

С.В. ЩЕГЛОВ, аспирант гр. ЭТа-232 (КузГТУ)  
Научный руководитель: Р.В. БЕЛЯЕВСКИЙ, к.т.н., доцент (КузГТУ)  
г. Кемерово

## **ПРИНЦИП ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ДЕТЕРМИНИЗМА В ФОРМИРОВАНИИ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ: ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ КАК ОПРЕДЕЛЯЮЩИЙ ФАКТОР ДЛЯ РЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ**

Укоренившаяся практика трактовать электроэнергию только как стандартный товар является методологической ошибкой, поскольку ее фундаментальная природа – это непрерывный физико-технологический процесс. Данное противоречие детерминирует необходимость разработки специализированных тарифных моделей для регулируемых организаций, основанных на приоритете технологических императивов над рыночными конструкциями.

Электроэнергия обладает рядом уникальных свойств, которые отличают её от традиционных товаров:

1. Невозможность накопления и балансовая обусловленность. В масштабах электроэнергетической системы отсутствует возможность промышленного накопления электроэнергии, что является условием поддержания непрерывного баланса между объемами генерации и потребления в реальном масштабе времени. Баланс мощности, описываемый уравнением ( $P_{\text{ген}} = P_{\text{нагр}} + \Delta P_{\text{пот}}$ , где  $P_{\text{ген}}$  – генерируемая мощность,  $P_{\text{нагр}}$  – мощность нагрузки,  $\Delta P_{\text{пот}}$  – потери мощности), формирует физический императив, порождающий технологическую необходимость:

- в резервировании генерирующей мощности;
- в системе оперативно-диспетчерского управления;
- в содержании регулирующего и аварийного резерва.

2. Принципиальность неидентифицируемость потока. Согласно фундаментальным законам электротехники, распределение токов в электрической сети определяется исключительно топологией цепи и полными сопротивлениями её участков ( $Z = R + jX$ ), подчиняясь законам Кирхгофа и Ома. Вследствие этого, электрическая энергия, генерируемая отдельным источником, не может быть идентифицирована в точке потребления. Из-за этого невозможно физически отследить, какая часть электроэнергии от конкретного производителя досталась конкретному потребителю.

3. Синхронность процессов производства и потребления. Электроэнергия не может быть произведена и использована в разное время – эти

процессы происходят одновременно. Данное свойство исключает возможность создания товарных запасов и требует непрерывного управления технологическим процессом в реальном времени.

Эти свойства электроэнергии носят императивный характер и не могут быть устранены или существенно изменены под влиянием рыночных механизмов. Такая техническая специфика формирует жесткие ограничения, которые экономическая модель обязана не игнорировать, а учитывать в качестве основы при тарифном регулировании.

Современная электроэнергетика характеризуется возрастающей сложностью технологических процессов и ужесточением требований к надежности и качеству электроснабжения. Электроэнергия как товар обладает свойствами, которые исключают возможность отдельной оценки стоимости энергии, надежности и качества. Вопросы тарифного регулирования в электроэнергетике исследовались в работах отечественных и зарубежных ученых. Однако комплексный подход, интегрирующий показатели надежности, качества и энергосбережения на основе принципа технологического детерминизма, остается недостаточно разработанным.

В электроэнергетике технологический детерминизм проявляется в том, что физические законы и технологические ограничения определяют возможные варианты экономической организации и тарифных моделей. Воплощением этого влияния становится императивная необходимость реализации комплекса мероприятий по обеспечению качества, надежности и энергосбережения, которые трансформируются из опциональных задач в обязательные условия существования самой энергосистемы.

Тариф можно рассматривать как аналог термодинамического потенциала, характеризующего способность энергосистемы совершать работу по переносу энергии. Как давление в физической системе определяет возможность совершения механической работы, так и тариф отражает технологический потенциал электротехнического комплекса.

В структуре тарифа необходимо отражать процессы, аналогичные энтропийным потерям, состоящим из:

- компоненты технологических потерь ( $\Delta P_{\text{пот}}$ );
- затраты на поддержание системного порядка (диспетчеризация);
- инвестиции для нивелирования «энергетической энтропией» (старение оборудования).

Вследствие чего тариф как меру энтропийных процессов можно представить в виде следующей формулы

$$T = k \frac{W_{\text{полезная}} + W_{\text{потерь}} + W_{\text{резерва}}}{V_{\text{отпуска}}},$$

где  $k$  – коэффициент технологической сложности системы;  $W_{\text{полезная}}$  – по-

лезная работа системы;  $W_{\text{потерь}}$  – энергия, рассеиваемая в виде тепла;  $W_{\text{резерва}}$  – энергия, затрачиваемая на поддержание готовности;  $V_{\text{отпуска}}$  – объем полезного отпуска электроэнергии.

Коэффициент  $k$  используется для описания связи между физическими параметрами и энергетическими затратами. Исходя из методики расчета технологических потерь в электрических сетях, нормативов резервной мощности в электроэнергетике и расчета необходимая валовая выручка (НВВ) регулируемого предприятия он может быть представлен в виде следующей мультиплексной модели, где затраты на компенсацию одного фактора умножаются на затраты от другого при этом учитывается низкое качество электроэнергии частые переключения при авариях:

$$k = k_{\text{надежности}} \times k_{\text{качества}} \times k_{\text{инфраструктуры}} \times k_{\text{региона}},$$

где  $k_{\text{надежности}}$  – коэффициент надежности энергоснабжения;  $k_{\text{качества}}$  – коэффициент качества;  $k_{\text{инфраструктуры}}$  – коэффициент развития инфраструктуры;  $k_{\text{региона}}$  – региональный коэффициент учитывает климатические условия, плотность нагрузки, удаленность от генерирующих источников.

$$k_{\text{надежности}} = 1 + k_{\text{резерва}} \frac{T_s}{T_{\text{норма}}},$$

где  $T_s$  – среднее время перерыва в питании;  $T_{\text{норма}}$  – нормативное время перерыва для категории надежности;  $k_{\text{резерва}}$  – коэффициент резервирования ( $k_{\text{резерва}} = P_{\text{уст}} + P_{\text{резерва}}/P_{\text{уст}}$ ).

$$k_{\text{качества}} = 1 + k_{\text{искажений}} \frac{\Delta U_i}{U_{\text{ном}}},$$

где  $\frac{\Delta U_i}{U_{\text{ном}}}$  – относительное отклонение параметров качества;  $k_{\text{искажений}}$  – коэффициент, учитывающий гармонические искажения ( $k_{\text{искажений}} = 1 + \alpha(THD_U - THD_{U_{\text{норма}}}) + \beta(THD_I - THD_{I_{\text{норма}}})$ , где  $THD_U, THD_I$ ) – коэффициенты несинусоидальности напряжения и тока соответственно,  $\alpha, \beta$  – коэффициенты ( $\alpha = 0.7, \beta = 0.3$ )).

Значения формируются согласно ГОСТ 32144-2013.

$$k_{\text{инфраструктуры}} = (I_{\text{износ}} k_{\text{инвест}}) + k_{\text{обслуживания}},$$

где  $I_{\text{износ}}$  – индекс износа оборудования ( $I_{\text{износ}} = T_{\text{факт}}/T_{\text{норм}}$ , где  $T_{\text{факт}}$ ,  $T_{\text{норм}}$  – фактический и нормативный срок службы оборудования соответственно);  $k_{\text{инвест}}$  – коэффициент инвестиционной составляющей;  $k_{\text{обслуживания}}$  – коэффициент затрат на обслуживание.

Описанный метод расчета, правильнее именовать удельным тарифом (руб./кВт·ч), так как основан на физических величинах энергосистемы. Он не является альтернативой экономически обоснованному тарифу. Задача удельного тарифа сформировать технологический фундамент для корректного сопоставления с действующей системой тарифного регулирования и верификации экономически обоснованного тарифа. Представленную физико-технологическую модель целесообразно трансформировать и рассмотреть в экономико-математической форме, которая явно выражает тарифную составляющую через систему технологически обусловленных нормативов.

В экономической интерпретации формула принимает вид:

$$T_3 = k \frac{\Sigma W_{\text{техн}}}{W_{\text{полезная}}},$$

где  $T_3$  – расчет коэффициента увеличения затрат или норматива потерь;  $k$  – коэффициент технологической трансформации (руб./кВт·ч), агрегирующий удельные затраты на обеспечение надежности, качества и развития инфраструктуры;  $\Sigma W_{\text{техн}} = W_{\text{полезная}} + W_{\text{потерь}} + W_{\text{резерва}}$  – совокупные технологические энергозатраты системы (кВт·ч), где  $W_{\text{полезная}}$  – полезно отпущенная потребителям энергия (кВт·ч).

Экономическая сущность компонентов определяется следующими параметрами:  $k W_{\text{полезная}}$  – отражает прямые затраты на полезный энергоотпуск;

$k W_{\text{потерь}}$  – представляет технологически неизбежные потери;  $k W_{\text{резерва}}$  – характеризует затраты на поддержание системной надежности.

Обе формулы служат для расчета нормативной составляющей тарифа, но делают это на разных уровнях детализации и для разных целей.

В первой формуле  $T$  является фундаментальной моделью для расчета НВВ предприятия – общей суммы денег, которую компания должна получить по тарифу. Она отвечает на вопрос: «Какую общую сумму денег (в рублях) собрать с потребителей, чтобы покрыть все наши расходы?».

Во второй формуле  $T_3$  является аналитическим инструментом для расчета коэффициента увеличения затрат или норматива потерь. Она отвечает на вопрос: «Во сколько раз наши полные затраты на поставку 1 кВт·ч потребителю превышают прямые затраты на его производство/покупку?» или «Каков нормативный уровень потерь и накладных расходов?».

Интеграция этих составляющих тарифной модели должен формироваться через построение системы двойственных соответствий, где каждому экономическому параметру ставится в соответствие набор технологических ограничений, а каждое балансовое уравнение получает экономическую интерпретацию через влияние на конечную величину тарифа. Балансовые ограничения – это система уравнений и неравенств, которые га-

рантируют, что расчетный тариф соответствует физически возможным режимам работы энергосистемы. Они являются математическим выражением электротехническим законам и технических возможностей оборудования. Тариф не может быть рассчитан без учета реальных физических процессов, экономические модели должны быть технологически реализуемы, балансовые ограничения связывают стоимость с физическими параметрами системы.

Анализ действующей регуляторной тарифной модели, основанной на данных, предоставленных сетевыми организациями Кемеровской области – Кузбасса, выявляет системные противоречия. Ключевой проблемой является расхождение между данными, используемыми для расчета необходимой валовой выручки (НВВ), и реальными показателями функционирования электроэнергетического комплекса региона.

Расчет тарифа формально опирается на ограниченный набор физических показателей, таких как баланс мощности и электроэнергии. Динамика этих показателей, согласно отчетности компаний, носит сглаженный характер. Однако ФАС России в своих расчетах утверждает иные, отличные от заявленных сетевыми организациями, значения полезного отпуска электроэнергии. Это фундаментальное расхождение в исходных данных напрямую влияет на формирование конечного тарифа для потребителей. Следствием указанного расхождения является невозможность корректной оценки таких критически важных параметров, как:

- уровень надежности и качества предоставляемых услуг;
- влияние программ энергосбережения на состояние инфраструктуры региона.

Сравнительный анализ динамики фактического полезного отпуска и расчетных величин НВВ демонстрирует наличие значительного разрыва. Это свидетельствует о том, что закладываемые в тариф расходы могут не отражать реальных затрат, необходимых для поддержания и модернизации существующей инфраструктуры. Таким образом, возникает риск ее хронического недофинансирования.

На фоне указанной проблемы наблюдается парадоксальная ситуация: территориальные сетевые организации продолжают наращивать ввод новых объектов. Данная практика, не подкрепленная адекватными расчетами экономической обоснованности и без учета реального потребления, создает дополнительную нагрузку на уже существующее сетевое оборудование. Это может приводить к ускоренному износу инфраструктуры и снижению общей надежности энергосистемы, усугубляя негативное влияние на ее состояние.

В настоящее время ФАС России осознавая системные противоречия и кризисные явления в действующей тарифной модели, инициирует переход на методологию эталонного регулирования как стратегический ин-

струмент для их преодоления. Данный метод призван заменить субъективную отчетность сетевых компаний объективной, технологически и экономически обоснованной моделью, которая напрямую увязывает тариф с критически важными параметрами, такими как физическое устаревание активов, объективный рост затрат и региональная специфика. Переход на метод эталонов — это не просто смена формул, это смена парадигмы регулирования.

В качестве заключения можно констатировать, что эволюция регуляторных практик движется в направлении синтеза разнородных моделей. Взаимодействие этих подходов позволит создать адаптивную модель комплексной оценки инфраструктуры электросетевого хозяйства. Расчеты, опирающиеся на фактические физические показатели (баланс мощности, полезный отпуск), и модели, использующие экономические нормативы (эталонные затраты,), не являются антагонистичными. Их сближение и последующая интеграция в единый методологический комплекс представляется закономерным этапом развития тарифообразования.

Ключевым результатом такой интеграции станет формирование целостной модели оценки инфраструктуры электросетевого хозяйства. Данная модель будет способна:

С одной стороны, адекватно отражать физическое состояние и операционную динамику сетей.

С другой — задавать долгосрочные, экономически обоснованные и стимулирующие к повышению эффективности тарифные ориентиры.

Это позволит преодолеть существующий разрыв между текущим финансированием и стратегическими потребностями в модернизации, обеспечив переход от реактивного управления затратами к проактивному управлению стоимостью и надежностью активов.

#### Список литературы:

1. Савина, Н.В. Надежность систем электроэнергетики: учебное пособие. — Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2011. URL: [https://irbis.amur-su.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/3060.pdf](https://irbis.amur-su.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/3060.pdf) (дата обращения: 10.10.2025).

2. Разработка моделей и методов расчета и анализа энергораспределения в электрических сетях тема диссертации и автореферата по ВАК РФ 05.14.02, доктор технических наук Паздерин, А.В. URL: [https://new-disser.ru/\\_avtoreferats/01002883445.pdf](https://new-disser.ru/_avtoreferats/01002883445.pdf) (дата обращения 10.10.2025).

3. Шандарова, Е.Б. Теоретические основы электротехники: учебное пособие URL: <https://portal.tpu.ru/shared/1/lenaolya/job/imoyak/tab/toe.pdf> (дата обращения: 10.10.2025).

4. Гусева, Н.В., Шевченко, Н.Ю., Лебедева, Ю.В. Разработка экономико-математической модели планирования полезного отпуска электроэнергии // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. 2015. – № 10-2. – С. 323-326.

5. Бабосов, Е.М., Бернштейн, В.О. Технологический детерминизм URL: <https://gtmarket.ru/concepts/7234> (дата обращения 10.11.2025).

6. The Role of Electricity Tariff Design in Distributed Energy Resource Deployment. URL: [https://www.edf.org/sites/default/files/content/The%20Role%20of%20Electricity%20Tariff%20Design%20in%20Distributed%20Energy%20Resource%20Deployment\\_0.pdf](https://www.edf.org/sites/default/files/content/The%20Role%20of%20Electricity%20Tariff%20Design%20in%20Distributed%20Energy%20Resource%20Deployment_0.pdf) (дата обращения 10.11.2025).

7. Electricity market design 2030-2050: moving towards implementation. URL: [https://synergie-projekt.de/wp-content/uploads/2020/08/SynErgie\\_Whitepaper\\_Electricity-Market-Design-2030-2050-Moving-Towards-Implementation.pdf](https://synergie-projekt.de/wp-content/uploads/2020/08/SynErgie_Whitepaper_Electricity-Market-Design-2030-2050-Moving-Towards-Implementation.pdf) (дата обращения 10.11.2025).

8. Approach paper on terms and conditions of tariff regulations for tariff period 1.4.2024 TO 31.3.2029 URL: [https://cercind.gov.in/2023/Approach\\_paper/Approach%20Paper-Tariff%20Regulations%202024-29.pdf](https://cercind.gov.in/2023/Approach_paper/Approach%20Paper-Tariff%20Regulations%202024-29.pdf) (дата обращения 10.11.2025).

9. Energy regulator authority methodology for calculating the tariffs in the electricity distribution system operator. – URL: [https://ere.gov.al/doc/Electricity\\_Distribution\\_Methodology.pdf](https://ere.gov.al/doc/Electricity_Distribution_Methodology.pdf) (дата обращения 10.11.2025).

Информация об авторах:

Щеглов Сергей Валериевич, аспирант гр. ЭТа-232, КузГТУ, 650000,  
г. Кемерово, ул. Весенняя, д. 28, [sergey\\_shtch@mail.ru](mailto:sergey_shtch@mail.ru)

Беляевский Роман Владимирович, к.т.н., доцент, КузГТУ, 650000,  
г. Кемерово, ул. Весенняя, д. 28, [brv.egpp@kuzstu.ru](mailto:brv.egpp@kuzstu.ru)