

УДК 338.51
ББК 65.305.9

О МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ КОНКУРЕНТНОГО ОТБОРА МОЩНОСТИ

Васильев М. Ю.¹

*(Институт систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск)*

Механизм конкурентного отбора мощности в электроэнергетике России рассматривается как оптимизационная математическая модель, нацеленная на обеспечение минимальных затрат на электроснабжение потребителей. Показано, что поскольку для решения дискретной по своей природе задачи применяется модель линейного программирования, на значительной доле возможного диапазона спроса на мощность эта модель не находит оптимального решения. И отклонение от оптимума может быть довольно существенным. Результаты вычислений продемонстрированы на абстрактном примере.

Ключевые слова: электроэнергетика, рынок мощности, конкурентный отбор мощности.

1. Введение

Электрическая мощность – особый товар, покупка которого предоставляет покупателю (потребителю электроэнергии) право требовать от продавца (генерирующей компании) поддержания в готовности генерирующего оборудования для удовлетворения потребности покупателя в электрической энергии. Рынок мощности в России функционирует в форме ежегодно проводимых конкурентных отборов мощности (КОМ), куда поставщики электрической мощности подают заявки, содержащие информацию о мощности, характеристиках и цене каждой генерирующей

¹ Михаил Юрьевич Васильев, научный сотрудник, кандидат технических наук (mikhail-vasilyev@yandex.ru).

единицы мощности (ГЕМ) [1]. К одной ГЕМ тепловой электростанции относится один блок блочной электростанции или все силовое оборудование ТЭЦ, соединенное одной поперечной связью [3].

В ходе отбора системный оператор сопоставляет заявки по цене и отбирает те из них, где цена ниже. При равенстве цен приоритет отдается заявкам с лучшими техническими характеристиками, а при равенстве характеристик приоритетной считается заявка, поданная раньше. Процедура повторяется до тех пор, пока сумма располагаемой мощности отобранных ГЕМ не станет равной ожидаемому спросу на мощность или не превысит его [8]. В результате определяется состав генерирующих единиц, отобранных для обеспечения прогнозируемого спроса, и цена мощности в данной ценовой зоне.

С математической точки зрения конкурентный отбор мощности является оптимизационной задачей, централизованное решение которой системным оператором призвано сократить суммарные издержки потребителей электроэнергии на электроснабжение (См. Статья 32 п. 1 [11]). И оптимальность найденного решения, а значит и тарифы на электроэнергию для конечных потребителей, зависит от постановки задачи и применяемого метода оптимизации.

Несмотря на свою значимость, математическая модель конкурентного отбора мощности не получила большого внимания исследователей. В [10] предложена идея совместного рассмотрения рынков электроэнергии и мощности для отбора. В приводимом автором модельном примере отмечается, что при выборе между более мощной станцией с меньшим одноставочным тарифом и менее мощной станцией с большим одноставочным тарифом станция с меньшим тарифом может создавать большую совокупную финансовую нагрузку на потребителей.

В более поздней работе [2] также используется идея совместного рассмотрения рынков мощности и электроэнергии. Однако в силу примененного исчисления затрат на один мегаватт мощности тезис о дискретности отбора на рынке мощности в явном виде не учитывается.

Вопрос дискретности условно-постоянных затрат обсуждается в [9], однако в несколько ином ракурсе. Автор считает

дополнительный рынок мощности излишним и, следовательно, не рассматривает модель отбора мощности как таковую. Он упоминает, что возможно строить только энергоблоки определенной мощности, а не в точности той, которая нужна для удовлетворения спроса. Таким образом, установленная мощность задействованных блоков в большинстве случаев будет отличаться от необходимой. Однако для реальных рынков с большим числом агрегатов этот эффект, по мнению автора, будет небольшим. Кроме того, некоторые из упомянутых выше исследований под условно-постоянными затратами подразумевают инвестиции в энергоблоки, в то время как на практике для поддержания мощности помимо инвестиций в оборудование требуются затраты на его обслуживание и поддержание в рабочем состоянии.

В России к рынку мощности предъявляются специфические требования. Целями введения рынка мощности большинство зарубежных авторов называет обеспечение необходимого уровня надежности энергосистемы, формирование адекватных ценовых сигналов и гарантий для инвесторов в новую электрическую мощность (например, [13–14]). Математическая постановка в централизованных рынках мощности ограничивается аукционом единой цены [4]. В то же время в России для обеспечения капиталовложений в новую мощность помимо рынка мощности использовались и продолжают действовать долгосрочные договоры на поставку мощности, а в настоящее время перед отбором мощности ставятся в большей мере задачи вывода избыточной и устаревшей мощности из эксплуатации [5], текущей оптимизации функционирования ЭЭС с точки зрения затрат (Статья 32 п. 1 [11]).

Тезис о дискретности отбора в применении именно к модели рынка мощности в России требует дополнительного исследования в связи с тем, что:

– Условно-постоянные затраты уже введенной в строй мощности – это скорее характеристика электростанций, а не отдельных энергоблоков. Возможная экономия затрат, связанных с поддержанием мощности, при длительном выводе из работы одного из энергоблоков электростанции обычно невелика.

– Количество электростанций в ценовых зонах и зонах свободного перетока не всегда велико. Например, во второй ценовой зоне (Сибирь) работает около четырех десятков электростанций и их установленная мощность варьируется от 12 до 6400 МВт. Также существенно варьируются и условно-постоянные издержки этих электростанций. С учетом ограничения пропускных способностей сетей в России можно ожидать значительного расхождения результатов моделей аукциона единой цены и дискретного отбора.

– В действующей модели рынка мощности более крупные станции с меньшими удельными затратами выигрывают у менее крупных станций с большими удельными затратами, что негативно сказывается не только на затратах потребителей, но и на небольших электростанциях [6], поскольку они заведомо проигрывают по показателю удельных затрат. Зная об этом, более крупные станции могут указывать в заявках цены выше издержек без рисков для себя. Таким образом, стратегии участников [12] и уровень конкуренции также зависят от применяемой модели КОМ.

– По некоторым расчетам [7], одновременное наличие рынка мощности и электроэнергии может увеличивать затраты потребителей, если в каждом из них цена формируется по затратам разных замыкающих объектов.

Цель настоящего исследования – показать, что используемая математическая модель конкурентного отбора мощности содержит потенциал повышения эффективности за счет применения дискретной оптимизации. Для количественной оценки возможного эффекта необходимо тестирование моделей на реальных заявках/затратах поставщиков с участием организаций, обладающих подобной информацией.

2. Постановка задачи

Рассмотрим одноузловую изолированную электроэнергетическую систему (ЭЭС), в которой отсутствуют потери и ограничения на объемы передаваемой мощности. В ЭЭС имеется множество поставщиков мощности (электростанций). Поставщики мощности характеризуются следующими показателями:

P_i – располагаемая мощность электростанции i ;

C_i – условно-постоянные издержки электростанции i (либо условно-постоянные издержки за вычетом прибыли, ожидаемой на рынке электроэнергии, следуя [2]).

Для спроса на мощность P_d , изменяющегося в пределах от 0 до суммарной установленной мощности всех электростанций в ЭЭС, рассчитаем для абстрактного примера суммарные условно-постоянные издержки поставщиков, отобранных на рынке мощности. ЭЭС содержит 20 электростанций с установленными мощностями и условно-постоянными затратами, заданными случайным образом.

Расчет проведем для трех моделей КОМ, две из которых близко соответствуют применяемым в России, а третья является оптимизационной задачей дискретного программирования.

3. Линейная модель КОМ

ВАРИАНТ 1

Задан прогнозируемый спрос на мощность P_d , не зависящий от цены мощности. Поставщики мощности формируют заявки на КОМ. Заявка состоит из мощности поставщика P_i и цены этой мощности c_i . Исходим из того, что заявляемая цена связана с величиной издержек поставщика на поддержание мощности выражением

$$(1) \quad c_i = C_i / P_i.$$

В ходе КОМ проводится аукцион единой цены. Поданные заявки сортируются в порядке возрастания цены c_i и определяется множество J электростанций, вошедших в баланс, путем последовательного отбора электростанций в порядке возрастания цены c_i . Отбор проводится до тех пор, пока суммарная располагаемая мощность отобранных электростанций не станет равной величине спроса или не превысит его. Это эквивалентно постановке

$$(2) \quad \max_{i \in J} (c_i) \rightarrow \min$$

при ограничении

$$(3) \quad \sum_{i \in J} P_i \geq P_d.$$

Цена самой дорогой отобранной единицы мощности становится ценой мощности в ценовой зоне:

$$(4) \quad c = \max_{i \in J}(c_i).$$

Вариант 1 применялся для конкурентного отбора мощности в РФ до 2015 года и проводился по зонам свободного перетока ежегодно сроком на 1 год. Вне конкурса отбирались заявки станций, имеющих статус «вынужденного генератора» и работающих по долгосрочным договорам поставки мощности.

ВАРИАНТ 2

Действующая в настоящее время математическая модель КОМ отличается от Варианта 1 тем, что спрос зависит от цены $P_d(c)$. При этом «функция спроса» задается как луч, начинающийся в точке 1 и проходящий через точку 2. Точки 1 и 2 задаются так: объем спроса на мощность в точке 1 соответствует прогнозируемому объему спроса, объем в точке 2 — прогнозируемому объему, увеличенному на 12%:

$$(5) \quad P_1 = P_d, \quad P_2 = 1,12 \cdot P_d.$$

Цена в обеих точках c_1, c_2 устанавливается Правительством РФ.

Объем отобранной мощности и ее цена определяются по пересечению функции предложения, полученной путем упорядочения заявок по возрастанию цены, с «функцией спроса» (рис. 1). Поскольку условно-постоянные затраты неделимы, замыкающая генерирующая единица мощности может быть отобрана только целиком, как и в варианте 1.

Вариант 2 применяется без деления ценовых зон на зоны свободного перетока сроком на три года вперед с ежегодной индексацией цен для поставщиков, отобранных по результатам КОМ. Статус и порядок отбора «вынужденных генераторов» сохранился, но тарифы для них не индексируются. К отбору не допускаются поставщики, в чьих заявках цены превышают c_1 .

Поскольку отбор «вынужденных генераторов» производится вне конкурса, в модели ими пренебрегаем, считая, что они отобраны до решения оптимизационной задачи и величина

спроса на мощность уменьшена на объем предложения мощности «вынужденных генераторов».

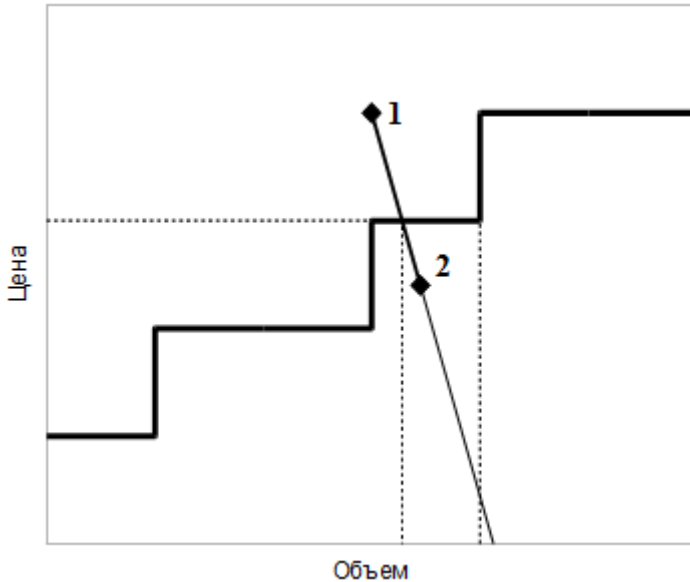


Рис. 1. Графическое представление конкурентного отбора мощности со спросом, зависящим от цены

4. Дискретная математическая модель КОМ

ВАРИАНТ 3

Задан прогнозируемый спрос на мощность P_d , не зависящий от цены мощности. Конкурентный отбор мощности как задача дискретного программирования выглядит как

$$(6) \sum_{i \in J} C_i \rightarrow \min$$

при условии (3). К особенностям такой постановки можно отнести то, что цена мощности не определяется в ходе вычислений и для ее нахождения нужны дополнительные условия.

5. Пример расчета

В ЭЭС имеется двадцать электростанций-поставщиков мощности. Эти поставщики по показателям установленной мощности похожи на поставщиков, работающих во второй ценовой зоне (Сибирь) оптового рынка РФ. Для простоты примера примем понятия генерирующей единицы мощности, электростанции и поставщика эквивалентными (таблица 1). Условно-постоянные издержки поставщиков заданы генератором случайных чисел в денежных единицах (ед.)

Таблица 1. Характеристики электростанций

Номер	Располагаемая мощность, МВт	Условно-постоянные издержки, ед.	Удельные условно-постоянные издержки, ед./МВт
1	1130	3 390	3
2	350	1 401	4
3	445	5 785	13
4	475	19 950	42
5	465	24 180	52
6	275	18 700	68
7	1200	87 600	73
8	270	24 570	91
9	405	47 502	117,29
10	500	60 440	120,88
11	185	22 570	122
12	1110	135 420	122
13	240	31 920	133
14	35	4 716	134,74
15	705	106 455	151
16	1260	223 020	177
17	480	94 276	196,41
18	1310	257 676	196,7
19	485	97 000	200
20	1255	254 562	202,84
Сумма	12580	1 521 133	–

Результаты решения задачи конкурентного отбора мощности по рассмотренным моделям приведены на рис. 2. На рисунке суммарные затраты поставщиков, привлекаемых для поставки мощности, для Варианта 1 (линейная модель со спросом, не зависящим от цены) показаны сплошной жирной линией, для Варианта 2 (линейная модель со спросом, зависящим от цены) — пунктирной линией, для Варианта 3 (дискретная модель со спросом, не зависящим от цены) — сплошной тонкой линией.

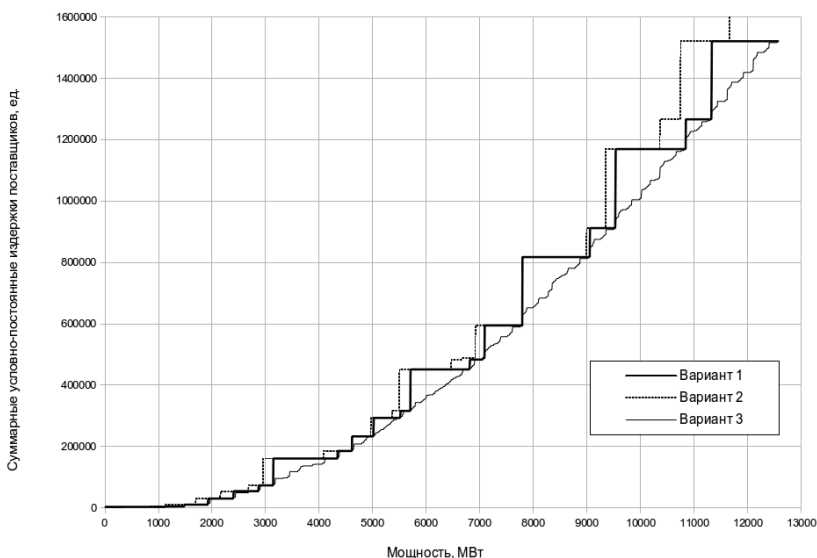


Рис. 2. Суммарные условно-постоянные издержки поставщиков электрической мощности, отобранных в результате КОМ для а) линейной модели со спросом, не зависящим от цены (Вариант 1); б) линейной модели со спросом, зависящим от цены (Вариант 2); в) модели дискретного программирования (Вариант 3)

Видно, что модель дискретного программирования дает результат не хуже, а на значительной доле рассмотренного диапазона даже лучше, чем Варианты 1 и 2, представляющие собой модели рынка мощности в виде аукциона единой цены. То есть замена линейной модели КОМ на модель дискретного програм-

мирования может дать некоторую экономию затрат на поддержание мощности.

Например, для значения прогнозируемого спроса 10 000 МВт модели вариантов 1 и 2 отбирают всех поставщиков кроме 19 и 20, обеспечивая суммарные издержки на поддержание мощности в размере 1 169 571 ед. Модель варианта 3 достигает издержек в размере 1 008 895 ед., исключая из отбора поставщиков 18 и 20.

Для значения прогнозируемого спроса 11 000 МВт результаты линейных моделей расходятся. Вариант 1 дает издержки в размере 1 266 571 ед. (отобраны все поставщики кроме 20-го). Вариант 2 дает издержки в размере 1 521 133 ед. (отобраны все поставщики). Вариант 3 позволяет обеспечить заданную нагрузку при издержках 1 229 935 ед. (не отобраны поставщики 13, 14 и 20).

Номера отобранных в этих двух случаях поставщиков и их суммарные затраты приведены в таблице 2.

Таблица 2. Отобранные поставщики и суммарные издержки на мощность для разных вариантов модели рынка мощности

P_d , МВт	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
	Постав- щики	Затраты, ед.	Постав- щики	Затраты, ед.	Постав- щики	Затраты, ед.
10000	1–18	1 169 571	1–18	1 169 571	1–17, 19	1 008 895
11000	1–19	1 266 571	1–20	1 521 133	1–12, 15–19	1 229 935

6. Особенности применения дискретной модели конкурентного отбора мощности

ПРОБЛЕМА ФОРМИРОВАНИЯ ЦЕНОВОГО СИГНАЛА ДЛЯ ИНВЕСТОРОВ

В модели рынка мощности, организованной по принципу аукциона единой цены, информацией для инвесторов о востребованных рынком экономических показателях электростанций является цена мощности. Эта величина получается в ходе отбора как ценовая заявка последней отобранной единицы мощности

или как установленная регулирующим органом цена в точке 1, если суммарная мощность отобранных поставщиков ниже объема спроса на мощность в точке 1.

Применение дискретной модели КОМ не подразумевает цену как результат вычислений. Вычисление цены как удельных условно-постоянных издержек замыкающей генерирующей единицы мощности не совсем корректно, поскольку поставщики с более высокими удельными издержками будут отобраны моделью, в то время как другие поставщики с более низкими удельными издержками могут не быть отобраны.

Соответственно, для дискретной модели требуется дополнительный механизм формирования ценовых сигналов для инвесторов.

В числе возможных решений этой проблемы – вычисление максимальной заявляемой цены абстрактной электростанции, добавленной к множеству электростанций, участвующих в отборе, при которых эта электростанция будет отобрана моделью. Для этого используем следующий алгоритм:

1. Задаем установленную мощность абстрактной электростанции.
2. Добавляем электростанцию заданной мощности к множеству электростанций, участвующих в отборе.
3. Находим максимальную заявленную цену мощности данной электростанции, при которой она будет отобрана на рынке мощности.
4. Выполняем с шага 1 для электростанций другой установленной мощности.

В результате расчетов получим зависимость заявленной цены от установленной мощности вводимой электростанции для абстрактных электростанций, которые были бы отобраны на КОМ. Эта зависимость будет иметь убывающий характер, т.е. инвестор, рассматривающий возможность введения более крупной электростанции, должен будет рассчитывать на более низкую цену мощности, чем инвестор, вводящий небольшую электростанцию.

Более подробное изучение механизмов формирования ценовых сигналов для инвесторов не входит в задачи данной статьи.

ПРОБЛЕМА КОМПЕНСАЦИИ ИЗДЕРЖЕК ОТОБРАННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОЛУЧЕНИЯ ПРИБЫЛИ

В модели аукциона единой цены цена также является механизмом компенсации издержек отобранных электростанций и стимулом для их снижения. При использовании модели дискретного программирования эта задача также решается дополнительным механизмом.

Например, можно для каждой из электростанций, отобранных в КОМ, вычислять максимальную цену, при которой она все еще будет отобрана, и назначать индивидуальную цену мощности для расчетов исходя из полученной величины (возможно, с применением понижающего коэффициента).

УЧЕТ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ФАКТОРОВ

Оба варианта аукциона единой цены подразумевают рассмотрение системы в одноузловом исполнении (т.е. отсутствие ограничений на передачу электроэнергии/мощности по сетям). Учет реальной сети требует дробления ценовой зоны на зоны свободного перетока, что и применялось до 2015 года. В дискретной модели есть возможность вводить дополнительные ограничения на пропускные способности сетей и формировать локальные ценовые сигналы для инвесторов в зависимости от места планируемого строительства новой электростанции/блока.

Также возможен учет дополнительных ограничений на степень маневренности блоков, затрат на производство электроэнергии поставщиками. Однако возможность развития поставки необходимо сопоставлять с трудоемкостью решения задачи.

7. Выводы

Модель конкурентного отбора мощности решает дискретную по своей природе задачу оптимизации отобранных для поставки мощности генерирующих единиц. Действующая модель как в версии до 2015 года (с абсолютно неэластичным фиксированным спросом), так и в более поздней версии (со спросом, зависящим от цены) является разновидностью задачи

линейного программирования и по этой причине далеко не всегда находит действительно оптимальное решение.

Замена линейной модели на модель дискретного программирования позволит находить более оптимальное решение и таким образом снизить суммарные затраты привлекаемых к поставке мощности электростанций. Помимо этого в рамках дискретной модели можно учитывать ограничения пропускных способностей сетей без дробления ценовой зоны на зоны свободного перетока, что особенно актуально для электроэнергетики России.

К особенностям дискретной модели относятся отсутствие цены мощности и, следовательно, необходимость использования дополнительных механизмов для вычисления ценовых сигналов для инвесторов и для компенсации издержек отобранных электростанций и их прибыли. Предложены возможные направления развития алгоритмов решения этих задач без детальной проработки.

Литература

1. АЮЕВ Б.И. *Концептуальные основы рынка мощности в ЕЭС России* // Электрические станции. – 2008. – №8. – С. 4–8.
2. ВАСИН А.А., ГУСЕВ А.Г. *Теоретико-игровые модели управления рынком мощности и электроэнергии* // Известия Российской академии наук. Теория и системы управления. – 2012. – №6. – С. 52–62.
3. *Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка* (ред. от 24.10.2016). Ассоциация «НП Совет рынка».
4. ЕРЕМИН В. *Международный опыт организации рынков мощности* [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.bigpowernews.ru/research/document38893.phtml> (дата обращения: 07.03.2017).
5. ОПАДЧИЙ Ф., КАТАЕВ А. *Рынок мощности. Изменение модели при переходе от дефицита к избытку* // Энергорынок. – 2016. – №7(142). – С. 34–41.

6. ПАЛАМАРЧУК С.И. *Что сдерживает эффективную работу рынков в электроэнергетике* // ЭКО. – 2014. – №4(478). – С. 136–151.
7. ПОДКОВАЛЬНИКОВ С.В., СЕМЕНОВ К.А., ХАМИСОВ О.В. *Развитие генерирующих мощностей при различной структурной организации электроэнергетических рынков* // Известия РАН. Энергетика. – 2014. – №4. – С. 3–14.
8. *Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 №1172 (ред. от 30.11.2016) "Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности"*.
9. СТОФТ С. *Экономика энергосистем. Введение в проектирование рынков электроэнергии*. – М.: Мир. – 2006. – 623 с.
10. ТРАЧУК А.В. *На оптовом рынке электроэнергии. Модель рынка мощности с конкуренцией по полным затратам* // Российское предпринимательство. – 2009. – №12-2. – С. 88–93.
11. *Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 №35-ФЗ*.
12. ФИЛАТОВ А.Ю., АЙЗЕНБЕРГ Н.И. *Математические модели несовершенной конкуренции*. – Иркутск, 2012. – 108 с.
13. BESSER J.G, FARR J.G, TIERNEY S.F. *The Political Economy of Long-Term Generation Adequacy: Why an ICAP Mechanism is Needed as Part of Standard Market Design* // Electricity Journal. – 2002. – Vol. 15, Issue 7. – P. 53–62.
14. CRAMTON P., STOFT S. *A Capacity Market that Makes Sense* // Electricity Journal. – 2005. – Vol. 18, Issue 7. – P. 43–54.

ABOUT MATHEMATICAL MODEL OF THE CAPACITY MARKET

Mikhail Vasilyev, Melentiev Energy Systems Institute of SB RAS, Irkutsk, Cand.Sc., researcher (mikhail-vasilyev@yandex.ru).

Abstract: The capacity market in Russia is considered as an optimization model which is aimed at reaching minimum electricity supply costs for consumers. It is shown that the linear model applied to the discrete problem often does not reach optimum solution. The calculation is done for an abstract example and compared with the results of the discrete model. Competitive power output model solves an optimization problem which is, by its nature, discrete. Current model, either before 2015 (completely inelastic fixed demand) or after (demand depending on price), is a variant of linear programming problem, and thus does not always yield a true optimal solution. Substituting it for a discrete programming problem allows us to find better solutions and to lower costs for all involved power stations. Besides, in this framework we can account for bandwidth limitations without subdividing price zones, which is especially relevant for Russian power systems. Further directions of research are proposed.

Keywords: electric power industry, capacity market.

*Статья представлена к публикации
членом редакционной коллегии П.С. Щербаковым.*

*Поступила в редакцию 19.12.2016.
Опубликована 31.05.2017.*