

Дракон о трех головах: электроэнергия, торговля, аналитика

Ирина Чучуева,

кандидат технических наук, старший аналитик Thomson Reuters Power Russia

Аннотация.....	2
Введение.....	2
1. Рынок электроэнергии.....	3
1.1. Основные понятия.....	3
1.2. Электроэнергия как товар.....	4
1.3. Мощность как товар.....	6
1.4. Схемы торговли электроэнергией.....	8
1.5. Участники торговли электроэнергией.....	9
1.5.1. Генераторы.....	9
1.5.2. Потребители.....	10
1.5.3. Другие участники рынка.....	11
2. Торговля электроэнергией.....	12
2.1. Этапы торговли.....	12
2.2. Заявки потребителей на рынок.....	14
2.3. Заявки генераторов на рынок.....	15
2.3.1. Заявки тепловых станций.....	15
2.3.2. Заявки других типов станций.....	17
2.4. Конкурентный отбор заявок на рынке на сутки вперед.....	18
2.5. Результаты конкурентного отбора заявок на рынок на сутки вперед.....	20
2.6. Индекс равновесной цены рынка на сутки вперед.....	21
3. Анализ цены рынка на сутки вперед.....	22
3.1. Задача анализа.....	22
3.2. Решение задачи анализа цены.....	23
3.2.1. Определение факторов, влияющих на равновесную цену.....	24
3.2.2. Выделение наиболее значимых факторов.....	26
3.3. Результаты анализа равновесной цены.....	26
3.3.1. Европейская ценовая зона.....	26
3.3.2. Сибирская ценовая зона.....	29
3.3.3. Еженедельный комментарий аналитиков Thomson Reuters.....	31
Заключение.....	32

Аннотация

Научно-популярных статей на тему оптового рынка электроэнергии на русском языке очень мало. Автор ставит своей целью изложить основные аспекты функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности России для широкой аудитории. Торговля электроэнергией – специфическая экономическая деятельность потому, что электроэнергия – специфический товар.

Автор благодарит профессора МГТУ им. Н.Э. Баумана, д. ф.-м. н. А. П. Карпенко за стимулирование к освещению темы и помощь в подготовке рукописи, а также своих коллег Веру Филимонову, Jørund Haartveit и Gisle Tveit за помощь в работе.

Статья посвящается А.Н. Елисееву.

Введение

Знакомьтесь, первая голова дракона – электроэнергия. Чем электроэнергия принципиально отличается от остальных товаров? Почему кроме рынка электроэнергии существует рынок мощности? Каким образом можно осуществлять торговлю электроэнергией? Кто является участником оптового рынка электроэнергии России? Это самая простая для понимания часть дракона.

Вторая голова дракона – торговля. Какие этапы торговли электроэнергией существуют на оптовом рынке? Из чего состоит процесс торговли для участников рынка? Как формируются оптовые цены на электроэнергию? С этой частью дракона придется повозиться.

Третья голова дракона – аналитика. Как поставить задачу анализа оптовой цены на электроэнергию? Как решить данную задачу? Эта голова также требует терпения и высокого внимания. В помощь читателю в работе приведены два примера решения задачи анализа оптовой цены на электроэнергию.

Вторая и третьи главы работы написаны более строго и, скорее, будут интересны читателям, которые уже знакомы с оптовым рынком электроэнергии, или тем, кто хочет эту торговлю изучить.

Требуется немалое внимание и упорство, дабы одолеть все три головы.

1. Рынок электроэнергии

1.1. Основные понятия

Электроэнергия – один из видов энергии, получаемый путем преобразования исходного энергоносителя (газа, угля, биомассы, др.) или энергии (ветра, солнечного света, потока воды, др.) в сочетание тока и напряжения в сети. Первый технологический бум производства электроэнергии пришелся на 1870–1910 годы [1, 2]. В настоящее время мы переживаем очередной бум, связанный с развитием технологий получения электроэнергии из энергии солнца и ветра [3].

Электроэнергия как рыночный товар — понятие относительно новое, ему около трех десятилетий, если не брать в расчет период с 1887 по 1893 годы в США, когда в сфере электроэнергетики существовали «драконовские» рыночные отношения [1]. С конца XIX века до недавнего времени компании, занимающиеся производством, передачей и распределением электроэнергии, являлись естественными монополиями, их деятельность регулировалась государством. Развитие сетей передачи электроэнергии привело к тому, что функции монополий были разделены между следующими компаниями:

- генерирующими, занимающимися производством электроэнергии;
- сетевыми, осуществляющими передачу электроэнергии;
- сбытовыми, распределяющими электроэнергию конечным потребителям.

На сегодняшний день существуют два типа рынков, на которых происходит купля-продажа электроэнергии: оптовый и розничный.

Первая попытка создать рынок электроэнергии была предпринята в Чили в 1981 году. В течение 1990-х целый ряд стран, включая Бразилию, Перу, Колумбию, а также Великобританию запустили рыночную торговлю электроэнергией. В настоящее время оптовые рынки электроэнергии функционируют более чем в 30 странах мира. Усовершенствование правил торговли электроэнергией продолжается по сей день [4].

На оптовом рынке электроэнергии в условиях развитых электросетей существует конкуренция между генерирующими компаниями [1]. Деятельность сетевых компаний регулируется государством. Сбытовые компании покупают электроэнергию на оптовом рынке и продают на розничном. Население покупает электроэнергию у сбытовых компаний и является участником розничного рынка наряду с другими мелкими потребителями, такими

как магазины, офисы и т. д. В 2017 году 93% производимой в России электроэнергии продавалось на оптовом рынке¹.

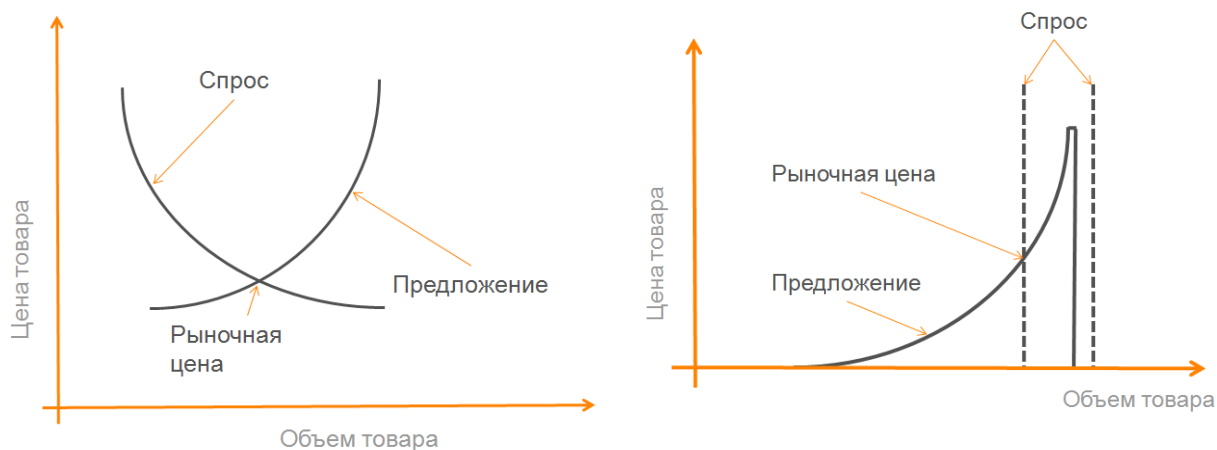
1.2. Электроэнергия как товар

Электроэнергия как рыночный товар принципиально отличается от остальных видов товаров двумя особенностями, которые С. Стофт [1] деликатно называет *органическими недостатками рынка со стороны спроса*. Во-первых, в момент потребления электроэнергии мы не знаем точные затраты на ее производство и не можем регулировать собственное потребление, исходя из величины этих затрат. Во-вторых, логистика электроэнергии подчиняется законам электротехники.

Основными участниками торговли электроэнергией являются генерирующие компании, владеющие электростанциями и производящие электроэнергию, назовем их *генераторами*, и компании – *потребители* электроэнергии, которые ее покупают.

Первая особенность порождает так называемую *неэластичность спроса* на электроэнергию. Спрос является неэластичным, если его величина не зависит от цены товара. На рис. 1а представлены кривые эластичного спроса и предложения большинства потребительских товаров. Точка пересечения кривых спроса и предложения является рыночной ценой товара. В случае эластичного спроса покупатель может изменять объем покупаемого товара в зависимости от его цены: если цена на товар повышается, то спрос на него снижается, и наоборот. При торговле электроэнергией такого регулирования практически осуществить нельзя. В 2017 году в России 99,5% спроса на электроэнергию являлось неэластичным.

¹ В расчет принимаем 65 регионов РФ, в которых функционирует оптовая торговля электроэнергией.



а) с эластичным спросом

б) с неэластичным спросом

Рис. 1. Кривые спроса и предложения

Предложение электроэнергии на рынке имеет верхнее ограничение, определяемое суммарной мощностью эксплуатируемых генераторов. Неэластичность спроса в сочетании с ограниченным предложением может приводить к ситуациям, когда спрос превышает предложение (рис. 1б), т. е. электроэнергии требуется больше, чем могут выработать электростанции. Постоянство частоты сети переменного тока 50 Гц обеспечивают мгновенным балансом производства и потребления электроэнергии. В случае превышения спроса над предложением возникает небаланс между производством и потреблением электроэнергии, который приводит к снижению частоты и напряжения в энергосистеме. В таких случаях для сохранения надежности энергоснабжения и поддержания частоты сети переменного тока применяют специальные регулирующие методы, в том числе принудительное отключение потребителей.

Вторая особенность усложняет заключение привычных договоров купли-продажи. Двусторонний договор предполагает, что поставщик производит товар, доставляет его до покупателя, получает за это деньги. Представим, что у нас есть генератор А, который хочет продать 1 МВт·ч потребителю В завтра в интервале от 0:00 до 1:00 часов. В соответствии с таким договором генератор А производит 1 МВт·ч электроэнергии в указанное время и отдает ее в электросеть, из которой ее принимает потребитель В. Поскольку распространение электроэнергии по сети подчиняется законам электротехники, нет никакой гарантии, что электроэнергия от поставщика А поступит именно покупателю В. Тем не менее, существует организация, которая располагает информацией о том, какая часть электроэнергии,

произведенной генератором А, поступила потребителю В. В России эта организация называется *Системный оператор*.

1 сентября 2006 года оптовый рынок электроэнергии и мощности России начал свою работу. Переход от тарифного ценообразования к рыночным ценам осуществлялся поэтапно: сначала лишь 5% электроэнергии от общего объема продавались и покупались по рыночным ценам, а остальные 95% – по тарифам (регулируемым ценам). Поэтапно доля электроэнергии, продаваемой и покупаемой по рыночным ценам, повышалась, а тарифная доля снижалась. В 2011 году оптовый рынок электроэнергии и мощности России был полностью *либерализован*, то есть, начиная с этого времени, максимально возможная часть электроэнергии продается и покупается по рыночным ценам. Почему не 100%? Потому что в соответствии с российским законодательством население покупает электроэнергию по тарифам. В 2017 году торговля 16% электроэнергии от общего объема потребления осуществлялась по тарифам [5].

Цена электроэнергии на розничном рынке для потребителей (за исключением населения) состоит из трех основных компонент: 1) цена оптового рынка, 2) цена потерь в сетях, к которым присоединен потребитель (в России оплачивают по тарифу), 3) прибыль сбытовой организации. Сбытовые компании могут варьировать лишь собственную прибыль, остальные компоненты цены находятся вне зоны их влияния. В связи с этим конкуренция на розничном рынке электроэнергии отсутствует.

1.3. Мощность как товар

Себестоимость производства электроэнергии включает в себя два вида затрат: постоянные и переменные. К постоянным затратам, как правило, относят заработные платы сотрудников компаний, затраты на ремонт и модернизацию функционирующих станций и, главным образом, затраты на строительство новых станций. К переменным затратам, как правило, относят затраты на топливо [6].

Если посмотреть на кривые спроса и предложения на рис. 1b, то видно, что чем ближе спрос приближается к верхней границе предложения, тем выше рыночная цена. С одной стороны, генераторы заинтересованы в высоких ценах и, по большому счету, не заинтересованы в строительстве новых станций, которые будут эффективнее действующих и, как следствие, будут снижать рыночные цены. С другой стороны, государственные органы стремятся не допустить ситуацию, при которой спрос превысит предложение, поскольку

- 1) это угрожает надежности энергоснабжения,

2) приводит к очень высоким ценам на электроэнергию (например, 15 декабря 2000 года в Калифорнии оптовая цена электроэнергии достигла 1400 USD/МВт·ч при средней цене 45 USD/МВт·ч годом ранее, событие известно как *Калифорнийский энергетический кризис* [7]).

Таким образом, интересы генераторов противоречат ответственности государственных органов. В настоящее время компромисс между этими сторонами оформлен в виде различных способов возмещения затрат на строительство новых станций.

В ряде стран, например, Великобритании, США, России, для каждого вида затрат определен отдельный товар: продажа электроэнергии покрывает переменные затраты генераторов, продажа мощности (capacity) – постоянные. В других странах, например, в большинстве европейских стран, на оптовом рынке существует только один товар – электроэнергия. В таких странах полные затраты генераторов включены в цену электроэнергии или оплачиваются по специальным *сертификатам мощности* (capacity certificates). Поскольку строительство новых электростанций – долгосрочная задача, то торговля мощностью имеет горизонты от одного до нескольких лет.

Государственные органы определяют технологические приоритеты и объемы строительства электростанций, исходя из планов социально-экономического развития страны. Отбор проектов строительства электростанций, реализация которых будет оплачена, производится на конкурсной основе в соответствии с установленными критериями.

В 2009 году руководство Европейского союза сформулировало цель: к 2020 году 20% выработки электроэнергии должно обеспечиваться солнечными и ветровыми станциями (Renewable Energy Directive), которые должны заменить станции, сжигающие газ и уголь для производства электроэнергии, с целью снижения выбросов углекислого газа (Парижское соглашение). В настоящее время доля выработки электроэнергии солнечными и ветряными станциями достигла 53% в Дании, 26% в Германии, 23% в Испании и продолжает повышаться для других стран Европы [8]. Столь высокая доля выработки, критично зависящая от погодных параметров, является угрозой надежности энергоснабжения. В связи с этим страны с высокой долей выработки солнечных и ветровых станций разрабатывают меры обеспечения высокой надежности энергоснабжения [8], среди них:

- развитие межрегиональных и межгосударственных линий электропередач (Техас, Калифорния, страны Европы);
- строительство станций с аккумуляторными накопителями высокой емкости

(Австралия);

– повышение качества прогноза скорости ветра, солнечной радиации и, как следствие, повышение точности планирования выработки электроэнергии солнечными и ветровыми станциями (Испания);

– стимулирование роста потребления и сокращения выработки электроэнергии за счет отрицательных рыночных цен (Германия, Скандинавия, Франция, Австрия, Швейцария): при отрицательных ценах потребителю платят за его энергопотребление, а генератор, напротив, должен оплачивать собственную выработку, и потому стремится ее снизить.

В России до 2011 года оплата постоянных затрат генераторов производилась по тарифу на мощность. Рыночная торговля мощностью началась в 2011 году. В России целями создания рынка мощности являются [6]:

1) обеспечение надежности энергоснабжения,

2) создание стимулов для привлечения инвестиций в строительство новых и модернизацию действующих электростанций,

3) создание механизмов, минимизирующих конечную стоимость электроэнергии для потребителей.

В 2015 году выручка от продажи мощности составляла около 40% общей выручки генераторов. Оплата мощности производится по правилам, предусмотренным специальными договорами, в том числе субсидируемыми государством: *регулируемые договоры; договоры о предоставлении мощности; договоры купли-продажи мощности, производимой генераторами, работающими в вынужденном режиме; договоры купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности; свободные договоры купли-продажи мощности* [6].

Строительство новых станций, оплаченных в соответствии с новыми правилами торговли мощностью, в сочетании с низкими темпами роста энергопотребления привело к тому, что в 2015 году в России имел место избыток генерирующих мощностей в размере 15 ГВт по данным [6], 30 ГВт по данным [9].

1.4. Схемы торговли электроэнергией

Указанные выше особенности электроэнергии как товара позволяют осуществлять торговлю электроэнергией по нескольким схемам. Рассмотрим основные две из них.

Первая схема организации оптовой торговли электроэнергией состоит в том, что все генерирующие компании заключают двусторонние договоры со всеми потребителями, а расчеты производятся в соответствии с фактическими потоками электроэнергии в сети. На сегодняшний день в России более 100 генерирующих компаний и более 240 компаний, покупающих электроэнергию [10]. При работе по этой схеме необходимо заключить более 24 000 двусторонних договоров, требующих громоздкой схемы взаиморасчетов. Эта схема торговли не нашла применения в мире.

Вторая схема торговли электроэнергией заключается в том, что создается специальная организация, которая покупает всю электроэнергию у генераторов и продает ее потребителям. В России оптовый рынок организован именно по этой схеме. Специальная организация называется *Администратор торговой системы*. Данная схема, напротив, нашла широкое применение в мире.

1.5. Участники торговли электроэнергией

1.5.1. Генераторы

Генератором на оптовом рынке России может стать компания, владеющая станцией с установленной мощностью более 25 МВт [11]. Генераторы можно классифицировать по-разному, например, по типу технологий производства электроэнергии. В России существуют компания *Росэнергоатом*, владеющая всеми 10 атомными электростанциями; *РусГидро*, владеющая значительной долей всех гидроэлектростанций страны. Тепловые станции России принадлежат десяткам компаний. Так называемые *Оптовые генерирующие компании*, главным образом, владеют большими тепловыми станциями, которые с советских времен называют *ГРЭС (государственная районная электрическая станция)*, несмотря на то, что название утратило смысл. Аналогичные *Территориальные генерирующие компании* владеют, главным образом, *теплоэлектроцентралями (ТЭЦ)*, которые одновременно производят электроэнергию и тепло в виде горячей воды и пара. Доля объема выработки электроэнергии каждым типом станций представлена на рис 2. Отметим, что *блок-станциями* называют небольшие станции, которые являются участниками розничного рынка.

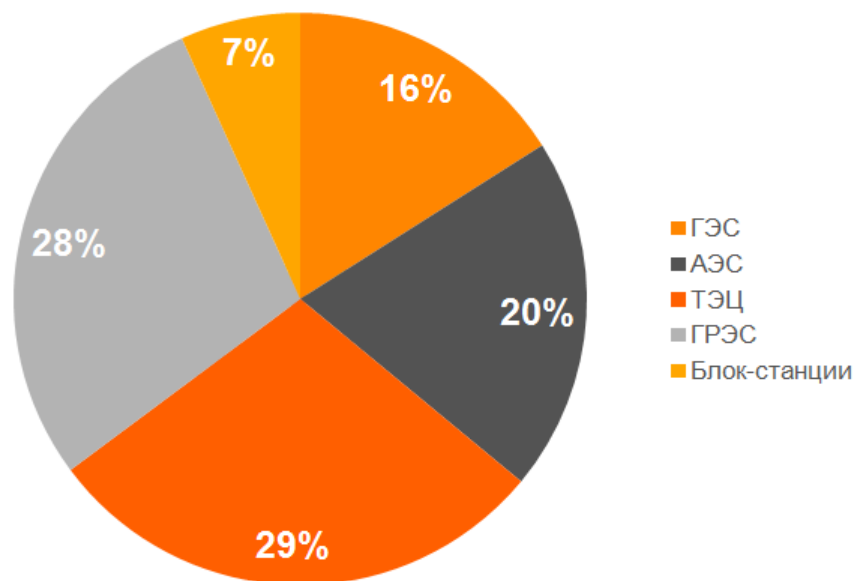


Рис. 2. Структура выработки электроэнергии в России в 2017 году

Генераторы можно разбить на две большие группы на основании величин переменных затрат.

В первую группу входят тепловые станции, которые сжигают топливо для производства электроэнергии. Переменные затраты у таких станций высоки и колеблются от 300 до 20000 руб./МВт·ч в зависимости от технических характеристик генерирующего оборудования и вида сжигаемого топлива.

Во вторую группу входят гидро-, атомные, ветряные и солнечные электростанции. Переменные затраты этих станций равны нулю, так как они не сжигают топлива.

1.5.2. Потребители

Стать потребителем на оптовом рынке электроэнергии может компания, располагающая мощностью энергопринимающего оборудования более 20 МВА (мегавольт-ампер) [11].

Потребителей можно разбить на три большие группы.

В первую группу потребителей входят сбытовые компании, имеющие особый статус *гарантирующий поставщик*. Такие сбытовые компании, например, *Мосэнергосбыт*, *Волгоградэнергосбыт*, *Калужская сбытовая компания* и др., покупают электроэнергию на оптовом рынке и продают на розничном. Таким образом, для конечных потребителей они

являются поставщиком электроэнергии. В 2017 году на долю гарантирующих поставщиков приходилось 60% покупки электроэнергии на оптовом рынке. Население покупает у гарантирующего поставщика электроэнергию по тарифу, установленному региональным органом исполнительной власти. Например, тариф на электроэнергию в г. Москва (гарантирующий поставщик Мосэнергосбыт) в первом квартале 2018 года составлял 5,03 руб./кВт·ч, в то время как средняя оптовая цена покупки электроэнергии в этом регионе составляет 1228 руб./МВт·ч, что соответствует 1,23 руб./кВт·ч.

Во вторую группу потребителей электроэнергии входят сбытовые компании, не имеющие статуса гарантирующего поставщика. Они покупают электроэнергию на оптовом рынке для нужд своих клиентов – промышленных потребителей. Например, *Русэнергосбыт* покупает электроэнергию на оптовом рынке для нужд РЖД, *Лукойл-энергосервис* – для нужд Лукойла и т. д.

Третья группа потребителей электроэнергии — конечные потребители. Это, как правило, крупные предприятия, для работы которых требуются от десятков до сотен МВт·ч каждый час. Такими предприятиями, например, являются *Новолипецкий металлургический комбинат*, *Волжский трубный завод*, *РУСАЛ Новокузнецкий алюминиевый завод* и др.

1.5.3. Другие участники рынка

Набор распределительных устройств и соединяющих их линий электропередач называют *электрическими сетями*. Электрическими сетями владеют сетевые компании. *Федеральная сетевая компания* владеет высоковольтными сетями (линии напряжения 150...1150 кВ). *Территориальные сетевые компании* владеют средне- и низковольтными сетями (3...110 кВ). В России потери в сетях оплачивают по тарифам.

Импорт и экспорт электроэнергии с соседними странами (Финляндия, Беларусь, Украина, Грузия, Китай, Монголия и др.) осуществляет только компания *Интер РАО ЕЭС*.

Системный оператор выполняет широкий набор функций:

- управляет режимом работы единой энергосистемы России;
- обеспечивает надежность поставок электроэнергии;
- поддерживает баланс производства и потребления электроэнергии в реальном режиме времени;
- обеспечивает постоянство частоты сети 50 Гц и др.

Торговые операции на оптовом рынке осуществляет *Администратор торговой системы*. Бухгалтерскую деятельность на оптовом рынке электроэнергии ведет компания *Центр финансовых расчетов*. Услуги Системного оператора, Администратора торговой системы и Центра финансовых расчетов оплачивают по тарифу.

Государственные органы, в частности, Государственная Дума РФ, Правительство РФ, Федеральная антимонопольная служба, Федеральная служба по тарифам и др. принимают участие в регулировании оптового рынка электроэнергии и мощности России.

2. Торговля электроэнергией

2.1. Этапы торговли

Во избежание случаев, когда спрос на электроэнергию превышает предложение, ценообразование на оптовом рынке устроено таким образом, чтобы стимулировать участников оптового рынка точнее планировать объемы выработки и потребления электроэнергии. В связи с этим торговля электроэнергией осуществляется в три этапа.

На первом этапе заключают долгосрочные договоры. Для долгосрочных горизонтов торговли на многих оптовых рынках электроэнергии (европейские страны, США и др.) применяют специальные договоры — *форварды* (forward): участники рынка продают и покупают свои намерения по выработке и потреблению электроэнергии на месяц, квартал, год или на несколько лет вперед. В России данный вид договоров не определен.

В России используют два вида долгосрочных договоров.

1) Генераторы и сбытовые компании, обслуживающие население, заключают *регулируемые договоры*. Объемы поставки и цены по данным договорам на год вперед определяют органы исполнительной власти.

2) *Свободные двусторонние договоры*. Объемы поставки и цены электроэнергии по такому договору определяют стороны договора. Горизонт торговли может варьироваться от нескольких часов до нескольких месяцев вперед. В соответствии с правилами оптового рынка стороны такого вида договора обязаны совместно оплатить стоимость потерь, возникших при передаче электроэнергии от генератора потребителю.

Целью заключения долгосрочных договоров является снижение ценового риска для участников торговли или получение дополнительной прибыли.

На втором этапе происходит покупка и продажа планов по выработке и потреблению

на один день вперед (горизонт торговли равен суткам). Этот сектор рынка называется в России *рынком на сутки вперед* (day ahead market). Как и в случае долгосрочных договоров, на этом рынке торговля осуществляется плановыми (прогнозными) объемами.

На третьем этапе, по мере поступления данных коммерческого учета электроэнергии, вычисляются отклонения фактических значений выработки и потребления от плана и происходит купля-продажа этих отклонений. Данный сектор оптового рынка в России называется *балансирующим рынком* (intraday, balancing market).

Правилами оптового рынка предусмотрено, что каждый участник рынка принимает обязательное участие в торговле электроэнергией на рынке на сутки вперед и на балансирующем рынке.

В 2017 году в России доля рынка на сутки вперед в оптовой торговле электроэнергией составила 76%, балансирующего рынка – 6%, по регулируемым договорам осуществлялась торговля 15% электроэнергии, 3% электроэнергии покупалось и продавалось по свободным двусторонним договорам [5].

Рассмотрим примеры сделок на рынке на сутки вперед и на балансирующем рынке для генератора и потребителя, у которых не заключены ни регулируемые договоры, ни свободные двусторонние договоры.

Допустим, генератор продает свой план по производству 100 МВт·ч завтра в интервале от 0:00 до 1:00 час по московскому времени (рис. 3). Интервал принято обозначать начальной отметкой времени (0:00 час). Сколько в действительности произведет генератор в этом интервале времени, будет известно после наступления 1:00. Пусть фактически генератор произвел 101 МВт·ч, тогда у него будут две сделки (рис. 3а):

- 1) 100 МВт·ч продал на рынке на сутки вперед;
- 2) 1 МВт·ч продал на балансирующем рынке.

Пусть фактически генератор произвел 99 МВт·ч, тогда его сделки выглядят следующим образом:

- 1) 100 МВт·ч продал на рынке на сутки вперед;
- 2) 1 МВт·ч купил на балансирующем рынке.

Аналогично с потребителями. Допустим, потребитель планирует потребить 100 МВт·ч завтра в тот же час 0:00. Пусть фактически он потребил 99 МВт·ч, тогда его сделки формируются аналогично (рис. 3б):

1) 100 МВт·ч купил на рынке на сутки вперед;

2) 1 МВт·ч продал на балансирующем рынке.

Обратная ситуация, когда фактически он потребил 101 МВт·ч:

1) 100 МВт·ч купил на рынке на сутки вперед;

2) 1 МВт·ч купил на балансирующем рынке.



Рис. 3. Иллюстрация сделок на рынке на сутки вперед и балансирующем рынке

В России генераторы и потребители подают свои планы выработки или потребления (заявки) на завтра Администратору торговой системы до 13:30 текущего дня по московскому времени.

Администратор торговой системы производит сбор заявок потребителей и генераторов на рынок на сутки вперед, осуществляет так называемый *конкурентный отбор заявок рынка на сутки вперед* (п. 2.4), определяет объемы и цены по всем сделкам на этом рынке, принимая в расчет объемы свободных двусторонних договоров и регулируемых договоров. Кроме управления режимом энергосистемы России Системный оператор производит сбор заявок на балансирующий рынок и осуществляет так называемый *конкурентный отбор заявок на балансирование системы*. Однако итоговые расчеты объемов и цен отклонений фактической выработки и потребления от плана выполняет Администратор торговой системы.

2.2. Заявки потребителей на рынок

Заявка потребителей на рынок на сутки вперед, как правило, представляет собой таблицу из трех столбцов (таблица 1): первый столбец содержит час завтрашних суток,

второй — плановый объем потребления, третья — цену.

Таблица 1. Пример заявки потребителя на рынок на сутки вперед

Час	Объем, МВт·ч	Цена, руб./МВт·ч
0:00	100	
1:00	150	
...
23:00	90	

Если потребитель оставляет поле цены пустым, то он тем самым заявляет о своем намерении купить электроэнергию по любой сложившейся на рынке цене. Такие заявки называются *ценопринимающими заявками* (price independent). Они отражают неэластичный спрос (независимый от цены). Как отмечалось выше, в 2017 году на оптовом рынке России 99,5% спроса являлось ценопринимающим.

2.3. Заявки генераторов на рынок

Генераторы оформляют свои планы по выработке электроэнергии каждой из своих станций в виде аналогичных таблиц с указанием объемов выработки и цен. Форма заявок тепловых станций существенно отличается от форм заявок остальных видов станций по причине различий в переменных затратах (п. 1.5.1).

2.3.1. Заявки тепловых станций

Для производства электроэнергии тепловая станция сжигает топливо, например, газ, мазут, уголь и др. Затраты станции на топливо при производстве 1 МВт·ч зависят от большого числа факторов: уровень электрической нагрузки; цена сжигаемого топлива; тепловая нагрузка станции; температура окружающей среды и т. д. Если тепловая станция находится в работе, то в течение часа она не может производить электроэнергии меньше некоторого известного объема, так называемого *минимального предела регулирования*, и больше другого известного объема – *максимального предела регулирования*.

Заявка тепловой станции на каждый час следующих суток представляет собой таблицу, содержащую информацию о трех точках кривой затрат данной станции. Для обеспечения возрастания цены электроэнергии при увеличении объема предложения оптовый рынок электроэнергии России устанавливает следующие основные правила

формирования заявки.

1) Поскольку объем выработки электроэнергии, соответствующий минимальному пределу регулирования, будет произведен вне зависимости от сложившейся на рынке цены, этот объем заявляют на рынок на сутки вперед как ценопринимаящий (рис. 4, точка 1).

2) Объем выработки электроэнергии, соответствующий максимальному пределу регулирования, заявляют на рынок по цене, равной затратам на 1 МВт·ч при данном объеме выработки с учетом плановой прибыли (рис. 4, точка 3).

3) Промежуточный объем электроэнергии (рис. 4, точка 2) может быть включен в заявку на рынок на сутки вперед при выполнении следующих условий:

- объем 1 < объем 2 < объем 3;
- цена 1 < цена 2 < цена 3.

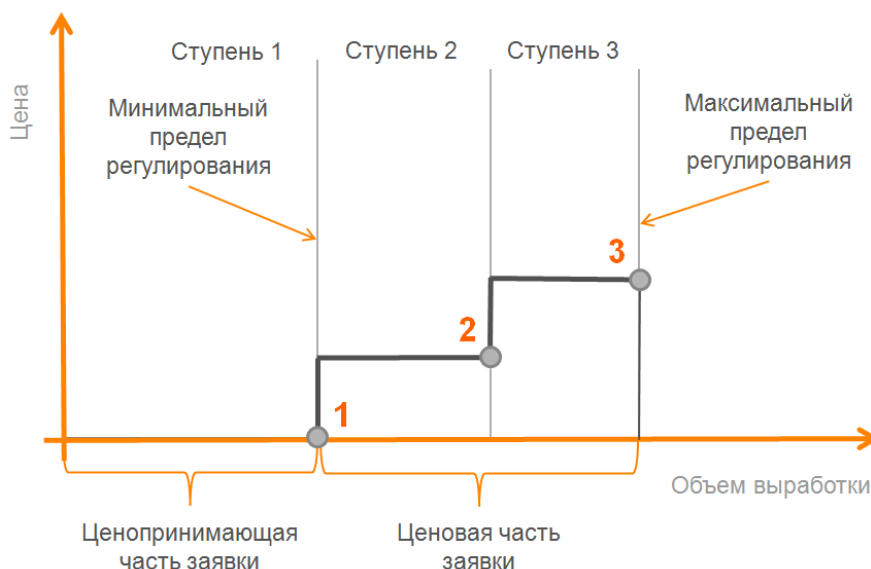


Рис. 4. Заявка тепловой станции на рынок на сутки вперед на один час

Затраты на выработку 1 МВт·ч электроэнергии между заявленными точками полагают постоянными. Поскольку график (рис. 4), соответствующий заявке тепловой станции, похож на лестницу, то соответствующие объемы и цены принято называть *ступенями*. Набор из 24 часовых заявок тепловой станции можно представить в виде таблицы 2.

Таблица 2. Пример заявки тепловой станции на рынок на сутки вперед

Час	Ступень 1		Ступень 2		Ступень 3	
	Объем 1	Цена 1	Объем 2	Цена 2	Объем 3	Цена 3

0:00	150		250	900	300	1500
1:00	150		250	900	300	1500
...
23:00	150		250	900	300	1500

Значения объемов и цен в заявке на рынок на сутки вперед для тепловой станции определяют по итогам решения двух следующих задач:

1) *оптимизация работы тепловой станции* по критерию максимизации прибыли – определение объемов в заявке [12];

2) вычисление значений так называемых *удельных расходов условного топлива*, на основании которых вычисляют затраты на выработку 1 МВт·ч – определение цен в заявке [13].

Напомним, что конкуренция на оптовом рынке электроэнергии существует только среди поставщиков – в России главным образом среди тепловых станций. Если станция заявит на рынок объем по высоким ценам, то данный объем может быть не востребован рынком (рис. 8). Что такое невостребованный рынком объем электроэнергии? Это объем, который потенциально может быть произведен станциями. Выработка тех станций, объемы которых рынком частично не востребованы, ниже, чем их верхний предел регулирования. Возможны два основных случая.

1) Для генератора выгоднее, чтобы станция вырабатывала объем электроэнергии, соответствующий верхнему пределу регулирования. Если такая станция проигрывает конкуренту, то часть объема электроэнергии, который она предложила на рынок, будет не востребована и станция недополучит прибыль на рынке на сутки вперед.

2) Для генератора выгоднее, чтобы станция вырабатывала объем электроэнергии ниже верхнего предела регулирования. Заявка такой станции содержит заведомо высокие цены, отражая намерение генератора снизить выработку.

2.3.2. Заявки других типов станций

Заявки гидро-, атомных, солнечных и ветровых электростанций похожи на заявки потребителей и, как правило, содержат лишь одну ступень (таблица 3).

Таблица 3. Пример заявки генератора на рынок на сутки вперед

Час	Объем, МВт·ч	Цена, руб./МВт·ч
0:00	200	
1:00	200	
...
23:00	200	

Согласно правилам оптового рынка России заявки таких станций на рынок на сутки вперед должны быть ценопринимающими. В 2017 году эти станции обеспечивали 44% ценопринимающего предложения на рынке. Оставшиеся 56% ценопринимающего предложения обеспечивают тепловые станции. В том же году ценопринимающее предложение составило 94,3% от общего востребованного рынком предложения генераторов. Реальные кривые спроса и предложения на электроэнергию представлены на рис. 5. Таким образом, ценопринимающие объемы спроса и предложения доминируют на рынке электроэнергии.

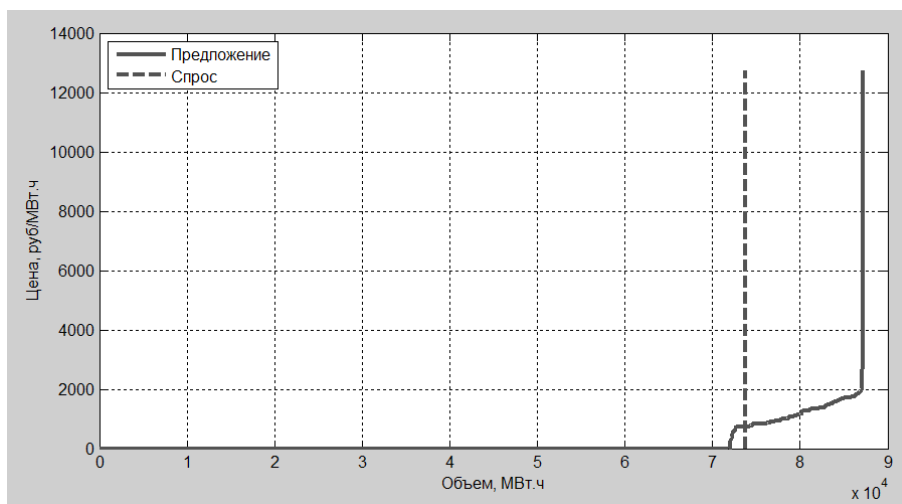


Рис. 5. Кривые спроса и предложения на электроэнергию:
Европейская ценовая зона, 25 мая 2018 0:00

Отметим, что мы не рассматриваем *интегральные заявки* на рынок на сутки вперед и *оперативные ценопринимающие заявки*, подаваемые участниками на балансирующий рынок [6, 11].

2.4. Конкурентный отбор заявок на рынке на сутки вперед

После того, как участники рынка подали свои заявки, Администратор торговой

системы осуществляет *конкурентный отбор заявок рынка на сутки вперед* (day ahead auction) путем решения математической оптимизационной задачи вида²

$$F = \sum_{h=0}^{23} \left\{ \sum_c c_c(h) \cdot P_c(h) - \sum_g c_g(h) \cdot P_g(h) \right\} \rightarrow \max, \quad (1)$$

где $c_c(h)$, $P_c(h)$ – цена и фиксированный объем потребления электроэнергии в интервале между отметками времени h и $h+1$ из заявки потребителя; $c_g(h)$, $P_g(h)$ – цена (руб./МВт·ч) и объем выработки электроэнергии (МВт·ч) из заявки генератора. Целевая функция (1) представляет совокупную прибыль всех участников рынка за сутки, которую называют *функцией благосостояния рынка* [6]. Суммирование в выражении (1) осуществляется по так называемым *узлам расчетной модели* c и g . Узел расчетной модели представляет собой электростанцию или ее часть, например, блок или турбину, если это генерирующий узел g ; трансформаторную подстанцию или другое распределительное устройство, если это потребляющий узел c . Оптимизируемыми параметрами являются объемы выработки электроэнергии $P_g(h)$ в генерирующих узлах. Задача (1) имеет большой набор ограничений значений оптимизируемых параметров, вытекающих из технических параметров энергосистемы [11].

Поскольку в России узлы расчетной модели географически широко разнесены, было принято решение о формировании двух *ценовых зон*:

- 1) Европейская зона, к которой относят более 8000 узлов;
- 2) Сибирская зона — более 800 узлов.

Ценовые зоны совокупно включают территорию 65 регионов России (рис. 6). Остальную территорию страны относят к так называемым *неценовым* или *изолированным зонам*, в которых до настоящего времени покупка и продажа электроэнергии осуществляется по тарифам.

В действительности, Администратор торговой системы решает две оптимизационные задачи вида (1) – свою для каждой из указанных ценовых зон.

² Рассматриваем целевую функцию в случае неэластичного спроса и только для почасовых заявок (исключая интегральные заявки).



Рис. 6. Карта ценовых зон оптового рынка электроэнергии России

2.5. Результаты конкурентного отбора заявок на рынок на сутки вперед

План потребления и выработки для каждого участника торговли, полученный по итогам конкурентного отбора заявок рынка на сутки вперед, называют *торговым графиком*.

Цены в узлах расчетной модели на каждый час суток являются результатом решения оптимизационной задачи (1) и называются *равновесными узловыми ценами рынка на сутки вперед*. Обычно в каждом узле формируется уникальное значение цены. Различие в ценах для некоторых двух узлов в один час суток может как равняться нулю, так и достигать нескольких тысяч руб./МВт·ч. Цены в узлах, расположенных географически близко, например, в одной области или республике, обычно имеют близкие значения. Чем дальше расположены друг от друга узлы, тем существеннее разница в поведении узловых цен (рис. 7).

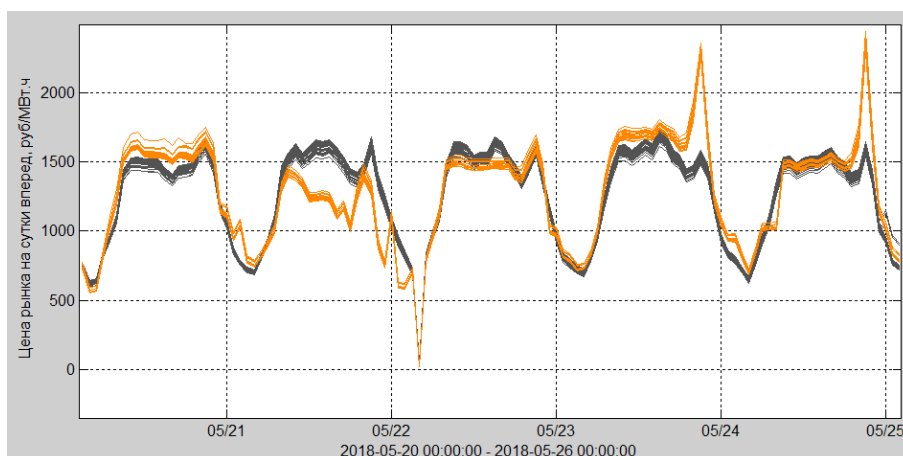


Рис. 7. Узловые цены Орловской области (серые) и Чеченской республики (оранжевые) в мае 2018 года

В связи с большим числом узлов расчетной модели оценивать общие рыночные тенденции принято на основании агрегированных значений цен, например, средней или средневзвешенной узловой цены для региона, для *зоны свободного перетока, объединенной энергосистемы*, для ценовой зоны [6]. В случае доступности значений объемов покупки и продажи следует анализировать средневзвешенные по данным объемам цены; в случае отсутствия таких данных – средние значения цен. Такие средние значения цен принято называть *индексами* [14].

2.6. Индекс равновесной цены рынка на сутки вперед

Ключевыми индексами рынка на сутки вперед являются *индексы равновесной цены рынка на сутки вперед на покупку и продажу* по ценовым зонам. Значения этих индексов ежедневно публикуют на сайте Администратора торговой системы. Указанные индексы можно привести к одному индексу – средневзвешенному по объемам покупки и продажи *индексу равновесной цены рынка на сутки вперед* (далее *равновесная цена*). С учетом некоторых допущений можно сказать, что на графике спроса и предложения (рис. 1b, 5) величина равновесной цены является точкой пересечения кривых спроса и предложения [6]. Значение равновесной цены рынка на сутки вперед отражает, дорожает или дешевеет электроэнергия в большинстве узлов ценовой зоны (см. ниже).

Узлы, значения цен в которых не подвержены общим рыночным тенденциям, можно разделить на несколько групп в соответствии с географическим положением. В Европейской ценовой зоне выделяют три группы узлов:

1) Северо-Запад (Республика Карелия, Ленинградская область, Мурманская область, Новгородская область, Псковская область);

2) Юг (Чеченская республика, Республика Дагестан, Ингушская республика, Кабардино-Балкарская республика, Карачаево-Черкесская республика, Республика Северная Осетия – Алания, Ставропольский край, Краснодарский край);

3) Северо-Восток (Курганская область, Свердловская область, Тюменская область, Пермский край).

В Сибирской ценовой зоне выделяют две группы узлов:

1) Восток (Республика Бурятия, Иркутская область, Забайкальский край);

2) Запад (Алтайский край, Республика Алтай, Омская область, Новосибирская область).

В связи с недостаточно развитой системой электропередач между указанными группами узлов и остальной ценовой зоной конкуренция среди генераторов внутри каждой из групп снижена. Как следствие, на узловые цены на этих территориях оказывают влияние главным образом местные генераторы. Это, в свою очередь, приводит к особому поведению узловых цен, не всегда соответствующему поведению равновесной цены.

Покажем, как изменение равновесной цены отражает изменения узловых цен рынка на сутки вперед³. В 2017 году в случае, если среднесуточное значение равновесной цены для ценовой зоны росло, т. е. в текущий день цена была выше, чем в предыдущий день, то узловые цены росли в 81% и 84% узлов Европейской и Сибирской зон соответственно. Аналогично, если среднесуточное значение равновесной цены для ценовой зоны снижалось, то узловые цены снижались в 85% и 86% узлов (таблица 4).

Таблица 4. Изменение равновесной цены и узловых цен в 2017 году

Европейская ценовая зона		Сибирская ценовая зона	
Равновесная цена	Узловые цены	Равновесная цена	Узловые цены
Росла	Росли в 81%, снижались в 19%	Росла	Росли в 84%, снижались в 16%
Снижалась	Снижались в 84%, росли в 16%	Снижалась	Снижались в 86%, росли в 14%

3. Анализ цены рынка на сутки вперед

3.1. Задача анализа

Анализ цен рынка на сутки вперед оптового рынка электроэнергии требует решения двух задач.

Первая задача (задача 1) заключается в поиске ответа на вопрос: почему значение цены электроэнергии в узле именно такое? Для ответа на этот вопрос требуется разложить значение узловой цены на составляющие. Один из подходов к решению данной задачи на основе метода *декомпозиции узловых цен* предложен в работе [15]. Для декомпозиции

³ Проанализированы значения более 6000 узловых цен в наиболее крупных узлах расчетной модели.

узловых цен необходимо иметь значения всех параметров спроса и предложения, полученных по итогам конкурентного отбора заявок на рынок на сутки вперед (п. 2.4). К сожалению, такая декомпозиция невозможна для участников рынка по причине недоступности большинства исходных данных.

Поскольку участники рынка не могут решить задачу 1, обычно решают вторую задачу (задача 2), которая заключается в поиске ответа на вопрос: что стало основной причиной роста или снижения цены в узле, группе узлов или равновесной цены за период (час, сутки) по сравнению с предыдущим периодом? Для решения задачи 2 требуется:

- 1) определить факторы, влияющие на цены (п. 3.2.1);
- 2) выделить наиболее значимые из них (п. 3.2.2).

3.2. Решение задачи анализа цены

Решение задачи анализа равновесной цены выполнено аналитиками Thomson Reuters в рамках разработки информационно-аналитического программного продукта Eikon «Энергетический рынок России». Данный программный продукт осуществляет

- 1) анализ цен на электроэнергию на оптовом рынке,
- 2) прогнозирование температуры воздуха, спроса, цены на электроэнергию и др.

В качестве исходных данных программный продукт использует результаты торгов, опубликованные на сайтах Администратора торговой системы и Системного оператора. Дополнительно используются данные международных провайдеров прогнозов погоды, например, Европейского центра среднесрочного прогнозирования погоды (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts), Глобальной системы прогнозирования (Global Forecast System) и др.

Программный продукт «Энергетический рынок России» состоит из следующих подсистем:

- 1) подсистема сбора и обработки исходных данных;
- 2) подсистема автоматических вычислений, необходимых для анализа цен на электроэнергию и прогнозирования температуры окружающей среды, спроса, цены на электроэнергию и др.;
- 3) подсистема обмена файлами с исходными данными и результатами вычислений (прогнозами) в автоматическом режиме при помощи протокола FTP (данная подсистема

доступна по подписке, software as a service);

4) подсистема отображения результатов вычислений в виде графиков и таблиц (подсистема также доступна по подписке).

Последняя подсистема предоставляет пользователю набор электронных страниц, содержащих графики и таблицы с наиболее актуальными результатами торгов и прогнозами температуры воздуха, спроса, цены на электроэнергию и др.

Аналогичные информационно-аналитические продукты созданы специалистами Thomson Reuters для рынков континентальной Европы, Скандинавии, Великобритании, Турции, США, Бразилии, Австралии.

Далее рассмотрим решение задачи анализа равновесной цены при помощи продукта «Энергетический рынок России».

3.2.1. Определение факторов, влияющих на равновесную цену

Полный спрос на электроэнергию состоит из потребительского спроса и потерь. Далее полный спрос называем просто спросом. Для анализа равновесной цены в балансе спроса и предложения выделены пять составляющих (рис. 8):

- 1) потребительский спрос,
- 2) потери,
- 3) востребованная рынком ценопринимая часть предложения (гидро-, атомные, солнечные, ветровые, тепловые станции),
- 4) востребованная рынком ценовая часть предложения (тепловые станции),
- 5) чистый импорт (разность импорта и экспорта).

Вычисление значений указанных составляющих спроса и предложения на рынке на сутки вперед выполняется соответствующей подсистемой для каждого часа суток в автоматическом режиме ежедневно. Далее в автоматическом режиме вычисляются средние значения каждой составляющей для суток, недели, месяца, квартала.

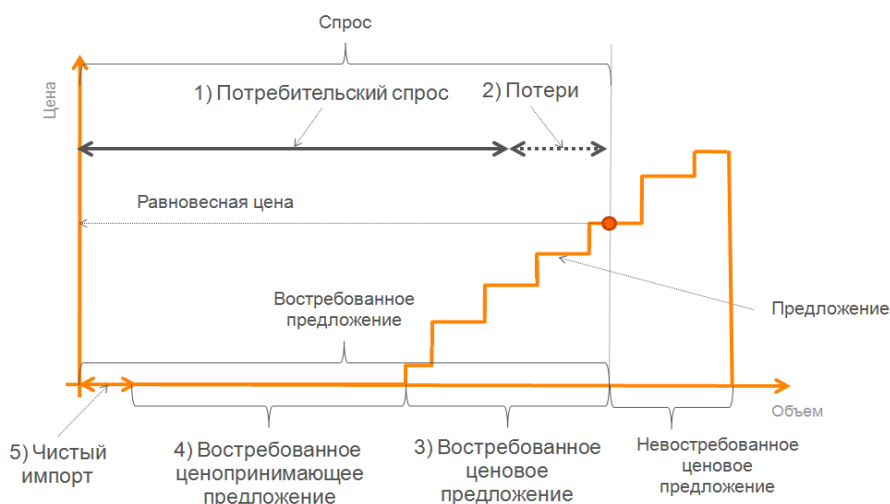


Рис. 8. Составляющие спроса и предложения

Потребительский спрос. Величина потребительского спроса доступна на сайте Администратора торговой системы и не требует дополнительной обработки.

Потери. Объем потерь по ценовой зоне зависит от потребительского спроса. Для определения указанной зависимости используем суточные значения нагрузочных потерь по регионам, доступные на сайте Администратора торговой системы, и суточные значения потребительского спроса по ценовой зоне. На основании полученной зависимости определяем часовые значения потерь по ценовым зонам.

Востребованная рынком ценопринимающая часть предложения. Значения востребованного рынком ценопринимающего предложения (далее *ценопринимания*) для гидроэлектростанций (ГЭС) и атомных электростанций (АЭС) по ценовым зонам доступны в отчетах Администратора торговой системы и дополнительной обработки не требуют. Ценопринимание возобновляемых источников энергии (ВИЭ) определяем как суммарное ценопринимание по всем генераторам, отнесенным к ВИЭ в каждой ценовой зоне. Ценопринимание тепловых станций (ТЭС) вычисляем как сумму двух компонент:

1) минимальный предел регулирования всех ТЭС по ценовой зоне, значения которого доступны на сайте Администратора торговой системы;

2) объем ценопринимания сверх минимального предела регулирования, вычисляемый на основании отчета Администратора торговой системы, содержащего значения кривых спроса и предложения для каждого часа.

Востребованная рынком ценовая часть предложения. Значения указанной

составляющей вычисляем как разность между полным востребованным предложением (торговым графиком) всех ТЭС и их суммарным ценоприниманием.

Чистый импорт. Величину чистого импорта вычисляем как разность суммарного востребованного предложения генераторов и спроса (рис. 8). Отметим, что объем чистого импорта учитывают в конкурентном отборе заявок рынка на сутки вперед как ценопринимающий (п. 2.4).

Составляющие спроса и предложения с разбивкой по типам генераторов являются основными факторами, влияющими на равновесную цену, т. е. изменение равновесной цены является следствием совокупных изменений указанных факторов⁴. Анализ изменений этих факторов позволяет аналитикам Thomson Reuters и пользователям программного продукта «Энергетический рынок России» ответить на вопрос, почему равновесная цена изменилась.

Напомним, что ценопринимающие объемы спроса и предложения доминируют на рынке электроэнергии России (п. 2.2, 2.3). Если из объема ценопринимающего спроса вычесть объем востребованного ценопринимающего предложения и чистый импорт, то получим объем востребованного рынком ценового предложения ТЭС, который определяет равновесную цену (рис. 8). В связи с этим анализ равновесной цены следует выполнять в следующей последовательности:

- 1) анализ ценопринимающих составляющих спроса и предложения;
- 2) оценка объема востребованного рынком ценового предложения ТЭС.

3.2.2. Выделение наиболее значимых факторов

Наиболее значимыми факторами называем те, изменения значений которых в текущий и предыдущий период выше, чем у других факторов. Перечень наиболее значимых факторов зависит от периода анализа. Данный перечень определяют аналитики Thomson Reuters и пользователи программного продукта «Энергетический рынок России» в процессе решения задачи анализа цены рынка на сутки вперед. Примеры решения задачи анализа равновесной цены при помощи продукта «Энергетический рынок России» приведены в п. 3.3.1, 3.3.2.

3.3. Результаты анализа равновесной цены

3.3.1. Европейская ценовая зона

На рис. 9, 10 представлены примеры графиков, полученных с помощью программного

⁴ Влияние *сетевых ограничений* на изменение равновесной цены в статье не рассматриваем [15].

продукта «Энергетический рынок России». Графики содержат средние месячные значения факторов, влияющих на равновесную цену, а также разность их значений между текущим и предыдущим месяцем за период с июля 2017 по июнь 2018 для Европейской ценовой зоны. Значения факторов за апрель и май 2018 года вынесены в таблицу 5.

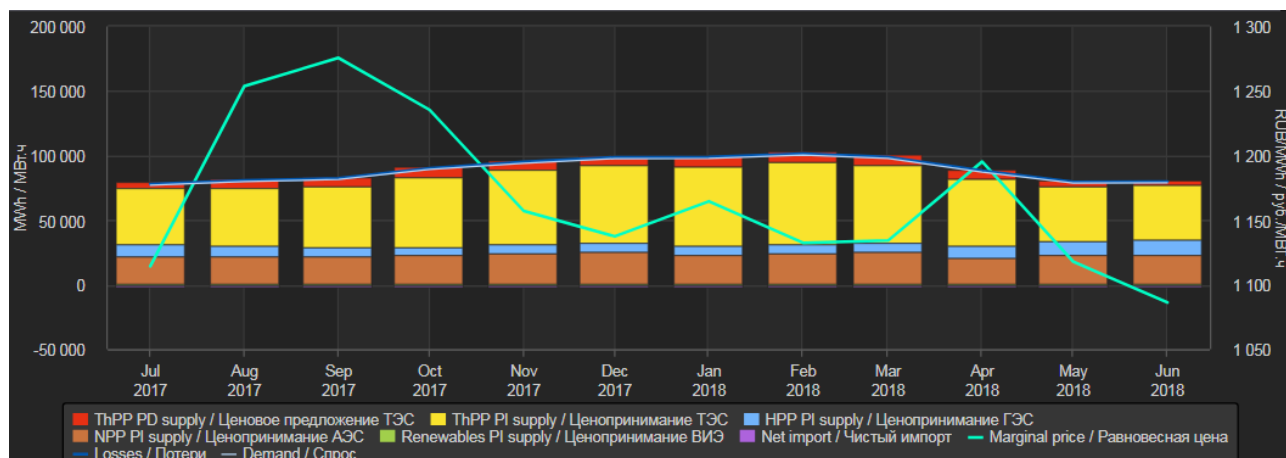


Рис. 9. Средние за месяц значения основных факторов, влияющих на равновесную цену

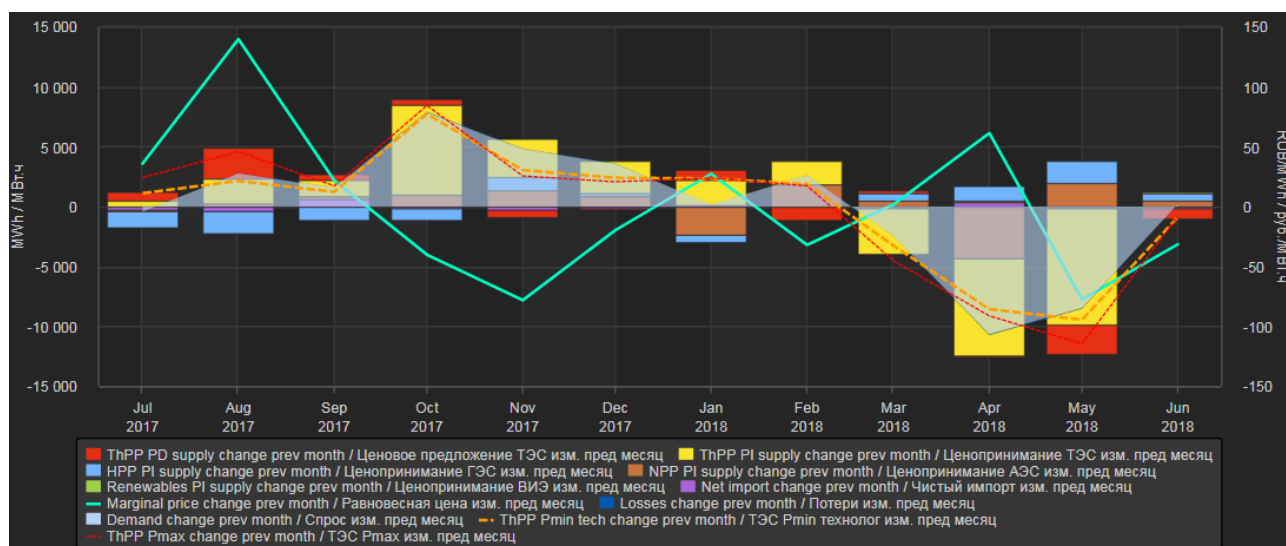


Рис. 10. Изменения значений основных факторов по сравнению с предыдущим месяцем

Таблица 5. Значения факторов за апрель, май 2018

Месяц	Апрель 2018	Май 2018	Разность
Равновесная цена (руб./МВт·ч)	1 195	1 118	-77
Спрос (ГВт·ч)	87,2	78,7	-8,5
Ценовое предложение ТЭС (ГВт·ч)	7,4	4,9	-2,5
Ценопринимание ТЭС (ГВт·ч)	51,8	42,1	-9,7
Ценопринимание ГЭС (ГВт·ч)	9,4	11,1	1,7

Ценопринимание АЭС (ГВт·ч)	20,6	22,6	2,0
Ценопринимание ВИЭ (ГВт·ч)	0,2	0,2	0,0
Чистый импорт (ГВт·ч)	-1,2	-1,4	-0,2
Потери (ГВт·ч)	0,9	0,8	-0,1

Из таблицы 5 видно, что равновесная цена в Европейской ценовой зоне в мае 2018 года составила 1118 руб./МВт·ч. Цена оказалась ниже цены апреля 2018 на 77 руб./МВт·ч. Таким образом, в данном примере задача анализа равновесной цены состоит в поиске ответа на вопрос: *почему цена в мае 2018 снизилась по сравнению с апрелем 2018?*

Анализ ценопринимающих составляющих спроса и предложения. Спрос в мае составил 78,7 ГВт·ч, что ниже, чем в апреле, на 8,5 ГВт·ч. Составляющие ценопринимающего предложения изменились следующим образом:

- ценопринимание ГЭС выросло на 1,7 ГВт·ч;
- ценопринимание АЭС выросло на 2,0 ГВт·ч;
- ценопринимание ТЭС сократилось на 9,7 ГВт·ч.

Значения чистого импорта, потерь и выработки ВИЭ существенно не изменились.

Оценка объема востребованного рынком ценового предложения ТЭС. Изменение совокупного ценопринимания спроса и предложения привело к изменению объема востребованного рынком ценового предложения ТЭС: данный объем снизился с 7,4 ГВт·ч в апреле 2018 до 4,9 ГВт·ч в мае 2018. Снижение за месяц составило 2,5 ГВт·ч.

Итого. Видим, что цена в мае 2018 года ниже цены апреля 2018 года в связи с тем, что в рассматриваемый период спрос снижался быстрее, чем ценопринимающее предложение. В результате, объем востребованного рынком ценового предложения ТЭС сократился на 2,5 ГВт·ч. Это привело к снижению равновесной цены на 77 руб./МВт·ч (рис. 11). Наиболее значимыми факторами, повлиявшими на изменение равновесной цены в данном примере, являются: ценопринимание ТЭС, востребованное ценовое предложение ТЭС и спрос.

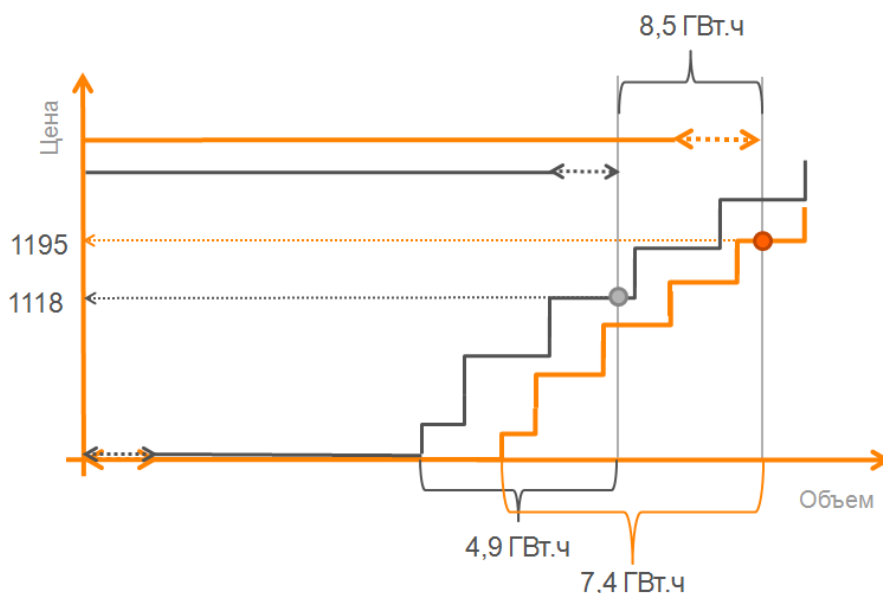


Рис. 11. Изменение цены для Европейской ценовой зоны:
оранжевый – апрель 2018, серый – май 2018

Прокомментируем снижение ценопринимания ТЭС на 9,7 ГВт·ч. В данном случае снижение выработки электроэнергии тепловыми станциями связано, главным образом, с сокращением выработки ТЭЦ. Выработка электроэнергии ТЭЦ зависит от выработки тепла той же ТЭЦ, которая зависит от температуры окружающей среды: чем холоднее на улице, тем больше и тепла, и электроэнергии вырабатывает ТЭЦ, и наоборот. Обычно в Европейской зоне в апреле заканчивается отопительный сезон, что приводит к резкому снижению тепловой нагрузки на ТЭЦ. Как следствие, среднечасовое значение выработки электроэнергии ТЭЦ сокращается: в мае 2018 выработка электроэнергии ТЭЦ составила 20,1 ГВт·ч, в то время как в апреле 2018 она была 28,2 ГВт·ч (снижение 8,1 ГВт·ч).

3.3.2. Сибирская ценовая зона

На рис. 12, 13 представлены примеры графиков, полученных с помощью программного продукта «Энергетический рынок России». Графики содержат средние суточные значения основных факторов, влияющих на равновесную цену электроэнергии, а также разность значений этих факторов в текущие и предыдущие сутки за период с 13 по 20 июня 2018. Значения факторов за 18 и 19 июня 2018 года вынесены в таблицу 6.

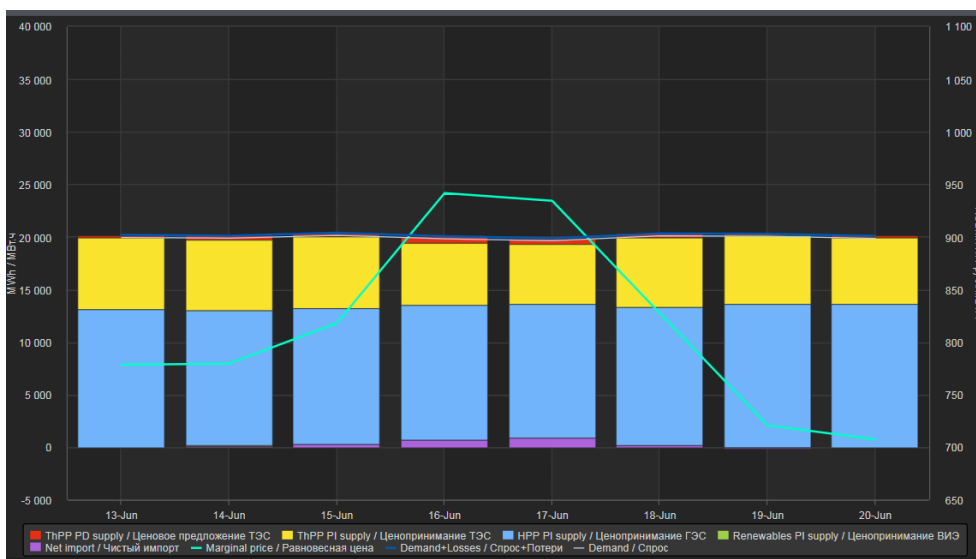


Рис. 12. Средние суточные значения основных факторов

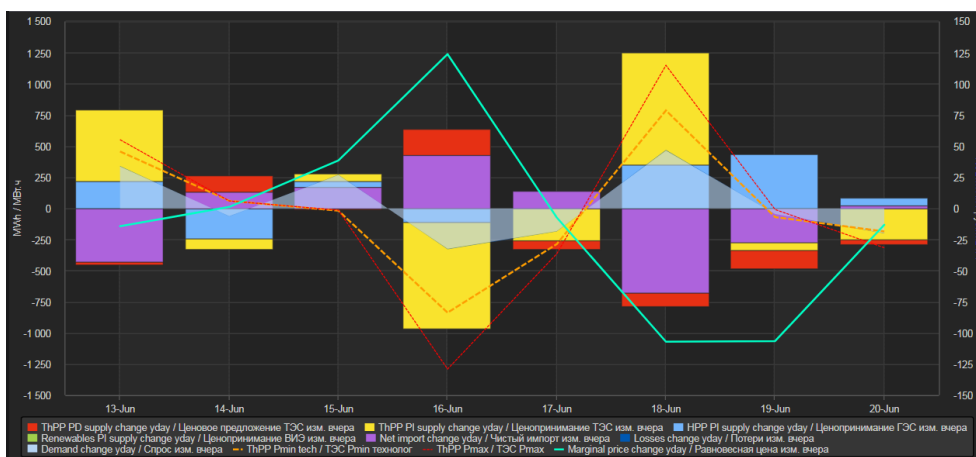


Рис. 13. Изменения значений основных факторов по сравнению с предыдущими сутками

Таблица 6. Значения основных факторов за 18, 19 июня 2018

Дата	18 июня 2018	19 июня 2018	Разность
Равновесная цена (руб./МВт·ч)	827	721	-106
Спрос (ГВт·ч)	20,10	20,05	-0,05
Ценовое предложение ТЭС (ГВт·ч)	0,42	0,27	-0,15
Ценопринимание ТЭС (ГВт·ч)	6,59	6,52	-0,07
Ценопринимание ГЭС (ГВт·ч)	13,13	13,57	0,44
Ценопринимание ВИЭ (ГВт·ч)	0,02	0,02	0,0
Чистый импорт (ГВт·ч)	0,19	-0,08	-0,27
Потери (ГВт·ч)	0,25	0,25	0,0

Из таблицы 6 видно, что в Сибирской ценовой зоне 19 июня 2018 равновесная цена составила 721 руб./МВт·ч, в то время как днем ранее она составляла 827 руб./МВт·ч. Задача анализа равновесной цены состоит в поиске ответа на вопрос: *почему 19 июня равновесная цена снизилась на 106 руб./МВт·ч по сравнению с 18 июня?*

Анализ ценопринимающих составляющих спроса и предложения.

Проанализируем изменения ценопринимающих составляющих 19 июня по сравнению с 18 июня:

- спрос практически не изменился и составил 20,05 ГВт·ч;
- ценопринимание ТЭС снизилось с 6,59 ГВт·ч до 6,52 ГВт·ч;
- ценопринимание ГЭС выросло с 13,13 ГВт·ч до 13,57 ГВт·ч;
- величина чистого импорта снизилась с 0,19 ГВт·ч до -0,08 ГВт·ч (18 июня ценовая зона импортировала электроэнергию, а 19 июня – экспортировала);
- ценопринимание ВИЭ и потери существенно не изменились.

Оценка объема востребованного рынком ценового предложения ТЭС. Данный объем снизился с 0,42 ГВт·ч до 0,27 ГВт·ч в результате воздействия рассмотренных выше изменений ценопринимающих факторов.

Итого. Видим, что цена 19 июня 2018 снизилась по сравнению с 18 июня 2018 года в связи с ростом ценопринимающего предложения ГЭС, которое не было компенсировано в достаточной мере изменением чистого импорта в условиях стабильного спроса. Наиболее значимыми факторами, повлиявшими на снижение цены в данном примере, оказались: ценопринимание ГЭС, чистый импорт, востребованное ценовое предложение ТЭС.

3.3.3. Еженедельный комментарий аналитиков Thomson Reuters

Каждый понедельник аналитики Thomson Reuters публикуют результаты анализа равновесной цены за прошедшую неделю в виде текстового комментария, доступного пользователям программного продукта «Энергетический рынок России». Анализ выполняется аналогично приведенным выше примерам, то есть аналитик отвечает на вопросы: насколько и почему изменилась равновесная цена в каждой ценовой зоне за прошедшую неделю?

Кроме анализа равновесной цены указанный комментарий содержит обсуждение

результатов наиболее актуальных прогнозов температуры окружающей среды, спроса, выработки ТЭЦ и равновесной цены с понедельника по воскресенье.

Заключение

Две основные особенности отличают электроэнергию от других видов товаров: во-первых, в момент потребления электроэнергии мы не знаем точные затраты на ее производство; во-вторых, логистика электроэнергии подчиняется законам электротехники.

Следствием данных особенностей электроэнергии является устройство рынка электроэнергии, при котором существует специальная организация, покупающая всю электроэнергию у генерирующих компаний и продающая ее компаниям, потребляющим электроэнергию. В России такая организация называется Администратор торговой системы.

В России функционирует как оптовый рынок электроэнергии, так и оптовый рынок мощности. Это означает, что генерирующие компании при работе на оптовом рынке разделяют свои затраты на переменные и постоянные. Переменные затраты учитываются генерирующими компаниями при торговле на рынке электроэнергии, постоянные – на рынке мощности.

Торговля на оптовом рынке электроэнергии состоит из трех этапов: долгосрочный (до нескольких лет вперед), краткосрочный (на сутки вперед), ультракраткосрочный (внутри текущих суток). Для участников оптового рынка электроэнергии процесс торговли, главным образом, состоит в формировании и подаче Администратору торговой системы своих планов по выработке или потреблению электроэнергии (заявок). Администратор торговой системы осуществляет конкурентный отбор полученных заявок участников рынка и определяет оптовые цены на электроэнергию.

Основными являются две следующие задачи анализа оптовых цен на электроэнергию. Задача 1 состоит в поиске ответа на вопрос: почему значение цены на электроэнергию именно такое? Решение данной задачи невозможно для участников рынка по причине закрытости большинства исходных данных. Задача 2 заключается в поиске ответа на другой вопрос: что стало основной причиной роста или снижения цены за анализируемый период времени по сравнению с предыдущим периодом?

Решение второй задачи выполнено аналитиками Thomson Reuters в рамках разработки программного продукта «Энергетический рынок России». Для решения данной задачи определены факторы, влияющие на оптовые цены на электроэнергию; показано, каким

образом следует выделять наиболее значимые из них для анализируемого периода. В работе приведены два примера решения задачи анализа оптовых цен на электроэнергию при помощи указанного программного продукта.

Литература

1. С. Стофт. Экономика энергосистем. Введение в проектирование рынков электроэнергии. М.: Мир, 2006. 623 с.
2. Н. С. Симонов. Развитие электроэнергетики в Российской империи: предыстория ГОЭЛРО. М: Университет Дмитрия Пожарского, 2016. 320 с.
3. В. Смил. Энергетика. Мифы и реальность. Научный подход к анализу мировой энергетической политики. М: АСТ-Пресс Книга, 2012. 272 с.
4. Electricity market. Сайт The free encyclopedia Wikipedia. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Electricity_market.
5. Годовой отчет о деятельности Ассоциации НП «Совет Рынка» за 2017 год // Некоммерческое партнерство «Совет рынка». URL: https://www.np-sr.ru/sites/default/files/1_go_0.pdf.
6. «Современная рыночная электроэнергетика Российской Федерации». 3-е издание. / Под ред. О. Г. Баркина. М: Перо, 2017. 532 с.
7. California electricity crisis. Сайт The free encyclopedia Wikipedia. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/California_electricity_crisis.
8. G. Wynn. Power-Industry Transition, Here and Now, Wind and Solar Won't Break the Grid: Nine Case Studies // Institute for Energy Economics and Financial Analysis, February 2018, p. 79. URL: http://ieefa.org/wp-content/uploads/2018/02/Power-Industry-Transition-Here-and-Now_February-2018.pdf.
9. Market liberalization and decarbonization of the Russian electricity industry: perpetuum pendulum // University of Oxford, Institute for Energy Studies, May 2018, 6 p. URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/05/Market-liberalization-and-decarbonization-of-the-Russian-electricity-industry-perpetuum-pendulum-Comment.pdf>.
10. Некоммерческое партнерство «Совет рынка». URL: <https://www.np-sr.ru/ru>.
11. Регламенты Оптового рынка электроэнергии и мощности // Некоммерческое партнерство «Совет рынка». URL: <https://www.np-sr.ru/ru/regulation/joining/reglaments/index.htm>.

12. И. Чучуева, Н. Инкина. Оптимизация работы ТЭЦ в условиях оптового рынка электроэнергии и мощности России. Наука и образование: научное издание МГТУ им. Н.Э. Баумана. 2015. № 8. С. 195–238. URL: http://technomag.bmstu.ru/file/810776.html?__s=1.
13. И. Чучуева. Вычислительные методы определения удельных расходов условного топлива ТЭЦ на отпущенную электрическую и тепловую энергию в режиме комбинированной выработки. Наука и образование: научное издание МГТУ им. Н.Э. Баумана. 2016. № 2. С. 135–165. URL: <http://www.mbureau.ru/sites/default/files/pdf/Chuchueva-Fuel-Rate.pdf>.
14. Открытое акционерное общество «Администратор торговой системы». URL: <http://www.atsenergo.ru/>.
15. Т. Васьковская. Вопросы формирования равновесных узловых цен оптового рынка электроэнергии. Электрические станции. 2017. №1. С. 25–32. URL: <http://www.mbureau.ru/sites/default/files/pdf/Vaskovskaya-Nodal-Prices-Cases.pdf>.