

УДК 621.311

СРЕДНЕСРОЧНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ В УСЛОВИЯХ ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

© 2020 г. Н. И. Айзенберг¹, *, С. И. Паламарчук¹, **¹Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

*e-mail: ayzenberg.nata@gmail.com

**e-mail: palam@isem.irk.ru

Поступила в редакцию 03.06.2020 г.

После доработки 27.07.2020 г.

Принята к публикации 30.07.2020 г.

В статье сформулирована математическая модель для планирования режимов ЭЭС, рассматривающая среднесрочный период, разбитый на несколько временных интервалов. Модель позволяет определять равновесное состояние ЭЭС, при котором каждый поставщик получает максимальную прибыль от поставки электроэнергии на рынок. Для определения уровней цен в узлах ЭЭС находится максимум величины общественного благосостояния с учетом балансовых ограничений в узлах ЭЭС, ограничений по допустимым значениям генерации, перетоков и объемов сработанных энергоресурсов за несколько временных интервалов. Рассмотрены подходы к решению многоинтервальной задачи поиска равновесного состояния. Подходы основаны на формировании системы совместных условий оптимальности для поставщиков электроэнергии в рассматриваемых интервалах времени. Равновесное состояние находится либо из прямого решения такой системы, либо через итерационный поиск. В статье приводятся результаты среднесрочного планирования режимов на примере упрощенной ЭЭС.

Ключевые слова: планирование режимов, математическая модель, условия оптимальности, несовершенная конкуренция, равновесное состояние, узловые цены

DOI: 10.31857/S0002331020050039

ВВЕДЕНИЕ

Планирование (прогнозирование) электроэнергетических режимов энергосистем — одна из важных задач оперативно-диспетчерского управления [1]. Планирование режимов осуществляется для следующих периодов времени: краткосрочного (на предстоящие сутки), среднесрочного (месяц, квартал, год), долгосрочного (на период до 5 лет). Планируемый период разбивается на временные интервалы (дни, месяцы, кварталы).

При среднесрочном планировании режимов Системный оператор для всех операционных зон и всех временных интервалов определяет [1]:

- балансы электроэнергии и мощности;
- схемы электрических соединений и графики плановых ремонтов оборудования электростанций, линий электропередач и подстанций, устройств релейной защиты и автоматики, каналов связи и средств управления;
- параметры электроэнергетических режимов, которые необходимо поддерживать во временных интервалах периода планирования;
- пропускные способности сечений электрической сети с учетом согласованных графиков ремонтов и с соблюдением параметров надежности и качества электроэнергии;

- виды и объемы услуг по обеспечению системной надежности;
- указания о способах действия в планируемых и возможных незапланированных режимах энергосистемы.

При среднесрочном планировании режимов учитываются:

- действующие и прогнозируемые тарифы на электрическую и тепловую энергию;
- информация о результатах торговли на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ) с учетом объемов поставок, определенных в двусторонних договорах купли-продажи электроэнергии;
- характеристики электрических сетей, включая пропускные способности, величины потерь, максимально допустимые значения передаваемой мощности;
- нормы расхода гидроресурсов для гидроэлектростанций (ГЭС).

Распределение нагрузки между объектами генерации ведется в соответствии с критерием минимума суммарных затрат покупателей электроэнергии в ценовых зонах ОРЭМ. Традиционно эта цель достигалась за счет снижения суммарных издержек, связанных с производством электроэнергии на тепловых электростанциях. Более масштабное внедрение рыночных отношений в электроэнергетике, изменение структуры участников рынка и совершенствование правил оперативно-диспетчерского управления привели к модернизации постановок задач планирования, изменению методов и алгоритмов их решения [2]. В новых постановках задач важно учитывать то, что [3]:

- потребление электроэнергии в среднесрочной перспективе имеет ценовую эластичность [4, 5]. Системный оператор должен более тщательно моделировать поведение рыночных цен и рассматривать возможную реакцию потребителей на их изменение;

- большинство поставщиков стремятся получить максимум прибыли. Достижение минимума суммарных затрат на производство электроэнергии в энергосистеме не является их основной целью;

- отдельные электростанции входят в состав генерирующих компаний (ГенКо), которые преследуют свои корпоративные цели. При планировании режимов следует учитывать не индивидуальные интересы электростанций, но их поведение в рамках генерирующей компании;

- отдельные поставщики способны влиять на рыночные цены. Рынки электроэнергии относятся к рынкам с несовершенной конкуренцией. Задача планирования режимов должна учитывать олигопольный характер оптового рынка, на котором планирование выработки одним поставщиком должно принимать во внимание возможное поведение других ГенКо.

Для среднесрочного периода планирования важно учитывать ограничения, связывающие отдельные временные интервалы. Это относится к возможностям изменения генерируемой мощности в каждом или нескольких интервалах, к ограничениям по объему произведенной электроэнергии и расходу энергоресурсов, по объемам накопленной (запасенной) энергии [6].

В цели настоящей статьи входит представление новой постановки задачи среднесрочного планирования режимов энергосистем, которая соответствует условиям отечественного ОРЭМ и учитывает стремление поставщиков электроэнергии к достижению максимума прибыли. Рассматривается планирование режимов в нескольких временных интервалах с учетом межинтервальных ограничений и уточненным определением цен на электроэнергию в узлах ее генерации и потребления. Предложены методы решения оптимизационной задачи с демонстрацией результатов планирования режимов на упрощенном примере энергосистемы.

В первой части статьи формулируется постановка проблемы. Во второй части описаны возможные подходы к нахождению равновесия интересов поставщиков. Один из подходов состоит в составлении и решении системы уравнений и неравенств, состоящей из условий оптимальности задач максимизации прибыли каждым поставщиком и максимизации общественного благосостояния. Второй подход использует итерационный метод приближения к равновесию. Третья часть статьи посвящена численным

исследованиям возможностей разработанной модели. Дополнительно фиксируются качественные различия результатов расчетов в условиях наличия и отсутствия межинтервальных ограничений, а также вида рассматриваемой конкуренции (совершенной и олигопольной) на рынке электроэнергии.

Принятые обозначения

В тексте используются следующие обозначения при описании задачи среднесрочного планирования режимов энергосистем:

t	номер временного интервала;
T	количество рассматриваемых временных интервалов в периоде планирования;
M	число временных интервалов со связанными между собой параметрами режимов;
Δt	длительность временного интервала t ;
I_n^t	множество номеров узлов, рассматриваемых во временном интервале t ;
$\mathcal{R}_i^t$	множество номеров узлов, связанных с узлом i ;
I_g^t	множество номеров узлов с генерацией;
I_d^t	множество номеров узлов с потреблением электроэнергии;
I_f	множество номеров узлов из I_g^t , электростанции в которых входят в состав f -ой ГенКо;
P_{gi}^t	генерируемая мощность в узле i в интервале t ;
$P_{gi}^{t \max}$	максимально допустимое значение для P_{gi}^t ;
V_{gi}^M	объем выработанной электроэнергии за M интервалов;
$V_{gi}^{M \max}, V_{gi}^{M \min}$	минимальный и максимальный объемы выработанной электроэнергии за M интервалов
P_{di}^t	потребляемая мощность в узле i в интервале t ;
P_i^t	цена электроэнергии в узле i в интервале времени t ;
Q_{gi}^t	расход воды через турбины i -ой ГЭС в интервале t ;
$Q_{gi}^{M \max}, Q_{gi}^{M \min}$	максимальный и минимальный допустимые объемы сработки воды из водохранилища i -ой ГЭС или допустимое количество израсходованного топлива на i -ой ТЭС за M интервалов;
P_{ij}^t	переток мощности между узлами i и j в интервале t ;
$P_{ij}^{t \max}$	максимально допустимое значение для P_{ij}^t ;
Δ_{ij}^t	доля потерь от перетока P_{ij}^t в связи i - j в интервале t ;
GK	множество генерирующих компаний.

1. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ СРЕДНЕСРОЧНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ

Важное значение при планировании режимов имеет адекватное представление электрической сети и узловых цен. В практике оперативно-диспетчерского управления при рассмотрении текущих нормальных режимов работы ЭЭС обычно используются полные нелинейные модели потокораспределения, включающие уравнения балансов активной и реактивной мощности в узлах сети. Такие модели рассматривают значения модулей и фаз напряжений, коэффициентов трансформации трансформаторов, значения вырабатываемой и потребляемой реактивной мощности.

При среднесрочном планировании режимов в интервалах времени, удаленных от процесса моделирования, обеспечить относительно точное задание таких данных затруднительно. Использование полных нелинейных моделей потокораспределения

при большом числе временных интервалов в сложных энергосистемах может оказаться слишком трудоемким.

При планировании перспективных режимов оправдано упрощенное моделирование потокораспределения. В упрощенных моделях рассматривается только распределение активной мощности. Распределение реактивной мощности считается сбалансированным и известными. В упрощенных моделях потери мощности чаще всего представляются в долях от протекающих по линиям потоков активной мощности. В рамках настоящей работы рассматривается упрощенное моделирование установившихся режимов ЭЭС.

Предлагаемая модель планирования режимов отражает следующие свойства современных оптовых рынков электроэнергии:

- поставщики электроэнергии (ГенКо) заинтересованы в получении максимальной прибыли за весь рассматриваемый период планирования [7];

- в результате планирования режимов достигается равновесие интересов поставщиков. В найденном режиме ГенКо не стремятся изменить найденные значения генерирующих мощностей P_{gi}^t ;

- в математической модели учитываются межинтервальные ограничения, связывающие параметры режимов нескольких рассматриваемых временных интервалов. Такие ограничения влияют на уровни локальных рыночных цен, увеличивают размерность оптимизационной задачи и могут существенно повышать трудоемкость ее решения;

- в процессе планирования режимов определяются значения узловых цен на электроэнергию, что позволяет моделировать изменение потребляемой мощности P_{di}^t в каждом временном интервале t .

Постановка задачи среднесрочного планирования режимов выглядит следующим образом. Требуется максимизировать прибыль отдельных генерирующих компаний за весь период планирования

$$S_f = \sum_t \sum_{i \in I_f} \left(P_{gi}^t p_i^t - C_i^t \left(P_{gi}^t \right) \right) \rightarrow \max, \quad f \in GK, \quad (1)$$

где $P_{gi}^t p_i^t$ – выручка компании от продажи электроэнергии объемом $P_{gi}^t \geq 0$ по ценам $p_i^t, i \in I_g^t, C_i^t \left(P_{gi}^t \right)$ – функция издержек на производство электроэнергии в узле i .

Максимум функции (1) ищется с соблюдением ограничений на параметры энергетических режимов, обеспечивающих:

- балансы активной мощности в узлах сети

$$P_{gi}^t - P_{di}^t \left(p_i^t \right) - \sum_{j \in \mathfrak{R}_i} P_{ij}^t - \left(1 - \Delta_{ji}^t \right) P_{ji}^t = 0, \quad i \in I_n^t, \quad (2)$$

- запреты на встречные потоки мощности в одной связи

$$P_{ij}^t P_{ji}^t = 0 \quad i \in I_n^t, \quad j \in \mathfrak{R}_i^t, \quad j > i, \quad (3)$$

- ограничения по выработке мощности в узле с генерацией

$$P_{gi}^t \max \geq P_{gi}^t, \quad i \in I_g^t, \quad (4)$$

$$P_{gi}^t \geq P_{gi}^t \min, \quad i \in I_g^t; \quad (5)$$

- ограничения на перетоки мощности в связях

$$P_{ij}^t \max \geq P_{ij}^t, \quad i \in I_n^t, \quad j \in \mathfrak{R}_i^t, \quad j > i, \quad (6)$$

$$P_{ij}^t \geq P_{ij}^t \min, \quad i \in I_n^t, \quad j \in \mathfrak{R}_i^t, \quad j > i, \quad (7)$$

$$P_{ij}^t \geq P_{ji}^t, \quad i \in I_n^t, \quad j \in \mathfrak{R}_i^t, \quad j > i, \quad (8)$$

$$P_{ij}^t \geq 0, \quad P_{ji}^t \geq 0, \quad i \in I_n^t, \quad j \in \mathfrak{R}_i^t, \quad j > i, \quad P_{di}^t \geq 0, \quad i \in I_d^t. \quad (9)$$

Ограничения (2)–(9) рассматриваются для всех интервалов $t = 1, \dots, T$.

Система равенств и неравенств (2)–(9) моделирует установившийся режим в электроэнергетической системе. Такая модель учитывает потери мощности в связях сети Δ_{ij}^t и не требует предварительного задания направления перетоков P_{ij}^t и P_{ji}^t . Искомыми переменными в задаче (1), (2)–(9) являются объемы генерации $P_{gi}^t, i \in I_g^t$, объемы потребления $P_{di}^t, i \in I_d^t$, значения перетоков мощности $P_{ij}^t, P_{ji}^t, i \in I_n^t, j \in \mathcal{R}_i^t, j > i$ в связях схемы замещения ЭЭС и узловые цены $p_i^t, i \in I_n^t$ во всех интервалах $t = 1, \dots, T$.

Отдельные электростанции входят в состав генерирующих компаний ГенКо. Случай, когда в одном узле схемы энергосистемы находятся электростанции, входящие в состав разных ГенКо, в этой статье не рассматривается. Будем считать, что поставщики (ГенКО) на рынке ведут себя независимо. Сговоры между ними и корпоративное поведение в рамках промышленных групп в статье не рассматриваются. Будем считать, что ценовые характеристики поставщиков соответствуют их фактическим затратам на производство электроэнергии. Искажение параметров представляемых характеристик с целью увеличения прибыли в статье не принимается во внимание.

Сложность среднесрочного планирования режимов в условиях рынка вытекает из необходимости одновременного рассмотрения нескольких временных интервалов. При этом в решаемой оптимизационной задаче могут участвовать межинтервальные ограничения, связывающие параметры режимов нескольких рассматриваемых временных интервалов. Такие ограничения влияют на уровни локальных рыночных цен, увеличивают размерность оптимизационной задачи и могут существенно повышать трудоемкость ее решения.

В рамках настоящей работы рассматриваются следующие межинтервальные ограничения:

– ограничения на объем выработанной электроэнергии $V_{gi}^M = \sum_{t \in M} P_{gi}^t \Delta t$ за M интервалов

$$V_{gi \min}^M \leq V_{gi}^M \leq V_{gi \max}^M, \quad (10)$$

где $V_{gi \max}^M, V_{gi \min}^M$ – максимальный и минимальный допустимые объемы выработанной электроэнергии за M интервалов электростанцией i ;

– ограничения на объем сработанных энергоресурсов за M интервалов

$$Q_{gi \min}^M \leq \sum_{t \in M} Q_{gi}^t \leq Q_{gi \max}^M. \quad (11)$$

Ограничения (10), (11) добавляются к ограничениям (2)–(9) в постановке задачи среднесрочного планирования режимов. Другие виды межинтервальных ограничений, а именно, ограничения на объемы запасенной энергии в накопителях разного типа и изменения генерируемой мощности за M интервалов рассмотрены в [6].

Другая сложность среднесрочного планирования режимов связана с зависимостью объемов потребления P_{di}^t от уровней узловых цен на электроэнергию. Спрос на электроэнергию для большинства потребителей в среднесрочной перспективе обладает существенной эластичностью [4, 5]. Поэтому Системный оператор должен принимать во внимание реакцию оптовых потребителей на изменение рыночных цен. При среднесрочном планировании режимов необходимо рассматривать функции спроса потребителей по возможности точно отражающие их поведение при изменении цен в узлах потребления.

Сложность учета эластичности потребления при планировании режимов в условиях рынка возникает из-за того, что двойственные переменные к ограничениям (2) при решении оптимизационной задачи с целевой функцией (1) не соответствуют значениям маржинальных цен на электроэнергию в узлах рассматриваемой энергосистемы. Для определения значений узловых цен необходимо решать вспомогательную опти-

мизационную задачу с целевой функцией, отражающей максимум общественного благосостояния. Вспомогательная задача

$$W = \sum_t^T \left(\sum_{i \in I_d} P_{di}^t p_i^t (P_{di}^t) - \sum_{i \in I_g} C_i^t (P_{gi}^t) \right) \rightarrow \max \quad (12)$$

с ограничениями (2)–(9) решается в каждом временном интервале t . В (12) $p_i^t (P_{di}^t)$ – обратная функция спроса в узле i в интервале t . Узловые цены p_i^t являются двойственным переменным λ_i^t , $i \in I_n^t$ к балансовым ограничениям (2) вспомогательной задачи (12), (2)–(9). Решение вспомогательной задачи соответствует методике определения равновесных часовых цен в узлах энергосистемы, используемой Коммерческим оператором оптового рынка [8].

Для целей среднесрочного планирования режимов вспомогательная задача должна учитывать межинтервальные ограничения (10), (11). Введение этих ограничений влияет на уровни узловых цен на электроэнергию p_i^t . Ниже задача (12), (2)–(11) называется расширенной вспомогательной задачей.

Обобщая материал раздела, отметим, что среднесрочное планирование режимов сводится к одновременному решению расширенной вспомогательной задачи (12), (2)–(11) относительно узловых цен p_i^t и общей задачи планирования (1), (2)–(11) с определением во всех интервалах $t = 1, \dots, T$ переменных $P_{gi}^t, i \in I_g^t, P_{di}^t, i \in I_d^t, P_{ij}^t, P_{ji}^t, i \in I_n^t, j \in \mathcal{R}_i^t, j > i$.

Одна из особенностей задачи среднесрочного планирования режимов состоит в отсутствии надежной информации об условиях работы энергосистемы в предстоящие интервалы времени. Помимо возникновения непредвиденных ситуаций с готовностью к работе оборудования электростанций и электрических сетей неопределенность в условиях работы вносят изменения заявок потребителей на объемы закупаемой с рынка электроэнергии. На несколько месяцев вперед трудно прогнозировать приточность воды в водохранилища ГЭС и задавать требуемые уровни их нижних бьефов. Ориентировочные сведения об перспективных уровнях оптовых цен на электроэнергию снижают качество среднесрочного планирования режимов.

Отсутствие однозначных данных об условиях работы энергосистем требует формулировки стохастических постановок задачи планирования режимов и использования методов стохастической оптимизации. Разработка таких постановок и методов не входит в цели настоящей статьи и относится к перспективному направлению работ авторов. В данной статье информация о работе оптового рынка и условиях эксплуатации энергосистемы в среднесрочной перспективе считается известной и достоверной.

2. МЕТОДЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ СРЕДНЕСРОЧНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ В УСЛОВИЯХ ОПТОВОГО РЫНКА

Одним из возможных подходов к решению представленной выше проблемы является формирование математической модели в виде системы, состоящей из условий оптимальности Куна–Таккера [9] следующих задач: а) максимизации прибыли поставщиками (1), б) расширенной вспомогательной задачи (12) с ограничениями (2)–(11).

Сформулируем условия Куна–Таккера для вспомогательной задачи (12), (2)–(11). Ограничения (3) рассматриваются для случая, когда направления перетоков заранее определены. Введем матрицу инцидентий E между узлами с элементами (13). Если электроэнергия течет из узла i в узел j , то элемент e_{ij} матрицы E^t равен 1. Если в обратную сторону, -1 . Если перетока нет, то $e_{ij} = 0$.

$$e_{ij}^t = \begin{cases} 1, & \text{if } P_{ij}^t \geq 0; \\ -(1 - \Delta_{ji}^t), & \text{if } P_{ji}^t \geq 0; \\ 0, & \text{if } P_{ij}^t = 0. \end{cases} \quad (13)$$

Будем считать обратные функции спроса в каждый интервал времени в узлах с потреблением электроэнергии, заданными в линейном виде:

$$p_i^t(P_{di}^t) = h_{di}^t - l_{di}^t P_{di}^t, \quad i \in I_d, \quad t = 1, \dots, T. \quad (14)$$

Предположим, что функции издержек на производство электроэнергии для каждого поставщика имеют квадратичную форму:

$$C_{gi}^t(P_{gi}^t) = d_{gi}^t + b_{gi}^t P_{gi}^t + c_{gi}^t (P_{gi}^t)^2, \quad i \in I_g, \quad t = 1, \dots, T.$$

Целевая функция вспомогательной задачи (12) с учетом (14) имеет вид:

$$W = \sum_t^T \left(\sum_{i \in I_d} P_{di}^t (h_i^t - l_i^t P_{di}^t) - \sum_{i \in I_g} C_i^t(P_{gi}^t) \right) \rightarrow \max,$$

где первый член в круглых скобках — это объем спроса P_{di}^t в узле i , умноженный на цену $p_i^t(P_{di}^t)$. Целевая функция является вогнутой по переменным P_{di}^t и P_{gi}^t , $i \in I_n$, $t = 1, \dots, T$. Поэтому при линейных ограничениях (2)–(11) задача имеет единственное решение [10].

Обозначим λ_i^t , μ_i^t , θ_{ij}^t , γ , ρ двойственные переменные к ограничениям (2)–(11). Условия оптимальности Куна–Таккера [11] к расширенной вспомогательной задаче (12), (2)–(11) представляют из себя смешанную систему равенств и неравенств:

$$\lambda_i^t \left(P_{gi}^t - P_{di}^t - \sum_{j \in \mathcal{R}_i^t} e_{ij}^t P_{ij}^t \right) = 0, \quad i \in I_n, \quad t = 1, \dots, T; \quad (15)$$

$$\mu_{gi}^t (P_{gi}^{\max} - P_{gi}^t) = 0, \quad i \in I_g, \quad t = 1, \dots, T; \quad (16)$$

$$\theta_{ij}^t (P_{ij}^{\max} - P_{ij}^t) = 0, \quad i \in I_n, \quad j \in \mathcal{R}_i^t, \quad t = 1, \dots, T; \quad (17)$$

$$\gamma \left(V_{gi}^{\max} - \sum_{t=1}^M P_{gi}^t \Delta t \right) = 0, \quad i \in I_g, \quad t = 1, \dots, T; \quad (18)$$

$$\rho \left(Q_{gi}^{\max} - \sum_{t=1}^M Q_{gi}^t \right) = 0, \quad i \in I_g, \quad t = 1, \dots, T; \quad (19)$$

$$(P_{gi}^t - P_{gi}^{\min}) (-\lambda_i^t - \gamma_{gi}^1 \Delta t + \mu_{gi}^t + b_{gi}^t + 2c_{gi}^t P_{gi}^t) = 0, \quad i \in I_g, \quad t = 1, \dots, T; \quad (20)$$

$$P_{di}^t (\lambda_i^t - h_{di}^t + 2l_{di}^t P_{di}^t) = 0, \quad i \in I_d, \quad t = 1, \dots, T; \quad (21)$$

$$(P_{ij}^t - P_{ij}^{\min}) (\lambda_i^t e_{ij}^t + \theta_{ij}^t) = 0, \quad i \in I_n, \quad j \in \mathcal{R}_i^t, \quad t = 1, \dots, T; \quad (22)$$

$$P_{gi}^t \geq P_{gi}^{\min}, \quad i \in I_g, \quad t = 1, \dots, T; \quad (23)$$

$$P_{di}^t \geq 0, \quad i \in I_d, \quad t = 1, \dots, T; \quad (24)$$

$$P_{ij}^t \geq P_{ij}^{\min}, \quad i \in I_n, \quad j \in \mathcal{R}_i^t, \quad t = 1, \dots, T; \quad (25)$$

$$P_{gi \max}^t - P_{gi}^t \geq 0, \quad i \in I_g, \quad t = 1, \dots, T; \quad (26)$$

$$P_{ij \max}^t - P_{ij}^t \geq 0, \quad i \in I_n, \quad j \in \mathfrak{R}_i^t, \quad t = 1, \dots, T; \quad (27)$$

$$P_{gi \min}^t \geq 0, \quad P_{ij \min}^t \geq 0, \quad i \in I_n, \quad j \in \mathfrak{R}_i^t, \quad t = 1, \dots, T; \quad (28)$$

$$V_{gi \max}^M - \sum_{t=1}^M P_{gi}^t \Delta t \geq 0, \quad i \in I_g, \quad t = 1, \dots, T; \quad (29)$$

$$Q_{gi \max}^M - \sum_{t=1}^M Q_{gi}^t \geq 0, \quad i \in I_g, \quad t = 1, \dots, T; \quad (30)$$

$$\mu_{gi}^t \geq 0, \quad i \in I_{gi}; \quad t = 1, \dots, T; \quad (31)$$

$$\theta_{ij}^t \geq 0, \quad i \in I_n, \quad j \in \mathfrak{R}_i^t, \quad t = 1, \dots, T; \quad (32)$$

$$\gamma, \quad \rho \geq 0. \quad (33)$$

В результате решения системы (15)–(33) могут быть получены цены $p_i^t = \lambda_i^t$ в каждом узле $i \in I_n$, для временных интервалов $t = 1, \dots, T$ планируемого периода. Именно на них будет ориентироваться поставщик f , решая задачу максимизации суммарной за весь период планирования прибыли (1) при условиях (15)–(33).

Для формирования условий оптимальности общей задачи (1), (2)–(11) необходимо дополнить систему (15)–(33) условиями первого порядка функции (1)

$$\nabla S_f(P_{gf}, \Lambda) = 0, \quad f \in GK, \quad (34)$$

где $\nabla S_f(\cdot)$ — градиент функции (1) для f -ого поставщика, Λ — вектор двойственных переменных λ_i^t . Тогда условия оптимальности Куна–Таккера общей задачи планирования принимают вид системы (34), (15)–(33). Решение системы (34), (15)–(33) обеспечивает совмещение условий оптимальности основной задачи (1), (2)–(11) и расширенной вспомогательной задачи (12), (2)–(11).

Прием составления системы (34), (15)–(33) для определения действий поставщиков в литературе называется формированием комплементарной модели [12, 13]. Он может использоваться генерирующими компаниями при формировании заявок для участия в аукционах оптового рынка электроэнергии.

Формирование и решение системы (34), (15)–(33) является сложной задачей. Поэтому, несмотря на то что необходимость среднесрочного планирования режимов появилась давно, алгоритмы решения таких задач до сих пор находятся в стадии разработки [14, 15]. Это связано с рядом трудностей.

В функции прибыли поставщика (1) есть билинейный член — выручка от продажи электроэнергии $P_{gi}^t p_i^t$ (здесь $p_i^t = \lambda_i^t$), который усложняет решение задачи (34), (15)–(33) и может привести к неоднозначности равновесных решений [16].

Кроме того, подход с формированием совместных условий оптимальности требует решения громоздких систем уравнений/неравенств, что представляет сложность для схем реальных ЭЭС из-за большой размерности и высокой вычислительной трудоемкости решения задачи (34), (15)–(33). Так, для ЭЭС, содержащей 100 узлов, 80 связей, 20 генерирующих узлов, объединенных в 4 генерирующие компании, планирование режимов в трех временных интервалах потребует формирования и решения системы с более 20000 уравнениями и неравенствами.

Вторым возможным подходом к решению задачи среднесрочного планирования является поиск равновесия интересов поставщиков итерационным способом. Это достаточно известный подход [17, 18]. Аналогично предыдущему подходу формируется система усло-

вий Куна—Таккера (15)—(33) для расширенной вспомогательной задачи. Далее, на каждой итерации один (а не все) поставщик решает задачу максимизации собственной прибыли (1), рассматривая выработку других игроков как неизменную. После этого, найденные мощности P_{gf} f -го поставщика фиксируются. На следующей итерации другая k -я компания максимизирует свою прибыль при известных мощностях генерации остальных поставщиков. Процедура повторяется до тех пор, пока все поставщики не придут к состоянию равновесия, когда никто из них не будет иметь стимула изменять в одностороннем порядке свою генерируемую мощность. Число итераций в одном цикле вычислений равно количеству поставщиков. Процесс нахождения решения состоит из следующих шагов.

1. Устанавливаются начальные значения потребляемой мощности P_{di0}^t , $i \in I_d$ во всех временных интервалах.

2. Из решения задачи (1), (2)—(11) для $t = 1, \dots, T$ определяются начальные значения P_{gi0}^t , $i \in I_f$ всех поставщиков и значения передаваемой мощности P_{ij0}^t , $i, j \in I_n$.

3. Для одной компании f_1 определяются оптимальные значения выработки во всех интервалах времени, предполагая, что мощности генерации остальных поставщиков $f_i \neq f_1$ известны и фиксированы. Для этого решается задача (34), (15)—(33), в которой условие (34) записывается только для f_1 . После чего фиксируются мощности генерации в узлах компании f_1 , и рассмотрение переходит к следующему поставщику $k \neq 1$.

4. Решается задача (34), (15)—(33) для k -го поставщика. Фиксируются значения его генерирующей мощности и делается переход к $(k + 1)$ -му поставщику. После того, как определены все P_{gi}^t , $i \in I_f^t$, $t = 1, \dots, T$ поставщиков, переходим к следующему циклу вычислений.

5. Повторяются действия пунктов 3 и 4 пока не будет достигнуто либо заданное максимальное количество циклов вычислений, либо не будет найдено равновесное решение. Последнее можно определить как режим ЭЭС, при котором в следующем цикле вычислений найденное ранее решение не изменяется или изменяется мало.

Несмотря на то, что равновесие для описанной модели теоретически не всегда является единственным [13, 17], для широкого диапазона характеристик реальных ЭЭС можно ожидать, что, пользуясь описанной итеративной процедурой, равновесное состояние будет найдено [12].

3. ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Численное исследование проведено на примере упрощенной энергосистемы с двумя поставщиками и четырьмя линиями электропередач (рис. 1). В параграфе 3.1 приведены результаты для двух вариантов условий задачи: планирование режимов с учетом (10), (11) и без учета межинтервальных ограничений. В параграфе 3.2 рассмотрено влияние на результаты планирования режимов наличия несовершенной конкуренции на действующем рынке электроэнергии. Без учета несовершенной конкуренции для расчета цен и значений мощности достаточно решение только расширенной вспомогательной задачи за период планирования при достоверной информации со стороны поставщиков. Вариант планирования режимов ЭЭС в условиях несовершенной конкуренции предполагает расчет равновесного состояния, в котором каждый поставщик достигает максимума собственной прибыли. В численном исследовании приводятся расчеты, проведенные с использованием итеративного подхода к решению задачи (34) с условиями (15)—(33).

Исходная информация

На рисунке 1 приведена схема упрощенного примера энергосистемы. Считается, что период планирования состоит из трех временных интервалов $t = 1, 2, 3$. Оба поставщика в системе — тепловые электростанции.

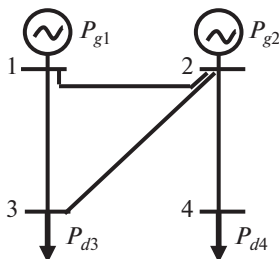


Рис. 1. Схема энергосистемы.

В узлах 1 и 2 находятся генераторы с одинаковыми во всех временных интервалах характеристиками издержек на производство электроэнергии:

$$C_{g1}(P_{g1}) = 54200 + 72P_{g1} + 4(P_{g1})^2, \quad C_{g2}(P_{g2}) = 21000 + 42.1P_{g2} + 5.6(P_{g2})^2.$$

В узлах 3 и 4 потребляется электроэнергия с характеристиками спроса, различающимися в зависимости от интервала времени:

Для $t = 1$:

$$P_{d3}^1 = 800 - 0.15p_3^1, \\ P_{d4}^1 = 1600 - 0.38p_4^1,$$

Для $t = 2, 3$:

$$P_{d3}^{2,3} = 930 - 0.15p_3^{2,3}, \\ P_{d4}^{2,3} = 1900 - 0.38p_4^{2,3}.$$

Доли потерь от протекающих в линиях потоков мощности одинаковые во всех временных интервалах:

$$\Delta_{1-2} = 0.1, \quad \Delta_{1-3} = 0.12, \quad \Delta_{2-3} = 0.06, \quad \Delta_{2-4} = 0.08.$$

Длительности временных интервалов в рассматриваемом примере: $\Delta t^1 = 720$, $\Delta t^2 = 744$, $\Delta t^3 = 720$ ч.

При решении задачи среднесрочного планирования режимов могут быть заданы интегральные ограничения, связывающие параметры режимов нескольких временных интервалов. В рассмотренном примере требуется выполнить ограничение по суммарной выработке электроэнергии в узле 2 за интервалы $t = 1$ и $t = 2$. Межинтервальное ограничение (1) выглядит как:

$$P_{g2}^1 \Delta t^1 + P_{g2}^2 \Delta t^2 \leq V_{g2\max}^{1+2}. \quad (35)$$

При наличии в рассматриваемой энергосистеме ГЭС интегральные ограничения могут задаваться на суммарные объемы сработки воды за несколько временных интервалов или за весь период планирования.

В таблице 1 приведены минимальные и максимальные ограничения на объемы выработанной и переданной электроэнергии во всех интервалах рассматриваемого периода времени.

Максимальный объем суммарной выработки электроэнергии в узле 2 за интервалы $t = 1$ и $t = 2$ $V_{g2\max}^{1+2} = 416$ ГВт ч.

В таблице 2 приведены прогнозные объемы спроса. Это справочная информация. Если полученные при расчетах оптимальные объемы потребления будут существенно отличаться от прогнозных значений, то такой оптимальный вариант отклоняется.

Таблица 1. Пределные значения переменных

Переменная	Минимальное значение в интервалах			Максимальное значение в интервалах		
	t_1	t_2	t_3	t_1	t_2	t_3
P_{g1} , МВт	20	20	40	120	140	180
P_{g2} , МВт	0	40	40	280	320	320
P_{1-2} , МВт	40	40	10	250	270	300
P_{1-3} , МВт	10	10	10	120	125	140
P_{2-3} , МВт	5	10	15	200	250	280
P_{2-4} , МВт	0	10	15	200	250	260

3.1. Влияние на результаты планирования режимов межинтервальных ограничений

Выполнены и сопоставлены результаты расчетов с учетом и без учета межинтервальных ограничений.

Расчет 1. Планирование режимов без учета межинтервальных ограничений.

Расчет равновесия без ограничений (10), (11) сводится к максимизации общественного благосостояния с выполнением условий оптимальности Куна–Таккера (15)–(17), (19)–(28), (31), (32). Поиск решения осуществлялся итеративно с поочередной фиксацией генерируемых мощностей поставщиков. Результаты представлены в табл. 3.

Расчет 2. Планирование режимов с межинтервальным ограничением (10).

Расчет равновесия с ограничением (10) сводится к максимизации общественного благосостояния с выполнением условий оптимальности Куна–Таккера (15)–(19), (20)–(29), (31)–(33). Расчет проведен для того, чтобы показать, как могут влиять на результаты планирования режимов межинтервальные ограничения. В рассматриваемом примере накладывается дополнительное ограничение (35) на выработку электроэнергии второго поставщика за интервалы 1 и 2. В таблице 4 представлены результаты расчета, полученные из решения системы (15)–(19), (20)–(29), (31)–(33) за весь исследуемый период планирования T .

Сопоставление результатов Расчеты 1 и 2 показывает, что при учете межинтервального ограничения (табл. 4), цены в интервалах $t = 1$ и $t = 2$ выше, чем соответствующие цены в табл. 3. Во временном интервале $t = 3$ цены остались неизменными. В расчете 2 сократились мощности генерации P_{g2} в интервалах $t = 1$ и $t = 2$. Таким образом, межинтервальные ограничения оказывают существенное влияние на результат планирования среднесрочных режимов.

3.2. Планирование режимов в условиях несовершенной конкуренции

Расчет 3. Планирование режимов с межинтервальным ограничением на рынке с несовершенной конкуренцией.

В проведенных исследованиях под несовершенной конкуренцией имеется ввиду проявление олигопольных свойств рынка электроэнергии. Планирование выработки электроэнергии отдельными поставщиками преследует цель получения ими максимальной прибыли при учете возможного поведения других генерирующих компаний.

Для поиска режима, обеспечивающего равновесие интересов поставщиков, решена задача (34), (15)–(19), (20)–(29), (31)–(33). Это сделано с использованием итеративной процедуры, основанной на попеременном решении задач (34), (15)–(19), (20)–(29), (31)–(33) для поставщиков 1 и 2. Представленные в табл. 5 результаты получены за 3 итерации.

Результаты Расчета 3 показывают, что в условиях несовершенной конкуренции, когда планирование режимов сводится к нахождению равновесия интересов поставщиков, узловые цены на электроэнергию (табл. 5) повышаются в сравнении с ситуацией

Таблица 2. Прогнозируемые значения потребляемых мощностей

Параметр	Значения мощностей P_{di}^t в интервалах, МВт		
	t_1	t_2	t_3
P_{d3}^1 МВт	160	180	190
P_{d4}^1 МВт	180	220	230

Таблица 3. Результаты расчета режимов ЭЭС без межинтервальных ограничений

Переменная	Значения переменных, МВт в интервалах			Цены в узлах, руб./МВт в интервалах			
	t_1	t_2	t_3		t_1	t_2	t_3
P_{g1}	120	140	180	p_1	2786	3291	3179
P_{g2}	262	310	299	p_2	2976	3515	3395
P_{d3}	162	184	194	p_3	3166	3740	3612
P_{d4}	183	223	239	p_4	3242	3821	3741
Значения перетоков, МВт							
P_{1-2}	40	40	40	P_{2-3}	98	103	75
P_{1-3}	80	100	140	P_{2-4}	200	243	260

Таблица 4. Результаты расчета режима ЭЭС с учетом межинтервального ограничения

Переменная	Значения переменных, МВт в интервалах			Цены в узлах, руб./МВт в интервалах			
	t_1	t_2	t_3		t_1	t_2	t_3
P_{g1}	120	140	180	p_1	2797	3299	3179
P_{g2}	260	308	299	p_2	2988	3524	3395
P_{d3}	161	184	194	p_3	3179	3748	3612
P_{d4}	183	222	239	p_4	3248	3830	3741
Значения перетоков, МВт							
P_{1-2}	40	40	40	P_{2-3}	97	102	75
P_{1-3}	80	100	140	P_{2-4}	199	242	260

поиска максимума общественного благосостояния (табл. 4). В рассмотренном примере за счет олигопольных проявлений на рынке поставщики способны поднимать цены на 2–4%. Вариант с несовершенной конкуренцией дает самые высокие прибыли для поставщиков и низкое общественное благосостояние (табл. 6). Учет подобных эффектов при планировании среднесрочных режимов был одной из целей этой статьи.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье представлена математическая модель среднесрочного планирования режимов ЭЭС. Задача сложна тем, что в ней необходимо учитывать множество изменяющихся во времени факторов и ограничений. К меняющимся условиям работы ЭЭС относятся балансы электроэнергии и мощности, реализация графиков ремонтов электрооборудования электростанций и электрических сетей, значения пропускных способностей линий и сечений, результаты торговли на ОРЭМ.

Принимая во внимание свойства современных оптовых рынков электроэнергии, в сформулированной модели учтены интересы поставщиков электроэнергии при среднесрочном планировании режимов, направленные на максимизацию собственной прибыли

Таблица 5. Результаты расчета режима ЭЭС при определении равновесного состояния с учетом максимизации прибыли каждым из поставщиков

Переменная	Значения переменных, МВт в интервалах			Цены в узлах, руб./МВт в интервалах			
t	t_1	t_2	t_3		t_1	t_2	t_3
P_{g1}	120	140	180	p_1	2808	3303	3219
P_{g2}	258	307	285	p_2	2999	3534	3474
P_{d3}	161	184	188	p_3	3191	3749	3698
P_{d4}	184	222	232	p_4	3242	3837	3779
Значения перетоков							
P_{1-2}	40	40	40	P_{2-3}	96	102	69
P_{1-3}	80	100	140	P_{2-4}	200	241	252

Таблица 6. Прибыли поставщиков и значения общественного благосостояния в разных условиях

Прибыль, руб.	В условиях задачи максимизации общественного благосостояния без учета межинтервального ограничения ((15)–(17), (19)–(28), (31), (32)) Расчет 1	В условиях задачи максимизации общественного благосостояния с учетом межинтервального ограничения ((15)–(19), (20)–(29), (31)–(33)) Расчет 2	При равновесии интересов поставщиков в условиях рынка несовершенной конкуренции ((34), (15)–(19), (20)–(29), (31)–(33)) Расчет 3
Поставщик 1	907423	909755	918542
Поставщик 2	1361999	1367369	1392410
Значение общественного благосостояния	3808183	3806129	3800130

ли. При планировании обеспечивается соблюдение ограничений на параметры электро-энергетических режимов в каждом рассматриваемом интервале и межинтервальные ограничения, связывающие параметры режимов в нескольких временных интервалах.

Рассмотрены методы решения задачи среднесрочного планирования режимов. Методы включают формирование системы равенств и неравенств, состоящей из условий оптимальности Куна–Таккера задач максимизации общественного благосостояния и максимизации прибыли поставщиков. Определены два способа решения сформированной задачи. Первый ищет решение системы условий оптимальности, определяя одновременно равновесные значения цен, объемов выработки, спроса и передачи мощности. Второй ищет равновесие интересов поставщиков итерационным способом, который сходится к искомому режиму постепенно, решая на каждом шаге задачу только для одного поставщика.

Проведены численные исследования возможностей предложенной математической модели на примере упрощенной ЭЭС. Для сравнения сделаны расчеты двух задач: а) максимизации общественного благосостояния и б) задачи планирования режимов в условиях рынка несовершенной конкуренции с поиском равновесия интересов отдельных поставщиков. Обе задачи решены с учетом и без учета межинтервальных ограничений.

Численные исследования подтвердили положение о том, что в условиях несовершенной конкуренции поставщики электроэнергии способны увеличивать уровни рыночных цен, снижая значение общественной выгоды (благосостояния).

Работа выполнена в рамках научного проекта Сибирского отделения РАН, № АААА-А17-117030310433-6 (программа фундаментальных исследований III.17.4.4) и при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований, грант № 019-010-00183.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 г. № 854. URL: <https://energoworld.ru/library/pravila-operativno-dispatcherskogo-upravleniya-v-elektroenergetike/> (дата обращения: 20.05.2020).
2. Абакишин П. С. Модель оптимизации долгосрочных энергетических режимов ЕЭС России по активной мощности // Электрические станции. 2004. № 3. С. 58–62.
3. Нечаев И. А., Паламарчук С. И. Среднесрочное планирование выработки электроэнергии в условиях оптового рынка // Известия РАН. Энергетика. 2014. № 3. С. 8–21.
4. Мишура А. В. Оценка эластичности спроса на электроэнергию основных групп промышленных потребителей в России // Регион: экономика, социология. 2009. № 2. С. 110–124.
5. Shable G. Demand Is Very Elastic! // IEEE Power & Energy. 2009. V. 9. № 2. P. 14–20.
6. Vaskovskaya T. A. Locational Marginal Pricing in Multi-Period Power Markets // Energy Systems Research. 2019. V. 2. № 2(6). P. 28–40.
7. Нечаев И. А., Паламарчук С. И. Планирование загрузки электростанций в условиях оптового рынка электроэнергии // Известия РАН. Энергетика. 2011. № 6. С. 71–84.
8. Регламент проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед. Приложение № 7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка. НП “Совет рынка”. URL: https://www.np-sr.ru/sites/default/files/sr_regulation/reglaments/r7_01012020_22042019.pdf (дата обращения: 22.05.2020).
9. Зангвилл У. И. Нелинейное программирование. Единый подход. М.: Советское радио. 1973. 312 с.
10. Luo Z. Q., Pang J. S., Ralph D. Mathematical Programs with Equilibrium Constraints. Cambridge, U.K.: Cambridge Univ. Press, 1996. P. 401.
11. Соколов А. В., Токарев В. В. Методы оптимальных решений. Т. 1. Общие положения. Математическое программирование. М.: Физматлит. 2011. С. 564.
12. Hobbs B. F., Metzler C. B., Pang J. S. Strategic gaming analysis for electric power systems: An MPEC approach // IEEE transactions on power systems. 2000. V. 15(2). P. 638–645.
13. Hobbs B. F. Linear complementarity models of Nash-Cournot competition in bilateral and POOLCO power markets // IEEE Transactions on power systems. 2001. V. 16(2). P. 194–202.
14. Gabriel S. A., Leuthold F. U. Solving discretely-constrained MPEC problems with applications in electric power markets // Energy Economics. 2010. V. 32(1). P. 3–14.
15. Guo L., Lin G. H., Zhang D., Zhu D. An MPEC reformulation of an EPEC model for electricity markets // Operations Research Letters. 2015. V. 43(3). P. 262–267.
16. Day C. J., Hobbs B. F., Pang J. S. Oligopolistic competition in power networks: a conjectured supply function approach // IEEE Transactions on power systems. 2002. V. 17(3). P. 597–607.
17. Bompard E., Lu W., Napoli R., Jiang X. A supply function model for representing the strategic bidding of the producers in constrained electricity markets // Electric Power and Energy Systems. 2010. V. 32. P. 678–687.
18. Weber J. D., Overbye T. J. A Two-Level Optimization Problem for Analysis of Market Bidding Strategies // Proc. of IEEE PES Summer Meeting, Jul. 1999. V. 2. P. 682–687.

Medium-Term Scheduling of the Electric Power System States in the Wholesale Market Environment

N. I. Aizenberg^{a,*} and S. I. Palamarchuk^{a,**}

^aMelentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia

*e-mail: ayzenberg.nata@gmail.com

**e-mail: palam@isem.irk.ru

The paper focuses on the development of a mathematical model for scheduling the electric power system (EPS) operation for a medium-term period divided into several time intervals. The model allows calculating the equilibrium state in the EPS, in which each supplier receives the maximum profit from the electricity supply to the wholesale market. The price levels in the EPS are determined by finding the maximum value of the social welfare given the balance constraints at the EPS nodes and constraints on feasible state variables over several time intervals. Approaches to solving the multi-interval problem of search for an equilibrium state are considered. The approaches involve building a system of common optimality conditions for electricity suppliers in the considered time intervals. The equilibrium state is found either by directly solving such a system or through an iterative search. The paper demonstrates the results of medium-term scheduling by an example of a simplified electric power system.

Keywords: operation scheduling, mathematical model, nodal prices, imperfect competition, equilibrium state, optimality conditions