

Сравнительный анализ управления реактивной мощностью на электроэнергетических рынках зарубежных стран и России¹

- **Воротницкий В. Э.**, доктор техн. наук, АО “Научно–технический центр Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы”, Москва
- **Жабин К. В.**², Ивановский государственный энергетический университет им. В. И. Ленина, Иваново
- **Колибаба В. И.**, доктор эконом. наук, Ивановский государственный энергетический университет им. В. И. Ленина, Иваново

Обеспечение баланса реактивной мощности (РМ) с целью поддержания требуемых уровней напряжения в контрольных пунктах, на шинах электростанций, подстанций и у потребителей, а также регулирование напряжения в необходимых пределах являются одной из важнейших задач обеспечения надёжного и безопасного функционирования ЕЭС России, бесперебойного и экономичного электроснабжения потребителей с допустимыми параметрами качества электроэнергии. Приведены результаты анализа зарубежных рынков электроэнергии в части управления РМ, рассмотрены основные проблемы, препятствующие полноценному выполнению нормативных требований по оптимизации режимов работы электрических сетей России по реактивной мощности и уровням напряжения, сформулированы предложения по совершенствованию существующего подхода управления РМ в электроэнергетике России, а также разработаны рекомендации, направленные на развитие нормативно-правовой базы по компенсации РМ на отечественном электроэнергетическом рынке.

Ключевые слова: реактивная мощность, надёжность, потери электроэнергии, качество электроэнергии, компенсация реактивной мощности, эффективность, рынок электроэнергии и мощности, рынок системных услуг.

Управление реактивной мощностью (РМ) необходимо для обеспечения экономической и надёжной работы любой электроэнергетической системы (ЭЭС) мира. Это управление обеспечивает уровни напряжения в узлах нагрузки ЭЭС в рамках установленных пределов, повышает экономическую эффективность передачи и распределения активной мощности в энергосистемах (за счёт минимизации потерь электроэнергии), а также, в некоторых случаях, увеличивает объёмы купли-продажи электроэнергии вследствие возрастания пропускной способности сетей. Эффективное управление потоками РМ рассматривается также в качестве важнейшего условия достижения оптимального режима работы ЭЭС как единого технико-экономического комплекса, необходимого для предотвращения нарушений устойчивости электроснабжения потребителей.

Как известно, существующие правила функционирования рынка электроэнергии (мощности) РФ не обеспечивают должного заинтересованного и согласованного участия всех субъектов в данном процессе [1]. В частности, отсутствуют конкурентные механизмы, направленные на привлечение инвестиций в создание новых источников РМ, формирование экономических сигналов субъектам

рынка, побуждающих их к рациональному потреблению и распределению РМ в энергосистеме России. Для инновационного и устойчивого развития электроэнергетики РФ необходимо дальнейшее совершенствование существующей модели рынка электроэнергии в контексте управления РМ. Отношения всех субъектов этого рынка, участвующих в процессе генерирования, потребления и распределения РМ, должны основываться на рыночных принципах взаимной выгоды и прозрачности действий.

Наряду с техническими особенностями ЭЭС действующие практики управления РМ определяются на основе реализуемых энергетических политик отдельных стран, а также принятых стандартов в сфере потребления электроэнергии. Делаются попытки сформировать реально работающие, основанные на рыночных принципах системы управления РМ.

Анализ электроэнергетических рынков ряда зарубежных стран в аспекте регулирования РМ. Вначале рассмотрим опыт Великобритании как одной из первых стран мира, которая провела либерализацию своего электроэнергетического комплекса. Этот опыт представляет наибольший интерес в части управления РМ.

Функционирование конкурентного электроэнергетического рынка электроэнергии (пула) в Великобритании началось в 1991 г. [2]. Его работа

¹ В порядке обсуждения. Ред.

² Жабин Константин Владимирович: zhabin_kv@icloud.com

была существенно пересмотрена в 2001 г. в связи с вводом Нового порядка торговли электроэнергией в Англии и Уэльсе (New Electricity Trading Arrangements – NETA). Рынок электроэнергии в рамках NETA состоит из двух элементов: физический рынок контрактов; механизм балансирования. Поставка РМ (в настоящей статье под поставкой понимается генерирование и/или потребление РМ) рассматривается как часть механизма балансирования.

Независимый системный оператор (National Grid Electricity System Operator – NGESO) отвечает за организацию и функционирование рынка РМ, в задачи которого входят регулирование РМ и напряжения. Участниками рынка РМ являются как генераторы, так и потребители электроэнергии. Рынок РМ основан на заключении двусторонних контрактов. Контракты заключаются по результатам проведённых торгов (тендеров) или двусторонних соглашений. Расходы, связанные с закупкой услуг по поставке РМ, возмещаются потребителями ЭЭС через тариф на передачу электроэнергии.

В рамках действующих правил поставки РМ в Великобритании установлено три вида услуг [3, 4]:

обязательная услуга по регулированию РМ (Obligatory Reactive Power Service – ORPS);

расширенная услуга по регулированию РМ (Enhanced Reactive Power Service – ERPS);

управление ограничениями передачи (Transmission Constraint Management – TCM).

Обязательная услуга по регулированию РМ (ORPS) относится к генераторам мощностью более 50 МВт, которые должны поставлять номинальную активную мощность в пределах диапазона коэффициента мощности 0,85 (для генерирования РМ в сеть) и 0,95 (для потребления РМ из сети) [5]. Услуга ORPS является наиболее распространённым способом поставки РМ [3]. В любой момент выработки активной мощности электростанции должны генерировать или потреблять РМ для того, чтобы обеспечить необходимые уровни напряжения вблизи находящихся узлов ЭЭС. Все поставщики РМ в стационарных условиях должны быть полностью доступны в диапазоне напряжения $\pm 5\%$ его номинального значения [6]. Этот диапазон напряжения применим к сетям 400, 275, 132 кВ. Поэтому устройства генерирования должны иметь постоянно действующую автоматическую систему управления возбуждением для обеспечения постоянного контроля напряжения на выходных клеммах генератора. Системный оператор контролирует РМ на каждом блоке генератора электростанции и публикует результаты этих измерений, которые в дальнейшем используются для оплаты поставки РМ.

В рамках услуги ORPS (предоставляется синхронными и асинхронными генераторами) все

электростанции получают платёж Default arrangement payment [фунт/(Мвар·ч)], который обновляется ежемесячно в соответствии с публикуемыми рыночными индикаторами [7]. Рыночные индикаторы обязательной услуги по регулированию РМ ORPS на 2018 г. составляли 2,882 фунт/(Мвар·ч) для зимнего периода и 2,633 фунт/(Мвар·ч) для летнего периода [8]. Средняя цена за несколько последних лет составляет около 3,1 фунт/(Мвар·ч).

Между электростанциями и системным оператором подписывается специальное соглашение на оказание данных услуг. За последние 10 лет в Великобритании увеличилось потребление РМ из системы (в связи со снижением спроса на активную мощность) и ожидается, что эта тенденция продолжится [9].

Расширенная услуга по регулированию РМ (ERPS) предназначена для поддержания требуемого уровня качества и надёжности электроснабжения потребителей, который должен удовлетворять установленным техническим требованиям [10]. Услуга ERPS может предоставляться не только электростанциями (которые не обязаны предоставлять обязательную услугу по регулированию РМ ORPS), но и потребителями, имеющими оборудование поставки РМ. Эта услуга может предоставляться оборудованием с более специфичными техническими характеристиками (например, с высокой скоростью набора мощности).

Услуга ERPS закупается системным оператором NGESO посредством проведения тендеров и может оказываться различными источниками РМ, способностью предоставления РМ которых превышает минимальные технические требования, установленные правилами предоставления услуги ORPS. Тендеры проводятся каждые 6 мес, а срок поставки составляет не менее 12 мес. Перед тем как объявить победителей тендеров, собственники генераторов должны подать соответствующую ценовую заявку. При рассмотрении заявок системный оператор учитывает эффективность регулирования РМ каждого поставщика в сравнении с его местоположением в ЭЭС, а также их технические (маневренные характеристики, установленная мощность и др.) и экономические показатели. В случае, если они удовлетворяют всем установленным требованиям, поставщик будет отобран.

При подаче ценовой заявки поставщики РМ должны указывать следующие виды цен: стоимости в фунтах на 1 Мвар·ч доступности Available capability price и/или стоимость использования Utilisation price, которые соответствуют выполнению определенных технических требований, установленных правилами рынка [11]. На рынке действует ограничение цены для каждого вида поставки РМ – максимум составляет 999,999 фунтов за каждый 1 Мвар.

В отличие от услуги ORPS, услуга ERPS не гарантирует выполнение платежей за предоставление РМ, если поставщик фактически не был востребован.

Управление ограничениями передачи (TCM) позволяет управлять ограничениями на передачу электрической энергии. Как известно, РМ в некоторых случаях может оказывать существенное влияние на пропускную способность линий электропередачи (ЛЭП) и на уровни напряжения в сети. Поэтому данная услуга направлена на увеличение пропускной способности ЛЭП и регулирование напряжения и закупается с помощью заключения двусторонних договоров, а если имеет место достаточная конкуренция, то с помощью проведения тендеров [4].

При отсутствии конкуренции и невозможности провести конкурентный отбор (сильная рыночная власть отдельных поставщиков) поставщики РМ оплачиваются по специальной регулируемой цене [11].

Использование этих механизмов позволило Великобритании значительно увеличить число источников РМ в ЭЭС. Так, с 1990-х годов до настоящего времени были увеличены мощности батарей конденсаторов с 3000 до 19 000 Мвар, введены другие статические компенсирующие устройства суммарной мощностью 9000 Мвар [12]. Некоторые из этих устройств реализованы в виде мобильных устройств, которые могут быть перемещены между подстанциями, чтобы решить временные местные проблемы отклонения напряжения и перегруженности сети.

Как следует из рассмотрения опыта Великобритании, примерно 20% всей РМ предоставляется генераторами электростанций, а остальной объём – другими видами источников РМ [батареи статических конденсаторов (БСК), управляемые шунтирующие реакторы (УШР), статические тиристорные компенсаторы (СТК), статические преобразователи напряжения на управляемых силовых тиристорах (СТАТКОМ) и др.], установленными в электрических сетях и у потребителей. Общая сумма сделок на рынке Великобритании за поставку РМ в мае 2018 г. составила 6,74 млн фунтов стерлингов [13]. В то же время успешное управление РМ со стороны Системного оператора позволило сократить, начиная с 1993 г., на 90% потери, связанные с перегрузкой сети.

Далее рассмотрен опыт поставки РМ в некоторых других странах мира. При этом анализируются не только экономические, но и технические вопросы, связанные с управлением и поставкой РМ, которые свойственны соответствующим электроэнергетическим рынкам.

Сразу необходимо отметить, что на рассмотренных электроэнергетических рынках поставка РМ рассматривается как:

1. Обязательная (принудительная) поставка РМ, которая основывается на выполнении общих, установленных регулирующим органом технических требований для всех поставщиков, которые должны ими безусловно выполняться. Как будет показано, обязательная поставка РМ на разных рынках может быть оплачиваемой и неоплачиваемой.

2. Расширенная поставка РМ, которая осуществляется с использованием оборудования со специфическими техническими характеристиками и предназначена для выполнения определённых задач (например, увеличение пропускной способности сети, регулирование напряжения, повышение качества электрической энергии вследствие снижения колебания уровней напряжения в сети и др.), а также в случае, если поставщик несёт издержки упущенной выгоды на рынке электроэнергии. Расширенное предоставление РМ на рассмотренных рынках всегда оплачивается.

Основные технические вопросы, связанные с поставкой РМ. Результаты сравнительного анализа технических вопросов поставки РМ в рассматриваемых странах приведены в табл. 1. Анализ выполнен на основе данных различных источников [14 – 26]. Следует отметить, что в основном во всех рассмотренных странах поставки РМ регулируются механизмами рынков системных услуг, действующими в этих странах. Как правило, эти рынки координируются и управляются соответствующими системными операторами, а некоторые из них согласуются с сетевыми компаниями. Большинство системных операторов требует, чтобы РМ предоставлялась всеми доступными техническими средствами поставки РМ в обязательном порядке в пределах установленных технических требований.

Участниками рынков системных услуг по регулированию РМ являются главным образом генераторы электростанций, за исключением участников рынка Великобритании и Австралии, где оплачиваются и другие устройства регулирования РМ, установленные у различных собственников, в том числе и у потребителей электроэнергии. В то же время во всех рассмотренных странах действуют технические требования по обеспечению в точках присоединения к электрической сети минимального коэффициента РМ. Данные требования, как правило, распространяются на потребителей.

В Великобритании, Испании и Германии действуют ограничения на поставку РМ, связанные с установленной мощностью генераторов электростанций. Минимальная установленная мощность генератора должна при этом составлять от 30 до 100 МВт. Генераторы меньшей мощности освобождаются от выполнения обязательных технических требований.

Условием исполнения принятых обязательств по поставке РМ для электростанций является выполнение требований по обеспечению необходи-

мых уровней напряжения, поддержанию в готовности оборудования РМ или осуществлению фактической поставки РМ по требованию системного оператора.

Во Франции все электростанции, которые подключены к сети, обязаны осуществлять регулирование РМ и напряжения. Динамические характеристики генерирующего оборудования поставщиков должны соответствовать заявленным ими диапазонам регулирования РМ, которые соответствуют $P-Q$ -диаграмме каждого энергоблока электростанции (эти данные предоставляются поставщиками РМ при присоединении к сетям) [17]. Следует отметить, что во Франции и Италии имеются автоматизированные системы регулирования напряжения, которые основаны на разделении электроэнергетических систем этих стран на зоны управления [18]. Данные системы дают большой эффект в обеспечении экономичности, требуемого качества электрической энергии и надёжности функционирования энергосистем в этих странах.

В США в разных регионах действуют 10 оптовых рынков электроэнергии, управляемых несколькими системными операторами, которые несут ответственность за свою энергосистему. Один оптовый рынок может охватывать один или несколько штатов. В настоящем анализе было рас-

смотрено три энергосистемы, управляемые системными операторами California Independent System Operator (CAISO), PJM Interconnection LLC (PJM) и ISO New England (ISO-NE). Стоит отметить, что в США каждый системный оператор может определить свою собственную политику по поставке РМ. Управление РМ в энергосистемах США в основном обеспечивается с помощью выполнения основного обязательного технического требования – генераторы должны поставлять РМ в пределах установленного коэффициента мощности.

Экономические вопросы поставки РМ. В табл. 2 приведены данные для сравнительного анализа экономических вопросов, связанных с регулированием РМ на электроэнергетических рынках рассматриваемых стран [15 – 26]. В большинстве этих стран РМ поставляется в рамках выполнения обязательных требований. Только некоторые страны усовершенствовали правила электроэнергетических рынков, что обеспечило конкуренцию по закупке РМ, – это Великобритания, США (CAISO), Австралия, Франция и Испания.

В качестве вариантов платежей за РМ в рассматриваемых странах применяется различная терминология:

1. Фиксированный платёж (Fixed payment или Capacity payment) – это фактически установлен-

Т а б л и ц а 1

Анализ технических условий поставки РМ на рассматриваемых электроэнергетических рынках

Страна (энергосистема)	Поставщики, на которых распространяются технические требования по поставке РМ	Обязательства поставщиков РМ	Обязательные технические требования по обеспечению коэффициента мощности ($\cos \phi$) поставщиками РМ*
Франция	Все генераторы, подключённые к сети	Обеспечение назначенной мощности в соответствии с $P-Q$ -диаграммой генератора	Информация отсутствует
Германия	Генераторы мощностью выше 100 МВт	Выполнение условий по обеспечению необходимых уровней напряжения в сети	$\cos \phi$ равен 0,95 (для генерирования РМ) и 0,975 (для потребления РМ) или $\cos \phi$ равен 0,925 (для генерирования РМ) и 0,9 (для потребления РМ)
Италия	Все генераторы, подключённые к сети	Выполнение условий по обеспечению необходимых уровней напряжения в сети	Информация отсутствует
Испания	Генераторы мощностью выше 30 МВт	Выполнение условий по обеспечению необходимых уровней напряжения в сети	$\cos \phi$ равен 0,989 (для генерирования РМ) и 0,989 (для потребления РМ)
Великобритания	Генераторы мощностью выше 30 МВт и сетевые устройства регулирования РМ (БСК, СТК и др.)	Выполнение условий по обеспечению необходимых уровней напряжения в сети	$\cos \phi$ равен 0,85 (для генерирования РМ) и 0,95 (для потребления РМ)
США (PJM)	Все генераторы, подключённые к сети	Информация отсутствует	$\cos \phi$ равен 0,9 (для генерирования РМ) и 0,95 (для потребления РМ)
США (CAISO)	Все генераторы, подключённые к сети	Информация отсутствует	$\cos \phi$ равен 0,9 (для генерирования РМ) и 0,95 (для потребления РМ)
США (ISO-NE)	Все генераторы, подключённые к сети	Информация отсутствует	$\cos \phi$ равен 0,95 (для генерирования РМ) и 0,95 (для потребления РМ)
Австралия	Генераторы, синхронные компенсаторы	Информация отсутствует	$\cos \phi$ равен 0,9 (для генерирования РМ) и 0,93 (для потребления РМ)

* Пределы диапазона коэффициента мощности, в котором поставщик должен обеспечить поставку РМ.

ный тариф платы за мощность. Данные платежи направлены на поддержание в готовности оборудования регулирования РМ к его использованию в любой момент времени и возмещение инвестиционных и операционных затрат поставщиков РМ.

2. Плата за использование (Utilisation price) – это денежные выплаты поставщикам РМ за фактическую сгенерированную или потреблённую РМ. Цель платы за использование – возмещение эксплуатационных затрат, связанных, например, с увеличением расхода топлива, потерями активной мощности, дополнительным износом оборудования (из-за нагрева и вибраций).

3. Плата за доступность (Availability payment, эксплуатационный платёж) – это денежные выплаты поставщикам РМ за понесённые инвестиционные и эксплуатационные затраты (поддержание в готовности оборудования), за обеспечение предусмотренных соглашением эксплуатационных характеристик источников РМ.

4. Плата за альтернативные издержки (Opportunity cost) представляет собой компенсацию недополученной прибыли электростанции на рынке электроэнергии [снижение объёмов продажи электроэнергии (мощности)] в связи с необхо-

димостью увеличения поставки РМ по требованию системного оператора.

Периодичность проведения закупок (тендеры или заключения двусторонних контрактов) в рамках расширенной поставки РМ варьируется от 6 мес в Великобритании до 3 лет во Франции. Необходимость проведения закупки в основном обусловливается решением имеющихся технических проблем, связанных с надёжностью (обеспечение качества электрической энергии) работы ЭЭС.

В Италии поставщики РМ обязаны выполнить установленные технические требования без какой-либо компенсации затрат [19].

В Германии также в отдельных случаях (необходимость определяется системным оператором для каждой электростанции) предусматривается специальная компенсация затрат на поставку РМ [20].

В большинстве из рассмотренных стран в вознаграждении поставщиков РМ учитываются инвестиционные затраты на модернизацию и эксплуатационные затраты. Вознаграждение поставщиков РМ во Франции дифференцируется по так называемым “чувствительным областям” и “нечувствительным областям” для поддержки необходимых

Т а б л и ц а 2

Анализ экономических вопросов, связанных с поставкой РМ на рассматриваемых электроэнергетических рынках

Страна (энергосистема)	Механизмы предоставления РМ	Критерии выбора поставщиков РМ	Используемые платежи за поставку РМ	Ориентировочные регулируемые тарифы
Франция	Обязательная поставка и расширенная поставка (двусторонние контракты)	Минимальная стоимость	Фиксированный платёж, евро/мес; платёж за доступность, евро/(Мвар·ч); издержки упущенной выгоды евро/(МВт·ч)	Данные отсутствуют
Германия	Обязательная поставка и расширенная поставка (двусторонние контракты)	Технические требования	Издержки упущенной выгоды	Данные отсутствуют
Италия	Обязательная поставка	Технические требования	Не оплачиваются	Данные отсутствуют
Испания	Обязательная поставка и расширенная поставка (тендеры)	Технические требования	Фиксированный платёж, евро/Мвар в год; плата за использование евро/(Мвар·ч). Применяются штрафы	Данные отсутствуют
Великобритания	Обязательная поставка и расширенная поставка (тендеры)	Минимальная стоимость и технические требования	Фиксированный платёж фунт/(Мвар·ч); плата за доступность фунт/(Мвар·ч); плата за использование, фунт/(Мвар·ч)	Фиксированный платёж 3,1 фунт/(Мвар·ч)
США (PJM)	Обязательная поставка	Технические требования	Фиксированный платёж за мощность, дол/Мвар; издержки упущенной выгоды, дол/(МВт·ч)	Фиксированный платёж за мощность от 1005 дол/Мвар в год до 5907 дол/Мвар в год
США (CAISO)	Обязательная поставка	Технические требования	Издержки упущенной выгоды, плата за использование	Данные отсутствуют
США (ISO-NE)	Обязательная поставка	Технические требования	Фиксированный платёж за мощность; альтернативные издержки; затраты на собственные нужды; плата за использование	Фиксированный платёж за мощность, 1050 дол/Мвар в год
Австралия	Обязательная поставка и расширенная поставка (тендеры)	Технические требования	Доступность дол/(Мвар·ч); издержки упущенной выгоды, дол/(МВт·ч)	Данные отсутствуют

уровней напряжения, которые определяются системным оператором [21]. Всем электростанциям, расположенным в “чувствительных зонах”, выплачивается фиксированный годовой платёж за участие в поддержке уровней напряжения [22]. Также поставщику может быть увеличено вознаграждение на 50% фиксированного годового платежа, если он выполняет специально назначенные технические требования по поставке РМ (участвует во вторичном регулировании напряжения) [16].

Системный оператор Австралии (Australian Energy Market Operator, АЕМО) осуществляет закупки РМ с помощью тендеров, в рамках вспомогательной услуги контроля напряжения (Voltage Control Ancillary Service, VCAS) [23, 24]. Целью услуги VCAS является управление потоками РМ в энергосистеме для поддержания требуемых уровней напряжения. Услуга VCAS может оказываться с использованием:

1. Генераторов электростанций, включая ветряные и солнечные электростанции. Типичными для их работы являются следующие режимы:

синхронного компенсатора (возможность генерирования или потребления РМ без производства активной мощности);

генерирования или потребления РМ, превышающие установленные регулятором общие технические требования по поставке РМ.

2. Любого оборудования, подключённого к сети и способного генерировать и потреблять РМ (СТК, СТАТКОМ, БСК и др.).

В США предоставление РМ осуществляется в рамках обязательных механизмов, и проведение торгов по её закупке не предусматривается. Отличие рынка CAISO от рынков PJM и ISO-NE состоит в том, что на рынке CAISO отсутствует фиксированный платёж за поставку РМ. В то же время на всех рассмотренных рынках США имеется оплата издержек упущенной выгоды. Фиксированный платёж за поставку РМ на рынке ISO-NE составляет 1050 дол/Мвар в год, а на рынке PJM платёж – от 1005 до 5907 дол/Мвар в год [25].

На рынке ISO-NE компенсируются затраты электростанциям на основе четырёх компонентов:

плата за мощность (основные капитальные затраты, затраты на модернизацию, эксплуатационные затраты);

оплата издержек упущенной выгоды вследствие вынужденного уменьшения выработки активной мощности;

затраты на собственные нужды (например, когда генератор работает в режиме синхронного компенсатора и необходимо откачивать воду из области рабочего колеса);

стоимость произведённой энергии, необходимой для поддержания напряжения в сети.

Затраты на оплату поставок РМ во всех рассмотренных странах, как правило, включаются в сетевые тарифы на передачу электроэнергии [26].

Эти тарифы дифференцируются для конечных потребителей электрической энергии по уровням напряжения или средним коэффициентам мощности в точках подключения потребителей к сетям.

Правила работы рассматриваемых электроэнергетических рынков основываются на многокритериальном принципе их планирования с учётом индивидуальных интересов каждого субъекта рынка. Если потребитель отклоняется от указаний диспетчера, то к нему применяется система санкций и штрафов, прописанная в договоре.

Поставки РМ почти во всех странах являются обязательным условием для всех участников рынка. При закупке РМ предпочтительны двусторонние договоры и тендеры. При заключении двусторонних договоров системный оператор заранее оговаривает с потенциальными поставщиками объёмы, качество и цену РМ. Такого вида сделки позволяют системному оператору произвести отбор и приобрести более дешёвые услуги у более эффективного поставщика.

В целом на электроэнергетических рынках формирование цен на РМ основано на:

установлении тарифов (тарифы рассчитываются и устанавливаются регулятором рынка);

тендерных ценах (при организации тендера отбор поставщиков осуществляется исходя прежде всего из цены предложения).

Регулируемый тариф (фиксированные выплаты) в рассмотренных странах, как правило, устанавливается государственным регулятором или системным оператором и является единым для всех поставщиков. Очевидно, что эта форма возмещения затрат на предоставленные услуги используется тогда, когда в существующих условиях трудно или даже невозможно создать конкурентную среду из-за имеющих место юридических и технических ограничений. Но в целом признаётся, что применение системы регулируемого тарифа нежелательно, так как этот ценовой механизм не всегда позволяет отразить фактические затраты, понесённые поставщиками РМ.

При закупке РМ методом торгов поставщики получают цену на основе принятого их ценового предложения. Этот метод оплаты подходит только тогда, когда предлагаемое качество товара на рынке сильно дифференцировано и предложения трудно сопоставимы. При этом цена предложения торгов не предоставляет поставщикам стимулов давать предложения со стоимостью, равной их предельным затратам, за исключением случаев, когда концентрация рынка достаточно низкая.

Таким образом, отсутствует какая-либо чёткая граница между оплачиваемыми и неоплачиваемыми поставками РМ. При всем этом компенсация издержек, связанных с поставкой РМ, в том или ином виде характерна для всех рассматриваемых стран, за исключением Италии.

Компенсация издержек упущенной выгоды применяется для генераторов (электрических станций) в США, Австралии, Франции и Германии, если по требованию системного оператора необходимо снизить производство активной мощности этим генератором.

Анализ современного состояния управления РМ на рынке электроэнергии (мощности) России. Следует отметить, что за рубежом, в отличие от России, проблеме управления РМ уделяется внимание не только на уровне технических аспектов, но и в сфере гармонизации экономических и управленческих функций.

Ситуация с уровнем компенсации РМ в электрических сетях России в последние годы существенно не менялась, хотя в некоторых региональных энергосистемах имела тенденцию к ухудшению. К сожалению, в настоящее время отсутствует полная и достоверная информация о фактическом уровне компенсации РМ по стране в целом, по отдельным регионам и уровням напряжения электрических сетей. Но и та ограниченная информация, которая имеется на сегодня, свидетельствует о значительных проблемах, требующих безотлагательного решения.

На сегодняшний день на рынке электроэнергии (мощности) России осуществляется исключительно только торговля активной мощностью [27, 28]. При этом в математических моделях рынка на сутки вперед и балансирующего рынка присутствуют уравнения баланса реактивной мощности, но уровни напряжений, генерируемая (потребляемая) РМ на электростанциях, коэффициенты трансформации и величины нагрузок по реактивной мощности не являются переменными параметрами. Значения элементов управления РМ в ЕЭС, которые существенно влияют на баланс РМ, принимаются в качестве исходных данных и не изменяются. Получается, что на рынке электроэнергии (мощности) России заложена возможность по оптимизации электроэнергетической системы по РМ, но в настоящее время эта возможность не используется.

На оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ) ответственность за регулирование РМ и напряжения возложена на АО «Системный оператор ЕЭС» и сетевые компании. Эти компании на основании опыта предыдущих периодов и текущей оперативной обстановки осуществляют регулирование РМ и напряжения, а также определяют необходимость ввода новых мощностей (РМ), привлечение потребителей к поставкам РМ. Системный оператор осуществляет закупку системных услуг в части РМ.

Стоит отметить, что Системный оператор при управлении режимом энергосистемы по напряжению в основном опирается на электростанции (на сегодняшний день в России они рассматриваются как основные поставщики РМ). По оценкам авто-

ра статьи [29], 60 – 70% всей РМ предоставляется генераторами электростанций. При присоединении к ОРЭМ все электростанции обязаны предоставлять Системному оператору $P-Q$ -диаграммы, которые показывают возможности каждого генератора электростанции по генерированию и потреблению РМ в различных режимах его работы по выработке активной мощности. В соответствии с этими диаграммами каждая электростанция на обязательной основе должна предоставить весь заявленный объём РМ, который указан в $P-Q$ -диаграмме, при условии отсутствия факторов, влияющих на регулировочный диапазон генератора по РМ. Другие источники РМ считаются лишь частью системы передачи электроэнергии, и ответственность (поддержание в постоянной готовности) за их работу несут сетевые компании и потребители. Кроме того, чтобы гарантировать надёжность функционирования энергосистемы и качество электроэнергии, сетевые компании могут инвестировать средства в строительство нового оборудования, если существующие ресурсы РМ исчерпаны (через свои инвестиционные программы).

Вместе с этим все электростанции в автоматическом режиме, в режиме реального времени осуществляют балансирование РМ и обеспечивают требуемый резерв РМ для ликвидации возможных аварийных ситуаций. Прочие устройства, такие как БСК, УШР, СТК, СТАТКОМ и др., находятся в собственности и в управлении сетевых компаний и потребителей. Все эти субъекты обязаны обеспечить работу данных устройств в любое время и, как правило, без каких-либо экономических стимулов на это. Исключение составляют те потребители, которые, по мнению сетевых компаний, могут осуществлять регулирование РМ в ЭЭС. К таким потребителям может применяться понижающий (повышающий) коэффициент к услугам за передачу электрической энергии (к услугам за содержание электрической сети) [30]. Эти коэффициенты распространяются исключительно на потребителей, у которых заключён договор с сетевой компанией на оказание услуг по передаче электроэнергии, так как применить повышающие (понижающие) коэффициенты возможно только при наличии данного договора. Следует отметить, что на практике эти коэффициенты, как правило, не применяются сетевыми компаниями.

На сегодняшний день в России действуют следующие основные документы, регламентирующие поставку и управление РМ:

договор о присоединении к торговой системе оптового рынка;

приказ Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004 № 20-э/2 «Об утверждении Методических указаний по расчёту регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке»;

постановление Правительства РФ от 03.03.2010 № 117 “О порядке отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надёжности, и оказания таких услуг, а также об утверждении изменений, которые вносятся в акты Правительства РФ по вопросам оказания услуг по обеспечению системной надёжности”;

постановление Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 “О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике”;

правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ, утверждённые приказом Минпромэнерго России от 19.06.2003 № 229;

приказ Минэнерго России от 23.06.2015 г. № 380 “О порядке расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии”;

приказ Федеральной службы по тарифам России от 31.08.2010 № 219-Э/6 “Об утверждении Методических указаний по расчёту повышающих (понижающих) коэффициентов к тарифам на услуги по передаче электрической энергии в зависимости от соотношения потребления активной и реактивной мощности...”;

методика оценки технико-экономической эффективности применения устройств FACTS в ЕНЭС России (СТО 56947007-29.240.019-2009);

методические указания по проведению расчётов для выбора типа, параметров и мест установки устройств компенсации реактивной мощности в ЕНЭС (СТО 56947007-29.180.02.140-2012).

Важно отметить, что эти документы распространяются в основном на отношения потребителей и сетевых компаний и в меньшей степени относятся к источникам выработки электрической энергии. В то же время два последних стандарта основываются на ряде факторов технико-экономического эффекта от установки источников РМ. Наряду с этим в данных методиках отсутствуют предложения по количественной оценке этих факторов, что ставит вопрос о возможности их использования на практике. Большинство перечисленных документов требует доработки, актуализации и взаимной увязки.

В настоящее время в РФ сложилась практика “принуждения потребителей к регулированию РМ” – это когда сетевые компании включают требования к установке источников РМ в технические условия на этапе технологического присоединения. В связи с вышеизложенным на сегодняшний день практически отсутствуют экономические стимулы, которые побуждали бы сетевые компании и потребителей электроэнергии к рациональному потреблению и распределению РМ в ЭЭС.

Для электростанций затраты на поставку РМ возмещаются через “внешнюю регулировочную инициативу” балансирующего рынка (т.е. покрываются издержки упущенной выгоды) и системные услуги по регулированию РМ. Все иные затраты электростанций, связанные с поставкой РМ, т.е. затраты на модернизацию, обслуживание, ремонт генерирующего оборудования РМ, как “предполагается” правилами рынка, включаются их собственниками в стоимость активной мощности (рынок мощности) или в стоимость электрической энергии.

Для электростанций поставка РМ считается побочной технологической обязанностью, не приносящей явного дохода (возмещение постоянных и переменных затрат, связанных с регулированием РМ). Все затраты на оказание системных услуг по регулированию РМ включаются в тариф Системного оператора на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике. К оказанию данных услуг привлекаются, как правило, гидроэлектростанции (ГЭС), которые, как известно, являются дешёвыми и экологически чистыми источниками энергии. Другие потенциальные поставщики РМ (СТК, УШР, СТАТКОМ и др.) в рамках действия рынка системных услуг не рассматриваются. Так, на основе проведённого анализа данных на официальном сайте Системного оператора можно сделать вывод, что за последние 5 лет Системным оператором путём проведения запросов предложений для оказания системных услуг по регулированию РМ ежегодно отбиралось электрических мощностей ГЭС (ГАЭС) в среднем около 2,5% суммарной установленной мощности всех электростанций ЭЭС России.

Предложения по совершенствованию существующего подхода управления РМ в электроэнергетике России. Совершенствование существующего подхода управления РМ в электроэнергетике России должно быть направлено в первую очередь на повышение заинтересованности всех субъектов рынка в решении данной проблемы; на создание эффективных инструментов привлечения инвестиций на ввод в работу современных источников РМ в тех местах энергосистемы, где это выгодно будет всему рыночному сообществу; а также на внедрение инструментов, направленных на предоставление соответствующих ценовых сигналов участникам рынка, побуждающих их к эффективному регулированию и использованию РМ. Поэтому на настоящем этапе развития электроэнергетического рынка РФ наиболее актуальным становится поиск реально эффективных экономических механизмов и инструментов рациональной поставки РМ, а не хаотичное использование ранее созданных средств компенсации РМ, которые первоначально, возможно, не отличались максимальной эффективностью с позиций рыночной экономики.



Упрощённая общая схема функционирования рынка РМ

В настоящее время положение существенно усложнилось в результате чрезвычайного разнообразия видов источников электроэнергии, разделённых между множеством заинтересованных компаний, собственников и потребителей.

Вопрос о необходимости формирования рыночного механизма управления РМ, гибко реагирующего на актуализацию тех или иных конкретных рисков, наиболее отчётливо проявился на этапах формирования конкурентных рынков в электроэнергетике. И именно поэтому некоторыми зарубежными специалистами было предложено организовать управление РМ в виде отдельного рынка РМ [31]. Из-за тесной связи активной и реактивной мощности задача ценообразования на РМ ставилась совместно с проблемой ценообразования на активную мощность. Исследования показали, что между активной и реактивной мощностью невозможно установить простую связь [32]. Поэтому ценообразование на РМ имеет самостоятельное значение, а рынки электроэнергии явно нуждаются во введении цен на РМ.

В силу изложенного предлагается создать в рамках ОРЭМ соответствующий рынок РМ и интегрировать его в существующую модель ОРЭМ (создать отдельный сегмент). На рисунке показана упрощённая общая схема функционирования рынка РМ.

Важно отметить, что на рынке РМ должна быть создана конкуренция не только между электростанциями, но и между другими источниками РМ, принадлежащими различным субъектам рынка электроэнергии, что представляется наиболее рациональным решением, поскольку электростанции имеют более высокие капитальные и эксплуатационные затраты, связанные с поставкой РМ [33].

Необходимо, чтобы рынок РМ стал долгосрочным (т.е. цена поставки РМ определялась бы заранее), так как проведённое исследование [34] показывает, что ценообразование РМ подобно актив-

ной мощности будет приводить к значительной волатильности цен. Для этого поставщики РМ должны определяться (с помощью проведения квалифицированных отборов поставщиков РМ), например, Системным оператором один раз в год на основе заявленных годовых объёмов потребления (выработки) РМ её потребителями. При этом потребители должны оплачивать (получать оплату) только за фактически потреблённую (сгенерированную) РМ.

Одним из важнейших инструментов рынка РМ должно стать привлечение (стимулирование) частных инвестиций в создание источников РМ в тех местах ЭЭС, где будет получен наибольший технический и экономический эффект от их установки. Затраты на их создание должны распределяться между потребителями РМ (в том числе сетевыми компаниями), которые непосредственно получают выгоду от их установки. Выбор оптимальных мест установки источников РМ в ЭЭС должен основываться на современных методах их нахождения [35] и оценки экономической эффективности с активным взаимодействием Системного оператора и сетевых компаний в этом вопросе с последующим конкурентным отбором субъектов рынка, которые будут осуществлять строительство и ввод в эксплуатацию источников РМ.

Важно отметить, что, во-первых, формирование рынка РМ должно быть направлено не на то, чтобы Системный оператор начал отвечать за минимизацию и уровень потерь в сетях, а на то, чтобы им осуществлялась оптимизация режимов электроэнергетической системы по РМ с учётом изменения значений элементов управления ЭЭС, которые существенно влияют на баланс РМ (напряжения на генераторах и других устройствах). Во-вторых, сетевые компании совместно с Системным оператором должны выполнять планирование создания современных источников РМ, которые позволят обеспечить требуемый уровень системной надёжности и максимальную энергоэффективность функционирования ЭЭС. В-третьих, формирование рынка РМ конечно же обяжет субъектов рынка (потребителей и сетевые компании) дополнительно оплачивать РМ (энергию), но в то же время из-за получаемого эффекта от рационального управления РМ позволит минимизировать интегральные затраты субъектов электроэнергетического рынка на обеспечение надёжности (качество электроэнергии), повысить энергоэффективность электросетевого комплекса и как следствие всего этого в итоге снизить суммарную плату за электроэнергию (мощность) её потребителями.

Затраты на создание и обслуживание рынка РМ должны быть сведены к минимуму, поскольку они вычитаются из благосостояния всего рыночного сообщества. Следует тщательно изучить все нюансы и избежать создания сложной и дорого-

стоящей конструкции предлагаемого рынка. Стоимость обслуживания рынка не должна превышать величину экономического эффекта от регулирования РМ, т.е. создание рынка должно быть экономически целесообразным. В то же время, принимая во внимание существующие требования ОРЭМ к контролю и учёту электроэнергии и мощности, все потребители рынка имеют техническую возможность учёта потреблённой или сгенерированной РМ, что в свою очередь не потребует от них дополнительных затрат на расчёт фактического потребления РМ.

Оценка экономического эффекта от компенсации РМ в силу отсутствия тарифа является сложной задачей, и в настоящее время отсутствуют какие-либо достоверные способы анализа этого эффекта. Поэтому решение данного вопроса должно привлечь внимание исследователей. Важность РМ как компонента надёжного функционирования ЭЭС достаточно трудно оценить экономически, но зарубежный опыт наглядно показывает, что в электроэнергетике России необходимо развивать данное направление для её будущей устойчивой работы.

Необходимо также отметить, что для повышения эффективности управления электрическими режимами в ЭЭС, снижения потерь и так далее в электрических сетях целесообразно будет формирование централизованной автоматической системы управления существующими и вновь вводимыми источниками РМ.

С целью совершенствования нормативно-правовой базы в соответствии с современными требованиями, передовым зарубежным опытом, необходимостью повышения надёжности и экономичности функционирования ЭЭС России представляется целесообразным:

выйти с предложением внести в соответствующие разделы Правил оптового и розничного рынков электроэнергии, а также на правительственном уровне дополнительные требования по распространению обязательств по поставке и потреблению РМ;

разработать и внедрить отраслевой стандарт по оценке системного экономического эффекта от установки и ввода в эксплуатацию источников РМ в магистральных и распределительных электрических сетях;

разработать, согласовать и внедрить единую математическую модель ЭЭС России (для АО «СО ЭЭС» и ПАО «Россети») для расчётов и оптимизации текущих и перспективных режимов работы, определения наилучших мест и мощности расположения источников РМ;

обеспечить финансирование, ускорить разработку программы и поэтапное внедрение трёхуровневой автоматизированной системы управления потоками РМ и уровнями напряжения в электрических

сетях (по примеру созданных систем во Франции и Италии);

в составе Государственной информационной системы предусмотреть систему государственной отчётности и мониторинга объёмов внедрения компенсирующих устройств, степени и эффективности их использования в электрических сетях и у потребителей;

в раздел 2 «Правил технологического функционирования электроэнергетических систем» внести дополнение, регламентирующее оптимизацию потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях;

принять правила функционирования рынка РМ, определяющие порядок квалифицированного отбора поставщиков РМ и финансовых расчётов участников рынка.

Выводы

1. Международный опыт формирования электроэнергетических рынков в части предоставления и управления РМ специфичен для каждой страны, и на сегодняшний день не существует единой, универсальной модели. Этот опыт показывает эффективность управления РМ на основе экономических методов. В большинстве рассмотренных зарубежных рынков поставка РМ рассматривается как системная услуга, которая направлена на обеспечение требуемого уровня надёжности функционирования ЭЭС. Как правило, услуги поставки РМ оплачиваются с использованием фиксированных платежей (тарифов). Закупка этих услуг конкурентным способом осуществляется только в Великобритании, Австралии и Испании на основе одного конкурентного способа – проведения тендеров. Более того, поставка РМ нередко рассматривается как обязательная и подлежит отдельной оплате от активной мощности. В то же время рассмотренные в настоящей статье рынки РМ не предоставляют чётких экономических сигналов потребителям, потому что все издержки системными операторами включаются, как правило, в сетевые тарифы на услуги по передаче электроэнергии и мощности и распределяются между всеми потребителями на пропорциональной основе (по объёмам потребления электроэнергии), что не соответствует принципу эффективности распределения затрат.

Во всех рассмотренных рынках отсутствуют полноценные рыночные механизмы ценообразования на РМ. Тем не менее наибольшего развития системы оплаты РМ получили в Великобритании, где оплачиваются как обязательное предоставление РМ, так и системные услуги в рамках балансирующего механизма рынка электроэнергии.

2. На рынке электроэнергии и мощности России экономичному регулированию РМ не уделяет-

ся должного внимания со стороны регулирующих органов этого рынка. Действующие процедуры обеспечили лишь некоторое возмещение электростанциям затрат, связанных с поставками РМ, а также способствовали их экономической заинтересованности и согласованности с системным оператором в данном процессе и, как следствие, повышению надёжности функционирования ЭЭС. Однако существующие подходы должны быть усовершенствованы для того, чтобы устранить имеющиеся недостатки. Для электростанций, в частности, может потребоваться модернизация или реконструкция основного и вспомогательного оборудования по генерации и потреблению РМ (повышающий трансформатор, устройство возбуждения, система мониторинга и т.д.). В таком случае подход, применяемый на сегодняшний день, т.е. включение этих затрат в стоимость активной мощности (энергии), не является экономически оправданным решением.

3. На сегодняшний день представляется целесообразным:

1) обеспечить полноценную систему контроля и учёта РМ и электроэнергии на границах раздела балансовой принадлежности субъектов рынка с соответствующей корректировкой нормативных документов по техническим требованиям к этому контролю и учёту;

2) обеспечить полноценную систему диспетчерского контроля и учёта режимов работы оборудования поставки РМ;

3) внести дополнения в коммерческие правила рынка РМ по интеграции его в ОРЭМ. На первых этапах функционирования этого рынка ввести:

требования по обеспечению минимального коэффициента РМ поставщиками РМ;

технические требования к источникам РМ;

технические требования к системе диспетчерского контроля и учёта режимов работы источников РМ;

обязанность и уровень платежей за поставку РМ;

плату за потребление РМ крупными промышленными потребителями или (на первом этапе) ввести шкалу скидок и надбавок к тарифу на активную электроэнергию за выполнение заданного коэффициента РМ.

4. Вопросы, связанные с управлением РМ в ЭЭС России, необходимо исследовать как системную технико-экономическую проблему в составе электроэнергетического бизнеса с привлечением всех участников рынка, заинтересованных в данном процессе. Для формирования правильной системы ценообразования на РМ должны быть чётко разделены обязанности всех участников рынка.

Список литературы

1. *Воротницкий, В. Э.* Оптимизация режимов электрических сетей 220 – 750 кВ по реактивной мощности и напряжению [Текст] / В. Э. Воротницкий, М. А. Рабинович, С. К. Каковский // Энергия единой сети. – 2013. – № 3 (8). – С. 50 – 59.
2. *Модели ценообразования на услуги субъектов естественных монополий в Великобритании* [Электронный ресурс]. – М.: НИУ “Высшая школа экономики”, 2015. – (<https://ipcrem.hse.ru>).
3. *Obligatory reactive power service (ORPS)* [Electronic resource]. – (<https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/reactive-power-services/obligatory-reactive-power-service-orps>).
4. *Transmission constraint management* [Electronic resource]. – (<https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/system-security-services/transmission-constraint-management>).
5. *Национальный стандарт подключения и развития национальной системы передачи электроэнергии Великобритании* [Electronic resource]: Grid Code (CC 6.3.2) ISSUE 5, REVISION 21 (2017, 21 March). – (<https://www.nationalgrideso.com/document/34091/download>).
6. *Review of Grid Code Connection Conditions for Frequency and Voltage Operating Ranges. Paper by National Grid 2009* [Electronic resource]. – (<https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/15420-Frequency%20and%20Voltage%20Operating%20Range.pdf>).
7. *CUSC Schedule 3. Balancing Services Market Mechanisms – Reactive Power* [Electronic resource]. – (<https://www.nationalgrideso.com/document/91611/download>).
8. *Reactive Power Market Invitation To Tender and Guidance Notes. For contracts commencing* [Electronic resource]. – (https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/3_Guidance%20Notes%20V2%20TR40.pdf).
9. *Product Roadmap for Reactive Power* [Electronic resource]. – (<https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/National%20Grid%20SO%20Product%20Roadmap%20for%20Reactive%20Power.pdf>).
10. *Enhanced reactive power service* [Electronic resource]. – (<https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/reactive-power-services/enhanced-reactive-power-service>).
11. *System Services International. Review. Market Update. 16010876. Prepared by KEMA Inc. London (2011, November 24)* [Electronic resource]. – (<http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/System-Services-International-Review-KEMA.pdf>).
12. *Principles for Efficient and Reliable Reactive Power Supply and Consumption: Federal Energy Regulatory Commission Staff Report (2005, February 4)* [Electronic resource]. – (<https://www.ferc.gov/CalendarFiles/20050310144430-02-04-05-reactive-power.pdf>).
13. *Ежемесячный отчет функционирования балансирующего рынка Великобритании, 2018/19 год* [Electronic resource]. – (<https://www.nationalgrideso.com/sites/eso/files/documents/MBSS%20May%202018.pdf>).
14. *Eto, J. H.* Report U. S. Department of Energy. National Transmission Grid Study (2002) [Electronic resource] / J. H. Eto, F. L. Alvarado, J. E. Dagle, J. F. Hauer, S. E. Widergren, G. Gross, T. J. Overbye, E. Hirst, B. J. Kirby, D. H Meyer., S. S. Oren, R. Sedano. – (<https://certs.lbl.gov/publications/national-transmission-grid-study-2002>).
15. *Alvarado, F.* Reactive power as an identifiable ancillary service. Transmission Administrator of Alberta, Ltd., Alberta, Canada [Electronic resource] / F. Alvarado, B. Borissov, L. Kirsch. – (<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.482.6201&rep=rep1&type=pdf>).
16. *Mousavi, O. A.* Literature survey on fundamental issues of voltage and reactive power control [Electronic resource] / O. A. Mousavi, R. Cherkaoui. – Lausanne, Switzerland:

- Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, 2011. – (<https://scholar.google.ru/citations?user=ITIZYYAAAAAJ&hl=ru>).
17. *Margotin, T.* Reactive power support on the French power system: generation units performance monitoring [Electronic resource]/T. Margotin [et al.] // IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference. – 2006. – P. 906 – 909. – (DOI: 10.1109/MELCON.2006.1653245).
 18. *Rebours, Y. G.* A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services. Part I: Technical Features [Text] / Y. G. Rebours, D. S. Kirschen, M. Trotignon, S. Rossignol // IEEE Transactions on Power Systems. – 2007. – Vol. 22. – No. 1. – P. 350 – 357.
 19. *Berizzi, A.* Reactive power pricing: a proposal for the Italian market [Text] / A. Berizzi [et al.] // IEEE Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. – IEEE, 2008. – P. 1 – 8.
 20. *Study on the future design of the ancillary service of voltage and reactive power control (31.10.2018).* [Electronic resource]. – (https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/voltage-control/20181109_study-on-the-future-design-of-the-ancillary-service-of-voltage-and-reactive-power-control.pdf).
 21. *System Services Rules, 2014* [Electronic resource]. – (http://clients.rte-france.com/html/an/offre/telecharge/20140101_Regles_SSY_approuvees_an.pdf).
 22. *Margotin, T.* Les Services Système: l'expérience de RTE [Text] / T. Margotin, P. Juston, M. P Houry // J3eA. – 2006. – Vol. 5.
 23. *Network Support and Control Ancillary Service (NSCAS) Description* [Electronic resource]. – (<https://www.aemo.com.au/media/Files/Other/electricityops/0168-0031%20pdf.pdf>).
 24. *Guide to ancillary services in the national electricity market, 2015* [Electronic resource]. – (<https://www.aemo.com.au/-/media/Files/PDF/Guide-to-Ancillary-Services-in-the-National-Electricity-Market.ashx>).
 25. *Li, F.* A Preliminary Analysis of the Economics of Using Distributed Energy as a Source of Reactive Power Supply [Electronic resource] / F Li., J. D. Kueck, D. T. Rizy, T. King. – Oak Ridge, TN, USA, First Quart. Rep. Fiscal Year, Apr. 2006, Oak Ridge Nat. Lab. – (<https://ru.scribd.com/document/6898567/Economics-of-DG-for-Reactive-Power>).
 26. *Обобщенный обзор тарифов на передачу электроэнергии в Европе, 2014* [Электронный ресурс]. – ENTSO-E. – (<http://www.uverenniy.ru/entso-e-evropejskoe-soobshestvo-operatorov-magistralenih-setej.html>).
 27. *Davidson, M. R.* Market Applications in the Electricity Market of the Russian Federation [Text] / M. R. Davidson, G. V. Labutin // International Journal of Public Administration. – 2019. – Т. 42. – № 15 – 16. – P. 1363 – 1369.
 28. *Давидсон, М. Р.* Математическая модель управления энергосистемой в условиях конкурентного оптового рынка электроэнергии и мощности в России / М. Р. Давидсон, Ю. В. Догадушкина, Е. М. Крейнес, Н. М. Новикова, А. В. Селезнев, Ю. А. Удальцов, Л. В. Ширяева // Известия РАН. Теория и системы управления. – 2009. – № 2. – С. 84 – 94.
 29. *Горожанкин, П. А.* Управление напряжением и реактивной мощностью в электроэнергетических системах. Европейский опыт [Текст] / П. А. Горожанкин, А. В. Майоров, С. Н. Макаровский, А. А. Рубцов // Электрические станции. – 2008. – № 6. – С. 40 – 47.
 30. *Приказ ФСТ РФ от 31.08.2010 г. № 219-э / 6* [Электронный ресурс]. – (http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_105613/).
 31. *Стофт, С.* Экономика энергосистем. Введение в проектирование рынков электроэнергии [Текст] / С. Стофт. – М.: Мир, 2006. – 623 с.
 32. *Gil, J. B.* Reactive power pricing: A conceptual framework for remuneration and charging procedures [Text] / J. B. Gil, T. G. San Roman, J. A. Rios, P. S. Martin // IEEE Transactions on Power Systems. – 2000. – Vol. 15. – No. 2. – P. 483 – 489.
 33. *Колибаба, В. И.* Особенности формирования и развития рынка реактивной мощности [Текст] / В. И. Колибаба, К. В. Жабин // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. Экономические науки. – 2017. – Том 10. – № 4. – С. 114 – 125.
 34. *Hogan, W. W.* Markets in real electric networks require reactive prices [Text] / W. W. Hogan // The Energy Journal. – 1993. – Vol. 14. – No. 3. – P. 171 – 200.
 35. *Masoum, M. A. S.* Optimal placement, replacement and sizing of capacitor banks in distorted distribution networks by genetic algorithms [Text] / M. A. S. Masoum [et al.] // IEEE transactions on power delivery. – 2004. – Т. 19. – № 4. – С. 1794 – 1801.