на электрическую энергию на розничном рынке;
- 3) тарифы на услуги, оказываемые на оптовом и розничном рынках электрической энергии [5].

Тарифообразование услуг в электроэнергетике, оказываемых на оптовом и розничных рынках электрической энергии, относятся к сфере действия естественной монополии, и в соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» № 35-ФЗ от 26 марта 2003 г. признается необходимость ценового регулирования этих услуг [6].

Согласно законодательству, деятельность субъектов естественных монополий регулируется посредством двух методов:

- ценовое регулирование, осуществляемое посредством определения цен или их предельного уровня;
- определение потребителей, подлежащих обязательному обслуживанию, и установление минимального уровня их обеспечения (до настоящего времени этот метод на практике не применялся) [7].

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной электрической сети и по распределительным сетям, определяются путем деления необходимой валовой выручки (НВВ) организаций, оказывающих данные услуги, на суммарную присоединенную (заявленную) мощность потребителей услуг в расчетном периоде регулирования и распределяются по уровням напряжения и иным критериям, установленным законодательством [1].

Плата за технологическое присоединение к электрическим сетям производится организациями (физическими лицами), подавшими заявку на выдачу технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям в электросетевую организацию. В размер платы за присоединение включаются средства для компенсации расходов сетевой организации на проведение мероприятий по технологическому присоединению нового объекта к электрическим сетям.

Тарифы на электроэнергию устанавливаются Региональной энергетической комиссией (РЭК) субъекта РФ. Основной целью деятельности РЭК является проведение единой тарифной политики на

территории субъектов РФ в регулируемых и смежных с ними отраслях, направленной на увеличение инвестиционного потенциала, и установление баланса интересов производителей и потребителей энергетических ресурсов и иных регулируемых услуг [2].

Механизм установления тарифа на услуги по передаче электрической энергии показан на рисунке 1.



Рисунок 1 – Порядок принятия решения по установлению тарифов на услуги по передаче электрической энергии

На рисунке 1 показано, что для установления тарифов на электрическую энергию, филиал ОАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго» представляет РЭК предложения по утверждению тарифов на электрическую энергию, в том числе:

- экономическое обоснование общей потребности на период регулирования в финансовых средствах по видам регулируемой деятельности; определение видов и объемов продукции в натуральном выражении, поставляемых на потребительский рынок, или услуг, оказываемых на потребительском рынке;

- распределение общей потребности в финансовых средствах между видами продукции по видам регулируемой деятельности; расчет среднего тарифа на электрическую энергию (размера платы за услуги) по энергоснабжающей организации и тарифов (размеров платы за услуги) по категориям (группам) потребителей.

По результатам рассмотрения представленных материалов РЭК утверждает тарифы на электрическую энергию, электрическую мощность, по категориям (группам) потребителей региона, обслуживаемого филиалом ОАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго», а также размер платы за услуги, оказываемые на потребительском рынке. Состав услуг определяется исходя из конкретных условий энергоснабжения потребителей.

Региональная энергетическая комиссия согласует предложенные филиалом ОАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго» тарифы с Федеральной службой по тарифам.

Тарифы на электрическую энергию, поставляемую потребителям, представляют собой сумму стоимости единицы электрической энергии и стоимости услуг по передаче электроэнергии. В соответствии с правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказанию их, все потребители, расположенные на территории соответствующего субъекта Российской Федерации и принадлежащих к одной группе, независимо от ведомственной принадлежности сетей, должны оплачивать услуги по передаче электрической энергии по одинаковым тарифам [4].

В соответствии с этим решением во всех субъектах РФ регулирующим органом с 2008 г. установлен единый «котловой» тариф на услуги по передаче электрической энергии, согласно которому потребители рассчитываются с той сетевой организацией, к которой они присоединены [2].

Суть «котлового» метода формирования тарифов, заключается в перераспределении средств между сетевыми организациями. Вначале происходит перераспределение товарной выручки сетевых организаций с тем, чтобы каждая из них получила свою необходимую валовую выручку, в результате чего происходит перераспределение денежных средств. Преимуществом «котлового» метода является наличие единого центра ответственности за энергоснабжение на территории области и обеспечение ее финансовой стабильности.

«Котловой» метод подразделяется на два вида:

- 1) «котел сверху»;
- 2) «котел снизу» [1].

В таблице 1 представлены преимущества и недостатки этих видов.

Тарифы на услуги по передаче электроэнергии дифференцируются по четырем уровням напряжения (высокий уровень напряжения; средний уровень напряжения 1 категории; средний уровень напряжения 2 категории; низкий уровень напряжения) и устанавливаются едиными (котловыми) с учетом равенства тарифов для всех потребителей услуг, расположенных на территории соответствующего субъекта РФ и подключенных к сетям одного уровня напряжения, и не зависят от того, к сетям какой организации они подключены.

Таблица 1 – ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ВИДОВ «КОТЛОВОГО» МЕТОДА ТАРИФООБРАЗОВАНИЯ

Виды	Преимущества	Недостатки
«Котел сверху»	Наличие единого центра ответственности за энергоснабжение на территории региона и его финансовая стабильность, что гарантирует поступление средств смежным сетевым организациям.	Отсутствие выхода получателя средств на конечного потребителя (в случае наличия промежуточной сети), что определяет сложность взаимоотношений по контролю качества энергоснабжения, процедурам отключения неплательщиков и т.д.
«Котел снизу»	Прямые взаимоотношения получателя средств с конечным потребителем, что повышает его ответственность за качество энергоснабжения.	Возможная финансовая нестабильность мелкого владельца сетей и возможные изменения отношений собственности в течение периода регулирования, что создает риск непоступления средств смежной сетевой организации; финансовые и налоговые риски нижестоящих сетевых организаций; необходимость привлечения кредитных средств для пополнения оборотных средств.

На рисунке 2 представлены виды единых «котловых» тарифов на передачу электрической энергии.



Рисунок 2 – Виды единых «котловых» тарифов

Двухставочный тариф предусматривает определение двух ставок на каждом уровне напряжения:

- единой ставки на содержание электрических сетей (руб./МВт);

- единой ставки на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях, определяемого исходя из свободного прогнозного баланса (руб./МВт.ч.) [1].

Филиал ОАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго» использует метод «котел сверху» с двухставочным тарифом.

На формирование тарифа для конечного потребителя влияют федеральные и региональные факторы (рис. 3) [2].

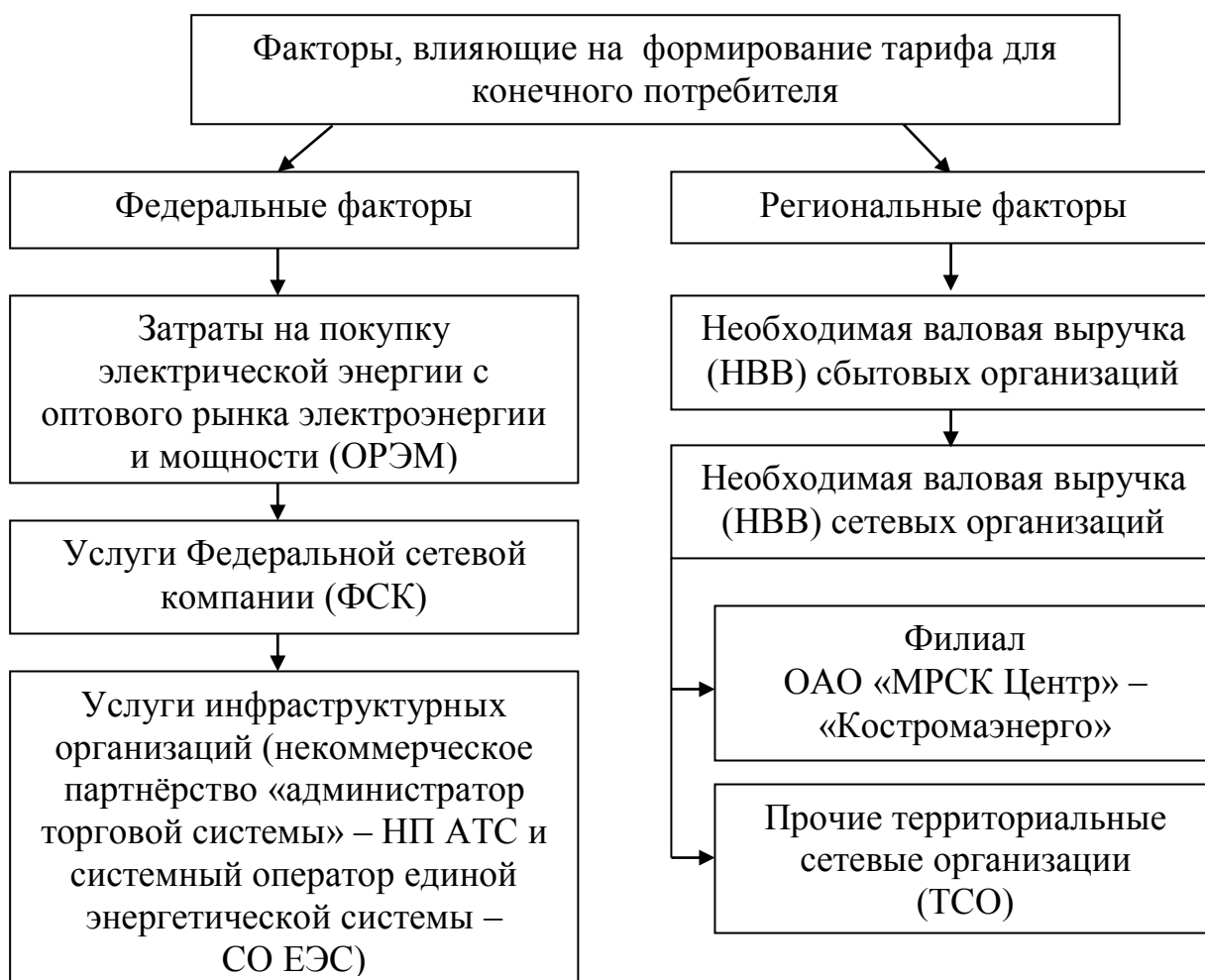


Рисунок 3 – Факторы формирования тарифа для конечного потребителя

Из рисунка 3 видно, что федеральные факторы включают в себя затраты на покупку электроэнергии с оптового рынка электроэнергии и мощности и оплату услуг федеральной сетевой компании и инфраструктурных организаций. Региональные факторы включают

необходимую валовую выручку сбытовых организаций и необходимую валовую выручку сетевых организаций, которые непосредственно занимаются передачей электрической энергии потребителям.

На рисунке 4 показан процесс тарифообразования на электрическую энергию.

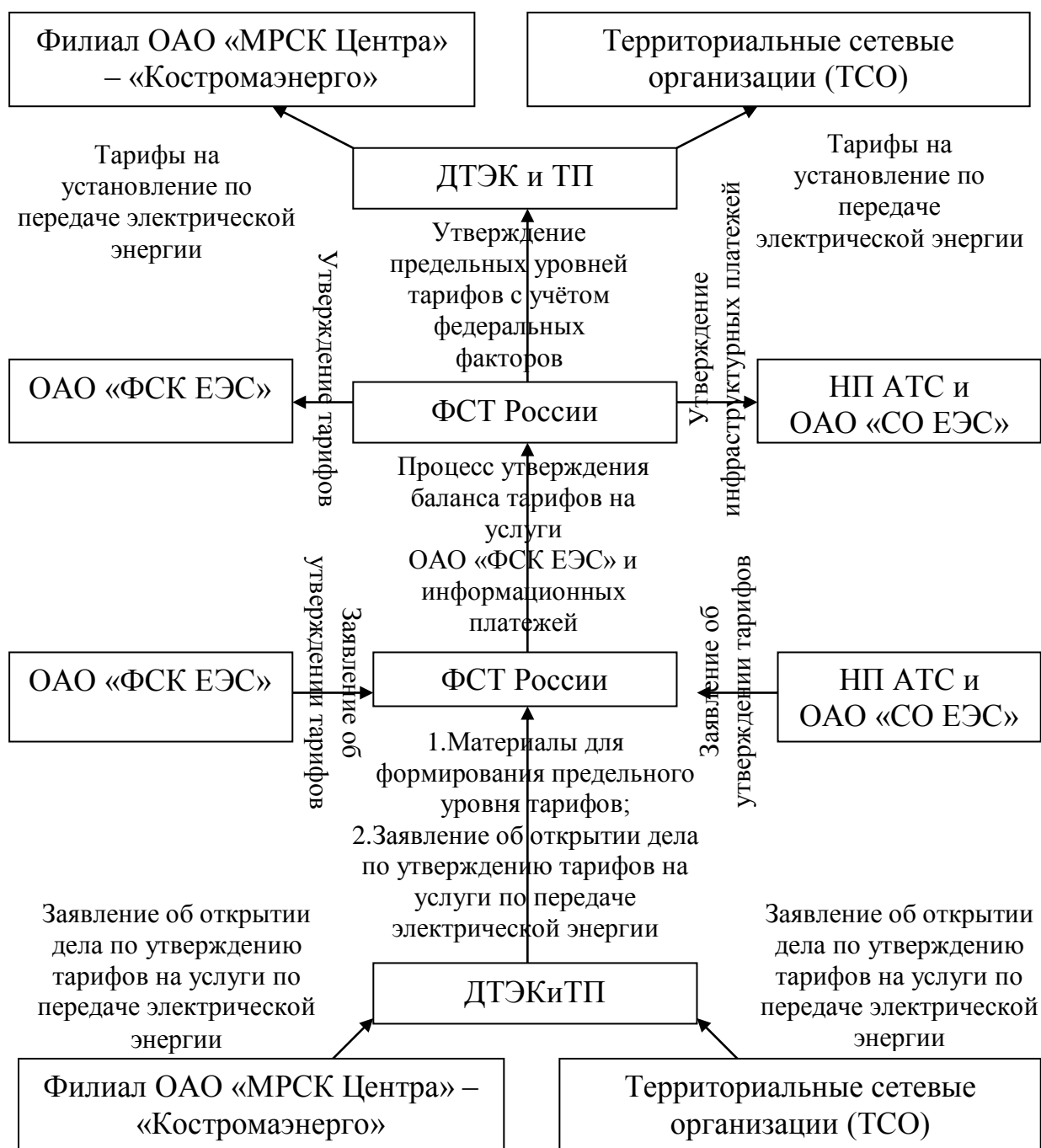


Рисунок 4 – Процесс тарифообразования на услуги по передаче электрической энергии [1, 2]

В настоящее время известны следующие методы тарифообразования:

- метод экономически обоснованных расходов (метод «затраты плюс»);
- метод «индексации»;
- метод доходности инвестированного капитала (метод «RAB-регулирование») [2].

До последнего времени тарифообразование для распределительных сетевых компаний в России производилось по системе «затраты плюс». При данном методе тариф формировался исходя из фактических затрат компании за предыдущий год и ее инвестиционной программы. При применении метода «затраты плюс» тарифы устанавливаются ежегодно, исходя из объема средств, которые РЭК включил в состав необходимой валовой выручки организации для осуществления ее деятельности в следующем году. Основными составляющими НВВ являются операционные расходы компании, расходы на выплату процентов, налогов, дивидендов и капитальные вложения [3]. Данная методика устарела, поскольку при рыночном ценообразовании в условиях конкуренции все хозяйствующие субъекты стремятся к уменьшению затрат, а при регулировании по системе «затраты плюс» такой заинтересованности у объекта регулирования нет. Ведь его затраты в полной мере учитываются в тарифе. Более того, метод «затраты плюс» не предусматривает никакой взаимозависимости между ценой услуги и ее качеством. В итоге тарифы постоянно растут, а средств для инвестирования в развитие энергокомплекса постоянно не хватает. Поэтому в настоящее время метод «затраты плюс» не используется ни одной сетевой компанией.

Как альтернатива затратному методу, может использоваться метод «индексации». Данный метод применяется только в России, и чаще всего отдельными территориальными сетевыми организациями. По сути, метод «индексации» базируется на затратном методе, но с одной важной

разницей – операционные расходы не пересматриваются постатейно каждый год, а просто ежегодно индексируются на индекс инфляции. Таким образом, в случае экономии издержек по сравнению с базовым уровнем тарифов, полученная экономия может автоматически оставаться у предприятия. К сожалению, метод «индексации», хоть косвенно и создал стимулы для сокращения издержек, но довольно слабые. Например, наиболее перспективные для энергосбережения статьи тарифов – это расходы на топливо и физические объемы производства (транспортировки, отпуска, потерь) электрической энергии. Эти статьи в методе «индексации», как и в затратном методе, по-прежнему считаются «прямым счетом», т.е. стимулов экономить не создается. Кроме того, для метода «индексации» предусмотрена возможность, но не установлены гарантии долгосрочности его применения. Таким образом, региональные и местные регулирующие органы могут в любой момент, по собственному желанию вернуться к затратному методу, и изъять всю полученную экономию [2].

Начиная с 2009 г. в России начал внедряться новый метод – метод доходности инвестированного капитала (метод «RAB-регулирование»). RAB (Regulatory Asset Base) переводится как «регулируемая база инвестиционного капитала» [8].

Метод доходности инвестированного капитала – это система тарифообразования на основе долгосрочного регулирования тарифов, нацеленная на привлечение инвестиций в отрасль [9]. Основным принципом метода является обеспечение возврата вложенных в активы средств за установленный период и получения нормированного дохода. НВВ при методе «RAB-регулирование» состоит из операционных расходов, величины возврата инвестированного капитала, дохода на инвестированный капитал [9]. Затраты, которые идут на реализацию услуг подразделяются на подконтрольные (оплата труда, ремонт основных средств и другие расходы) и неподконтрольные (оплата услуг,

оказываемых сторонними организациями, аренда имущества и другие расходы). Норма доходности и срок возврата устанавливается регулируемыми органами [10].

Методы «индексации» и «РАВ-регулирование» являются долгосрочными методами тарифообразования в отличие от метода «затраты плюс». Оба метода схожи во всем за исключением того, что в методе «индексации» НВВ состоит из подконтрольных расходов, неподконтрольных расходов, и при этом, расходы на финансирование капитальных вложений из прибыли, которые включаются в неподконтрольные расходы, не могут превышать 12% от НВВ [5].

На рисунках 5 и 6 представлен состав тарифа при методах «затраты плюс», «индексации», «РАВ-регулирование».



Рисунок 5 – Состав тарифа по методу «затраты плюс»
и методу «индексации»

Из рисунка 5 видно, что состав тарифа при методе «индексации» состоит из тех же компонентов, что и при методе «затраты плюс».



Рисунок 6 – Состав тарифа по методу «РАВ-регулирование»

В таблице 2 описано формирование тарифов при различных методах тарифообразования.

Таблица 2 – ФОРМИРОВАНИЕ ТАРИФОВ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДАХ ТАРИФООБРАЗОВАНИЯ

Метод тарифообразования	Тариф
Метод «затраты плюс»	Тариф рассчитывается на каждый год, исходя из затрат, которые включались в НВВ.
Метод «индексации»	Тариф рассчитывается на долгосрочный период (пять лет), исходя из затрат, которые включаются в НВВ (подконтрольные и неподконтрольные расходы). НВВ корректируется ежегодно.
Метод «RAB-регулирование»	Тариф рассчитывается на долгосрочный период (пять лет), исходя из затрат (подконтрольные и неподконтрольные) и регулируемой базы капитала. НВВ складывается из затрат на реализацию услуг, дохода на инвестированный капитал в первый период регулирования (на втором и последующих периодах регулирования устанавливается норма доходности) и возврата инвестированного капитала. НВВ корректируется ежегодно.

Из таблицы 2 видно, что при методе «затраты плюс» и методе «индексации» схема формирования тарифов одинакова, различия лишь в периоде регулирования, так как при обоих методах НВВ складывается из расходов на реализацию услуг.

При методе «RAB-регулирование», тариф рассчитывается так же как при методе «индексации» на долгосрочный период. При обоих методах НВВ корректируется на каждый финансовый год долгосрочного периода, с учетом достижения определенного уровня надежности и качества услуг.

В таблице 3 представлены основные различия метода доходности инвестированного капитала и метода «затраты плюс».

Таблица 3 – ОСНОВНЫЕ ОТЛИЧИЯ МЕТОДА «RAB-РЕГУЛИРОВАНИЕ» ОТ МЕТОДА «ЗАТРАТЫ ПЛЮС»

Отличительные признаки	Метод «RAB-регулирование»	«Затраты плюс»
Тариф утверждается	На 5 лет, с возможностью ежегодной корректировки	На 1 год
База	Базируется на регулировании затрат, базе инвестированного капитала и установленной норме доходности	Базируется на регулировании будущих затрат и необходимой на развитие прибыли
Стимулирует	Снижение затрат и создание условий для привлечения внешних инвестиций	Рост операционных затрат и поддерживает надежность сетевой инфраструктуры за счет роста тарифов
Порядок включения средств на инвестиции	Инвестиционные расходы включаются в базу инвестированного капитала и учитываются в тарифе в течение 3-5 лет	При формировании тарифов в течение одного года учитываются средства на реализацию инвестиционной программы только на соответствующий период регулирования
Регулирование надежности и качества обслуживания	Инвестиционные программы и НВВ привязаны к уровню надежности	Нет
Регулирование стоимости капитала	Нормативный метод. Фактическая стоимость капитала может отличаться	Проценты по кредитам в фактическом объеме по фактической стоимости
Стимулы снижать операционные расходы	Экономия 5 лет остается в компании	Экономия 2 года (при согласовании с РЭК)

Из таблицы 3 видно, что главным отличием метода «затраты плюс» является то, что тарифы устанавливаются лишь на 1 год, и при формировании тарифов, учитываются средства на реализацию утвержденной инвестированной программы только на соответствующий

период регулирования. Так же различия методов «затраты плюс» и «RAB-регулирование» проявляются в том, какую роль играет государство в функционировании метода и на основе чего зарабатывают акционеры предприятия. При методе «затраты плюс» государство контролирует процесс, а не результат, кроме того государство не может снизить расходы без ущерба надежности. Используя метод доходности инвестированного капитала, государство создает «правила игры» и следит за соблюдением договоренностей. Акционеры при методе «затраты плюс», зарабатывают на раздувании расходов, а при новом методе – на росте капитализации и создают прессинг на менеджмент, заставляя его снижать расходы [7].

Структура необходимой валовой выручки при методе «затраты плюс» и методе доходности инвестированного капитала одинакова (включает подконтрольные и неподконтрольные расходы), различия лишь в принципе ее формирования. Так, при методе «затраты плюс» подконтрольные расходы определяются постатейно, на основе факта прошлого периода и пересматриваются каждый год, а при методе «RAB-регулирование» эти расходы определяются Министерством экономического развития и торговли на долгосрочный период. Неподконтрольные расходы при обоих методах определяются постатейно органами исполнительной власти на основе программы развития региона.

В таблице 4 указаны сходства и различия метода «RAB-регулирование» и метода «индексации».

Таблица 4 – СХОДСТВА И РАЗЛИЧИЯ МЕТОДА «ИНДЕКСАЦИИ» И МЕТОДА «RAB – РЕГУЛИРОВАНИЕ»

	Метод «RAB-регулирование»	Метод «индексации»
Долгосрочный период	5 лет	
Состав подконтрольных расходов	1. Сырье и материалы; 2. Ремонт основных средств; 3. Оплата труда;	

	4. Другие расходы.	
Состав неподконтрольных расходов	1. Расходы на оплату услуг, осуществляющими регулируемые виды деятельности; 2. Расходы на аренду имущества; 3. Налог на прибыль и другие обязательные платежи и сборы; 4. Дополнительные расходы (доходы) связанные с изменением законодательства и/или изменения состава активов регулируемой организации; другие расходы	
Индекс эффективности операционных расходов	от 1% до 2,5%	
Коэффициент эластичности	0,75	
Расходы на финансирование капитальных вложений	В любом размере	Не могут превышать 12% от НВВ регулируемой организации
Корректировка НВВ	С учетом достижения установленного уровня надежности и качества услуг	

Из таблицы 4 видно, что метод «индексации», так же, как и метод доходности инвестиционного капитала является долгосрочным. Тарифы на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаются на срок не менее пяти лет, отдельно на каждый финансовый год и в течение этого периода ежегодно корректируются.

При методе «индексации» долгосрочные тарифы определяются на основе долгосрочных параметров, которые используются для расчета тарифов при методе «RAB – регулирование», а именно:

- 1) базовый уровень неподконтрольных расходов, устанавливаемый регулирующими органами;
- 2) индекс эффективности неподконтрольных расходов, устанавливаемый регулирующими органами;

3) коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов;

4) максимальная возможность корректировки НВВ, осуществляемая с учетом достижения установленного уровня надежности и качества услуг.

Состав подконтрольных и неподконтрольных расходов в обоих методах одинаков. Так же совпадает и индекс эффективности подконтрольных расходов, устанавливаемый регулирующими органами в пределах от 1% до 2,5% [5].

Главным отличием метода «индексации» является то, что расходы на финансирование капитальных вложений из прибыли, включаемые в неподконтрольные расходы, не могут превышать 12% от необходимой валовой выручки регулируемой организации, тогда как при методе «RAB-регулирование» они могут быть установлены в любом размере [13].

Метод «индексации» в отличие от метода «RAB-регулирование», снижает инвестиционную привлекательность предприятия, не обеспечивает принцип возвратности инвестиций.

Как показывает мировой опыт, метод «RAB-регулирование» в долгосрочной перспективе является эффективным: энергокомпании существенно сокращают свои издержки, что приводит к постепенному снижению тарифа при одновременном увеличении инвестиций в отрасль. Поэтому система «RAB-регулирование» в мире считается образцом тарифного регулирования, в первую очередь, для распределительных электрических сетей, систем водоснабжения и связи [8].

В России на государственном уровне было принято решение в 2011 году завершить переход на «RAB-регулирование» всех электросетевых компаний. На сегодняшний день, по результатам внедрения новой системы тарифного регулирования наработан положительный опыт. Он выражается в увеличении уровня займов распределительных сетевых компаний и, соответственно, объемов сетевого

строительства. Все это не только делает энергетический комплекс более надежным, но и задает курс на дальнейшее масштабное экономическое развитие регионов [2].

В России первыми на метод «RAB-регулирование» с 2009 года перешли Астраханская, Белгородская, Липецкая, Ростовская, Рязанская, Тверская, Тульская и Курганская области, а так же Пермский край. Эти «пилотные» области столкнулись с такой проблемой, как очень короткий срок регулирования (3 года), и поэтому с 1 января 2010 года они перешли с трехлетнего периода регулирования на пятилетний период [11].

В настоящее время метод «RAB-регулирование» применяется исходя из пятилетнего периода регулирования.

Следует отметить привлекательность метода «RAB-регулирование» не только для электросетевых компаний, но и для тех, кто собирается вкладывать инвестиции в сети, и кто планирует развивать свой бизнес. Согласно методике, при методе «RAB-регулирование» все финансовые вложения и акционеров компании, и инвесторов будут возмещены, плюс ко всему вкладчик получит гарантированный доход. Процент этого дохода устанавливается органами государственного регулирования цен и тарифов при установлении уровня тарифа. Уже сегодня в «пилотных» регионах, где тарифы установлены на трехлетний период, процент дохода на ранее вложенный капитал составляет 6% в первый год, 9% – во второй и 12% – в третий. Что касается вновь привлеченных инвестиций, доходность на них уже изначально устанавливается на уровне 12% и остается неизменной на протяжении всего срока тарифного регулирования. Для тех, кто собирается начинать бизнес, к примеру, открывать собственное производство, новый тариф позволит существенно снизить плату за технологическое присоединение к сетям, так как теперь основная инвестиционная нагрузка на развитие сетей ляжет в тариф на передачу электроэнергии при достаточно умеренных темпах его роста [3].

Для организаций, в отношении которых переход на метод доходности инвестиционного капитала осуществлен с 2011 года, норма доходности на инвестированный капитал составляет:

- на период с 2011 по 2012 гг. – 12%;
- на период с 2013 по 2017 гг. – 11% [10].

Переход на новую методику тарифного регулирования распределительных компаний на уровне каждого региона позволяет удовлетворить потребность в инвестициях и решить как минимум две насущные проблемы региональной инфраструктуры: неудовлетворенный спрос на технологическое присоединение и износ электрического хозяйства. При этом для реализации инвестиционных программ не обязательно привлечение бюджетных средств, а значит, они могут быть использованы для решения других социально значимых задач. Ввод новых мощностей и строительство сетей обеспечит возможность технологического присоединения новых потребителей, а значит, будет создана база для развития абсолютно всех отраслей народного хозяйства и создания новых рабочих мест [3].

Сетевым компаниям метод доходности инвестированного капитала жизненно необходим. При установлении тарифа, основанного на методе возврата и доходности вложенного капитала, у энергокомпании появляется возможность привлечения дополнительных инвестиций за счет заемных средств. За счет гарантированного государством процента доходности на вложенный капитал у энергокомпании появляется источник дополнительных поступлений, которые будут направлены на дальнейшее развитие сетевой инфраструктуры. С учетом того, что тариф устанавливается на 5 лет, электросетевые компании смогут прогнозировать свои расходы и доходы сразу на несколько лет вперед. Так, уже сегодня появляется возможность планомерно снижать критичный процент износа оборудования [3].

В долгосрочной перспективе тариф снижается в силу следующих обстоятельств:

- в связи с сокращением операционных затрат, так как регулятор спустя пять лет уменьшает их нормальный уровень на величину сэкономленных расходов;

- вследствие удешевления привлекаемого капитала, поскольку при долгосрочности условий тарифообразования и ежегодной индексации с учетом макроэкономических факторов снижаются инвестиционные риски.

Таким образом, две из трех составляющих тарифа в новой системе «РАВ-регулирование» имеют тенденцию к снижению. Третья составляющая – капитал, который направляется на инвестиционные цели, – может наращиваться, при этом тариф не будет расти, а по мере удовлетворения потребностей компании в инвестициях начнет сокращаться [8].

Учитывая, что метод тарифообразования на основе регулируемой базы инвестированного капитала позволяет региональной сетевой компании извлекать выгоду из повышения операционной эффективности, сокращение издержек станет одной из приоритетных задач на ближайшие годы, что в свою очередь увеличит выручку компаний и объем их сводных денежных потоков.

Преимущество метода доходности инвестированного капитала для инвесторов состоит в том, что такая основа установления тарифов гарантирует полный возврат вложенных средств и получение ожидаемого уровня дохода на задействованный капитал. Рост инвестиционной привлекательности приведет и к повышению рыночной стоимости РСК. Данная система необходима для привлечения масштабных инвестиций в распределительные сети при одновременном недопущении резкого роста тарифов на услуги сетевых компаний.

Метод доходности инвестированного капитала позволяет предприятиям привлекать капитал в требуемом объеме и возвращать его не одномоментно (в пределах года), а в течение длительного периода. Эти условия чрезвычайно выгодны сетевым организациям, поскольку иначе они не имеют возможности изыскивать значительный объем средств на подобных условиях.

Внедрение системы тарифообразования на принципе «RAB-регулирование» обладает рядом преимуществ:

- обеспечивается возвратность акционерного и заемного капитала на уровне рыночной доходности в отраслях с аналогичным уровнем рисков;
- создаются стимулы к снижению затрат и повышению надежности и качества энергоснабжения;
- устанавливаются долгосрочные тарифы с ежегодной индексацией в зависимости от величины инфляции и с учетом других объективных причин, что способствует прозрачности и прогнозируемости денежных потоков компании [4].

Внедрение новой методологии тарифообразования позволяет организовать инвестиционную деятельность в долгосрочной перспективе, а также повышает прозрачность операционной деятельности и надежность работы сети.

От внедрения RAB-регулирования также ожидается:

- обеспечение гарантии возврата инвестированного капитала и справедливый уровень доходности капитала;
- установление долгосрочного тарифа и получение прибыли от экономии расходов по сравнению с установленным уровнем;
- привлечение инвестиций, необходимых для подключения новых потребителей;
- снижение износа существующей сети;

- оплата инвестиций на строительство новых объектов и реконструкцию старых потребителями в течение 20-40 лет;
- снижение тарифов на электрическую энергию в долгосрочной перспективе;
- обеспечение зависимости тарифов от надежности и качества услуг по передаче электроэнергии;
- надежное и качественное энергоснабжение [4].

Несмотря на указанные достоинства и преимущества метода «RAB-регулирование» по сравнению с методами «затраты плюс» и «индексации», по нашему мнению, данный метод может быть усовершенствован. Так, по оценке специалистов, скорее всего даже пятилетнего периода регулирования не хватит для равномерного распределения тарифной нагрузки, так как база капитала достаточно велика. Поэтому считаем необходимым продлить период регулирования до 7 лет.

Для того чтобы наглядно показать, что семилетний период регулирования более выгоден, нами рассчитаны тарифы на услуги по передаче электрической энергии на период регулирования в семь лет на примере филиала ОАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго».

В таблицах 5 и 6 представлены результаты расчета тарифа на услуги по передаче электрической энергии по методу «затраты плюс» и по методу доходности инвестированного капитала на примере филиала ОАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго».

Из таблиц 5 и 6 видно, что расходы электросетевой компании при методе доходности инвестированного капитала растут более низкими темпами, по сравнению с методом «затраты плюс». При этом можно отметить более низкий начальный уровень расходов предприятия при использовании метода «RAB-регулирование».

Таблица 5 – РАСЧЕТ ТАРИФА НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ ПО МЕТОДУ «ЗАТРАТЫ ПЛЮС» И ПО МЕТОДУ «РАВ-РЕГУЛИРОВАНИЕ» ПРИ ПЯТИЛЕТНЕМ ПЕРИОДЕ РЕГУЛИРОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ ФИЛИАЛА ОАО «МРСК ЦЕНТРА» – «КОСТРОМАЭНЕРГО»

Показатели	«Затраты плюс»		Метод доходности инвестированного капитала					
	2010 год	2011 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год
Расходы, тыс. руб.	2 486 067	3 456 072	2 043 214	2 421 935	2 774 490	3 088 057	3 535 319	3 876 261
НВВ, тыс. руб.	2 169 931	2 098 427	1 293 982	1 435 172	1 807 555	2 579 157	3 214 632	3 856 868
Тариф, руб./МВт.ч.	1 178,60	1 548,06	1 178,60	1 206,80	1 456,50	1 831,80	2 165,40	2 451,10

Таблица 6 – РАСЧЕТ ТАРИФА НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ ПО МЕТОДУ «РАВ-РЕГУЛИРОВАНИЕ» ПРИ СЕМИЛЕТНЕМ ПЕРИОДЕ РЕГУЛИРОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ ФИЛИАЛА ОАО «МРСК ЦЕНТРА» – «КОСТРОМАЭНЕРГО»

Показатели	Метод доходности инвестированного капитала (на семь лет)							
	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
Расходы, тыс. руб.	2 043 214	2 421 935	3 115 424	3 615 129	3 627 578	3 732 824	3 951 402	4 221 935
НВВ, тыс. руб.	1 293 982	1 435 172	1 618 368	2 009 361	2 568 230	3 355 791	4 222 539	4 771 673
Тариф, руб./МВт.ч.	1 178,60	1 206,80	1 381,50	1 608,20	1 914,50	2 259,00	2 521,90	2 471,30

Данные таблиц 5 и 6 показывают, что темп роста необходимой валовой выручки при семилетнем периоде регулирования по методу доходности инвестированного капитала замедляется по сравнению с пятилетним периодом.

Что касается значения тарифа на электрическую энергию, что здесь прослеживается аналогичная тенденция: при периоде в 7 лет, тарифы растут медленнее, чем при периоде в 5 лет. Если сравнивать показатели 2015 года, то тариф в предлагаемом нами варианте расчета ниже тарифа, определенного по применяемой в настоящее время сетевыми компаниями методике на 192,1 руб. Более повышение тарифов при пятилетнем периоде регулирования объясняется очень большой базой капитала, и маленьким сроком возврата, поэтому вся нагрузка ложится на тариф.

При рассмотрении данных таблицы 6 видно, что тариф на электрическую энергию в 2017 году по сравнению с 2016 годом снизится на 50,6 руб. То есть применение метода доходности инвестированного капитала в долгосрочной перспективе позволит добиться снижения тарифов на электрическую энергию.

По нашему мнению, увеличение периода регулирования с 5 до 7 лет при использовании метода «РАВ-регулирование» необходимо для распределительных сетевых организаций, поскольку это благополучно сказывается на величине тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

Выводы. В статье дана сравнительная характеристика методов тарифообразования: метода «затраты плюс»; метода «индексации»; метода «РАВ-регулирование». Представлены результаты расчета тарифа на услуги по передаче электрической энергии методами «затраты плюс» и «РАВ-регулирование» на примере филиала ОАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго». Показаны преимущества метода доходности

инвестированного капитала и доказана необходимость увеличения периода регулирования с пяти до семи лет.

Библиографический список

1. <http://www.elec.ru/news/2011/02/01/kostromskoj-energositeme-50-let.html>.
2. <http://www.e-m.ru/er/2007-11/23330/>.
3. <http://www.analyticgroup.ru/news/?id=26>.
4. <http://www.mrsk-1.ru/go09/business/transfer/>.
5. http://www.uresearch.psu.ru/files/articles/149_99449.doc.
6. Федеральный закон «Об электроэнергетике» № 35-ФЗ от 26 марта 2003 г. (ред. от 06.12.2011 г.) // Справочная система «Консультант Плюс». – Режим доступа : <http://www.consultant.ru>.
7. <http://www.osbi-klass.ru/files/s1.ppt>.
8. Кутовой С.П., Сасим С. В. «Опыт государственного регулирования электроэнергетики зарубежных стран» – М.: Институт повышения квалификации, 2007.
9. Приказ ФСТ РФ от 01.09.2010 № 221-э/8 «Об утверждении Методических указаний по регулированию тарифов организаций, оказывающих услуги по передаче тепловой энергии, с применением метода доходности инвестированного капитала и о внесении изменений и дополнений в Методические указания по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала, утвержденные Приказом Федеральной службы по тарифам от 26 июня 2008 года № 231-э» // Справочная система «Консультант Плюс». – Режим доступа : <http://www.consultant.ru>.
10. Приказ ФСТ РФ от 17.02.2012 № 98/1-э «Об утверждении нормы доходности инвестированного капитала, созданного после перехода территориальных сетевых организаций к регулированию методом

доходности инвестированного капитала» // Справочная система «Консультант Плюс». – Режим доступа : <http://www.consultant.ru>.

11. Распоряжение Правительства РФ от 19.01.2010 № 30-р «Об утверждении плана мероприятий по переходу в 2010 году к регулированию цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые территориальными сетевыми организациями, в форме установления долгосрочных тарифов на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности таких организаций, в том числе на основе метода доходности инвестированного капитала, а также об утверждении сроков перехода» // Справочная система «Консультант Плюс». – Режим доступа : <http://www.consultant.ru>.

O.V. Mironenko