

УДК 338.5 DOI: 10.14451/1.230.176

Механизм формирования системы оплаты реактивной мощности

© 2024 Сухарева Евгения Викторовна

Доктор экономических наук, доцент, профессор кафедры Экономики в энергетике и промышленности. Национальный исследовательский университет МЭИ, Москва, Россия.

E-mail: sukharevayevv@mpei.ru

Ключевые слова: рынок реактивной мощности, рынок электроэнергии, рынок мощности, рынок системных услуг, технологии компенсации реактивной мощности, затраты на генерацию.

В работе проанализированы существующая ситуация в регулировании реактивной мощности, проведено обоснование необходимости оплаты услуг по компенсации реактивной мощности (РМ). По итогам анализа режимов работы электростанций и компенсирующих устройств в режимах генерации/поглощения РМ определены основные статьи производственных затрат, необходимых для формирования эффективной системы оплаты РМ, определены затраты на осуществления регулирования всеми возможными способами, которые в настоящий момент никак не компенсируются потребителями. Для турбогенераторов электростанций (ЭС) предложена группировка затрат на компенсацию РМ в соответствии с режимами работы турбогенераторов: затраты на поддержание оборудования в готовности к работе по компенсации РМ, производственные затраты непосредственно связанные с режимами генерации/поглощения РМ, затраты, связанные с упущенной выгодой ЭС по возможной генерации активной мощности и электрической энергии, а также затраты, связанные с обеспечением надежности энергосистемы. На основе систематизации полученных в ходе исследования результатов предложен механизм формирования системы оплаты РМ, учитывающий технические и экономические особенности совместной работы различных инструментов компенсации РМ (регулирование РМ турбогенераторами ЭС, компенсирующими устройствами ЭС и сетей, оптимизация режимов работы ЛЭП, стимулирование ночного потребления) в составе энергосистемы. Итогом разработанного механизма являются предложения по оплате РМ на базе существующей модели рынка электроэнергии и мощности.

Введение

Компенсация реактивной мощности (РМ) и поддержание требуемого уровня напряжения в узлах энергосистемы могут быть обеспечены путем установки компенсаторов реактивной мощности, за счет работы турбогенераторов электростанций в режимах поглощения реактивной мощности, за счет оптимизации длины линий

электропередачи (ЛЭП), а также за счет стимулирования ночного потребления электроэнергии и сглаживания графиков нагрузок.

В рамках сглаживания графиков нагрузки в период дневного пика и ночного провала работа ведется активно не только со стороны снижения необходимого размера компенсируемой реак-

тивной мощности, но и для обеспечения эффективности энергетической системы в целом. Введение многотарифного учета потребления электроэнергии с более высокими ценами днем и более низкой стоимостью в ночные часы осуществляется по всей стране для всех видов потребителей. Однако данный подход весьма ограничен в связи с потребностями непромышленных потребителей.

Традиционно в российской энергосистеме Системный оператор использует турбоагрегаты электростанций для поддержания требуемых уровней напряжения в ее узлах [6]. Все электростанции в автоматическом режиме, в режиме реального времени осуществляют балансирование РМ и обеспечивают требуемый резерв РМ для ликвидации возможных аварийных ситуаций.

Турбогенераторы, устанавливаемые на электростанциях, предназначены для выработки активной и РМ. Каждая электростанция является уникальной в части производства и потребления РМ. Имеется возможность перевода генераторов в режим синхронного генератора, но при этом необходимо учитывать, что нужно обеспечить быстрый переход в генераторный режим с последующим набором нагрузки. Для турбогенераторов такой режим возможен при прекращении подачи пара в турбину, если такой режим разрешен заводом-изготовителем, или при пропуске минимального количества пара. Однако такие режимы используются крайне редко, поскольку паровая турбина не может обеспечить быстрый набор мощности. Однако основное предназначение турбогенераторов – это производство активной мощности и электроэнергии, поэтому работа их в качестве регулятора РМ должна быть обоснована.

Синхронный генератор электростанции может как генерировать, так и потреблять РМ. Для каждого синхронного генератора определяются пределы регулирования РМ в виде P-Q диаграммы мощности. На нем может вырабатываться до 80% РМ по отношению к активной мощности, а потребляться около 30–40% при ограничении

активной мощности до 40%. Регулирование осуществляется плавно.

Для того чтобы турбогенераторы работали в оптимальных для них режимах генерации электроэнергии, на станциях устанавливаются синхронные компенсаторы (СК) РМ. Таким образом, осуществляется одновременно и поставка электроэнергии, и компенсация (выработка или потребление) РМ. СК работают в двигательном режиме, являются высокоманевренными источниками РМ, предназначены для поддержания нормального уровня напряжения сети в районах сосредоточения потребительских нагрузок. Как правило, все генераторы ГЭС и ГАЭС проектируются с возможностью работы в режиме синхронного компенсатора. Время набора мощности по сравнению с режимом холостого хода увеличивается с 10–15 с до 80–90 с. Регулирование – плавное.

Прочие компенсирующие устройства, такие как батареи статических конденсаторов (БСК), шунтирующие реакторы (ШР), статические тиристорные компенсаторы (СТК) и т. д., находятся в собственности и в управлении сетевых компаний (потребителей). При этом эти субъекты обязаны обеспечить работу этих устройств в любое время без каких-либо имеющихся экономических стимулов на это. На сегодняшний день регулирование РМ и напряжения в ЭЭС обеспечивается широким разнообразием имеющихся технологий российского и зарубежного производства. В России все эти технологии классифицируются исключительно по принципу их конструктивных особенностей как электромашинные и статические [1]. К электромашинным относят синхронные компенсаторы и асинхронизированные синхронные компенсаторы, а к статическим средствам относят все остальное оборудование, которое не имеет вращающихся элементов в своей конструкции [3].

Линии электропередачи (ЛЭП) в определенных режимах работы ЭЭС также рассматриваются как средство регулирования РМ, так как в низких часах нагрузки ЛЭП могут генерировать РМ в сеть. В зависимости от передаваемой мощно-

сти ЛЭП могут как потреблять, так и генерировать РМ. При малых нагрузках они являются источником РМ. Регулирование при помощи ЛЭП – одноступенчатое (включение или выключение). Уменьшение длины ЛЭП приводит к дополнительным затратам на сооружение дополнительного количества опор, а также к дополнительным затратам, связанным с необходимостью соединения двух более коротких проводов. Кроме того, данный метод снижает надежность передачи электроэнергии, поэтому не оправдал себя в практическом применении.

Проведенный анализ существующих технологий регулирования РМ позволил выделить ряд их общих признаков: маневренность (скорость или время набора и сброса мощности); плавность регулирования мощности (бесступенчатое предоставление всей доступной максимальной мощности устройства); возможность автоматического управления; возможность поставки РМ в режимах генерации и/или потребления мощности; время пуска; количество пусковых операций; износ оборудования [5].

При регулировании РМ важной особенностью является маневренность (время) и плавность предоставления РМ средствами ее регулирования на всем доступном диапазоне мощности [2]. Это необходимо для обеспечения не только баланса РМ, но и установленного качества электрической энергии. Поэтому, если в сети отсутствуют быстродействующие устройства поставки РМ, в момент «наброса» нагрузки (непредвиденные отключения, включения нагрузки, ЛЭП, трансформаторов и т. д.) будут происходить провалы напряжения, которые могут приводить к отключению потребителей. Длительность таких провалов напряжения зависит от величины изменения мощности нагрузки и может составлять от нескольких миллисекунд до нескольких секунд, при условии достаточной мощности имеющихся установок поставки РМ. В то же время если в сети отсутствуют быстродействующие установки поставки РМ, то при сбросе нагрузки может возникнуть перенапряжение, что также негативно повлияет на работу сетевого обо-

рудования или электроприемников потребителей. Поэтому использование быстродействующих устройств поставки РМ позволяет повысить надежность функционирования энергосистемы, снизить длительность провалов и перенапряжений и их величину (увеличить качество электрической энергии (напряжения)).

На основании вышеизложенного для эффективного регулирования РМ в энергосистеме необходимо комбинировать все возможные методы компенсации для обеспечения быстрого и медленного переключения режимов в процессе маневрирования нагрузкой. Однако необходимо учитывать, что изменения в выходной мощности ограничены пределами функциональных возможностей каждого типа устройств маневрирования. Кроме того, стоимость использования того или иного метода компенсации РМ сильно варьируется. Так использование быстро маневренных устройств оказывается более дешевым, но не может обеспечить плавное регулирование РМ. Таким образом, в нормальных условиях работы все виды средств регулирования РМ будут дополнять друг друга и рассматриваться на равных условиях.

Обоснование необходимости оплаты реактивной мощности

Для формирования эффективной системы оплаты РМ необходимо определить размер затрат на осуществления регулирования всеми возможными способами.

В случае регулирования РМ турбогенераторами ЭС оператор после получения директивы о требуемых от ЭС значениях по активной и реактивной мощности распределяет их по отдельным турбогенераторам. Для правильного распределения мощностей служит диаграмма допустимых предельных мощностей генератора, установленная заводом изготовителем.

Полученные ранее исследования показали, что в пределах заводской диаграммы мощностей режимы потребления и выработки РМ не имеют значительных отличий по влиянию на надежность работы генератора и его срок службы.

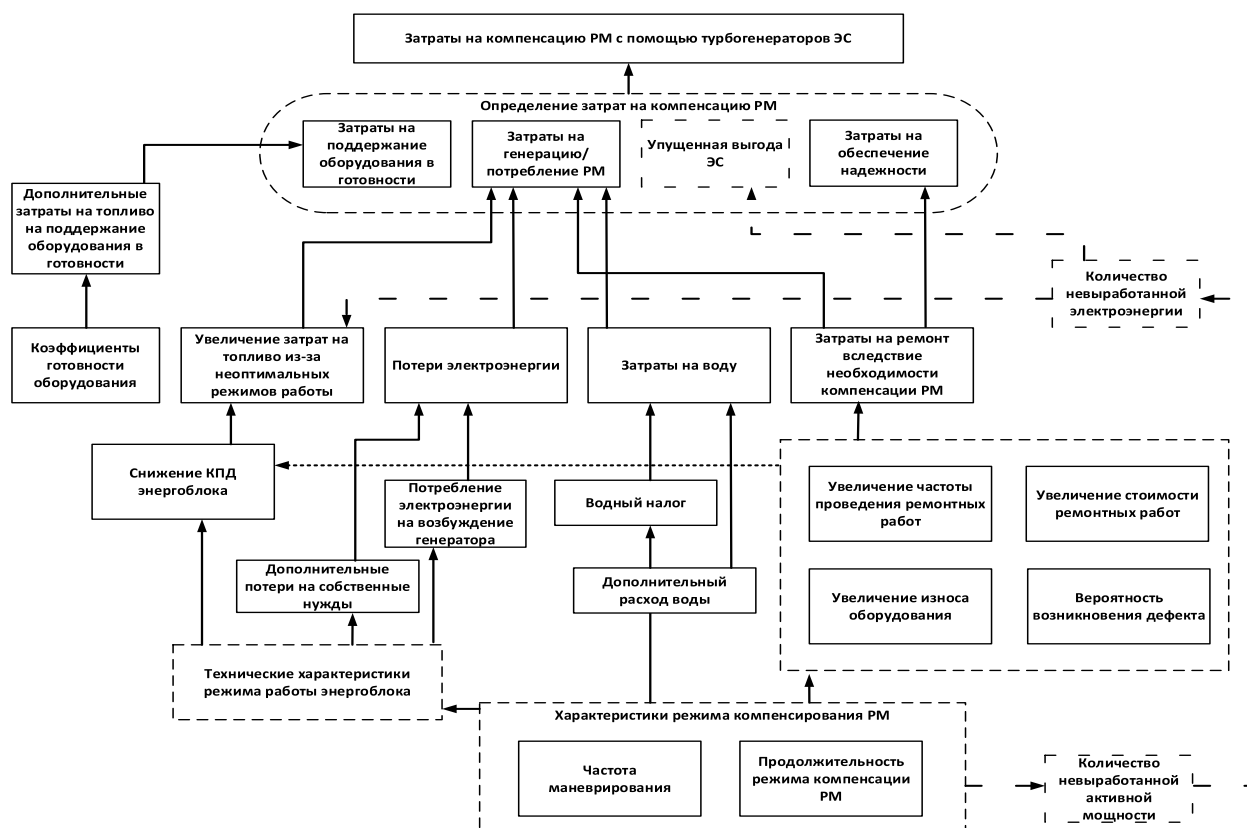


Рис. 1. Основные статьи затрат на компенсацию РМ с помощью турбогенераторов ЭС.

В режиме потребления РМ наблюдается некоторое увеличение механических воздействий на торцевые части сердечников, лобовые части обмоток (10–15%). Этот факт необходимо учитывать при расчетах затрат на генерацию электроэнергии. При одинаковой активной мощности потребление или выработка РМ приводит к симметричному увеличению токов и соответственно электрических потерь в обмотках.

При работе генератора в режиме потребления РМ снижается коэффициент запаса по статической устойчивости и, соответственно, запас по динамической устойчивости. Последнее повышает вероятность возникновения аварийного режима работы генератора – выход из синхронизма. Такой режим, характеризующийся большими механическими воздействиями на генератор, оказывает значительное влияние на надежность и срок службы генератора. Эта вероятностная характеристика отражается на производственных затратах станции.

Определение затрат при использовании турбогенераторов на электростанциях возможно также с помощью перебора альтернативных вариантов их использования (выбор участия на ОРЭМ или на рынке системных услуг для компенсации РМ), то есть определяется стоимость наилучшей упущенной возможности применения энергообъекта. При этом для данного вида регулирования увеличивается характерная для них статья затрат на топливо, которая будет также зависеть от объемов генерации электроэнергии и процента оптимизации режимов работы.

Основные статьи затрат турбогенераторов при регулировании РМ: затраты, связанные с потреблением электроэнергии на возбуждение синхронного генератора; затраты на потребление электроэнергии на дополнительные собственные нужды; затраты на механические и вентиляционные потери электроэнергии и потери электроэнергии в обмотках синхронных генераторов; затраты на ремонт и поддержание работоспособности оборудования вследствие

увеличенного износа; плата за негативное воздействие на окружающую среду в связи с возрастанием затрат на топливо; дополнительные затраты на забор воды и дополнительный водный налог; прочие материальные затраты на обслуживание энергоблока [4]. Необходимо учитывать затраты упущенных возможностей, обусловленные системными требованиями, в результате которых электростанция вынуждена из-

менить поставки активной мощности на оптовый рынок, для того чтобы увеличить или уменьшить поставки РМ, а также постоянные затраты, связанные с эксплуатацией оборудования, текущим обслуживанием, ремонтом, затраты на оплату труда обслуживающего персонала, капитальные вложения. Основные составляющие затрат представлены на рисунке 1.

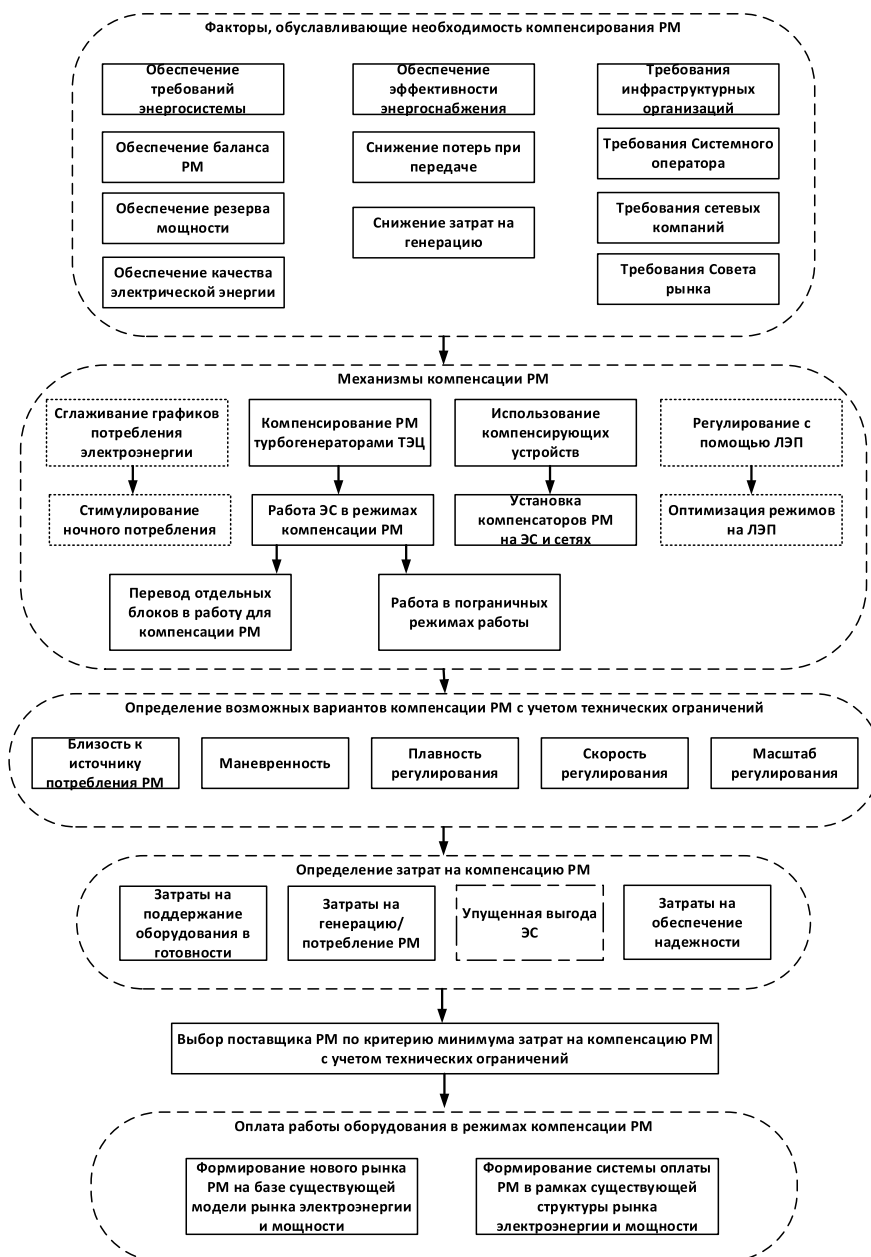


Рис. 2. Механизм формирования системы оплаты РМ.

По итогам анализа режимов работы электростанций и компенсирующих устройств в режимах генерации/поглощения РМ можно сделать вывод, что процессы компенсации РМ сказываются на показателях износа оборудования, что обуславливает увеличение статей затрат на ремонт и поддержание работоспособности энергообъектов. Кроме того, возникают дополнительные производственные затраты, которые в настоящий момент никак не компенсируются потребителями, в связи с этим необходима разработка механизмов формирования системы оплаты РМ.

Механизм формирования системы оплаты реактивной мощности

Существующие модели рынка электроэнергии и мощности в России не учитывают генерацию и потребление РМ, что приводит к незаинтересованности участников рынка в компенсировании РМ. Кроме того, отсутствуют механизмы привлечения инвестиций для введения недостающих мощностей для компенсации РМ, а также для модернизации и реконструкции существующих мощностей, работающих в режимах генерации и поглощения РМ. Системные услуги по регулированию РМ фактически осуществляются в ручном режиме только по команде диспетчера, что затрудняет процесс планирования режимов работы энергетического оборудования. В связи с этим возникает необходимость разработки предложений по формированию системы оплаты РМ.

Организационно-экономический механизм формирования системы оплаты РМ должен основываться на следующих принципах [3]:

- оплата именно тех поставщиков РМ, которые фактически выполняют поставку РМ;
- взимание платы за РМ именно с тех субъектов Оптового рынка, которые получают выгоду от ее потребления;
- создание соответствующих ценовых сигналов для спроса и предложения, чтобы свести к минимуму долгосрочные затраты всех участников рынка;
- максимизация общего выигрыша субъектов

рынка электроэнергии и мощности от участия в рынке РМ.

На рисунке 2 представлен разработанный механизм формирования системы оплаты РМ.

Представленный механизм предполагает взаимосвязанную работу всех существующих инструментов для компенсации РМ: стимулирование ночного потребления для сглаживания графиков нагрузки энергосистемы, оптимизация режимов работы ЛЭП, участие турбоагрегатов в плавном регулировании РМ и использование компенсирующих устройств на ЭС и в сетях для оперативного регулирования.

Перечисленные выше механизмы компенсации имеют разный характер регулирования и не являются конкурирующими между собой способами компенсации РМ. Поэтому выбор наиболее эффективного варианта компенсации возникающей РМ должен быть обусловлен в первую очередь влиянием таких технических факторов, как маневренность энергооборудования, плавность и скорость регулирования, а также объемы РМ, необходимой для компенсирования. Особую важность имеет место расположения источника компенсации РМ, так как РМ невозможно передавать на большие расстояния без существенных потерь.

Экономические факторы, обуславливающие критерии выбора поставщика РМ, имеют место только на вторичном этапе отбора источника компенсирования РМ и определяются на основании расчета затрат, возникающих при работе оборудования в режимах генерации/потребления РМ. Таким образом, система оплаты РМ должна основываться на затратном методе ценообразования.

По итогам проведенного анализа международного опыта формирования системы оплаты РМ можно сделать вывод, что на сегодняшний день единой, универсальной и эффективной модели не разработано. Наибольшую популярность приобрели экономические методы определения платы за компенсацию РМ, однако и они подвергаются критике в силу специфики товара РМ.

На основании проведенного анализа международного опыта предлагается два варианта формирования системы оплаты за компенсацию РМ: формирование предложений по оплате РМ в рамках действующей структуры электроэнергетики и создание отдельного рынка РМ. Оба варианта компенсации РМ агрегатами ЭС построены с учетом альтернативных издержек, возникающих при генерации активной мощности. Сложность обоснования суммы оплаты за РМ связана с тем, что не всегда может быть установлена функциональная зависимость затрат на производство РМ от затрат на производство активной мощности.

Предложения по формированию системы оплаты реактивной мощности без изменения модели ОРЭМ

Плата за компенсацию РМ должна учитывать затраты на поддержание оборудования в готовности к работе по компенсации РМ, непосредственно затраты на компенсацию РМ, затраты, связанные с потерями в сетях при компенсации РМ с учетом близости поставщика РМ и упущенную выгоду на рынке электроэнергии (для электростанций).

Для генерирующих компаний данную плату можно получить в рамках существующей структуры рынка электроэнергии и мощности, а также в рамках рынка сервисных услуг. Плату за поддержание оборудования в готовности целесообразнее всего включить в качестве постоянной составляющей затрат при формировании ценовой заявки на рынке мощности. Таким образом, данная составляющая станет частью оплаты активной мощности. Непосредственно плату за компенсацию РМ можно включить либо в состав переменных затрат при формировании ценовой заявки на рынок электрической энергии, либо предусмотреть оплату РМ на рынке сервисных услуг. Потери генерирующей компании, связанные с упущенной выгодой, которую могла бы получить ЭС при генерации электроэнергии и выдаче активной мощности, предлагается также включать в состав ценовой заявки на рынке электроэнергии.

Так как большая часть электроэнергии и мощности реализуется на конкурентных секторах рынка, увеличение затрат на компенсацию РМ должно покрываться сверх установленной равновесной цены на РСВ и КОМ, соответственно. Таким образом, работа генератора в режимах компенсации РМ должна быть приравнена к работе генератора в вынужденных режимах.

Также можно предусмотреть данную оплату в рамках рынка сервисных услуг при учете методик ценообразования и правил функционирования рынков электроэнергии и мощности.

Формирование платы за РМ на основе предложенного затратного подхода не учитывает доходность РМ как отдельного товара и не приносит прибыль от данного вида деятельности для ЭС. Однако система оплаты компенсируемой РМ в рамках существующей модели рынка электроэнергии и мощности без существенного изменения его структуры может быть эффективной на первых этапах внедрения механизма оплаты РМ, но требует дальнейшего развития.

Для контроля участия оборудования в режимах работы по компенсации РМ необходимо предусмотреть финансовые последствия за невыполнение команд Системного оператора. Для поддержания надежности и эффективности функционирования энергосистемы необходимо отслеживать корректность выполнения команд Системного оператора на предоставление диапазона регулирования РМ в первую очередь команды на максимальный прием или выдачу РМ, а также команды на поддержание заданного уровня или диапазона напряжения в контрольных пунктах.

Предложения по созданию рынка реактивной мощности

В ходе эволюционного развития отрасли предполагается создание обособленного рынка РМ. При разработке отдельного рынка РМ предлагается рассматривать РМ как особый товар на электроэнергетическом рынке, который также должен приобретать потребитель, как и активную мощность, электрическую или тепловую

энергию. Жабиным К. В. в [3] определены характеристики РМ как товара, основной из которых является невозможность заранее точно определить объемы генерации и потребления РМ, что затрудняет процесс планирования затрат на поддержание РМ.

Участниками нового рынка РМ являются продавцы (генерирующие и сетевые компании, обеспечивающие компенсацию РМ в энергосистеме) и покупатели РМ, а также объекты технологической и коммерческой инфраструктуры, существующие на оптовом и розничном рынке электроэнергии и мощности в настоящее время. Основным координатором рынка РМ предлагается назначить Системного оператора (СО). Обязанности основных участников рынка РМ определяются на основании архитектуры ОР-ЭМ, что позволит сократить затраты, связанные с формированием нового рыночного механизма.

Так как достаточно трудно определить, в какой именно момент времени потребуются компенсация РМ и в каком количестве, предлагается рынок РМ ориентировать на долгосрочную перспективу, аналогично рынку активной мощности. На год вперед СО может отобрать состав поставщиков РМ по критерию минимизации затрат на генерацию и потребление РМ.

При определении спроса на РМ необходимо ориентироваться на минимизацию потерь электроэнергии в сетях и на поддержание заданного уровня надежности энергосистемы.

При определении поставщиков РМ необходимо учитывать экономическую составляющую в виде текущих и капитальных затрат на компенсацию РМ. При отсутствии поставщика РМ вблизи потребителя необходимо просчитать возможные варианты строительства нового источника компенсации РМ. В связи с этим модель рынка РМ должна предусматривать эффективный возврат инвестиций.

Механизм функционирования рынка РМ должен быть основан на опыте формирования ОР-ЭМ. Обязанностями СО станут сбор ценовых заявок по РМ, проведение оптимизационных

расчетов по определению поставщиков РМ, объемов поставок РМ и цене за товар в виде РМ. Ценовая заявка поставщиков должна основываться на определении затрат на компенсацию РМ. Для поставщиков в виде электростанций генерирующих компаний затраты должны учитывать упущенную выгоду от возможной реализации электроэнергии и генерации активной мощности.

Для контроля над выполнением обязательств необходимо оснастить всех участников рынка датчиками, осуществляющими непрерывный мониторинг в режиме реального времени.

На основе предложенной концептуальной модели рынка РМ на базе ОРЭМ предполагается формирование методики отбора поставщиков РМ по критерию минимизации затрат на компенсацию РМ и механизм для проведения финансовых расчетов между поставщиками и покупателями РМ.

Методика отбора поставщиков РМ должна основываться на аукционе ценовых заявок поставщиков РМ до начала следующего календарного года до начала фактической компенсации РМ. Методика должна учитывать привлечение инвестиций в создание новых источников РМ и модернизацию или поддержание работоспособности существующих. Количество отобранных поставщиков должно обеспечивать покрытие необходимой для компенсации РМ с учетом заданного уровня надежности энергосистемы.

Новый рынок РМ должен включать в себя следующие секторы (аналогично рынку активной мощности): сектор торговли РМ для источников, работающих в вынужденных режимах, конкурентный отбор РМ и сектор поставки РМ от новых источников компенсации РМ. Рынок РМ должен быть поделен на ценовые зоны по территориальному признаку с учетом близости источников компенсации РМ.

Большая часть поставок должна приходиться на конкурентный отбор РМ, на котором цена на РМ будет определяться на основе поданных

ценовых заявок поставщиков по критерию минимума затрат на компенсацию РМ с учетом минимизации потерь в сетях.

Поставщики, не прошедшие конкурсный отбор, должны будут работать в режимах генерации и потребления РМ на минимальном уровне, необходимом для нормального функционирования генерирующего оборудования. При наличии единственного (или нехватки) поставщика РМ он переводится в работу в вынужденном режиме компенсации РМ и его выработка оплачивается по цене, указанной в ценовой заявке.

На предлагаемом рынке РМ некоторые потребители РМ могут выступать одновременно в роли покупателя и поставщика РМ.

Для розничных потребителей предлагается установить тарифную систему ценообразования на РМ.

Заключение

По итогам анализа режимов работы электростанций и компенсирующих устройств в режимах генерации/поглощения РМ определены основные статьи производственных затрат, необходимые для формирования эффективной системы оплаты РМ, определены затраты на осуществление регулирования всеми возможными способами, которые в настоящий момент никак не компенсируются потребителями.

Для турбогенераторов ЭС предложена группиро-

ровка затрат на компенсацию РМ в соответствии с режимами работы оборудования: затраты на поддержание оборудования в готовности к работе по компенсации РМ; производственные затраты, непосредственно связанные с режимами генерации/поглощения РМ; затраты, связанные с упущенной выгодой ЭМ по возможной генерации активной мощности и электрической энергии; а также затраты, связанные с обеспечением надежности энергосистемы.

На основе систематизации полученных в ходе исследования результатов предложен механизм формирования системы оплаты РМ, учитывающий технические и экономические особенности совместной работы различных инструментов компенсации РМ (регулирование РМ турбогенераторами ЭС, компенсирующими устройствами ЭС и сетей, оптимизация режимов работы ЛЭП, стимулирование ночного потребления) в составе энергосистемы. Итогом разработанного механизма являются предложения по оплате РМ на базе существующей модели рынка электроэнергии и мощности. Анализ зарубежного опыта формирования системы оплаты РМ позволил разработать комплекс предложений по созданию рынка РМ на основе существующей модели ОРЭМ, включающего методику выбора поставщика РМ, механизм для проведения финансовых расчетов между поставщиками и покупателями РМ и организационно-правовые основы функционирования нового рынка.

Библиографический список

1. Герасименко А. А., Нешатаев В. Б. Оптимальная компенсация реактивной мощности в системах распределения электрической энергии : монография. – 2012.
2. ГОСТ 32144-2013. Межгосударственный стандарт. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=STR&n=17585#08673212098544894>.
3. Жабин К. В. Организационно-экономический механизм формирования рынка реактивной мощности в электроэнергетике Российской Федерации : дис. ... канд. экономических наук : 08.00.05 / Жабин Константин Владимирович. – Иваново, 2020. – 159 с.
4. Колибаба В. И., Жабин К. В. Особенности формирования и развития рынка реактивной мощности // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. Экономические науки. – 2017. – Т. 10, № 4. – С. 114–125.
5. Копейкина Т. В. Обзор методов определения неисправностей устройств РПН трансформаторов // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2016. – № 12–4. – С. 596–600. – URL: <http://applied-research.ru/ru/article/view?id=10887>.
6. Управление напряжением и реактивной мощностью в электроэнергетических системах. Европейский опыт / П. А. Горожанкин [и др.] // Электрические станции. – 2008. – № 6. – С. 40–47.

УДК 338.012; 69.003 DOI: 10.14451/1.230.185

Ретроспективный статистический анализ развития строительной отрасли России

© 2024 **Толмачев Михаил Николаевич**

Доктор экономических наук, профессор департамента бизнес-аналитики, Факультет налогов, аудита и бизнес-анализа. Финансовый университет при Правительстве РФ.

E-mail: mntolmachev@fa.ru

Ключевые слова: ввод мощностей, временные ряды, динамика, ретроспективный анализ, строительство.

Собран значительный массив данных по вводу мощностей различного характера в России для ретроспективного анализа строительной деятельности на протяжении последних десятилетий. Выявлены и описаны наиболее знаковые события и особенности развития строительной отрасли на протяжении длительного периода.

Введение

Развитие строительной отрасли и количественные показатели ввода мощностей формируют будущие возможности промышленности, агропромышленного комплекса, социально-культурного и бытового секторов, коммунального хозяйства, пропускной способности путей сообщения [3; 8]. Таким же образом в ходе строительной активности прошлых периодов была сформирована основа экономики страны и социально-инфраструктурные мощности, которыми мы пользуемся в настоящее время [6].

По выражению Афонасьева М. А., промышленное строительство в России является основой сохранения динамики промышленного производства в будущем, и это утверждение можно распространить на все отрасли народного хозяйства [1]. Расширение и воспроизводство объектов инфраструктуры различных уровней определяет возможности нашей экономики в длительной перспективе [10]. Исходя из этого,

ретроспективное исследование всех аспектов строительной активности в стране позволяет не только оценить, какой из прошлых периодов оказал наибольшее позитивное влияние на социально-экономический потенциал нашей страны, но также делать прогнозы на будущее [9].

В текущей работе проведён ретроспективный анализ показателей ввода мощностей в российской строительной отрасли начиная с первого момента появления такой информации в статистике – с 1966 г. по настоящее время. Это позволит максимально полно оценить исторические процессы не только в строительной отрасли как таковой, но также во всех социально-экономических направлениях от сельского хозяйства до социальной сферы с точки зрения формирования основных объектов использования.

Базовым источником данных для нашего исследования служит раздел Росстата «Строительство», а также сборники «Российский статистический ежегодник» и «Народное хозяйство