

УДК 338.001.36

## Формирование механизма оптимального ценообразования на системные услуги по регулированию реактивной мощности

В.И. Колибаба, К.В. Жабин  
ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,  
г. Иваново, Российская Федерация  
E-mail: kolibaba@eiop.ispu.ru, zhabin\_kv@icloud.com

### Авторское резюме

**Состояние вопроса:** Разработка оптимального механизма оплаты системной услуги регулирования реактивной мощности за рубежом ведется уже более 30 лет. Однако до настоящего времени эффективная методология оплаты услуг по регулированию реактивной мощности не сформирована. Научные разработки и публикации в этой области характеризуются широким разбросом мнений о методах и способах закупки и оплаты реактивной мощности. Существующий в настоящее время на рынке системных услуг России механизм оплаты услуг регулирования реактивной мощности не решает основных задач локального регулирования реактивной мощности в энергосистеме, а только выполняет функции компенсации реактивной мощности на участках энергосистемы, недостаточно оснащенных источниками реактивной мощности. Существующие экономические механизмы не мотивируют ни производителей, ни потребителей, ни инфраструктурные организации оптового рынка к внедрению современных технических средств повышения экономичности и надежности функционирования энергосистемы. В связи с этим необходима разработка соответствующего механизма формирования цен на услуги по регулированию реактивной мощности.

**Материалы и методы:** Исследование основано на научных трудах отечественных и зарубежных ученых и специалистов в сфере экономики, электроэнергетики, моделирования, а также на нормативно-правовых актах Российской Федерации в области функционирования оптового и розничных рынков электроэнергии и мощности. В исследовании использованы методы аналитического, экономического, логического анализа, методы формирования модели рынка электроэнергии, а также классификации и группировки данных.

**Результаты:** Показана необходимость совершенствования методик ценообразования на системные услуги регулирования реактивной мощности. Проведен анализ затрат генераторов электростанций, связанных с регулированием реактивной мощности энергосистем. Доказана необходимость разделения затрат, связанных с генерацией активной и реактивной мощности, и предложены методические рекомендации по их определению. На основе анализа существующих способов оплаты услуг по регулированию реактивной мощности в РФ разработаны рекомендации по формированию рыночного механизма оптимального ценообразования на системные услуги по регулированию реактивной мощности в РФ.

**Выводы:** Потенциал стимулирования надежности и качества системных услуг в электроэнергетике РФ в настоящее время используется не в полной мере. Разработка и внедрение полноценного механизма оплаты за оказываемые услуги по регулированию реактивной мощности энергосистем направлены на стимулирование развития новых объектов генерации реактивной мощности, что позволит повысить надежность и экономичность функционирования ЕЭС России.

**Ключевые слова:** рынок системных услуг, конкуренция, реактивная мощность, постоянные затраты, переменные затраты, механизм ценообразования.

## Development of an optimal pricing mechanism for system services of reactive power regulation

V.I. Kolibaba, K.V. Zhabin  
Ivanovo State Power Engineering University, Ivanovo, Russian Federation  
E-mail: kolibaba@eiop.ispu.ru, zhabin\_kv@icloud.com

### Abstract

**Background:** Foreign scientists have been trying to develop an optimal pricing mechanism for system services of reactive power regulation for over 30 years. However, they have not yet created an efficient pricing method for such services. There is a large variety of opinions about the methods and ways of purchasing and paying for reactive power in scientific publications and research works. The mechanism currently used at the Russian system service market for paying for reactive power regulation services does not solve the main problems of local reactive power regulation but only performs the functions of reactive power compensation in the power system regions with an insufficient supply of reactive power. The existing economic mechanisms motivate neither producers, nor consumers, nor infrastructure organizations of the wholesale market to implement modern technical tools improving economic efficiency and reliability of power systems. All this makes it urgent to develop a suitable pricing mechanism for reactive power regulation services.

**Materials and methods:** The study is based on the works of Russian and foreign scholars and experts in economy, power engineering, modeling, as well as on regulatory legal acts of the Russian Federation in the field of operation of wholesale and retail electricity and capacity markets. The study employed analytical methods, methods of economic and logic analysis, electricity market modeling, and data classification and grouping methods.

**Results:** The research has shown that it is necessary to improve the pricing methods for reactive power regulation system services. Power generator costs associated with reactive power regulation have been analyzed. The authors have proved the importance of dividing the costs into active and reactive ones and suggested a technique of their calculation. They have also reviewed the existing methods of payment for reactive power regulation services and developed recommendations for creating a market mechanism of optimal pricing of reactive power regulation system services in Russia.

**Conclusions:** There is a large potential of system service quality and reliability stimulation which is currently not used to its full in Russia. Creating and implementation of a proper pricing mechanism for reactive power regulation services in power systems aim to stimulate the development of new reactive power generation facilities, which will improve the reliability and economic efficiency of the Unified Power System of Russia.

**Key words:** system service market, competition, reactive power, fixed costs, variable costs, pricing mechanism.

**DOI:** 10.17588/2072-2672.2017.2.068-075

**Введение.** В настоящее время энергетика во всем мире находится на пороге больших изменений. Нарастающий износ энергетической инфраструктуры, внедрение возобновляемых видов энергоресурсов, рост спроса на энергию, изменение качественных характеристик спроса, изменение модели поведения потребителей – все это формирует необходимость перехода к новому энергетическому укладу. Развитие электроэнергетики должно привести к повышению клиенто-ориентированности, избирательности в отношении запросов потребителей по доступности, стоимости и надежности энергоснабжения, т.е. к повышению уровня интеллектуальной составляющей в процессе функционирования отрасли. Данная интеллектуализация рассматривается как один из ключевых механизмов дальнейшего развития российской электроэнергетики, при формировании которого в первую очередь необходимо учитывать развитие рынка системных услуг с оптимизацией соотношения их стоимости и качества. Одной из важнейших составляющих рынка системных услуг являются услуги по регулированию реактивной мощности, которые играют ключевую роль в обеспечении надежной и экономичной работы энергосистемы. Это становится особенно важно в условиях, когда на энергетическом рынке постоянно увеличивается количество различного рода сделок при непрерывно возрастающих объемах продаж электроэнергии в секторах свободной торговли. Однако технические параметры энергосистем зачастую становятся препятствием к заключению и реализации новых контрактов. Регулирование реактивной мощности для целей энергосбережения необходимо в первую очередь для потребителей с высокой реактивной нагрузкой. Кроме этого, регулирование потоков реактивной мощности также играет важную роль при обеспечении стабильной работы энергосистем и оказывает существенное влияние на экономичность передачи электрической энергии по магистральным и распределительным сетям.

Локальный характер реактивной мощности и ее глубокая взаимосвязь с активной мощностью делают ее уникальным товаром на энергетическом рынке. Разработка эффективного экономического механизма оплаты услуг регулирования реактивной мощности является важным элементом будущего инновационного

развития энергетики России. Анализ затрат, которые несут поставщики реактивной мощности, является важной частью определения цены на услуги по регулированию реактивной мощности. Сегодня отечественные эксперты в области энергетических рынков утверждают, что реактивная мощность является сложным рыночным продуктом, и считают, что она является исключительно техническим инструментом обеспечения надежности работы энергосистемы. Поэтому оптимальным методом по ее регулированию является, по их мнению, установление фиксированного тарифа, как это было до 2000 года. Однако этого не достаточно, чтобы в новых конкурентных условиях обеспечить формирование правильных ценовых сигналов для ее поставщиков. За последнее десятилетие все основные достижения по развитию энергетических рынков были сделаны в области планирования активной мощности (энергии) и ее ценообразования. Создание прозрачного и четкого рыночного механизма оплаты услуг регулирования реактивной мощности станет одним из ключевых инструментов достижения цели инновационного развития энергетики России.

**Состояние вопроса.** В начале 90-х годов прошлого века, в связи с реструктуризацией электроэнергетических рынков в промышленно развитых странах, некоторые исследователи начали искать экономически эффективный способ оплаты реактивной мощности [1]. Так, профессор W.W. Hogan утверждает [2], что создаваемые рынки электроэнергии должны включать цены на реактивную энергию, при этом он признает, что цены на реактивную энергию могут быть незначительными по сравнению с ценами на активную энергию. В то же время он отмечает ее значительный вклад в экономичную и надежную работу энергосистем. О необходимости экономического стимулирования поставщиков реактивной мощности также неоднократно высказывались отечественные ученые и эксперты [3, 4].

За рубежом проведен ряд исследований, направленных на разработку механизма оптимального ценообразования на системные услуги по регулированию реактивной мощности [5, 6, 7]. Тем не менее полностью конкурентная модель рынка реактивной мощности на основе многоцелевой оптимизации структуры рынка

не сформирована. Основной задачей эффективного регулирования реактивной мощности в системе является определение необходимого количества и оптимального места расположения источников реактивной мощности для обеспечения надлежащего профиля напряжения в системе. Поэтому традиционно предлагаемыми целевыми функциями при решении этой задачи являются: минимизация нагрузочных потерь при передаче электрической энергии и нормализация уровней напряжений в системе. Все эти работы преимущественно сосредоточены на технической стороне компенсации реактивной мощности и не затрагивают экономических вопросов, которые бы учитывали весь перечень издержек, связанных с генерацией, передачей и потреблением реактивной мощности. Это в конечном счете и приводит к тому, что стоимость реактивной мощности до сих пор формируется без должного на то экономического обоснования, т.е. без серьезной методической поддержки.

На сегодняшний день в России на рынке системных услуг оплачиваются услуги регулирования реактивной мощности только тем генераторам, которые могут работать в режиме синхронного компенсатора, без поставки активной мощности в период оказания этих услуг. Так, например, системным оператором в 2016 году для оказания данных услуг было отобрано 43 гидрогенератора суммарной установленной мощностью 8821,8 МВт, что составляет около 3,75 % от всей установленной мощности электростанций ЕЭС России [14]. При этом в нашей стране не решается проблема экономической мотивации локального регулирования реактивной мощности в энергосистеме, которая входит в стратегию построения интеллектуальной энергосистемы.

**Классификация затрат.** Вследствие сложности поднимаемой проблемы, необходимо прежде всего рассмотреть, какие затраты несут поставщики реактивной мощности. Реактивная мощность может быть поставлена на рынок различными видами ее источников: генераторами, конденсаторами, синхронными компенсаторами, шунтирующими реакторами, статическими тиристорными компенсаторами и т. д. Рассмотрим затраты, которые несут генераторы электростанций на выработку реактивной мощности, поскольку в настоящее время в России данный способ является основным средством управления электрическим режимом работы энергосистемы по напряжению и реактивной мощности в нормальных условиях [3]. Эти затраты состоят из двух компонентов: переменные затраты и постоянные.

1. *Переменные затраты* состоят из затрат упущенной выгоды и электрических потерь. Затраты упущенной выгоды обуславливаются системными требованиями, в результате которых генератор вынужден изменить

свой плановый режим работы для того, чтобы увеличить или уменьшить поставки реактивной мощности. Также при выработке реактивной мощности имеют место резистивные потери, связанные с повышением тока в обмотках возбуждения, например в возбuditеле и статоре генератора. Существует сильная нелинейная связь между потерями электроэнергии и генерацией реактивной мощности. Имеется также различие между генераторами с вращающимся возбудителем и генераторами со статическим возбудителем. Потери генераторами с вращающимся возбудителем лежат в диапазоне около 0,5–1 %, тогда как потери генераторами со статическим возбудителем составляют около 1,0–2,0 %. Однако следует отметить, что эти потери обычно не измеряются и поэтому являются трудно прогнозируемыми.

2. *Постоянные затраты*, связанные с выработкой реактивной мощности, включают проценты на капитал, постоянные эксплуатационные затраты и затраты на техническое обслуживание. Величина этих затрат, прежде всего, зависит от типа оборудования.

В России отсутствуют методы определения выше описанных затрат, так как считается, что основная цель генераторов электростанций состоит в том, чтобы обеспечить поставки активной мощности и энергии, и никакого четкого разделения между затратами на генерацию активной и реактивной мощности (энергии) на сегодняшний день не существует.

**Капитальные затраты.** Рассмотрим капитальные затраты с точки зрения полной мощности, вырабатываемой электростанциями. Традиционно капитальные затраты на возведение электростанции определяются только с точки зрения активной мощности, измеряемой в ваттах [8]. Тем не менее производимая электростанциями полная (номинальная) мощность (измеряемая в вольт амперах) и передаваемая (потребляемая) в сеть включает в себя не только активную мощность («полезная мощность»), которая торгуется на оптовом рынке, но и реактивную мощность измеряемую в вольт-амперах реактивных. Также капиталовложения зависят не только от типа электростанции, вида топлива, района строительства, единичной электрической и тепловой мощности агрегатов и их числа, но и от их максимально возможного диапазона регулирования реактивной мощности. Принимая во внимание выше сказанное, определение капитальных затрат с позиции полной мощности генератора представляется более обоснованным. Поэтому величины удельных капитальных затрат  $Z_i^{MBA}$  на создание 1 МВА установленной мощности для  $i$ -го генератора с позиции полной электрической мощности могут быть получены из уравнения

$$Z_i^{MBA} = Z_i^{MBT} \cdot \cos \varphi_i, \quad (1)$$

где  $Z_i^{МВт}$  – удельные капиталовложения на создание 1 МВт установленной активной мощности для  $i$ -го генератора;  $\cos\varphi$  – коэффициент мощности для  $i$ -го генератора.

Также капитальные затраты по реактивной мощности могут быть получены из уравнения

$$Z_i^{МВАр} = Z_i^{МВА} \cdot \sin\varphi_i, \quad (2)$$

где  $Z_i^{МВАр}$  – удельные капиталовложения на создание 1 МВАр для  $i$ -го генератора;  $\sin\varphi$  – коэффициент, характеризующий возможность предоставления реактивной мощности (определяемый как отношение номинальной реактивной мощности генератора к его полной мощности).

Согласно (2), капитальные затраты генераторов, которые имеют технические возможности предоставлять услуги регулирования реактивной мощности в более широком диапазоне, значительно выше, чем у генераторов, у которых данная возможность отсутствует.

**Издержки при регулировании реактивной мощности.** Оплата переменных затрат генератора связана с изменением его режима работы, а также с работой в режиме синхронного компенсатора. В основе определения цены услуги регулирования реактивной мощности на основе упущенной выгоды (альтернативных издержек) находится альтернативное использование рассматриваемого объекта. В случае резервирования реактивной мощности любой генератор, предоставляющий эти услуги, должен удовлетворять следующим условиям:

- быть готов при необходимости повысить или понизить выработку реактивной мощности (при этом генераторы, уже работающие на максимальном уровне активной мощности, не могут предоставлять резервы реактивной мощности);

- быть доступен и готов к предоставлению мощности в пределах временных интервалов, в течение которых услуга необходима.

Каждый энергоблок электростанции рассчитан на определенную реактивную мощность. Выработка реактивной мощности негативно сказывается на тепловых параметрах работы генераторов и, как следствие, на сроках их службы. При этом следует отметить, что экономическая оценка данного влияния сложно поддается количественному измерению. Генератор, подключенный к сети и работающий в синхронном режиме, обычно имеет возможность предоставлять резервы реактивной мощности. Однако генераторы, уже работающие на максимальном уровне активной мощности, не могут предоставлять резервы реактивной мощности. Следовательно, если генератор необходимо использовать для генерации реактивной мощности, режим его работы должен быть специально скорректирован таким образом, чтобы он был загружен

не на полную активную мощность. При этом снижается отпуск активной мощности (энергии), что влечет за собой уменьшение выручки и прибыли. Если цена реализации электроэнергии выше, чем предельные эксплуатационные затраты генератора, то альтернативные затраты, связанные с предоставлением резервов по генерации реактивной мощности, равны прибыли, недополученной в результате эксплуатации в режиме неполной загрузки по активной мощности. Для того чтобы обеспечить рентабельность предоставления резервов реактивной мощности, цена этих резервов должна превосходить альтернативные издержки генерации реактивной мощности. Данные издержки можно определить как недополученную прибыль от продажи электроэнергии из-за снижения объемов поставки активной мощности вследствие возникновения в системе каких-либо обстоятельств, требующих оперативного увеличения производства реактивной мощности.

В настоящее время в российской модели электроэнергетического рынка компенсация описанных выше издержек производится в рамках балансирующего рынка и определяется как отклонение фактического производства активной электроэнергии от плановых объемов электроэнергии, определенных на рынке на сутки вперед. Стоимость отклонений зависит от цены и размера отклонений. Цены отклонений формируются из соотношения цен рынка на сутки вперед и цен балансирующего рынка [9]. Цена продажи такого вида отклонений по внешней инициативе, направленной на снижение поставки активной мощности, определяется по формуле

$$C_{БР}^{\text{снижение}} = \min(C_{БР}; C_{РСВ}), \quad (3)$$

где  $C_{БР}$  – цена балансирующего рынка (индикатор балансирующего рынка);  $C_{РСВ}$  – цена заявки участника на рынке на сутки вперед.

Также на сегодняшний день в России системные услуги регулирования реактивной мощности оплачиваются на рынке системных услуг тем генераторам, которые способны работать в режиме синхронных компенсаторов. Закупка этих услуг осуществляется на основе проведения конкурентного отбора ее поставщиков.

**Способы оплаты услуг реактивной мощности.** На сегодняшний день в РФ управление генерацией реактивной мощности опирается на эвристические методы, применяемые системным оператором, который разрабатывает графики напряжения в контрольных узловых точках энергосистемы, что является единственной информацией для генераторов по будущему графику производства или потребления реактивной мощности. При продаже электрической энергии ее поставщикам необходимо компенсировать переменные затраты электростанций на производство активной и реактивной мощности и постоянные затраты (ремонт оборудования, оплата труда персона-

ла и т.д.). В отчете федеральной энергетической комиссии по регулированию электроэнергетики США рекомендуются два способа ценообразования на реактивную мощность [10].

Первый способ заключается в выплатах генератору за предоставляемую мощность. Эта плата за мощность может быть основана на двусторонних договорных отношениях или осуществляться через фиксированный тариф. В этом случае генератор может быть привлечен к регулированию реактивной мощности в любое время по команде системного оператора в допустимых пределах регулирования реактивной мощности.

Второй способ ценообразования заключается в формировании цены на реактивную мощность в режиме реального времени. В этом случае цену формирует рынок в зависимости от спроса и предложения. В соответствии с этим вариантом, генератору оплачивается только то, что он сможет произвести или потребить. При этом рыночном варианте ценообразования штрафы за неспособность оказывать услуги не взимаются. Данный способ оплаты включает два метода определения цены: на основе альтернативных издержек генератора по снижению активной мощности и на основе спот-торгов в режиме «на день вперед», т.е. определение цены заранее на основе проведения конкурентных торгов. В то же время в отчете рассматривается возможность применения обоих этих методов в одном варианте рынка. В этом случае, например, генератор может получить предварительный платеж в обмен на обязательство производить или потреблять реактивную мощность в пределах определенного коэффициента мощности в заранее назначенном системным оператором диапазоне, при этом он также может заключать сделки на рынке в реальном времени для производства или потребления неиспользуемой мощности.

Выбор среди выше перечисленных вариантов ценообразования зависит от целей, задач, модели существующего рынка и системных ограничений. Хорошо разработанный механизм ценообразования позволит достичь эффективного привлечения инвестиций в инфраструктуру, необходимую для производства реактивной мощности и обеспечения надежности электроснабжения потребителей. Кроме этого будет стимулироваться эффективное производство и потребление реактивной мощности в рамках существующей инфраструктуры. Наряду с этим следует учитывать то обстоятельство, что системные услуги важны для обеспечения надежности. Поэтому не всегда можно получить любые системные услуги, используя исключительно рыночные средства. Такой продукт как услуга регулирования реактивной мощности является определяющим для обеспечения надежности работы энергосистемы. Эти услуги характеризуются низкими предельными издержками [10].

Таким образом, установление тарифа на услугу в соответствии с предельной стоимостью не обеспечит достаточного возмещения издержек поставщика, что приведет к уменьшению надежности. В таких случаях возникает целесообразность разделения оплаты услуг регулирования реактивной мощности на рыночную и затратную компоненты.

**Рекомендации по оплате услуг регулирования реактивной мощности.** Принимая во внимание вышесказанное, учитывая существующую модель российского оптового рынка и технические особенности российской энергосистемы, а также технико-экономические аспекты формирования конкурентного рынка реактивной мощности, рассмотренные в [5, 6, 7], предлагается разделить оплату услуг регулирования реактивной мощности на две составляющие: плата за мощность и плата за услуги регулирования реактивной мощности.

1. Плата за мощность предоставит возможность:

- снижения рисков для инвесторов, связанных с вхождением в рынок новых мощностей;
- повышения надежности электроснабжения;
- минимизации затрат рыночного сообщества на достижение системной надежности;
- поддержания требуемого уровня готовности источников реактивной мощности к несению нагрузки;
- снижения волатильности рыночных цен и устранения ценовых всплесков.

Также рынок реактивной мощности позволит компенсировать затраты, связанные с поддержанием в готовности генерирующего оборудования для осуществления поставок реактивной мощности установленного качества в объеме, необходимом для удовлетворения потребности в реактивной мощности энергосистемы, т.е. позволит компенсировать генераторам постоянные издержки. Системный оператор должен определять необходимое количество генерирующей мощности для обеспечения базовой надежности функционирования энергосистемы с учетом сделанных наименьших ценовых предложений. При этом системным оператором должны рассматриваться заявки не только от генераторов электростанций, но и от других конкурирующих поставщиков реактивной мощности, локально расположенных в энергосистеме (конденсаторы, синхронные компенсаторы, шунтирующие реакторы, статические тиристорные компенсаторы и т. д.).

Целью оплаты мощности является обеспечение надежной и бесперебойной поставки реактивной энергии для обеспечения ее баланса в энергосистеме. Так как большую часть времени реактивная мощность в энергосистеме сбалансирована, то оплата за мощность позволит хеджировать риски неполучения поставщиком средств на покрытие его постоян-

ных расходов, а также обеспечит возврат инвестиций в модернизацию и строительство новых генерирующих объектов реактивной мощности. В этой связи в условиях прогнозируемого роста потребления и угрозы дефицита реактивной мощности в системе плата за мощность для инвесторов является привлекательным инструментом. Сама процедура торговли реактивной мощностью должна быть основана на долгосрочном ее отборе. Что касается генераторов электростанций, то после компенсации постоянных издержек генератор обязан производить или потреблять реактивную мощность до нормальных пределов своего обязательства (максимального значения коэффициента мощности генератора как в режиме производства, так и в режиме потребления реактивной мощности) без какой-либо дополнительной финансовой компенсации в соответствии с командами, отдаваемыми системным оператором. Рынок реактивной мощности должен быть устроен таким образом, чтобы системный оператор мог купить реактивную мощность у генераторов в заранее определенном им объеме, который необходим для обеспечения надежного функционирования энергосистемы.

2. Формирование цены на реактивную мощность также возможно на основе спот-торгов в режиме «на день вперед» и на основе проведения конкурентной формы отбора предложений. На сегодняшний день в российской модели оптового рынка оплачиваются услуги регулирования реактивной мощности только тем синхронным компенсаторам, которые, как правило, относятся к дешевым гидрогенераторам. При этом другие виды источников реактивной мощности не оплачиваются.

Рыночное ценообразование реактивной мощности на основе спот-торгов в режиме «на день вперед» является довольно сложной процедурой функционирования конкурентного рынка электроэнергии. Сложность создания рыночного механизма заключается в физических свойствах реактивной мощности. За рубежом проведены исследования, направленные

на разработку схемы оптимального ценообразования на системные услуги по регулированию реактивной мощности [5, 6, 7]. В этих работах предлагается схема, при которой все потребители должны покупать, а все производители продавать реактивную мощность. В [11] представлена единая модель аукциона, в ходе которого предлагается определять на конкурсной основе цены на реактивную мощность. Также предложена модель рынка закупки реактивной мощности на сезонной основе [12]. При этом в [13] обозначена следующая проблема устройства сезонного рынка реактивной мощности: точное прогнозирование потребления реактивной мощности в течение сезона является очень трудной задачей, так как потребность в реактивной мощности системы сильно зависит от условий загрузки линий электропередач и других непредвиденных системных ограничений. Большинство опубликованных работ, касающихся рыночного ценообразования реактивной мощности, либо делают акцент на разработке подходящих методов ценообразования, которые бы более адекватно отражали стоимость производства реактивной мощности, либо предлагают соответствующие модели оптимальной закупки реактивной мощности. Кроме того, эти модели, как правило, направлены на минимизацию стоимости реактивной мощности и максимизацию социального благосостояния. Принимая во внимание вышесказанное, создание на российском рынке системных услуг рыночного механизма оплаты реактивной мощности, основанного на проведении спот-торгов в режиме «на день вперед», создало бы условия для более экономичного использования системных ресурсов реактивной мощности. При этом важно учитывать то обстоятельство, что основой этого рынка должна стать конкуренция не только между генераторами электростанций, но и между другими видами источников реактивной мощности. В таблице приведена предлагаемая структура оплаты услуг регулирования реактивной мощности.

**Предлагаемая структура оплаты услуг регулирования реактивной мощности**

Поставщик	Структура вознаграждения	Покрываемые расходы	Способ закупки услуг	Сектор оптового рынка
Генератор (электростанция), конденсатор, шунтирующий реактор, статический тиристорный компенсатор и т. д.	Плата за готовность предоставлять услугу	Постоянные	Маржинальный аукцион ценовых заявок	Рынок системных услуг
	Плата за факт предоставления услуги (издержки упущенной выгоды если заранее имеется информация об системных ограничениях)	Переменные	Маржинальный аукцион ценовых заявок	Рынок системных услуг
	Оплата за использование (издержки упущенной выгоды)		Маржинальный аукцион ценовых заявок	Балансирующий рынок
Синхронный компенсатор (электростанция)	Плата за готовность предоставлять услугу	Постоянные и переменные	Тендер	Рынок системных услуг
Конденсатор, шунтирующий реактор, статический тиристорный компенсатор и т. д.	Плата за факт предоставления услуги	Переменные	Маржинальный аукцион ценовых заявок	Рынок системных услуг

## Выводы.

Потенциал стимулирования надежности и качества системных услуг в настоящее время используется не в полной мере. Введение системы оплаты услуг по регулированию реактивной мощности безусловно будет стимулировать внедрение новых объектов генерации реактивной мощности, что позволит повысить надежность и экономичность функционирования ЕЭС России.

## Список литературы

1. **Baughman M.L., Siddiqi S.N.** Real-time pricing of reactive power: theory and case study results // IEEE Trans. Power Syst. – 1991. – № 1. – С. 23–29.
2. **Hogan W.W.** Markets in Real Electric Networks Require Reactive Prices // The Energy Journal. – 1993. – № 3. – С. 171–200.
3. **Протокол** Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем на тему: «Формы и условия участия тепловых электростанций в оказании услуг по обеспечению системной надежности в ЕЭС России и изолированных энергосистемах, выработка рекомендаций по механизму оказания услуг по обеспечению системной надежности» от 30.04.2014 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [www.nts-ees.ru](http://www.nts-ees.ru)
4. **Основные задачи** формирования баланса реактивной мощности в ЕЭС России // Электрические станции. – 2007. – № 3. – С. 65–73.
5. **Gil J.B., San Román T.G., Alba Ríos J.J., Martín P.S.** Reactive Power Pricing: A Conceptual Framework for Remuneration and Charging Procedures // IEEE Trans. on Power System. – 2000. – № 2. – С. 483–489.
6. **Ahmed S., Strbac G.** A method for simulation and analysis of reactive power market // IEEE Trans. Power Syst. – 2002. – № 3. – С. 1047–1052.
7. **Lin X.J., Yu C.W., Chung C.Y.** Pricing of reactive support ancillary services // IEEE Proc Gener. Transm. & Distrib. – 2005. – № 5. – С. 616–622.
8. **Гительман Л.Д., Ратников Б.Е.** Энергетический бизнес: учеб. – Изд. 3-е, перераб. и доп. – М.: Изд-во «Дело» АНХ, 2008. – 416 с.
9. **Регламент** определения объемов, инициатив и стоимости отклонений (приложение №12 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.np-sr.ru>.
10. **Отчет** федеральной энергетической комиссии по регулированию США «Principles for Efficient and Reliable Reactive Power Supply and Consumption», 2005 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.ferc.gov>
11. **Zhong J., Bhattacharya K.** Toward a Competitive Market for Reactive Power // IEEE Trans. on Power System. – 2002. – № 4. – С. 1206–1215.
12. **El-Samahy I., Bhattacharya K., Cañizares C.A.** A unified framework for reactive power management in deregulated electricity markets // Proc. IEEE-PES Power Systems Conference and Exposition, – 2006.
13. **Rabiee A., Shayanfar H.A., Amjady N.** Coupled energy and reactive power market clearing considering power system security // Energy Conversion and Management. – 2009. – № 50. – С. 907–915.
14. **Отчет** о функционировании ЕЭС России в 2015 году [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://so-ups.ru/index.php?id=ups\\_reports](http://so-ups.ru/index.php?id=ups_reports)

*КолИБаба 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](mailto:kolibaba@eiop.ispu.ru)

*Kolibaba Vladimir Ivanovich,*

Ivanovo State Power Engineering University,  
Doctor of Economic Sciences (Postdoctoral degree), Professor, Head of the Economics and Business Organization Department,  
e-mail: [kolibaba@eiop.ispu.ru](mailto:kolibaba@eiop.ispu.ru)

## References

1. **Baughman, M.L., Siddiqi, S.N.** Real-time pricing of reactive power: theory and case study results. IEEE Trans. Power Syst., 1991, no. 1, pp. 23–29.
2. **Hogan, W.W.** Markets in Real Electric Networks Require Reactive Prices. The Energy Journal, 1993, no. 3, pp. 171–200.
3. *Протокол Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем на тему: «Формы и условия участия тепловых электростанций в оказании услуг по обеспечению системной надежности в ЕЭС России и изолированных энергосистемах, выработка рекомендаций по механизму оказания услуг по обеспечению системной надежности» от 30.04.2014 года* [Minutes of the Scientific Council on the problems of reliability and safety of large systems on the topic: «Forms and conditions of thermal power plants participation in provision of services ensuring system reliability in the Russian and isolated energy systems, development of recommendations for the mechanism of providing services ensuring system reliability» of April 30, 2014]. Available at: [www.nts-ees.ru](http://www.nts-ees.ru).
4. **Osnovnye zadachi formirovaniya balansa reaktivnoy moshchnosti v EES Rossii** [The main objectives of reactive power balance formation in the UPS of Russia]. *Elektricheskie stantsii*, 2007, no. 3, pp. 65–73.
5. **Gil, J.B., San Román, T.G., Alba Ríos, J.J., Martín, P.S.** Reactive Power Pricing: A Conceptual Framework for Remuneration and Charging Procedures. IEEE Trans. on Power System, 2000, no. 2, pp. 483–489.
6. **Ahmed, S., Strbac, G.** A method for simulation and analysis of reactive power market. IEEE Trans. Power Syst., 2002, no. 3, pp. 1047–1052.
7. **Lin, X.J., Yu, C.W., Chung, C.Y.** Pricing of reactive support ancillary services. IEEE Proc Gener. Transm. & Distrib., 2005, no. 5, pp. 616–622.
8. **Gitelman, L.D., Ratnikov, B.E.** *Energeticheskiy biznes* [Energy business]. Moscow, Izdatel'stvo «Delo» ANKh, 2008. 416 p.
9. *Reglament opredeleniya ob'emov, initsiativ i stoimosti otklonenii (prilozhenie No.12 k Dogovoru o prisoeдинenii k tovgovoy sisteme optovogo rynka)* [Procedure of determining the volume, initiatives and cost of deviations (Appendix No.12 to the Wholesale Market Trading System Accession Contract)]. Available at: <http://www.np-sr.ru>.
10. *Otchet federal'noy energeticheskoy komissii po regulirovaniyu SShA «Principles for Efficient and Reliable Reactive Power Supply and Consumption», 2005* [Report of the Federal Energy Regulatory Commission of the United States, «Principles for effective and reliable supply of reactive power and consumption», 2005]. Available at: <https://www.ferc.gov>.
11. **Zhong, J., Bhattacharya, K.** Toward a Competitive Market for Reactive Power. IEEE Trans. on Power System, 2002, no. 4, pp. 1206–1215.
12. **El-Samahy, I., Bhattacharya, K., Cañizares, C.A.** A unified framework for reactive power management in deregulated electricity markets. Proc. IEEE-PES Power Systems Conference and Exposition, 2006.
13. **Rabiee, A., Shayanfar, H.A., Amjady, N.** Coupled energy and reactive power market clearing considering power system security. Energy Conversion and Management, 2009, no. 50, pp. 907–915.
14. *Otchet o funktsionirovaniy EES Rossii v 2015 godu* [Report on functioning of the UPS of Russia in 2015]. Available at: [http://so-ups.ru/index.php?id=ups\\_reports](http://so-ups.ru/index.php?id=ups_reports).

*Жабин Константин Владимирович,*  
ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,  
аспирант кафедры экономики и организации предприятия,  
e-mail: zhabin\_kv@icloud.com  
*Zhabin Konstantin Vladimirovich,*  
Ivanovo State Power Engineering University,  
Post-Graduate Student of the Economics and Business Organization Department,  
e-mail: zhabin\_kv@icloud.com