

О необходимости применения моделей электроэнергетических систем при оценке эффективности инвестиций в развитие электростанций

С. Е. МАЛИНОВ

Аннотация. В статье отмечается важность применения моделей электроэнергетических систем при оценке эффективности инвестиций в развитие электростанций, функционирующих на конкурентном рынке электрической энергии и мощности. Формулируются требования к моделям, обозначаются возможные проблемы их разработки и применения в российских условиях.

Ключевые слова: оценка эффективности проектов, электроэнергетика, математическое моделирование электроэнергетических систем.

Введение

Оценка эффективности инвестиционных проектов, независимо от их типов и условий их осуществления, предполагает соблюдение единых принципов оценки [1]. Реализация этих принципов применительно к проектам сооружения новых или развития существующих электрогенерирующих мощностей требует применения математических моделей, позволяющих учесть зависимости между параметрами инвестиционного проекта и внешней среды — Единой энергетической системы России (ЕЭС России).

Согласно принятому определению, *электроэнергетическая система (энергосистема)* представляет собой совокупность электрических станций, электрических сетей и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике [2]. Под *режимом* принято понимать совокупность технических параметров, характеризующих этот процесс и состояние объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей. Вводится понятие *нормального режима*, при котором значения технических параметров режима энергосистемы находятся в пределах длительно допустимых значений, имеются нормативные оперативные резервы и обеспечивается электроснабжение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии.

В отечественной практике математические модели энергосистем широко используются при решении за-

дач оперативно-диспетчерского управления и при проектировании развития электроэнергетических систем. Отечественной научной школой проработаны методы моделирования и исследования прямых и обратных взаимосвязей энергетики и экономики [3] [4], исследования надежности электроэнергетических систем [5].

Либерализация электроэнергетики России привела к появлению новых приложений для математического моделирования: возникла необходимость при управлении инвестиционной и операционной деятельностью генерирующих компаний прогнозировать результаты функционирования в конкурентном окружении («на рынке») отдельных электростанций и компании в целом, в том числе вновь создаваемых. Возникла потребность в модельном представлении электроэнергетической системы с позиции отдельного генерирующего объекта — элемента этой системы, наделенного определенной самостоятельностью¹ в оптимизации своих производственных мощностей.

При оценке инвестиционных проектов такие модели могут быть составной частью модели денежных потоков проекта и применяться для прогнозирования выручки (цен и объемов реализации электрической

¹ Элементы централизованного планирования развития энергосистем до сих пор сохраняются: на функции генерального проектировщика ЕЭС России, формулирующего общие требования к развитию энергосистем, а то и определяющего инвестиционные решения, претендуют Правительство и Минэнерго РФ (как разработчики Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики и Программы модернизации электроэнергетики), Системный оператор (как разработчик Схемы и программы развития ЕЭС России). Определенные полномочия закреплены и за органами местного самоуправления (Схемы и программы развития региональных энергосистем).

энергии и мощности) и сопутствующих издержек (топливных и других затрат), а также использоваться для предварительной оптимизации отдельных параметров проекта (например, выбор площадки расположения, оптимизация технического решения, режимов эксплуатации генерирующего оборудования и/или торговой стратегии на конкурентном рынке).

Генерирующие компании проявляют интерес к математическому моделированию энергосистем при детальном исследовании факторов, оказывающих влияние на эффективность принимаемых инвестиционных и управленческих решений. ОАО «ОГК-5» внедрило программное обеспечение Plexos для моделирования ценовой конъюнктуры оптового рынка электроэнергии в средне- и долгосрочной перспективе [6], а Группа «ИНТЕР РАО» в рамках создания интегрированной модели стоимости группы создает программный комплекс, обеспечивающий моделирование функционирования рынка электроэнергии и мощности РФ с учетом электроэнергетических режимов ЕЭС России и соседних энергосистем [7].

Кредитные учреждения, участвующие в финансировании инвестиционных проектов, также требуют проведения маркетинговых исследований. ГК «Внешэкономбанк», рассматривая возможность выделения проектного финансирования для завершения работ по вводу в эксплуатацию Богучанской ГЭС (входит в число крупнейших гидроэлектростанций России), проводила маркетинговое исследование проекта, включающее модельные расчеты по прогнозированию выработки и цен электроэнергии.

1. Внедрение рыночных отношений в ЕЭС России

До либерализации предприятия электроэнергетики организационно были сгруппированы в объединения, формировавшиеся главным образом в административных границах регионов (с середины 20-го века и вплоть до конца существования Советского Союза — производственные объединения энергетики и электрификации или ПОЭЭ, а затем — АО-энерго) и представлявшие собой локальные вертикально-интегрированные компании, осуществлявшие производство, передачу и распределение электрической энергии.

Либерализация отрасли привела к созданию генерирующих компаний по экстерриториальному принципу, появлению частных генерирующих компаний, введению рыночных механизмов формирования цены и распределения нагрузки по генерирующим мощностям.

Технологически реализуемый режим производства и потребления электрической энергии и соответствующие ему равновесные цены на электрическую энергию в настоящий момент определяются следующим образом:

- 1) системный оператор определяет на несколько дней вперед плановый состав *включенного* генерирующего оборудования (аукцион ВСВГО);
- 2) коммерческий оператор проводит централизованный аукцион по определению на каждый час следующих суток объемов планового производства (в пределах регулировочных возможностей включенного генерирующего оборудования) и соответствующих им равновесных цен (аукцион РСВ).

Коммерческий и системный операторы рассматривают заявки поставщиков и потребителей и используют так называемую *расчетную модель*. Расчетная модель — описание энергосистемы, предназначенное для построения математической модели процесса производства, передачи и потребления электрической энергии и мощности, с помощью которой рассчитываются реализуемые в этой энергосистеме объемы производства и потребления электрической энергии и мощности и соответствующие им цены. Расчетная модель включает *расчетную электрическую схему* энергосистемы, данные о параметрах генерирующего оборудования и системные ограничения, описывающие предельно допустимые значения технологических параметров функционирования ЕЭС России. [8]

Расчетная электрическая схема включает набор узлов нагрузки и потребления, соединенных линиями, моделирующими линии электропередач. Генерирующее оборудование производителей и энергопринимающие устройства потребителей электрической энергии являются отнесенными к соответствующим узлам расчетной схемы.

По состоянию на 1 ноября 2012 г. расчетная модель оптового рынка электроэнергии России включает в себя 8113 узлов нагрузки и потребления, 12 625 ветвей, 792 сечения, 1103 агрегата (режимных генерирующих единиц), соответствующих 608 электростанциям [9].

В результате либерализации увеличилось влияние экономических факторов при оптимизации режимов, что, как отмечает ряд исследователей, привело к увеличению напряженности режимов, к увеличению количества «узких» мест в передаче электроэнергии вследствие изменения направления потоков мощности по сравнению с дореформенным периодом [10] [5].

На дифференциацию цен по узлам электрической схемы, на вид графиков загрузки электростанций существенно влияют факторы, задающие область допустимых режимов, такие как:

- 1) сетевые ограничения (сечения и ограничения на токовые нагрузки трансформаторов и линий электропередачи);
- 2) технологический расход (потери) в электрических сетях;
- 3) интегральные ограничения на суточную выработку гидроэлектростанций, участвующих в регули-

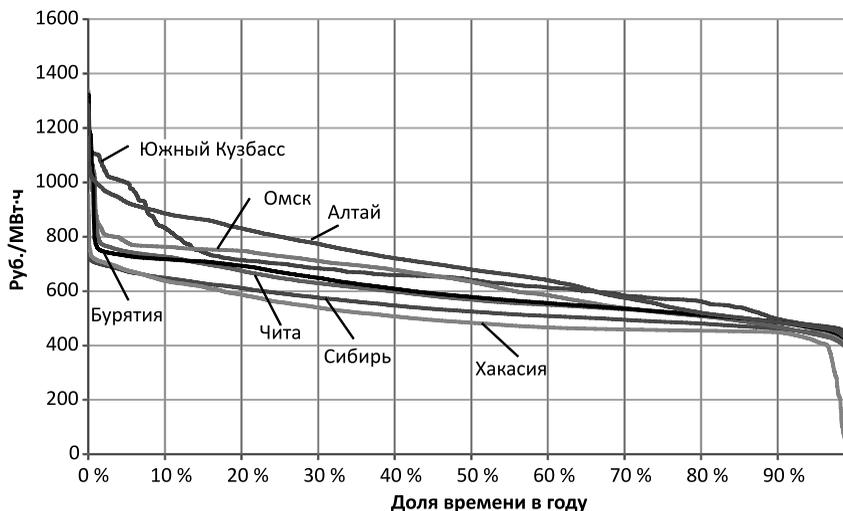


Рис. 1. Кривые продолжительности равновесных цен рынка «на сутки вперед» в отдельных зонах свободного перетока в 2011 г.

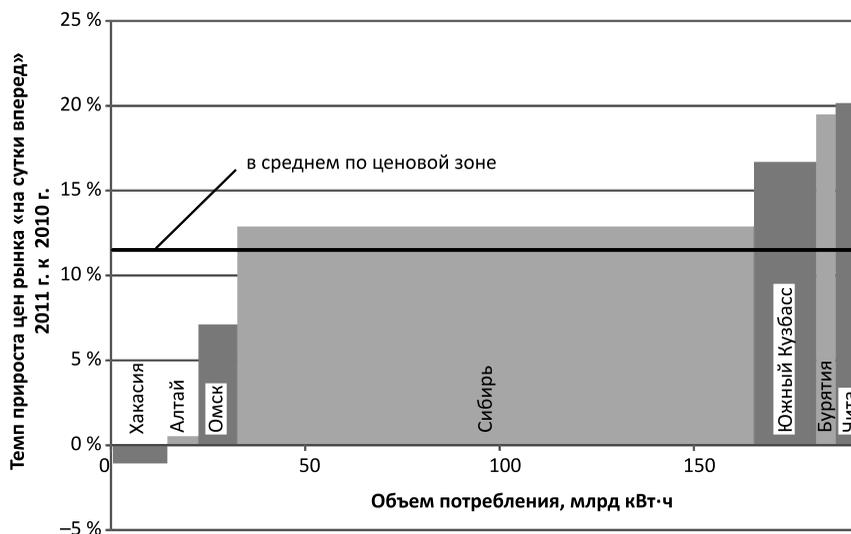


Рис. 2. Прирост равновесных цен рынка «на сутки вперед» в 2011 г. к 2010 г. в отдельных зонах свободного перетока

ровании суточной неравномерности графика потребления электроэнергии;

- 4) ограничения по поставкам топлива на отдельные электростанции (в зимние периоды);
- 5) маневренность генерирующего оборудования (диапазон регулирования и ограничения по скорости набора и сброса мощности);
- 6) требования системного оператора по поддержанию и территориальному распределению горячего резерва на загрузку и разгрузку генерирующего оборудования;
- 7) требование сохранения статической и динамической устойчивости (поддержание уровней напряжения в контрольных точках ЕЭС России).

Наличие этих факторов существенно усложняет прогнозирование результатов функционирования отдельной электростанции или компании на рынке электрической энергии.

Приведем лишь некоторые примеры, иллюстрирующие эту сложность:

- 1) Цены оптового рынка существенно отличаются по узлам ЕЭС России, в том числе могут иметь разную внутрисуточную динамику и разную продолжительность периода пиковых и низких значений (см. рис. 1).
- 2) Динамика цен оптового рынка в отдельных узлах электрической схемы может существенно отличаться от средней (см. рис. 2).

Таблица 1

Фактические коэффициенты использования установленной мощности по отдельным парогазовым электростанциям в 2010 году

Энергосистема	Парогазовая установка	Установленная мощность, МВт	Коэффициент использования установленной мощности
Калининградская	Калининградская ТЭЦ-2	450	77 %
Ленинградская	Северо-Западная ТЭЦ, 1-я очередь	450	52 %
Ленинградская	Северо-Западная ТЭЦ, 2-я очередь	450	69 %
Тюменская	Тюменская ТЭЦ-1	190	69 %
Липецкая	Елецкая ТЭЦ	52	38 %
Московская	ТЭЦ-21 Мосэнерго	425	53 %
Московская	ТЭЦ-27 Мосэнерго	2 × 450	77 %
Кубанская	Сочинская ПГУ-ТЭЦ	2 × 39	77 %

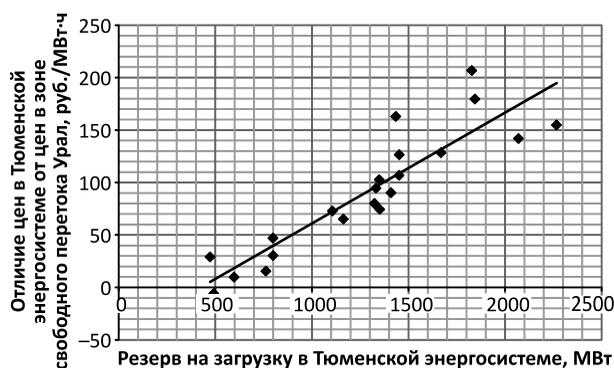


Рис. 3. Влияние величины горячего резерва, размещенного в Тюменской энергосистеме, на отличие цен рынка «на сутки вперед» в узлах Тюменской энергосистемы от цен в смежном регионе (за период 29 октября - 18 ноября 2012 г.)

- 3) Фактические коэффициенты загрузки генерирующих мощностей существенно отличаются даже для одного и того же типа станций (см. табл. 1).
- 4) Системный оператор, определяющий величину включенного генерирующего оборудования, существенно влияет на цены оптового рынка (см. рис. 3)

2. Распространенная практика

В электроэнергетике широкое распространение получили методы, не требующие моделирования конкурентной среды, в которых потребность энергосистемы в электрической энергии и мощности, покрываемая анализируемым генерирующим объектом, а также цены реализации задаются экспертно, в том числе по результатам анализа некоторого характерного режима (например, в условиях среднегодового

электропотребления). Примеры, приведенные выше, убедительно демонстрируют существенную ограниченность такого подхода.

Так при сравнительной оценке различных вариантов развития энергосистемы в целом в отечественной и зарубежной практике часто применяется метод суммарных приведенных затрат на сооружение и функционирование за весь срок эксплуатации. В качестве показателя используется средняя за период эксплуатации стоимость отпущенной электрической энергии LCOE (levelised cost of energy) по формуле:

$$LCOE = \frac{\sum_t (Investment_t + O \& M_t + VC_t) \cdot (1+r)^{-t}}{\sum_t Electricity_t \cdot (1+r)^{-t}}$$

где

$Investment_t$ — капитальные затраты в периоде t ;

$O \& M_t$ — условно-постоянные эксплуатационные издержки в периоде t ;

VC_t — переменные эксплуатационные издержки в периоде t ;

$Electricity_t$ — отпуск электрической энергии в периоде t (задается экспертно);

r — ставка дисконтирования;

t — год проекта (включая инвестиционную фазу и период эксплуатации).

Полные затраты на единицу отпущенной электрической энергии зависят от принимаемых значений $Electricity_t$, которые в условиях конкурентной электроэнергетики зависят от конкурентоспособности станции на рынке с определенной структурой спроса и предложения и ценовой картиной. В свою очередь характеристика переменных эксплуатаци-

онных издержек, а значит и конкурентоспособность станции, зависит от торгового графика генерирующего объекта, сформированного в результате конкурентных торгов.

При использовании методологии оценки эффективности инвестиционных проектов (моделей NPV) в российской электроэнергетике так же, как правило, игнорируется (не моделируется) взаимосвязь объема отпуска электрической энергии, цен реализации и удельных переменных затрат:

- 1) коэффициент загрузки мощностей принимается экспертно в зависимости от технического решения (например, 85 % для парогазовых электростанций и 25 % для газотурбинных);
- 2) цены реализации принимаются не зависящими от проекта, часто без должной территориальной дифференциации сложившегося уровня цен и прогнозной динамики, без учета различной загрузки электростанции в часы пиковых и низких цен (берутся среднегодовые цены по ценовой зоне оптового рынка);
- 3) удельные расходы топлива и другие характеристики переменных издержек рассчитываются техническими специалистами исходя из их собственных представлений о режиме эксплуатации сооружаемой электростанции (без учета рыночных условий).

3. Перспективные методы

Поскольку задачи оперативно-диспетчерского управления, в том числе аукционы ВСВГО и РСВ, формулируются как задачи оптимизации, т. е. определения такого состояния системы, которое отвечает оптимальному балансу между надежностью, экономичностью и/или другими показателями функционирования электроэнергетических систем, то при прогнозировании результатов функционирования электростанций в конкурентном окружении также целесообразно использовать оптимизационные модели. Ниже приводятся концептуальные соображения по построению такой модели.

Целевая функция оптимизации отражает суммарные переменные (топливные) затраты на отпуск электрической энергии. При моделировании процедуры выбора состава включенного генерирующего оборудования необходимо также учитывать стоимость пуска генерирующего оборудования.

Оптимизируемыми переменными являются активная и реактивная мощность каждого генерирующего оборудования, перетоки активной и реактивной мощности для всех ветвей сети, модуль и угол (фаза) напряжения в каждом узле, булевы переменные, соответствующие включенному или невключенному состоянию каждого генерирующего объекта.

Расчет задачи оптимизации проводится с учетом следующих ограничений: баланс активной и реактивной мощности в узле; нелинейные равенства, выражающие зависимость перетоков активной и реактивной мощности по ветвям сети от модулей и фаз напряжений; соответствие активной мощности генератора пределам регулирования и ограничения по скоростям сброса и набора нагрузки, профилю перехода из включенного в выключенное состояние и наоборот; ограничения на производство реактивной мощности; ограничения на перетоки активной мощности по контролируемым сечениям и по отдельным линиям; ограничения по резервам активной мощности; интегральные ограничения по топливообеспечению и водности гидроэлектростанций.

Все переменные определяются на каждый час расчетного горизонта. Переменные, соответствующие последовательным часам, связаны между собой (из-за учета скорости сброса и набора нагрузки, профиля перехода из включенного в выключенное состояние и наоборот, учета интегральных ограничений по топливообеспечению и водности гидроэлектростанций).

Узловая цена электроэнергии определяется как двойственная переменная к ограничению на баланс активной мощности в соответствующем узле.

Можно выделить следующие трудности, связанные с разработкой и применением подобных моделей:

- 1) Существенные затраты на создание и поддержание в актуальном состоянии информационной базы, необходимой для наполнения модели (топология электрической сети, кривые затрат генерирующего оборудования, распределение электропотребления по узлам электрической схемы и др.)
- 2) Отдельные блоки информации конфиденциальны и могут быть получены только по результатам экспертной оценки. Модель требует калибровки на фактических данных.
- 3) Планы развития энергоемких потребителей, генерирующих и сетевых компаний постоянно меняются, могут отсутствовать или быть избыточными (нереалистичными).
- 4) Принципы организации рыночных отношений в российской электроэнергетике окончательно не сформированы и могут быть существенно изменены².
- 5) В общем случае модель требует решения численной задачи оптимизации с нелинейными ограничениями.

² Компании заинтересованы в анализе чувствительности инвестиционных проектов и к возможным изменениям механизмов распределения нагрузки и формирования цен на электрическую энергию.

б) Вычислительная сложность задачи требует применения специальных методов эквивалентирования (упрощенного представления) сети, линеаризации функции потерь и уравнений, отражающих зависимость перетоков активной и реактивной мощности от модулей и фаз напряжений.

Заключение

В заключение отметим, что для преодоления этих трудностей потребуется пересмотреть требования к организации и к результатам специальных работ системы государственного прогнозирования в электроэнергетике, а также создать общеотраслевую информационную базу, доступную участникам рынка и содержащую необходимую для моделирования работы энергосистем информацию.

В конечном счете, это позволит повысить эффективность частных и государственных инвестиций в российскую электроэнергетику.

Литература

1. Виленский П. Л., Лившиц В. Н., Смоляк С. А. Оценка эффективности инвестиционных проектов: теория и практика. М.: Дело, 2008.
2. Проект Правил технологического функционирования электроэнергетических систем. Официальный сайт ОАО «СО ЕЭС». http://www.so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/proekt_rules_tech_EPS.pdf

3. Мелентьев Л. А. Системные исследования в энергетике. 2-е изд., доп. М.: Наука, 1983.
4. Методы и модели прогнозных исследований взаимосвязей энергетики и экономики / Ю. Д. Кононов, Е. В. Гальперова, Д. Ю. Кононов и др. Новосибирск: Наука, 2009.
5. Н. А. Манов, М. В. Хохлов, Ю. Я. Чукреев и др. Методы и модели исследования надежности электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми научный центр УрО РАН, 2010.
6. Годовой отчет ОАО «ОГК-5» за 2008-й год. Официальный сайт ОАО «Энел ОГК-5». <http://www.ogk-5.com/upload/603.pdf>
7. Приглашение к участию в конкурентных переговорах на оказание услуг по созданию модели энергетического рынка РФ в рамках создания интегрированной модели стоимости группы ИНТЕР РАО ЕЭС. Дата публикации — 17.11.2011. Официальный сайт ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС». <http://www.interra.ru/upload/iblock/219/%20a%20tdhvlkj.doc>
8. Современная рыночная электроэнергетика Российской Федерации. М.: АНО «Учебный центр НП «Совет рынка», 2012.
9. Информационный обзор «Единая энергетическая система России: промежуточные итоги». Оперативные данные за октябрь 2012 года. Официальный сайт ОАО «СО ЕЭС». http://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/ups-review/ups_review_nov12.pdf
10. Дьяков А. Ф., Молодюк В. В. Проблемы и пути повышения надежности ЕЭС России // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 62. Иваново: ПросСто, 2011. С. 3–11.

Малинов Сергей Евгеньевич. Аспирант ИСА РАН, главный эксперт ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике». Окончил в 2008 г МФТИ. Область научных интересов: экономика электроэнергетики. E-mail: mse@e-apbe.ru