

р. 6.7
610

ISSN 0136-3549

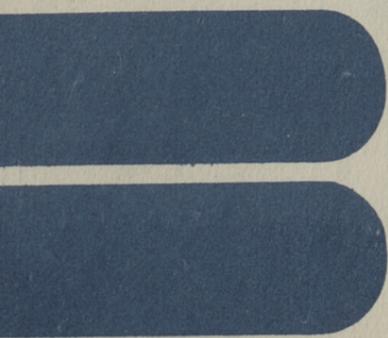
0320-354X

TALLINNA
POLÜTEHNILISE INSTITUUDI
TOIMETISED
610

ТРУДЫ ТАЛЛИНСКОГО
ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО
ИНСТИТУТА

ТРИ
'85

ВОПРОСЫ
СТОХАСТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ
РЕЖИМАМИ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ



Ep. 6.7

№ 610

**TPI
'85**

TALLINNA POLÜTEHNILISE INSTITUUDI TOIMETISED

ТРУДЫ ТАЛЛИНСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА

УДК 621.311



ВОПРОСЫ
СТОХАСТИЧЕСКОГО
УПРАВЛЕНИЯ
РЕЖИМАМИ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
СИСТЕМ

Энергетические системы XII

Таллин 1985

621.3

ТАЛЛИНСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Труды ТПИ № 810

ВОПРОСЫ СТОХАСТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

РЕЖИМАМИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Энергетические системы XII

На русском языке

Редактор О. Таупере

Техн. ред. В. Ранник

Сборник утвержден коллегией Трудов ТПИ 04.08.85

Подписано к печати 24.12.85

МВ-12807

Формат 60x90/16. Печ. л. 6,75 + прилож. 0,5. Уч.-изд. л. 5,8

Тираж 450

Зак. № 35

Цена 90 коп.

Таллинский политехнический институт,

200108 Таллин, Эхитаяте тээ, 5

Ротапринт ТПИ, 200008 Таллин, ул. Коскла, 2/9

© Таллинский политехнический институт, 1985



О МНОГОУРОВНЕВОЙ ИЕРАРХИЧЕСКОЙ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПРИ НЕПОЛНОЙ ИНФОРМАЦИИ

I. Введение

Глобальная задача оптимизации режимов энергетических систем (ЭС), а также многие ее подзадачи являются столь сложными, что их невозможно или не целесообразно решать на основе одной глобальной математической модели. Для упрощения решения таких задач необходимо их разбить на подзадачи и создать многоуровневые иерархические системы оптимизации. Такие системы следовало бы образовать в различных аспектах: в территориальном, временном, ситуативном, информационном и др.

Принципы иерархического управления уже давно применяются при оперативном-диспетчерском управлении ЭС, в том числе и при оптимизации режимов [1-8]. Однако в последнем случае предполагается, что оптимизация режимов ЭС проводится в детерминированных условиях (в условиях полной информации).

Фактически исходная информация оптимизации режимов является неполной. Но вопросы многоуровневой иерархической оптимизации режимов ЭС в условиях неполной информации еще очень мало исследованы [4, 9-12]. В [4, 10, 11] описываются некоторые общие подходы к решению указанной проблемы с учетом вероятностного и неопределенного характера исходной информации. Для учета влияния нижестоящих систем предлагаются построить эквивалентные характеристики подсистем и применять метод локальной аппроксимации допустимой области режимов (МЛАДО). В статье [9] рассматривается в общем виде проблема текущей координации подзадач при иерархической оптимизации режимов в вероятностных условиях и предлагается два метода для учета взаимодействий между уровнями.

Общие вопросы многоуровневой оптимизации режимов ЭС в условиях неполной информации рассматривались также в [12]. Там основное внимание уделялось общим принципам и методам многоуровневой оптимизации режимов при временной и территориальной иерархии подзадач.

В данной статье делается попытка дополнить общие принципы синтеза многоуровневых иерархических систем оптимизации режимов в детерминированных, вероятностных и неопределенных условиях. Она может быть рассмотрена как продолжение работ [12-14].

2. Многоуровневая оптимизация в детерминированных условиях

Допустим, что глобальная задача оптимизации режимов ЭС в детерминированных условиях имеет вид:

$$\min_y \varphi(y, w) \quad (2.1)$$

при ограничениях

$$q_i(y, w) \begin{cases} = 0, & i \in I_4; \\ \leq 0, & i \in I_5; \end{cases} \quad (2.2)$$

$$(2.3)$$

$$y^- \leq y \leq y^+, \quad (2.4)$$

где φ - целевая функция,

q_i - функции ограничений,

$y = \langle y_i, i \in I_1 \rangle$ - вектор управляемых параметров,

$w = \langle w_i, i \in I_3 \rangle$ - вектор неуправляемых параметров.

Часто вектор y рассматривается состоящим из двух подвекторов:

$$y = (y', y''),$$

где $y' = \langle y_i, i \in I_2 \rangle$ - вектор зависимых управляемых параметров.

$y'' = \langle y_i, i \in I_1 \setminus I_2 \rangle$ - вектор независимых управляемых параметров.

Для упрощения математических выражений в данной задаче все управляемые параметры рассматриваются как независимые, т.е. принимается, что $I_2 = \emptyset$.

Для декомпозиции задачи (2.1)-(2.4) необходимо разбить векторы y и w на подвекторы - $y = (y^1, \dots, y^m)$, $w = (w^1, \dots, w^m)$ и ввести такой вектор граничных параметров $x = (x^1, \dots, x^m)$, чтобы при его фиксации задача разбивалась на m подзадач.

Тогда на первом уровне необходимо решать задачи следующего типа:

$$\min_y \varphi^j(y^j, w^j, x_\varphi^j) \quad (2.5)$$

при ограничениях

$$g_i^j(y^j, w^j, x_{g_i}^j) \begin{cases} = 0, & i \in I_4^j; \\ \leq 0, & i \in I_5^j; \end{cases} \quad (2.6)$$

$$y^{-j} \leq y^j \leq y^{+j} \quad (2.8)$$

$$x_i^j(y^j, w^j) = x_i, \quad i \in I_0^{ij}; \quad (2.9)$$

$$x_i^j(y^j, w^j) \leq x_i, \quad i \in I_0''^j, \quad (2.10)$$

где $x_\varphi^j, x_{g_i}^j$ - подвекторы вектора $x^j = \langle x_i, i \in I_0^j \cup I_0''^j \rangle$, введенные для декомпозиции целевой функции и функций ограничений.

Если целевая функция φ является аддитивной, то $x_\varphi^j = \emptyset$. Условия (2.9) и (2.10) описывают взаимосвязи, существующие между векторами x^j и y^j, w^j .

Если учитывать условия (2.9) и (2.10) с помощью функции Лагранжа, то можно задачу (2.5)-(2.10) представить в виде

$$\min_y \max_{\lambda^j} [\varphi^j + \sum_{i \in I_0^j} \lambda_i^j (x_i^j - x_i)] \quad (2.11)$$

при ограничениях (2.6)-(2.8) и при $\lambda_i \geq 0, i \in I_0^j$.

Решения подзадач первого уровня можно представить в виде следующих вектор-функций:

$$y^{oj} = y^{oj}(z^j, w^j), \quad j = 1, \dots, m, \quad (2.12)$$

где z^j - вектор координируемых параметров, его компонентами могут быть граничные параметры или соответствующие множители Лагранжа, (относительные приросты) $z^j = (x^j \cup \lambda^j)$.

В частных случаях $z^j = x^j$ или $z^j = \lambda^j$, где $\lambda^j = \langle \lambda_i, i \in I_0^j \rangle$.

Подставляя оптимальные решения (2.12) задач первого уровня в глобальную задачу (2.1)-(2.4), получим для второго уровня следующую задачу:

$$\min_{z^j} \sum_{j=1}^m \hat{\varphi}^j(z^j, w^j) \quad (2.13)$$

при ограничениях

$$\hat{q}_i^0 (z_0^1, \dots, z^m, w^1, \dots, w^m) \begin{cases} = 0, & i \in I_4^0; \\ \leq 0, & i \in I_5^0; \end{cases} \quad (2.14)$$

$$x^{-j} \leq x^j \leq x^{+j}, \quad j=1, \dots, m, \quad (2.16)$$

где $z^j = (x^j \cup \lambda^j)$,

Здесь $\hat{\varphi}^j, \hat{q}_i^0$ - эквивалентные характеристики или функции задачи, определенные при условии, что управляемые параметры оптимизируются на основе подзадач первого уровня.

Задачи первого (нижнего) уровня (2.5)-(2.10) или (2.11), (2.6)-(2.8) и задача второго (верхнего) уровня (2.23)-(2.16) образуют двухуровневую иерархическую систему. Совершенно аналогично можно образовать трех-, четырех- и вообще n -уровневые иерархические системы задач.

В указанных системах вышестоящие системы должны координировать действие нижестоящих систем. Между уровнями должно быть такое взаимодействие, чтобы совокупность оптимальных решений всех подзадач определила оптимальное решение глобальной задачи оптимизации режимов ЭС.

Существуют два основных вида методов организации взаимодействий между уровнями:

- 1) методы эквивалентирования подзадач или подсистем,
- 2) методы текущей координации.

Сущность методов эквивалентирования заключается в следующем. На основе подзадач нижнего уровня заранее определяются их эквивалентные характеристики в виде функций от координируемых параметров и передаются вверх. Затем на основе эквивалентных характеристик верхняя система решает задачу (2.13)-(2.16) и передает вниз оптимальные значения координируемых параметров.

В настоящее время при многоуровневой оптимизации режимов обычно применяются методы эквивалентирования. В системах с территориальной иерархией используется метод эквивалентных характеристик, а в системах с временной иерархией - метод среднеинтервальных характеристик [8]. Преимуществом указанных методов является то, что решение задач на разных уровнях прямо не взаимосвязано по времени, а также то, что

в ряде случаев задачи на разных уровнях имеют одинаковую структуру и их можно решать одними и теми же методами, алгоритмами и программами ЦВМ. Однако недостатками методов эквивалентирования являются низкая точность эквивалентных характеристик, сложность их определения и большой объем исходной информации на верхнем уровне. Для повышения эффективности методов эквивалентирования в [II] предлагается аппроксимировать допустимые области подзадач нижнего уровня только в локальных зонах.

При текущей координации подзадач эквивалентные характеристики подсистем не строятся. В указанном случае верхняя система оптимизирует координируемые параметры итеративным методом, включающим подзадачи нижнего уровня. Верхняя система выбирает исходные значения координируемых параметров и сообщает их значения подсистемам нижнего уровня. Последние определяют оптимальные значения управляемых параметров режима при заданных значениях координируемых параметров и передают значения соответствующих показателей верхней системе. По этим показателям верхняя система корректирует значения координируемых параметров. Такой процесс итерации повторяется до тех пор, пока будут найдены оптимальные значения координируемых параметров.

Общее описание методов текущей координации приведено в [I5]. Существует два основных варианта методов текущей координации задач оптимизации режимов ЭС, которые были кратко описаны также в [9, I2]:

- 1) метод координации граничных параметров,
- 2) метод координации множителей Лагранжа или относительных приростов.

При первом методе на втором уровне решается прямая задача (2.13)-(2.16). Тогда верхняя система выбирает и затем координирует значения граничных параметров и подсистемы нижнего уровня сообщают верхней системе соответствующие значения множителей Лагранжа или относительных приростов.

При втором методе на верхнем уровне решается задача, являющаяся двойственной задаче (2.13)-(2.16). В этом случае искомыми на верхнем уровне являются оптимальные значения множителей Лагранжа. Подсистемы нижнего уровня опти-

мизируют значения управляемых параметров и граничных параметров при заданных значениях соответствующих множителей Лагранжа. Часто необходимо или целесообразно применять комбинации указанных методов.

Следует отметить, что методы текущей координации позволяют определять оптимальные планы режимов с большей точностью, чем методы эквивалентирования. При этом значительно уменьшается объем исходной информации на верхнем уровне. Недостатком этих методов является то, что во время решения задачи требуются прямые и обратные информационные связи между уровнями.

3. Многоуровневая оптимизация в вероятностных условиях

Для оптимизации режимов ЭС в вероятностных условиях обычно можно использовать т.н. М-модели, позволяющие минимизировать математическое ожидание целевой функции по плановым значениям (математическим ожиданиям) управляемых параметров [13]. Тогда глобальная задача оптимизации режимов ЭС имеет следующий общий вид:

$$\min_{\bar{y}} M \tilde{\varphi}(\tilde{y}, \tilde{w}) \quad (3.1)$$

при ограничениях

$$M \tilde{g}_i(\tilde{y}, \tilde{w}) \begin{cases} = 0, & i \in I_4; \\ \leq 0, & i \in I_5; \end{cases} \quad (3.2)$$

$$\bar{y}^- \leq \bar{y} \leq \bar{y}^+, \quad (3.4)$$

где M - символ оператора математического ожидания, \sim над символом обозначает случайный характер, а черточка над символом - математическое ожидание или плановое значение.

Здесь

$$\tilde{y} = \bar{y} + \Delta \tilde{y}(\bar{y}, \tilde{w}), \quad (3.5)$$

$$\tilde{w} = \bar{w} + \Delta \tilde{w}(\bar{w}), \quad (3.6)$$

где $\bar{y}, \Delta \tilde{y}$ - векторы плановых значений и случайных отклонений управляемых параметров;

$\bar{w}, \Delta \tilde{w}$ - векторы прогнозируемых значений и случайных отклонений неуправляемых параметров.

Решение задачи (3.1)-(3.4) сводится к решению следующего детерминированного эквивалента [13]:

$$\min \bar{\varphi}(\bar{y}, \bar{w}) \quad (3.7)$$

при ограничениях

$$\bar{g}_i(\bar{y}, \bar{w}) \begin{cases} = 0, & i \in I_4; \\ \leq 0, & i \in I_5; \end{cases} \quad (3.8)$$

$$\bar{y}^- \leq \bar{y} \leq \bar{y}^+, \quad (3.10)$$

где $\bar{\varphi}$, \bar{g}_i - являются т.н. плановыми характеристиками или функциями.

Они представляют собой зависимости между математическими ожиданиями функций и математическими ожиданиями их аргументов, определенные при заданных вероятностных характеристиках случайных отклонений аргументов и других случайных факторов, влияющих на значения указанных функций.

Для декомпозиции задач оптимизации в вероятностных условиях необходимо также разбивать векторы \tilde{y} и \tilde{w} на подвекторы и выбирать вектор граничных параметров $\tilde{x} = (\tilde{x}^1, \dots, \tilde{x}^m)$. В указанном случае граничные параметры являются тоже случайными:

$$x_i(\tilde{y}^j, \tilde{w}^j) = \tilde{x}_i, \quad i \in I_0^j; \quad (3.11)$$

$$x_i(\tilde{y}^j, \tilde{w}^j) \leq \tilde{x}_i, \quad i \in I_0^j; \quad (3.12)$$

причем

$$\tilde{x}_i = \bar{x}_i + \Delta \tilde{x}_i(\bar{x}_i), \quad i \in I_0^j \cup I_0^j, \quad (3.13)$$

где \bar{x}_i - математическое ожидание или плановое значение;

$\Delta \tilde{x}_i$ - случайное отклонение граничного параметра.

В данных условиях координируемыми являются только вероятностные характеристики вектора \tilde{x} и разбивка задачи (3.1)-(3.4) на подзадачи проводится путем фиксации вероятностных характеристик вектора x . При этом возможны различные варианты: 1) координируются только математические ожидания вектора \tilde{x} , 2) координируются математические ожидания и дисперсии (среднеквадратические отклонения) вектора, 3) координируются функции или плотности распределения вектора \tilde{x} и др. Из них практический интерес представляет прежде всего первый вариант, являющийся наиболее простым. В указанном случае координируются плановые значения граничных параметров при заданных вероятностных характеристиках век-

тора $\Delta \tilde{\alpha}$. Последние могут быть определены методами прогнозирования или аналитическим путем.

На первом уровне необходимо решать М-задачи, имеющие следующие детерминированные эквиваленты:

$$\min \bar{\varphi}^j(\bar{y}^j, \bar{w}^j, \bar{x}_{q_i}^j) \quad (3.14)$$

при ограничениях

$$\bar{g}_i(\bar{y}^j, \bar{w}^j, \bar{x}_{q_i}^j) \begin{cases} = 0, & i \in I_4^j; \\ \leq 0, & i \in I_5^j; \end{cases} \quad (3.15)$$

$$\bar{y}^{-j} \leq \bar{y}^j \leq \bar{y}^{+j}; \quad (3.17)$$

$$\bar{x}_i(\bar{y}^j, \bar{w}^j) \begin{cases} = \bar{x}_i, & i \in I_0^j; \\ \leq \bar{x}_i, & i \in I_0''^j; \end{cases} \quad (3.18)$$

$$(3.19)$$

где $\bar{\varphi}^j$, \bar{g}_i , \bar{x}_i - соответствующие плановые характеристики.

При координации дисперсии $\Delta \tilde{\alpha}$ следует в качестве ограничивающих условий рассматривать еще соответствующие ограничения по их дисперсии.

Оптимальные решения подзадач первого уровня представляют собой вектор-функции:

$$\hat{\bar{y}}^j = \hat{\bar{y}}^j(\bar{z}^j, \bar{w}^j), \quad j=1, \dots, m. \quad (3.20)$$

На втором уровне необходимо решать М-задачу, имеющую такой детерминированный эквивалент:

$$\min_{\bar{z}^1, \dots, \bar{z}^m} \sum_{j=1}^m \bar{\varphi}^j(\bar{z}^j, \bar{w}^j) \quad (3.21)$$

при ограничениях

$$\bar{g}_i^0(\bar{z}^1, \dots, \bar{z}^m, \bar{w}^1, \dots, \bar{w}^m) \begin{cases} = 0, & i \in I_4^0; \\ \leq 0, & i \in I_5^0; \end{cases} \quad (3.22)$$

$$\bar{z}^{-j} \leq \bar{z}^j \leq \bar{z}^{+j}, \quad j=1, \dots, m, \quad (3.24)$$

где

$$\bar{\varphi}^j = M \hat{\varphi}^j(\bar{z}^j + \Delta \tilde{z}^{*j}, \bar{w}^j + \Delta \tilde{w}^{*j}), \quad (3.25)$$

$$\bar{g}_i^0 = M \hat{g}_i^0(\bar{z}^j + \Delta \tilde{z}^{*j}, \bar{w}^j + \Delta \tilde{w}^{*j}). \quad (3.26)$$

Здесь $\hat{\varphi}^j$, \hat{g}_i^0 - плановые эквивалентные характеристики подсистем, в которых учтены случайные факторы нижнего уровня,

$\bar{\varphi}^j$, \bar{g}_i^0 - плановые эквивалентные характеристики, где учтены случайные факторы как нижнего, так и верхнего уровней,

$\Delta \tilde{z}^{*j}, \Delta \tilde{w}^{*j}$ – случайные отклонения тех координируемых и неуправляемых параметров, которые необходимо учитывать на втором уровне.

Отметим, что каждый случайный фактор необходимо учитывать на том уровне и только там, где его неучет вызывает систематические погрешности.

Методы организации взаимодействий между подзадачами верхнего и нижнего уровней в вероятностных условиях в принципе не отличаются от тех методов, которые можно было использовать в детерминированных условиях. При учете влияния подзадач первого уровня методом эквивалентирования, на первом уровне определяются плановые эквивалентные характеристики типа $\hat{\varphi}^j, \hat{q}_i^j$. Затем на верхнем уровне находятся плановые характеристики $\bar{\varphi}^j, \bar{q}_i^j, \bar{q}_i^0$ и по ним определяются оптимальные плановые значения координируемых параметров.

При методах текущей координации координируемыми параметрами могут быть плановые значения граничных параметров, соответствующих множителей Лагранжа или относительных приростов. При этом необходимо разработать специальные методы для учета случайных факторов на верхнем уровне, поскольку плановые эквивалентные характеристики в данном случае не строятся.

4. Многоуровневая оптимизация в условиях неопределенности

При наличии неопределенных факторов можно гарантировать оптимальность режимов ЭС только в минимаксном смысле. В указанном случае глобальная задача оптимизации режимов имеет общий вид [13]

$$\min_{\tilde{y}} \max_{\Omega \in C} MR(\tilde{y}, \tilde{w}) \quad (4.1)$$

при ограничениях

$$Mg_i(\tilde{y}, \tilde{w}) \begin{cases} = 0, & i \in I_4; \\ \leq 0, & i \in I_5; \end{cases} \quad (4.2)$$

$$\bar{y}^- \leq \bar{y} \leq \bar{y}^+, \quad (4.4)$$

где M – оператор определения математического ожидания по вероятностной информации и по смешанным стратегиям неопределенных факторов;

Ω - вектор смешанных стратегий неопределенных факторов;

C - множество допустимых стратегий.

Здесь также векторы \tilde{y} и \tilde{w} рассматриваются состоящими из двух составляющих (см. (3.5), (3.6)).

Детерминированный эквивалент минимаксной задачи (4.1)-(4.4) по форме совпадает с детерминированным эквивалентом вероятностной задачи (3.7)-(3.20). Только в данном случае детерминированный эквивалент содержит т.н. минимаксные плановые характеристики, представляющие собой зависимости между математическими ожиданиями и плановыми значениями управляемых и неуправляемых параметров при заданной максимизирующей стратегии неопределенных факторов.

В рассматриваемом случае координируемые параметры могут являться неопределенными в заданных зонах. Поэтому декомпозиция минимаксной задачи (4.1)-(4.4) в общем случае проводится путем фиксации зон неопределенности граничных параметров. Возможны два основных варианта: 1) вышестоящая система координирует только плановые значения (средние значения интервалов неопределенности) координируемых параметров, причем зоны неопределенности отклонений указанных параметров прогнозируются или вычисляются аналитически, 2) вышестоящая система координирует зоны неопределенности координируемых параметров в целом, например, координации подлежат плановые значения и максимальные значения отклонений координируемых параметров.

В первую очередь практический интерес представляет первый вариант, являющийся наиболее простым. Мы рассмотрим только указанный случай. Разбивая векторы \tilde{y} , \tilde{w} на подвекторы и выбирая вектор граничных параметров, получим для первого уровня оптимизации следующие подзадачи ($j = 1, \dots, m$):

$$\min_{\tilde{y}^j} \max_{\Omega^j \in C^j} MR^j(\tilde{y}^j, \tilde{w}^j, \tilde{x}_{\varphi}^j) \quad (4.5)$$

при ограничениях

$$Mg_i(\tilde{y}^j, \tilde{w}^j, \tilde{x}_{g_i}^j) \begin{cases} = 0, & i \in I_4^j; \\ \leq 0, & i \in I_5^j; \end{cases} \quad (4.6)$$

$$\tilde{y}^{-j} \leq y^j \leq \tilde{y}^{+j} \quad (4.8)$$

$$M \alpha_i (\tilde{y}^j, \tilde{w}^j) \begin{cases} = \bar{x}_i, & i \in I_1^j \\ \leq \bar{x}_i, & i \in I_2^j \end{cases} \quad (4.9)$$

Детерминированный эквивалент минимаксной задачи (4.5)-(4.10) формально совпадает с задачей (3.14)-(3.19).

На втором уровне необходимо решать задачу:

$$\min_{\bar{z}^1, \dots, \bar{z}^m} \max_{\Omega^* \in C^*} \sum_{j=1}^m M \bar{R}^j (\bar{z}^j, \Delta \tilde{z}^{*j}, \bar{w}^j + \Delta \tilde{w}^{*j}) \quad (4.11)$$

при ограничениях

$$M \bar{g}_i^0 (\bar{z}^1 + \Delta \tilde{z}^{*1}, \dots, \bar{z}^m + \Delta \tilde{z}^{*m}, \bar{w}^1 + \Delta \tilde{w}^{*1}, \dots, \Delta \tilde{w}^{*m}) \begin{cases} = 0, & i \in I_4^0 \\ \leq 0, & i \in I_5^0 \end{cases} \quad (4.12)$$

$$\bar{z}^{-j} \leq \bar{z}^j \leq \bar{z}^{+j}, \quad j=1, \dots, m, \quad (4.14)$$

где \bar{R}^j, \bar{g}_i^0 - минимаксные плановые эквивалентные характеристики, в которых учтены вероятностные и неопределенные факторы нижнего уровня;

$\Delta \tilde{z}^{*j}, \Delta \tilde{w}^{*m}$ - те вероятностные или неопределенные отклонения, которые необходимо учитывать на втором уровне;

Ω^*, C^* - смешанная стратегия и множество допустимых смешанных стратегий неопределенных факторов второго уровня.

Задача (4.11)-(4.14) имеет детерминированный эквивалент в определенной зоне режимов, который формально совпадает с задачей (3.21)-(3.24).

Взаимодействие между уровнями может быть осуществлено также методами эквивалентирования или текущей координации. В первом случае нижние подсистемы передают вверх минимаксные плановые эквивалентные характеристики, в которых учтены вероятностные и неопределенные факторы каждой подсистемы, а также неопределенный характер граничных параметров.

При текущей координации подзадач верхняя система передает вниз значения координируемых параметров. В состав координируемых параметров могут входить плановые значения граничных параметров, смешанные максимизирующие стратегии неопределенных отклонений граничных параметров или соответствующие множители лагранжа (относительные приросты). Возможны различные сочетания методов.

5. Заключение

В данной статье были рассмотрены некоторые общие принципы декомпозиции задач оптимизации режимов ЭС и образования многоуровневых иерархических систем оптимизации в детерминированных, вероятностных и неопределенных условиях. Взаимодействие между уровнями может быть организовано методами эквивалентирования подзадач нижестоящего уровня или методами текущей координации. Особенно большой практический интерес представляют методы текущей координации, позволяющие повысить точность оптимизации и уменьшить объем исходной информации на вышестоящем уровне.

Наряду с детерминированными многоуровневыми системами оптимизации большое практическое значение имеют также вероятностные и неопределенные (минимаксные) многоуровневые системы оптимизации. За счет учета вероятностной и неопределенной информации о случайных факторах они позволяют определять оптимальные режимы ЭС с большей точностью, чем детерминированные системы оптимизации и при этом открываются новые возможности для упрощения процесса оптимизации. Отметим, что в вероятностных и неопределенных многоуровневых системах является естественным, что вышестоящие системы решают свои задачи реже, чем нижестоящие системы. Рассмотренная проблема заслуживает дальнейшего исследования.

Л и т е р а т у р а

1. Г о р н ш т е й н В.М. Наивыгоднейшие режимы работы гидростанций в энергетических системах. М., Госэнергоиздат, 1959. 248 с.

2. Характеристика и взаимосвязь задач управления Единой электроэнергетической системой СССР на различных временных и территориальных уровнях / Ю.Н. Астахов, В.А. Венников, Б.И. Головицын и др. - Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1969, № 6, с. 17-23.

3. Г о р с к и й Ю.М., Р у д е н к о Ю.Н. Принципы построения структуры управления режимами Единой электроэнергетической системы СССР. - Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1969, № 6, с. 24-35.

4. К р у м м Л.А. Методы приведенного градиента при управлении электроэнергетическими системами. Новосибирск, Наука, 1977. 368 с.

5. Семенов В.А., Совалов С.А., Черня Г.А. Иерархия автоматизированной системы диспетчерского управления. - В кн.: Иерархия в больших системах энергетики. Иркутск, 1978, т. 2, с. 50-61.

6. Автоматизация управления энергообъединениями / В.В. Гончуков, В.М. Горнштейн, Л.А. Крумм и др. Под ред. С.А. Совалова. М., Энергия, 1979. 432 с.

7. Методы оптимизации режимов энергосистем / В.М. Горнштейн, Б.П. Мирошниченко, А.В. Пономарев и др. Под ред. В.М. Горнштейна. М., Энергия, 1981. 336 с.

8. Совалов С.А. Режимы Единой энергетической системы. М., Энергоатомиздат, 1983. 384 с.

9. Гамм А.З., Крумм Л.А. Взаимодействие уровней иерархии при управлении нормальными режимами электроэнергетической системы. - В кн.: Электроэнергетика и автоматика. Кишинев, 1972, вып. 14. с. 10-17.

10. Крумм Л.А. Иерархия подзадач комплексной оптимизации режима и состава работающего оборудования сложных электроэнергетических систем без учета и с учетом неполноты исходной информации / Сибирский энергет. ин-т СО АН СССР, Иркутск, 1974. 60 с. - Рукопись деп. в ВИНТИ 3 июля 1975 г., № 1971-75. Деп.

11. Крумм Л.А. Методы решения многоэтапных стохастических задач комплексной оптимизации режимов сложных электроэнергетических систем / Сибирский энергет. ин-т СО АН СССР, 1974. 150 с. - Рукопись деп. в ВИНТИ 17 дек. 1975 г., № 3668-75. Деп.

12. Валдма М.Х. Принципы многоэтапной оптимизации режимов энергетических систем в условиях неполной информации. М., АН СССР, 1979. 52 с.

13. Валдма М.Х. Одноэтапные задачи оптимизации режима энергетической системы в условиях неполной информации. М., АН СССР, 1977. 60 с.

14. Валдма М.Х. Исходные положения оптимизации режимов энергетических систем в условиях неполной информации. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1983, № 549, с. 3-18.

15. Месарович М., Мако Д., Такаха-
ра И. Теория иерархических многоуровневых систем: Пер. с
англ. М., Мир, 1973. 344 с.

M. Valdma

On the Multilevel Hierarchical Optimization
of Power Systems under Conditions of Incomplete
Information

Summary

The principles of decomposition and synthesis of multilevel hierarchical optimization systems under deterministic, probabilistic and uncertainty conditions are considered.

Some mathematical models of optimum dispatching problem are presented. The multilevel optimization can be realized by the equivalent planning characteristic method and by the coordination methods.

ДИСКРЕТИЗАЦИЯ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПО ВРЕМЕНИ

Параметры режимов энергетических систем (ЭС) в действительности непрерывно изменяются. Поэтому наиболее адекватными математическими моделями оптимизации режимов ЭС являлись бы модели с непрерывным временем. Однако задачи оптимизации режимов ЭС с непрерывным временем являются исключительно сложными. Поэтому на практике применяются модели с дискретным временем [1]. При этом возникает проблема рациональной дискретизации моделей оптимизации по времени. Указанной проблеме уделено еще мало внимания.

В данной статье излагаются результаты исследования эффективности трех видов дискретных по времени моделей оптимизации режимов.

Исследование проводилось на базе классической детерминированной задачи оптимизации краткосрочных режимов ЭС с помощью специально разработанной программы ЦВМ.

Исходим из модели с непрерывным временем:

$$\min_{P_{Ti}(t), P_{rj}(t)} \sum_{i=1}^n \int_{t_0}^{t_v} B_i [P_{Ti}(t)] dt \quad (1)$$

при ограничениях

$$P_n(t) + \pi(t) - \sum_{i=1}^n P_{Ti}(t) - \sum_{j=1}^m P_{rj}(t) = 0, \quad t_0 \leq t \leq t_v; \quad (2)$$

$$\int_{t_0}^{t_v} G_j [P_{rj}(t), H_j] dt - w_j = 0, \quad j = 1, \dots, m, \quad (3)$$

где $B_i, P_{Ti}(t)$ - расход топлива и активная мощность i -й тепловой электростанции (ТЭС) в момент времени t ;

$G_j, P_{rj}(t)$ - расход воды и активная мощность j -й гидро-электростанции (ГЭС) в момент времени t ;

$P_{\Sigma}(t), \Pi(t)$ - суммарные нагрузка ЭС и потери активной мощности в ЭС;

W_j - заданное количество воды, которое ГЭС должна израсходовать в период времени $[t_0, t_v]$;

H_j - напор воды ГЭС.

Модели со ступенчатыми (кусочно-постоянными) процессами. Разбиваем период времени оптимизации на s расчетных интервалов времени. В течение каждого интервала считаем все процессы и функции неизменными. Тогда получим вместо (1) - (3) следующую задачу:

$$\min_{P_{Tik}, P_{rjk}} \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^s B_{ik}(P_{Tik}) \Delta t_k \quad (4)$$

при ограничениях

$$P_{\Sigma k} + \Pi_k - \sum_{i=1}^n P_{Tik} - \sum_{j=1}^m P_{rjk} = 0, \quad k=1, \dots, s; \quad (5)$$

$$\sum_{k=1}^s G_{jk}(P_{rjk}, H_j) \Delta t_k - W_j = 0, \quad j=1, \dots, m, \quad (6)$$

где P_{Tik}, P_{rjk} - среднеинтервальные активные мощности ТЭС и ГЭС;

$P_{\Sigma k}$ - среднеинтервальная нагрузка ЭС.

С помощью функции Лагранжа можно условия оптимальности записать в виде:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_{Tik}} = \frac{\partial B_{ik}}{\partial P_{Tik}} \Delta t_k + \mu_k \left(\frac{\partial \Pi}{\partial P_{Tik}} - 1 \right) = 0, \quad i=1, \dots, n, \quad (7)$$

$$k=1, \dots, s;$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_{rjk}} = \mu_k \left(\frac{\partial \Pi}{\partial P_{rjk}} - 1 \right) + \lambda_j \frac{\partial G_{jk}}{\partial P_{rjk}} \Delta t_k = 0, \quad (8)$$

$$j=1, \dots, m; \quad k=1, \dots, s$$

и уравнения (5), (6),

где

$$B_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^s B_{ik}(P_{Tik}) \Delta t_k, \quad (9)$$

$$G_{\Sigma j} = \sum_{k=1}^s G_{jk}(P_{rjk}, H_j) \Delta t_k, \quad (10)$$

$$\frac{\partial B_{\Sigma}}{\partial P_{\Gamma ik}} = \frac{\partial B_{ik}}{\partial P_{\Gamma ik}} = b_{ik}, \quad (II)$$

$$\frac{\partial G_{\Sigma j}}{\partial P_{\Gamma jk}} = \frac{\partial G_{jk}}{\partial P_{\Gamma jk}} = q_{jk}. \quad (I2)$$

Здесь Φ - функция Лагранжа;

μ_k, λ_j - множители Лагранжа;

b_{ik}, q_{jk} - относительные приросты расхода топлива ТЭС и воды ГЭС.

Модели оптимизации режимов ЭС со ступенчатыми процессами уже давно известны [2, 3] и в настоящее время на практике применяются только модели указанного типа. Однако для того, чтобы эти модели аппроксимировали фактический режим ЭС с достаточной точностью, необходимо выбирать достаточно короткие интервалы времени. Но укорочение интервалов времени увеличивает размерность задачи и усложняет ее решение.

Фактические значения параметров не изменяются по кусочно-постоянным графикам, как предполагаются в модели, а непрерывно. Поэтому применение моделей со ступенчатыми процессами приводит к систематическим погрешностям при расчете интегральных показателей и к определенному перерасходу топлива из-за погрешностей определения оптимального режима ЭС. Погрешности определения интегральных показателей и перерасход топлива увеличиваются с увеличением длительности расчетных интервалов времени и скорости изменения параметров режима.

Анализ показал, что погрешности определения суммарных суточных расходов топлива и воды при $\Delta t_k = 1$ час находятся в пределах 0,1-0,3%. В этих же условиях погрешности модели вызывают перерасход топлива в порядке 0,1-0,2%. Эффективность моделей оптимизации со ступенчатыми процессами можно повысить, если определить интервалы времени на основе оптимальной аппроксимации графика нагрузки ЭС [4]. Это позволяет уменьшать перерасход топлива на 30-50%. При этом в часы быстрого возрастания или уменьшения нагрузки целесообразно брать длительностью интервалов 15 или 30 минут, а в остальное время - 1 час или даже несколько часов.

Модели с кусочно-линейными процессами. Рассмотрим теперь модели, где процессы изменения активных мощностей представляются в виде кусочно-линейных (ломаных) процессов [5, 6]. Выбираем в периоде времени $[t_0, t_v]$ $s-1$ расчетных моментов времени t_1, \dots, t_{s-1} . Предполагаем, что между расчетными моментами времени активные мощности ТЭС и ГЭС изменяются линейно.

Тогда задача (I)-(3) сводится к задаче:

$$\min_{\substack{P_{Tik}, \\ P_{Гjk}}} \sum_{i=1}^n \sum_{k=0}^{s-1} \int_{t_k}^{t_{k+1}} B_{ik} [P_{Tik}(t)] dt \quad (I3)$$

при условиях

$$P_{Hk} + \bar{\Pi}_k(t) - \sum_{i=1}^n P_{Tik} - \sum_{j=1}^m P_{Гjk} = 0, \quad k=1, \dots, s-1; \quad (I4)$$

$$\sum_{k=0}^{s-1} \int_{t_k}^{t_{k+1}} G_{jk} [P_{Гjk}, H_j] dt - W_j = 0, \quad j=1, \dots, m, \quad (I5)$$

где

$$P_{T(r)ik}(t) = P_{Tik} + \frac{P_{Tik+1} - P_{Tik}}{t_{k+1} - t_k} (t - t_k). \quad (I6)$$

Здесь $P_{Tik}, P_{Гjk}$ - значения мощностей ТЭС и ГЭС в момент времени t_k .

При этом значения мощностей в моменты времени t_0 и t_v считаются заданными.

Условия оптимальности указанной задачи формально совпадают с условиями (5)-(8). Но в данном случае относительные приросты расхода топлива и воды определяются следующими выражениями:

$$\begin{aligned} \frac{\partial B_{\Sigma}}{\partial P_{Tik}} &= \int_{t_{k-1}}^{t_k} b_i (P_{Tik-1}(t)) \frac{t - t_{k-1}}{t_k - t_{k-1}} dt + \\ &+ \int_{t_k}^{t_{k+1}} b_i (P_{Tik}(t)) \left[1 - \frac{t - t_k}{t_{k+1} - t_k} \right] dt, \end{aligned} \quad (I7)$$

$$\frac{\partial G_{\Sigma}}{\partial P_{\Gamma_{jk}}} = \int_{t_{k-1}}^{t_k} q_j(P_{\Gamma_{jk-1}}(t), H_j) \frac{t - t_{k-1}}{t_k - t_{k-1}} dt + \\ + \int_{t_k}^{t_{k+1}} q_j(P_{\Gamma_{jk}}(t), H_j) \left[1 - \frac{t - t_k}{t_{k+1} - t_k} \right] dt. \quad (I8)$$

Модели с кусочно-линейными процессами более адекватны к реальным условиям, чем модели со ступенчатыми процессами. Поэтому переход к моделям с кусочно-линейными процессами позволяет при одной и той же размерности задачи повышать точность оптимизации или при одной и той же точности оптимизации уменьшить размерность задачи.

Анализ показал, что относительные приросты (II) и (I7), а также (I2) и (I8) часто значительно (10-30 %) отличаются друг от друга. Однако из-за пологости функции суммарного расхода топлива около минимальной точки применение моделей с кусочно-линейными процессами в ряде случаев не дает существенного экономического эффекта по сравнению с моделями со ступенчатыми процессами. Только в часы резких изменений нагрузки указанные модели позволяют получать экономию топлива 0,1-0,3 %. Оптимальная аппроксимация графиков нагрузок имеет и в данном случае большое практическое значение.

Модели с координатными функциями. Для сведения задач оптимизации режимов ЭС с непрерывным временем к задачам поиска экстремума функции с конечным числом управляемых параметров можно использовать метод Ритца [7]. Тогда получим модели с координатными функциями.

Идея метода Ритца заключается в том, что значения функционала Φ рассматриваются не на произвольных функциях $P_{\Gamma_i}(t)$, $P_{\Gamma_j}(t)$, а лишь на всевозможных линейных комбинациях заранее заданных координатных функций [8].

Рассмотрим следующие ℓ -параметрические семейства функций

$$P_{\Gamma_i}(c_{\Gamma_1}, \dots, c_{\Gamma_\ell}, t) = \eta_{\Gamma_{i0}}(t) + \sum_{k=1}^{\ell} c_{\Gamma_{ik}} \cdot \eta_{\Gamma_{ik}}(t), \quad i=1, \dots, n; \quad (I9)$$

$$P_{\Gamma_j}(c_{\Gamma_1}, \dots, c_{\Gamma_\ell}, t) = \eta_{\Gamma_{j0}}(t) + \sum_{k=1}^{\ell} c_{\Gamma_{jk}} \cdot \eta_{\Gamma_{jk}}(t), \quad j=1, \dots, m; \quad (20)$$

где $\eta_{Ti0}(t_1) = P_{Ti}(t_1)$, $\eta_{Ti0}(t_v) = P_{Ti}(t_v)$, $\eta_{Гj0}(t_1) = P_{Гj}(t_1)$,
 $\eta_{Гj0}(t_v) = P_{Гj}(t_v)$, $\eta_{Тik}(t_1) = \eta_{Тik}(t_v) = \eta_{Гjk}(t_1) = \eta_{Гjk}(t_v) = 0$.

Здесь $\eta_{Тik}$, $\eta_{Гjk}$ - заданные координатные функции;
 $c_{Тik}$, $c_{Гjk}$ - управляемые параметры.

Вводим функции (19) и (20) в задачу (1)-(3). Тогда она превращается в следующую задачу:

$$\min_{\substack{c_{Тik} \\ c_{Гjk}}} \sum_{i=1}^n \int_{t_0}^{t_v} B_i(P_{Ti}(c_{Тi1}, \dots, c_{Тie}, t)) dt \quad (21)$$

при ограничениях

$$P_n(t) + \Pi(t) - \sum_{i=1}^n P_{Ti}(c_{Тi1}, \dots, c_{Тie}, t) - \sum_{j=1}^m P_{Гj}(c_{Гj1}, \dots, c_{Гje}, t) = 0, \quad t = t_1, t_2, \dots, t_\ell; \quad (22)$$

$$\int_{t_0}^{t_v} G_j [P_{Гj}(c_{Гj1}, \dots, c_{Гje}, t), H_j] dt - W_j = 0, \quad j = 1, \dots, m, \quad (23)$$

где t_1, t_2, \dots, t_ℓ - моменты времени, при которых обеспечивается выполнение баланса активных мощностей (2) в ЭС.

Рассматривая мощность одной станции как зависимый управляемый параметр, можно обеспечить выполнение баланса (2) также при любых t , $t_0 \leq t \leq t_v$. Однако это усложняет решение задачи.

Условия оптимальности задачи (21)-(23) имеют вид:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial c_{Тik}} = \int_{t_0}^{t_v} \frac{\partial B_i}{\partial P_{Тik}} \cdot \eta_{ik} dt + \sum_{k=1}^{\ell} \mu_k \left[\frac{\partial \Pi}{\partial P_{Тik}} \cdot \eta_{Тik}(t_k) - \eta_{Тik}(t_k) \right] = 0, \quad (24)$$

$$i = 1, \dots, n, \quad k = 1, \dots, \ell;$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial c_{Гjk}} = \sum_{k=1}^{\ell} \mu_k \left[\frac{\partial \Pi}{\partial P_{Гjk}} \eta_{Гjk}(t) - \eta_{Гjk}(t) \right] + \lambda_j \int_{t_0}^{t_v} \frac{\partial G_j}{\partial P_{Гjk}} \cdot \eta_{Гjk}(t) dt = 0, \quad (25)$$

$$j = 1, \dots, m, \quad k = 1, \dots, \ell;$$

$$P_n(t_k) + \Pi(t_k) - \sum_{i=1}^n P_{Ti}(c_{Тi1}, \dots, c_{Тie}, t_k) - \sum_{j=1}^m P_{Гj}(c_{Гj1}, \dots, c_{Гje}, t_k) = 0, \quad (26)$$

$$k = 1, \dots, \ell.$$

При рассмотрении мощности первой ТЭС в качестве зависимого параметра условия оптимальности приобретают следующий вид:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial c_{Tik}} = \int_{t_0}^{t_v} \left[\frac{\partial V_i}{\partial P_{Tik}} \cdot \eta_{ik} + \frac{\partial V_1}{\partial P_{Tik}} \cdot \frac{\partial P_{Tik}}{\partial c_{Tik}} \right] dt = 0, \quad (27)$$

$i = 1, \dots, n, k = 1, \dots, \ell;$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial c_{Гjk}} = \int_{t_0}^{t_v} \left[\frac{\partial V_1}{\partial P_{Гjk}} \frac{\partial P_{Гjk}}{\partial c_{Гjk}} + \lambda_j \cdot \frac{\partial G_j}{\partial P_{Гjk}} \cdot \eta_{Гjk} \right] dt = 0. \quad (28)$$

$j = 1, \dots, m, k = 1, \dots, \ell.$

Исследование моделей оптимизации режимов с координатными функциями показало, что они позволяют заметно уменьшить размерность задач оптимизации. Координатные функции целесообразно определять на основе статистического анализа графиков нагрузок электростанций. В качестве координатных функций целесообразно использовать члены ряда Фурье. При этом для оптимизации суточного режима достаточно ввести 8-10 управляемых параметров ($\ell = 8-10$), для оптимизации режима ЭС на неделю вперед требуется обычно 20-24 управляемых параметров для мощности каждой станции.

Однако, следует отметить, что процесс оптимизации при данных моделях медленно сходится. Часто указанные задачи могут представлять собой некорректно поставленные задачи. В последнем случае необходимо применять специальные методы решения.

Модели с координатными функциями обеспечивают такую же точность оптимизации, как модели со ступенчатыми и кусочно-линейными процессами при значительно меньшей размерности задачи. Для определения координатных функций мощностей станций может быть применена комплексная программа статистического анализа режимов СТАТАН-6, разработанная в Таллинском политехническом институте [10].

В заключение следует отметить, что рациональное решение проблемы дискретизации математических моделей оптимизации режимов ЭС по времени является актуальной задачей с точки зрения повышения точности оптимизации режимов, упрощения расчетов, уменьшения объема исходной информации и сокращения времени решения задач.

При оптимизации суточных режимов ЭС можно использовать модели со ступенчатыми процессами. До их применения целесообразно провести оптимальную аппроксимацию графика на-

грузки системы. Целесообразно разработать программы ЦВМ с различными длительностями расчетных интервалов времени (от 15 минут до нескольких часов).

Модели с кусочно-линейными процессами и модели с координатными функциями позволяют часто в несколько раз уменьшать размерность моделей оптимизации или повышать точность оптимизации при одной и той же размерности модели. Но процесс расчета оптимальных режимов на основе указанных моделей является более сложным. Поэтому методы оптимизации режимов ЭС на основе моделей кусочно-линейными процессами и координатными функциями требуют дальнейшего исследования. Можно полагать, что указанные модели оказываются особенно эффективными при оптимизации долгосрочных режимов ЭС.

Л и т е р а т у р а

1. С о в а л о в С.А. Режимы Единой энергетической системы. М., Энергоатомиздат, 1983. 384 с.
2. Г о р н ш т е й н В.М. Наивыгоднейшие режимы работы гидроэлектростанций в энергетических системах. М., Госэнергоиздат, 1959. 248 с.
3. М а р к о в и ч И.М. Режимы энергетических систем. 4-е перераб. и доп. изд. М., Энергия, 1969. 352 с.
4. К э э л М.Э. Кусочно-линейная аппроксимация графиков нагрузок потребителей. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1983, № 549, с. 83-88.
5. В а л д м а М.Х. Одноэтапные задачи оптимизации режима энергетической системы в условиях неполной информации. М., АН СССР, 1977. 60 с.
6. В а л д м а М.Х. Некоторые детерминированные и вероятностные математические модели для оптимизации краткосрочных режимов энергетических систем по активным мощностям. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1982, № 529, с. 27-49.
7. В а л д м а М.Х. О многошаговом управлении режимом электроэнергетической системы. - В кн.: Электроэнергетика и автоматика. Кишинев, 1972, вып. 14, с. 51-55.
8. Э л ь с г о л ь ц Л.Э. Дифференциальные уравнения и вариационное исчисление. 2-е изд. М., Наука, 1969. 424 с.

9. В а с и л ь е в Ф.П. Методы решения экстремальных задач. М., Наука, 1981. 400 с.

10. Методика и программа статистического анализа режимов энергетических систем / М.Х. Валдма, М.Э. Кээл., Х.Э. Лелумэс, О.Н. Лийк, К.Ю. Мёллер, Х.Э.-И. Таммоя. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1982, № 529, с. 23-77.

M. Valdma, M. Keel

Time-Discretization of State Optimization
Mathematical Models of Power Systems

Summary

Three time-discrete optimization models are considered in this paper: models with piecewise continuous processes, model with piecewise-linear processes and models with coordinate functions. Some experimental results are presented.

$$b_i(P_i, z_i) \leq \psi_i(P_i, z_i) \leq b_i(P_i, z_i) \quad (1)$$

$$z_i \in Z_i, \quad i = 1, \dots, n, \quad (2)$$

где $b_i(P_i, z_i)$, $\psi_i(P_i, z_i)$ - значения производных ХПТ i -го ТЭС;

$\psi_i(P_i, z_i)$ - фактическая ХПТ;

z_i, Z_i, Z_i^* - формальный распределенный параметр и границы его зоны распределенности;

n - число ТЭС.

При наличии распределенных параметров в ХПТ возникает вопрос об-за возможности информации. Показано, что наличие информации (Р) также является распределенным, но можно использовать не фактическое, а формальное значение параметра. Следовательно, можно использовать режим планового управления этими параметрами. Анализ распределенных параметров ТЭС (вектор Р), при котором достигается

$$\min \max_{z_i \in Z_i} J(P, z_i) \quad (3)$$

О РЕЗУЛЬТАТАХ АНАЛИЗА МЕТОДОВ МИНИМАКСНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Оптимизация режимов энергетических систем (ЭС) в условиях неопределенности исходной информации является весьма сложной задачей [1], для ее решения разработаны различные методы [2 - 5]. Однако в большинстве статей, посвященных этой проблеме, подчеркивается необходимость изучения эффективности упрощенных методов и разработки наиболее рациональных методов решения рассматриваемой задачи.

Рассматриваем здесь задачу оптимизации режимов ЭС, состоящих из тепловых электростанций (ТЭС), по активным мощностям при неопределенных характеристиках относительных приростов (ХОП) ТЭС. Допустим, что о фактических ХОП известны зоны неопределенности [6]:

$$b_i(P_i, z_i^-) \leq b_i(P_i, z_i) \leq b_i(P_i, z_i^+), \quad (1)$$

$$z_i^- \leq z_i \leq z_i^+, \quad i = 1, \dots, n, \quad (2)$$

где $b_i(P_i, z_i^-)$, $b_i(P_i, z_i^+)$ - заданные предельные ХОП i -й ТЭС;
 $b_i(P_i, z_i)$ - фактическая ХОП;
 z_i , z_i^- , z_i^+ - формальный неопределенный параметр и границы его зоны неопределенности;
 n - число ТЭС.

При наличии неопределенных факторов в ЭС возникает ущерб из-за неполноты информации. Поскольку значение ущерба (R) также является неопределенным, то можно минимизировать не фактическое, а максимально возможное значение ущерба. Следовательно, целью оптимизации режима является нахождение таких плановых значений нагрузок ТЭС (вектор \bar{P}), при которых достигается

$$\min_{\bar{P} \in V} \max_{z \in W} R(P, z), \quad (3)$$

где V - множество допустимых значений вектора \bar{P} , определяемое ограничениями задачи;
 W - область неопределенности неопределенных факторов, определяемая условиями (2).

Условием оптимальности этой задачи является равенство плановых относительных приростов расходов топлива ТЭС [5]. При этом плановый относительный прирост i -й ТЭС b_i определяется формулой

$$\bar{b}_i = b_i(\bar{P}_i, z_i^+) \cdot \beta_i + b_i(\bar{P}_i, z_i^-) \cdot (1 - \beta_i), \quad (4)$$

$$0 \leq \beta_i \leq 1, \quad (5)$$

где β_i - частота, с которой в смешанной максимирующей стратегии выбирается ХОП $b_i(P_i, z_i^+)$.

В [5] показано, что минимаксные задачи оптимизации режимов ЭС могут быть решены прямыми методами или методами расчета минимаксных плановых ХОП [7]. При этом плановые ХОП можно в свою очередь вычислить различными методами.

В данной статье рассматриваются два метода построения минимаксных плановых ХОП, представляющие наибольший практический интерес [5]:

- 1) метод с эквивалентированием ТЭС (метод Б),
- 2) метод независимой минимизации ущерба (метод В).

Оба метода являются упрощенными.

При расчете минимаксной плановой ХОП конкретной ТЭС методом Б остальные ТЭС учитываются в виде зоны неопределенности их эквивалентной ХОП. Тогда расчет плановой ХОП данной ТЭС состоит в минимаксной оптимизации режима ЭС, состоящей из двух станций, при различных значениях нагрузок ЭС.

При методе В относительный прирост (ОП) остальных ТЭС считается независимым от ХОП данной ТЭС (ОП остальной системы считается константой). Это позволяет определять плановые ХОП ТЭС независимо друг от друга. Расчет плановой ХОП ТЭС методом В состоит в определении минимаксных плановых нагрузок ТЭС при нескольких заданных значениях ОП ЭС. В условиях, когда ширина зоны неопределенности ХОП ТЭС не зависит от нагрузки станции, метод В совпадает с методом, приведенным в [4].

Из выше изложенного видно, что плановые ХОП, определенные методом Б, более точно учитывают исходную информацию. Поэтому при дальнейшем сравнении методов Б и В они принимаются эталонными.

Для изучения эффективности методов минимаксной оптимизации была проведена серия расчетов, где в реальных пределах варьировались все основные факторы, влияющие на величину ущерба из-за неполноты информации.

Приведем основные результаты анализа:

1. Значение максимально возможного ущерба из-за неполноты информации будет максимальным, если в качестве плановой ХОП используется одна из граничных характеристик зоны неопределенности ХОП ТЭС. Применение вместо граничных ХОП действительных минимаксных плановых ХОП позволяет уменьшать ущерб из-за неполноты информации до 3-7 раз.

2. В качестве первого приближения плановой ХОП ТЭС можно использовать арифметическую среднюю граничных ХОП (назовем ее здесь средней ХОП). Это позволяет уменьшать значение максимально возможного ущерба в 2-4 раза по сравнению с использованием в качестве плановых граничных ХОП.

При этом разница между средней и действительной минимаксной плановой ХОП зависит от ширины и формы зоны неопределенности ХОП ТЭС.

3. Использование вместо средних ХОП действительных минимаксных плановых ХОП позволяет, если зоны неопределенности ХОП ТЭС зависят от нагрузок ТЭС, еще уменьшить максимально возможный ущерб около 1,5 раза. При этом минимаксный подход дает тем больший экономический эффект, чем больше ширина зоны ХОП зависит от нагрузки ТЭС и чем больше ХОП содержит ступеней.

4. Величина максимально возможного ущерба зависит также от наклона и ширины зон неопределенности исходных ХОП.

При уменьшении наклона ХОП в два раза максимально возможный ущерб относительно данной ТЭС увеличивается примерно в два или более раза. Следовательно, эффективность использования минимаксной оптимизации при уменьшении наклонов исходных ХОП ТЭС значительно возрастает. Это очень

важный вывод, поскольку наклоны ХОП современных крупных ТЭС, а также атомных электростанций обычно довольно маленькие.

При увеличении ширины зоны неопределенности исходных ХОП величина максимально возможного ущерба также увеличивается. Например, при увеличении ширины зоны неопределенности ХОП ТЭС в два раза ущерб относительно данной ТЭС увеличивается в четыре (если ширина зоны не зависит от нагрузки ТЭС) или даже больше раза.

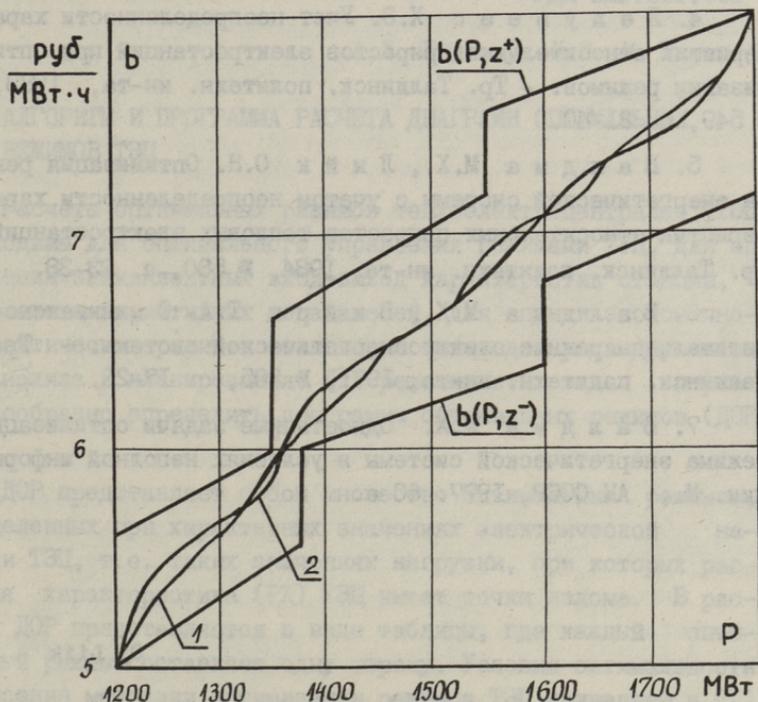
5. Минимаксные плановые ХОП ТЭС, вычисленные разными методами, обычно отличаются друг от друга. При методе В форма минимаксной плановой ХОП конкретной ТЭС зависит только от ширины зоны и форм предельных ХОП данной станции. При методе Б плановые ХОП зависят еще от формы зоны неопределенности эквивалентной ХОП остальной системы. Поэтому различие между плановыми ХОП, полученными методами Б и В, зависит в основном от эквивалентных ХОП ЭС. Различие между плановыми кривыми будет незначительным при крупных ЭС, где эквивалентные ХОП мало зависят от конкретной ТЭС и имеют сравнительно маленькие наклоны (в предельном случае могут выполняться исходные условия метода В). Форма плановой ХОП сравнительно мало зависит от метода вычисления также в случае, если ширина зоны неопределенности ХОП не зависит от нагрузки ТЭС. При этом разница между плановыми ХОП конкретной ТЭС уменьшается при уменьшении ширины зоны неопределенности и при увеличении наклона исходной ХОП.

Следовательно, в названных выше частных условиях можно использовать метод В, алгоритм и вычислительная программа которого значительно проще по сравнению с другими методами. При методе В достигается существенная экономия машинного времени и оперативной памяти ЦВМ.

Однако метод Б является более универсальным и точным. Расчеты, проведенные для ЭС, состоящей из 6-ти ТЭС, показали, что использование для вычисления минимаксных плановых ХОП ТЭС метода Б дает по сравнению с методом В уменьшение максимально возможного ущерба в среднем на 10-15%. Примеры минимаксных плановых ХОП, рассчитанных методами Б и В, приведены на фиг. 1.

Отметим, что при окончательном выборе метода надо учитывать еще требования к точности результатов, погрешности

исходной неопределенной информации, а также тот факт, что минимизируется не фактическое, а максимально возможное значение ущерба.



Фиг. 1. Зона неопределенности ХОП и минимаксные плановые ХОП ТЭС по методу Б (кривая 1) и методу В (кривая 2).

Л и т е р а т у р а

1. Валдма М.Х. Исходные положения оптимизации режимов энергетических систем в условиях неполной информации. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1983, № 549, с. 3-18.

2. О влиянии и учете неопределенности характеристик относительных приростов электростанций при оптимизации суточного режима энергосистемы / В.В. Абрамов, Р.С. Атлас, Л.А. Крумм, Н.А. Мурашко. - Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1970, № 6, с. 24-33.

3. К р у м м Л.А. Методы приведенного градиента при управлении электроэнергетическими системами. Новосибирск, Наука, 1977. 368 с.

4. Л е л у м е э с Х.Э. Учет неопределенности характеристик относительных приростов электростанций при оптимизации режимов. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1983, № 549, с. 31-40.

5. В а л д м а М.Х., Л и й к О.Н. Оптимизация режима энергетической системы с учетом неопределенности характеристик относительных приростов тепловых электростанций. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1984, № 580, с. 23-38.

6. В а л д м а М.Х., В и й р а Т.А. О минимаксно-оптимальном режиме электроэнергетической системы. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1971, № 305, с. 17-23.

7. В а л д м а М.Х. Одноэтапные задачи оптимизации режима энергетической системы в условиях неполной информации. М., АН СССР, 1977. 60 с.

O. Liik

Some Results about the Analysis of Methods of
Power Systems State Minimax Optimization

Summary

Some results about the analysis of the efficiency of methods of power systems state minimax optimization under uncertainty of incremental cost curves of thermal plants are presented in the paper. The analysis of the influence of different factors on the efficiency of minimax optimization and the comparison of two most interesting simplified minimax methods are given.

А.Л. Лейсалу, Х.Э.-И. Таммоя

АЛГОРИТМ И ПРОГРАММА РАСЧЕТА ДИАГРАММ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ТЭЦ

Расчеты оптимальных режимов теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) необходимы для оптимального управления режимами ТЭЦ, для определения эквивалентных вход-выход характеристик станций, для расчета нормативных показателей, для оценки экономичности фактических режимов станции, а также для ряда других задач анализа и планирования. Для решения этих задач сперва целесообразно определить диаграммы оптимальных режимов (ДОР) ТЭЦ.

ДОР представляет собой множество оптимальных режимов, определенных при характерных значениях электрической нагрузки ТЭЦ, т.е. таких значениях нагрузки, при которых расходная характеристика (РХ) ТЭЦ имеет точки излома. В расчетах ДОР представляется в виде таблицы, где каждый оптимальный режим составляет одну строку. Условия оптимальности и описание методики оптимизации режимов ТЭЦ приведены в [1].

Расчет таблицы ДОР состоит из следующих этапов:

- 1) расчет оптимального режима ТЭЦ при минимальной электрической нагрузке,
- 2) расчет оптимальных режимов ТЭЦ при характерных электрических нагрузках (точки предоткрытия регулирующих клапанов турбоагрегатов),
- 3) перераспределение тепловых нагрузок для определения максимальной электрической нагрузки ТЭЦ.

Минимальная электрическая нагрузка ТЭЦ определяется из условия, что вся тепловая нагрузка распределяется между редукционно-охладительными установками (РОУ), бойлерами и водогрейными котлами. Если это оказывается невозможным, то открывается регулирующий клапан турбоагрегата, имеющего наи-

меньший приведенный относительный прирост (ОП) по электрической нагрузке и загружают его отборы по условиям оптимальности. При необходимости открывається следующий клапан и т.д. до тех пор, пока не будет найден оптимальный допустимый режим ТЭЦ. При этом учитываются минимально допустимые нагрузки котельной и ее секций.

На втором этапе расчета определяется следующий клапан турбоагрегата, имеющего наименьший в данном режиме ОП по электрической нагрузке и определяется опять оптимальное распределение тепловых нагрузок. Если нагрузка некоторой секции котельной превышает максимальную нагрузку, то на эту величину разгружаются РОУ или бойлеры. Если это невозможно, то разгружается турбоагрегат с наибольшим ОП по электрической нагрузке. При этом нагрузки агрегатов, подключенных к данной секции, фиксируются для дальнейшего расчета.

На третьем этапе расчета, когда все турбоагрегаты полностью загружены, вычисляются оптимальные режимы станции путем разгружения отборов турбин. Для этого последовательно загружаются РОУ или, при невозможности этого, бойлеры с наименьшими приведенными относительными приростами.

Таким образом, осуществляется расчет всех характерных оптимальных режимов ТЭЦ, т.е. определяются т.н. длинные вход-выход характеристики ТЭЦ. В этих режимах ни один регулирующий клапан турбин не дросселирует пар. Исключением могут быть минимальные или максимальные режимы котельной или ее секций.

Расчет каждого оптимального режима в таблице ДОР заключается в определении таких значений тепловых нагрузок котлов, турбин, РОУ и бойлеров, а также электрических нагрузок турбоагрегатов, при которых суммарный расход условного топлива будет минимальным [1]. При этом для ТЭЦ считаются заданными состав работающего оборудования, технологическая схема, характеристики агрегатов и собственных нужд (СН), ограничения по пропускной способности участков магистрали котельной, а также тепловые нагрузки магистралей и значения расхода теплоты в турбины. Последние необходимы для обеспечения последовательности расчетов строк таблицы ДОР и в общем случае определяются точками предоткрытия регулирующих клапанов турбоагрегатов.

Расчет оптимального режима является циклическим и состоит из следующих основных этапов:

- 1) определение оптимального режима турбинного цеха и водогрейных котлов,
- 2) определение оптимального режима котельного цеха, включая РОУ и предвключенные турбины в паромангистрале котельной,
- 3) расчет параметров режима ТЭЦ и запись строки таблицы ДОР.

Тепловые нагрузки турбин, РОУ и бойлеров распределяются по магистрално в порядке возрастания их ОП по тепловым нагрузкам. Распределение нагрузки магистралей осуществляется в последовательности увеличения их номинальных давлений. Нагрузки водогрейных котлов определяются из условия равенства их ОП. Таким образом, распределение тепловых нагрузок агрегатов, питающих определенную магистраль, осуществляется по следующим подэтапам:

- 1) установление минимальных нагрузок для всех подлежащих оптимизации агрегатов, питающих данную магистраль,
- 2) расчет небаланса данной магистралы, если небаланс находится вне пределов заданной точности расчета,
- 3) загрузка агрегата с наименьшим ОП по тепловой нагрузке.

В третьем подэтапе отбор турбины, РОУ или бойлер загружается его максимальной нагрузкой или нагрузкой, равняющейся небалансу. Водогрейные котлы загружаются нагрузками, соответствующими приведенному относительному приросту по тепловой нагрузке следующего загружаемого отбора, РОУ или бойлера или нагрузками, сумма которых равняется значению небаланса.

Подэтапы 2 и 3 выполняются до устранения небаланса или до тех пор, пока все агрегаты, подлежащие оптимизации, не окажутся загруженными своими максимальными нагрузками.

Оптимизация распределения нагрузок между котлоагрегатами проводится по условиям равенства приведенных относительных приростов расхода топлива. Задаются значения ОП и по характеристикам относительных приростов (ХОП) определя-

ются оптимальные нагрузки котлоагрегатов. Поиск ОП котельной проводится методом интервального поиска и методом секущих. Учет ограничений по пропускным способностям проводится методом секционирования, т.е. если какое-нибудь ограничение становится активным, котельная в данном месте разбивается на секции и в дальнейшем режим котельной оптимизируется по секциям. По условиям оптимальности [1] загружаются также предвключенные турбоагрегаты и РОУ между магистралями котельной. При этом в первую очередь открывается регулирующий клапан той турбины или загружается РОУ, у которого ОП по тепловой нагрузке является минимальным. В граничных режимах эти агрегаты могут загружаться без соблюдения условий оптимальности.

На третьем этапе оптимизации режима ТЭЦ, если значения ОП секций котельной в двух последовательных шагах и небалансы паровых магистралей находятся в пределах заданной точности, рассчитываются суммарные параметры оптимального режима (строки таблицы ДОР), в том числе электрическая нагрузка, расход условного топлива, значения электрических и тепловых СН и др.

На основе описанного алгоритма разработана модуль-программа ОРТЕ41 для ЦВМ ЕС в ОС на языке ФОРТРАН-4. Модуль-программа разработана в качестве одной задачи методики комплексной оптимизации ТЭЦ с учетом вероятностной информации ОПТЭС-4 [1]. Для работы модуль-программы требуется 270 килобайтов свободной оперативной памяти ЦВМ.

Модуль-программа разработана для ТЭЦ^I со сложной технологической схемой (фиг. 1). В ТЭЦ предусмотрены до 6 магистралей теплоты. Из них 2 магистрали пара котельной — магистрали В (высшего) и С (среднего) давлений и 4 магистрали для питания тепловых нагрузок — магистрали П1 и П2 (промышленного пара), ТП (паровая теплофикационная) и ТВ (водяная теплофикационная). Максимально в ТЭЦ могут быть 20 котлоагрегатов (в том числе водогрейных), 10 турбоагрегатов, 10 РОУ и 10 бойлеров. Турбоагрегаты могут быть теп-

^I При этом конденсационные электростанции как с блочной схемой, так и с общей паромагистралей котельной, рассматриваются как частные случаи ТЭЦ.

лофикационные с одним или двумя регулируемым отборами пара, конденсационные и турбины с противодавлением, в том числе и с одним регулируемым отбором. Между пароматриалами В и С могут быть РОУ и предвключенные турбины. Станция может иметь электрическую и до 6 видов тепловых нагрузок, т.е. от магистралей П, П2, ТП, ТВ и от двух магистралей котельной.

Для работы модуля необходимы следующие исходные данные:

1. Матричное описание технологической схемы и стационарные номера оборудования ТЭЦ.

2. Ограничения по пропускной способности участков пароматриалей котельной.

3. Точность оптимизации.

4. Проценты тепловых потерь в магистралах В и С.

5. Тепловые нагрузки ТЭЦ.

6. Составы работающего оборудования, в том числе отборов турбин. При этом возможно задавать (фиксировать во всех режимах ДОР) тепловые нагрузки каждого агрегата или отбора турбины.

7. Общестанционные тепловые и электрические СН в виде полиномов типа

$$\chi_i^{CH} = a_{1i} + a_{2i} D_c^{n1} + a_{3i} (D_c^{n1})^2 + a_{4i} D_c^{n2} + a_{5i} (D_c^{n2})^2 + a_{6i} D_c^{TP} + a_{7i} (D_c^{TP})^2 + a_{8i} Q_c^{TB} + a_{9i} (Q_c^{TB})^2 + a_{10i} P_c + a_{11i} (P_c)^2, \quad i = 1, \dots, 5,$$

где $\chi^{CH} = (\chi_1^{CH}, \dots, \chi_5^{CH}) = (D_c^{CHn1}, D_c^{CHn2}, D_c^{CHTP}, Q_c^{CHTB}, P_c^{CH})$ - вектор общестанционных СН;

$D_c^{n1}, D_c^{n2}, D_c^{TP}, Q_c^{TB}$ - промышленные паровые, паровая и водяная теплофикационные нагрузки ТЭЦ от составляющих магистралей;

P_c - электрическая нагрузка ТЭЦ;

$a_{cj}, i = 1, \dots, 5, j = 1, \dots, 11$ - коэффициенты полиномов.

8. Характеристики агрегатов ТЭЦ, в том числе: а) ХОП котлоагрегатов в табличном виде, б) диаграммы режимов турбоагрегатов [4], в) расходные характеристики (РХ) в виде линейных функций и максимальные нагрузки РОУ и бойлеров,

г) характеристики электрических СН котло- и турбоагрегатов,
 д) характеристики тепловых СН котлоагрегатов от магистралей В или С, П, П2 и ТП. Все характеристики СН задаются полиномами второй степени.

Характеристики агрегатов могут быть нормативными или скорректированными [2, 3].

Исходные данные хранятся в базе данных (БД) на файле прямого доступа на магнитном диске. Для общения с БД разработаны модуль-программы INF4IO и INF4II¹. Их работа обеспечивает бесформатный в любой последовательности ввод, контроль, запись в БД и печать массивов с исходными данными. Для ввода этих массивов в БД разработаны формы их перфорирования. В БД также сохраняются скорректированные характеристики агрегатов, до 24 вариантов ДОР при разных тепловых нагрузках и составах работающего оборудования и пр.

Модуль-программа ОРТЕ4I имеет гибкую структуру управления методикой решения оптимизационной задачи. Выбираемая методика решения и управление вводом-выводом модуля задаются управляющим кодом, элементы которого имеют следующие значения и содержание:

$$K_3 = \begin{cases} 0 - \text{ввод исходных данных из БД,} \\ 1 - \text{то же с контролем,} \\ 2 - \text{то же с контролем и печатью,} \\ 3 - \text{ввод исходных данных с ПК с контролем и} \\ \quad \text{печатью,} \end{cases}$$

$$K_4 = \begin{cases} 0 - \text{запись результатов в БД без печати,} \\ 1 - \text{запись результатов в БД с их печатью,} \\ 2 - \text{то же, но кроме того печатается также} \\ \quad \text{технологическая схема ТЭЦ,} \end{cases}$$

$$K_5 = \begin{cases} 0 - \text{решение задачи на основе нормативных ха-} \\ \quad \text{рактеристик агрегатов,} \\ 1 - \text{то же на основе скорректированных харак-} \\ \quad \text{теристик,} \end{cases}$$

¹ В разработке модуль-программ принимал участие М.Э. Кээл.

$$K_6 = \begin{cases} 0 - \text{решение задачи без учета тепловых нагрузок} \\ \quad \text{(конденсационные режимы ТЭЦ),} \\ 1 - \text{то же с комплексной оптимизацией распределе-} \\ \quad \text{ния тепловых и электрических нагрузок (теп-} \\ \quad \text{лофикационные режимы ТЭЦ),} \end{cases}$$

$$K_7 = \begin{cases} 0 - \text{решение задачи без учета СН,} \\ 1 - \text{то же с учетом СН,} \end{cases}$$

$$K_8 = \begin{cases} 0 - \text{минимизация расхода топлива,} \\ 1 - \text{минимизация затрат на топливо,} \end{cases}$$

$K_9 = 1, \dots, 10$ - режимы отладки (печать промежуточных данных результатов при работе модуля).

Блок-схема модуль-программы представлена на фиг. 2. При этом подпрограммы выполняют следующие функции:

SIS41 - ввод исходных данных из БД и их контроль. В программе проверяются не только исходные массивы в отдельности, а также их соответствие между собой и требованиями оптимизационной методики [1]. Все агрегаты загружаются своими минимальными или фиксированными нагрузками.

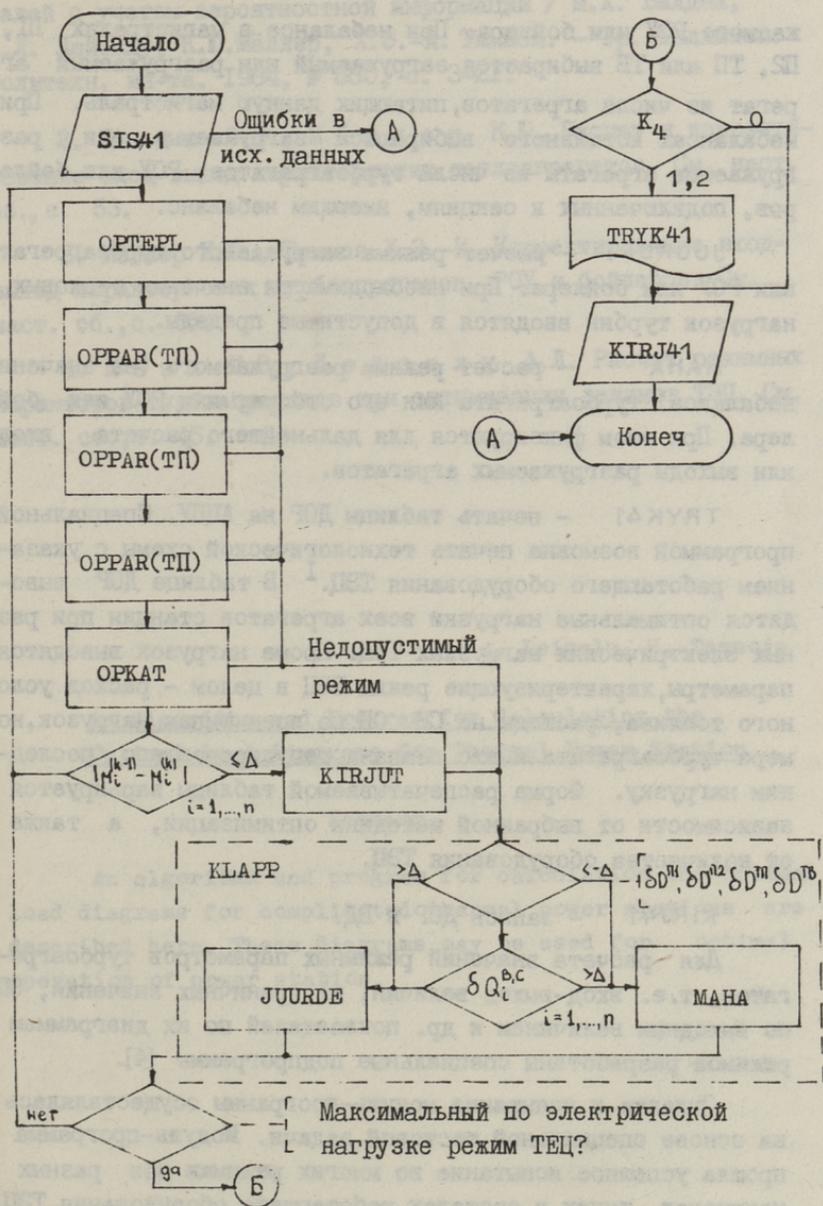
OPTERL - оптимизация распределения водяной теплофикационной нагрузки между отборами турбин, бойлерами и водогрейными котлами, питающими магистраль ТВ.

OPPAR(П1),OPPAR(П2),OPPAR(Пn) - оптимизация распределения паровых промышленных или паровой теплофикационной нагрузок между отборами турбин и РОУ, питающих магистрали П1, П2 и Пn, соответственно. При решении задачи без учета тепловых нагрузок все подлежащие оптимизации отборы турбин, РОУ и водогрейные котлы загружаются своими минимальными нагрузками и определяются тепловые нагрузки магистралей станции.

OPKAT - оптимизация тепловых нагрузок котлоагрегатов, предвключенных турбоагрегатов и РОУ в магистралях В и С.

KIRJUT - расчет значений параметров режима ТЭЦ и запись строки ДОР.

KLAPP - выбор очередного открываемого регулирующего клапана турбоагрегатов или, если это невозможно, загру-



Фиг. 2. Блок-схема модуль-программы ОРТЕ41.

$\mu_i^{(k-1)}, \mu_i^{(k)}$ - значения ОП i -й секции котельной в k и $k-1$ шагах цикла оптимизации тепловых нагрузок, $i=1, \dots, n$, n - число секций котельного, Δ - точность оптимизационного процесса, $\delta D^{P1}, \delta D^{P2}, \delta D^{TP}, \delta Q^{TB}$ - небалансы в магистралях П1, П2, ТП, и ТВ, соответственно, $\delta Q_i^{B,C}$ - небаланс i -й секции котельной.

жаемого РОУ или бойлера. При небалансе в магистралях П, П2, ТП или ТВ выбирается загружаемый или разгружаемый агрегат из числа агрегатов, питающих данную магистраль. При небалансах котельного выбираются загружаемые или разгружаемые агрегаты из числа турбоагрегатов, РОУ или бойлеров, подключенных к секциям, имеющим небаланс.

JUURDE - расчет режима загружаемого турбоагрегата или РОУ или бойлера. При необходимости значения тепловых нагрузок турбин вводятся в допустимые пределы.

МАНА - расчет режима разгружаемого (на значение небаланса) турбоагрегата или его отбора, или РОУ, или бойлера. При этом фиксируются для дальнейшего расчета входы или выходы разгружаемых агрегатов.

ТРУК41 - печать таблицы ДОР на АЦПУ. Специальной программой возможна печать технологической схемы с указанием работающего оборудования ТЭЦ.¹ В таблице ДОР выводятся оптимальные нагрузки всех агрегатов станции при разных электрических нагрузках ТЭЦ. Кроме нагрузок выводятся параметры, характеризующие режим ТЭЦ в целом - расход условного топлива, расходы на СН, ОП по всем типам нагрузок, номера турбоагрегата и его клапана, регулировавшего последним нагрузку. Форма распечатываемой таблицы варьируется в зависимости от выбранной методики оптимизации, а также от количества оборудования ТЭЦ.

KIRJ41 - запись ДОР в БД.

Для расчета значений режимных параметров турбоагрегатов, т.е. вход-выход величин, их граничных значений, ОП по выходным величинам и др. показателей по их диаграммам режимов разработаны специальные подпрограммы [4].

Отладка и испытание модуль-программы осуществлялась на основе специальной тестовой задачи. Модуль-программа прошла успешное испытание во многих режимах при разных нагрузках, типах и составах работающего оборудования ТЭЦ.

Л и т е р а т у р а

1. Методика комплексной оптимизации режимов теплоцент-

¹ Программа разработана А.Х. Каю.

ралей с учетом вероятностной информации / М.Х. Валдма, А.Л. Лейсалу, К.Ю.Мёллер, Х.Э.-И. Таммоя. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та. 1984, № 580, с. 3-21.

2. Л и й к О.Н., М ё л л е р К.Ю. Расчет и корректирование вход-выход характеристик котлоагрегатов. См. наст. сб., с. 53.

3. Мёллер К.Ю., Таммоя Х.Э.-И. Корректирование вход-выход характеристик турбоагрегатов, РОУ и бойлеров. См. наст. сб., с. 65.

4. К э э л М.Э., Л е й с а л у А.Л. Расчет режимных параметров турбоагрегатов при оптимизации режимов ТЭЦ. См. наст. сб., с. 45.

A. Leisalu, H. Tammoja

An Algorithm and Program for Calculating the
Optimal Load Diagrams for Thermal Power Station

Summary

An algorithm and program for calculation the optimal load diagrams for complicated thermal power stations are described here. These diagrams may be used for optimal operation of power station.

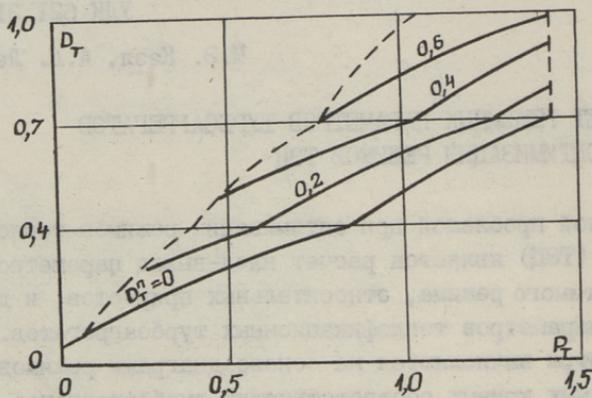
РАСЧЕТ РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТУРБОАГРЕГАТОВ
ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ ТЭЦ

Сложной проблемой при оптимизации режимов теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) является расчет вход-выход параметров, границ допустимого режима, относительных приростов и других режимных параметров теплофикационных турбоагрегатов. Обычно эти параметры вычисляются на основе диаграмм режимов (ДР) и поправочных кривых соответствующих турбоагрегатов. ДР являются сложными функциями нескольких аргументов. Их описание в расчетах на ЦВМ должно соответствовать типу оптимизационной задачи [1].

В настоящее время для описания ДР используется несколько способов. Более распространенным является их вывод к разнообразным аналитическим формулам [1...5]. Из них только формулы, представленные в [4], учитывают т.н. точки предоткрытия регулирующих клапанов турбоагрегатов. В программе АТ [6] теплофикационные турбины представляются в виде комбинации из последовательно включенных турбин с противодавлением (т.н. отсеки) и конденсационной турбины. При этом подходе требуются специальные программы расчета режимных параметров отсеков и конденсационной турбины, а также расчета характеристик отсеков на основе ДР и поправочных кривых. Более точными оказываются математические модели на ЦВМ турбоагрегатов, изложенные в [7]. Однако их составление является трудоемким и, кроме того, возникают трудности при расчете относительных приростов.

В данной статье описываются подпрограммы, производящие расчет режимных параметров непосредственно по ДР турбоагрегатов. При этом рассматриваемые ДР могут быть нормативными или скорректированными по параметрам действительного режима

или по их вероятностным характеристикам [8]. Указанные подпрограммы предназначены для работы в составе модуль-программы расчета диаграмм оптимальных режимов ТЭЦ [9].



Фиг. 1. ДР теплофикационного турбоагрегата с одним регулируемым отбором П01. D_T - расход пара на турбоагрегат, P_T, D_T^n - электрическая и промышленно паровая нагрузки.

Фактически ДР имеют сложный вид (фиг. 1). Точки излома ломанных линий в ДР соответствуют т.н. точкам предоткрытия регулирующих клапанов. Между точками предоткрытия характеристика имеет выпуклые вверх участки, обусловленные увеличением расхода тепла в результате дросселирования пара через неполностью открытые регулирующие клапаны. Из-за наличия потерь дросселирования выгодно турбоагрегаты загружать только минимальными или максимальными нагрузками или же нагрузками, при которых происходит предоткрытие регулирующих клапанов [4, II]. Эти нагрузки принято называть экономическими нагрузками турбоагрегатов. Отметим, что любому составу открытых регулирующих клапанов теплофикационных турбоагрегатов отвечает определенное множество экономических нагрузок, т.е. множество взаимно зависимых значений тепловой и электрической нагрузок. Учитывая вышеизложенное, ДР целесообразно представить в виде семейств кусочно-линейных функций. При этом точки излома должны соответствовать экономическим нагрузкам турбоагрегатов.

Различаются ДР следующих типов турбоагрегатов: конденсационных (К), с одним регулируемым теплофикационным отбором (Т), с одним регулируемым промышленным отбором (П), с двумя регулируемыми отборами (ПП) (фиг. 2), с противодавлением (Р) и с регулируемыми отборами и противодавлением (ПР). Считаем, что ДР турбоагрегатов типов К, Т, П, Р и ПР являются частными случаями ДР турбоагрегата типа ПП.

В памяти ЦВМ ДР представляются в табличной форме, массивами по 180 элементов на каждую.

Так в таблицу ДР турбоагрегата типа ПП входят данные идентификации диаграммы и описание верхнего и нижнего квадрантов ДР. Верхний квадрант ДР описывается параметрами линии $D_T^n = \text{const}$, т.е. значением отбора D_T^n и координатами P_T, D_T до 5 узловых точек на каждую линию. Нижний квадрант ДР описывается в таблице значением тангенса спуска α параллельных линий $P_T = \text{const}$, а также параметрами прямых линий $D_T^{n, \text{макс}} = \text{const}$, т.е. значением максимального допустимого производственного отбора $D_T^{n, \text{макс}}$ и координатами P_T, D_T крайних точек на каждую линию. В обоих квадрантах ДР число описываемых линий может быть от 5 до 10. Кроме того, в таблицу ДР входят значения расходов пара D_T^i ($i = 1, 2, 3, 4$) в точках предоткрытия регулирующих клапанов. На ДР этим точкам соответствуют горизонтальные линии $D_T^i = \text{const}$ в верхнем квадранте.

ДР конденсационного турбоагрегата описывается координатами P_T, D_T узловых точек одной линии, а ДР турбоагрегата типа Р — значениями P_T, D_T, D_T^n в точках предоткрытия регулирующих клапанов. ДР турбоагрегата типа ПР описывается кусочно-линейными функциями двух типов: линиями $D_T^n = \text{const}$ и линиями $D_T^T = \text{const}$. Описание ДР турбоагрегатов типов П и Т сводится к таблице, аналогичной описанию верхнего квадранта ДР турбоагрегатов типа ПП.

Расчет режимных параметров осуществляется подпрограммами, имеющими следующие задачи:

1. Определение допустимых границ паровых и электрической нагрузок при заданных значениях расхода пара и паровых нагрузок регулируемых отборов. Если заданные значения нагрузок оказываются вне их допустимых пределов, то при расчете они учитываются как предельно допустимые.

2. Определение минимальных и максимальных значений электрической нагрузки и расходов пара при заданных значениях отборов пара.

3. Определение количества пара через противодавление при заданном значении расхода пара, а при турбоагрегатах типа ПР, кроме того, при заданном значении нагрузки в регулируемом отборе.

4. Определение электрической нагрузки турбоагрегата при заданных значениях расхода и отборов пара.

5. Определение частных производных расхода пара по всем типам нагрузок. При этом вводится следующее несущественное упрощение: в зоне клапана, регулировавшего расход пара в турбину, частные производные рассчитываются путем усреднения в пределах семейства соответствующих кусочно-линейных функций.

Для примера на фиг. 2 показана схема определения предельных значений параметров турбоагрегата.

Все значения вход-выход параметров определяются из ДР путем линейной интерполяции. Отметим, что в вышеуказанных подпрограммах некоторые режимные параметры некоторых типов турбоагрегатов являются нулевыми.

Наряду с этими подпрограммами разработана подпрограмма логической проверки вводимой в память ЦВМ диаграмм режимов.

Разбивка общей задачи расчета режимных параметров на ряд подзадач и реализация их в виде отдельных подпрограмм позволяет их использовать в разных ситуациях и разных комбинациях.

Рассмотренные подпрограммы расчета режимных параметров теплофикационных турбоагрегатов разработаны с целью использования их в программах оптимизации режима ТЭЦ, в частности, в программах, учитывающих потери дросселирования в регулируемых клапанах и производящих кусочно-линейную аппроксимацию диаграмм режимов. Указанные подпрограммы успешно используются в составе модуль-программы ОРТЕ4I [9].

Л и т е р а т у р а

1. Оценка степени неопределенности энергетических характеристик турбоагрегатов / Е.И. Бененсон, Р.С. Резникова, Г.Д. Бухман, П.С. Груз - В кн.: Фактор неопределенности при принятии оптимальных решений в больших системах энергетики: Тезисы докл. симпозиума СЭИ АН СССР. Т. 3. Иркутск, 1974, с. 163-166.

2. Бененсон Е.И., Иоффе Л.С. Теплофикационные паровые турбины / Под ред. Д.П. Бузина. М., Энергия, 1976. 264 с.

3. Аминов Р.З. Градиентный метод распределения нагрузок на ТЭЦ: Учебное пособие. Саратов, 1982. 59 с.

4. Фолькман К.Ю. Наивыгоднейшее распределение электрических и тепловых нагрузок между турбоагрегатами как основа автоматизированной оптимизации режима работы ТЭЦ.- В кн.: Автоматизация энергетики. Киев, 1964, с. 137-148.

5. Виноградник М.В., Курносоев А.Т. Математическое описание диаграмм режимов теплофикационных турбоагрегатов при расчетах на ЭВМ. - Электрические станции, 1979, № 4, с. 37-40.

6. Методы оптимизации режимов энергосистем / В.М. Горнштейн, Б.П. Мирошниченко, А.В. Пономарев и др., под ред. В.М. Горнштейна. М., Энергия, 1981. 336 с.

7. Микulich Г.В. Исследование нормирования и планирования технико-экономических показателей тепловых электростанций с применением математических моделей в системе автоматизированного управления: Автореф. дис. ... канд. техн. наук / Об.И4.01/. М., 1978. 20 с. (МЭИ).

8. Мёллер К.Ю., Таммоя Х.Э.-И. Корректирование вход-выход характеристик турбоагрегатов, РОУ и бойлеров. См. наст. сб., с. 65.

9. Лейсалу А.Л., Таммоя Х.Э.-И. Алгоритм и программа расчета диаграмм оптимальных режимов ТЭЦ. См. наст. сб., с. 33.

10. Щегляев А.В. Паровые турбины: Теория теплового процесса и конструкции турбины. Изд. 5-е, доп. М., Энергия, 1976. 368 с.

11. Кутлер П.П., Лазебник А.И., Скляр В.Ф. Распределение нагрузок между турбоагрегатами ТЭС с учетом дросселирования пара в клапанах. - Теплоэнергетика, 1972, № 6, с. 40-43.

M. Keel, A. Leisalu

Calculation of State Parameters for Turbines
while Optimizing the Regimes at Thermal Power Stations

Summary

The description of regime diagrams of turbines in the form of tables and their use in electronic computers are observed here. Lots of sums for calculating different parameters of the turbines are presented in this article. A few programs for calculating the parameters of the turbines are presented in the paper as well.

РАСЧЕТ И КОРРЕКТИРОВАНИЕ ВХОД-ВЫХОД ХАРАКТЕРИСТИК
КОТЛОАГРЕГАТОВ

Введение

Для решения задачи оптимизации внутростанционных режимов тепловых электростанций (ТЭС), в том числе теплоэлектроцентралей (ТЭЦ), необходимы вход-выход характеристики (ВВХ) агрегатов станций. ВВХ должны корректироваться в зависимости от изменения состояния и режима агрегатов. Кроме того, корректированием ВВХ по вероятностной информации осуществляется учет априорной информации и воздействия вероятностно определенных случайных факторов [1] на технологический процесс ТЭС. Последнее производится методом плановых характеристик [2-4].

Вопросам расчета и корректирования ВВХ агрегатов ТЭС уделяется в последнее время значительное внимание [5-13 и др.]. Используются весьма различные подходы. При этом воздействие случайных факторов на ВВХ агрегатов учитывается только в работах Таллинского ПИ [11-13 и др.].

Методика расчета и корректирования ВВХ котлов, описываемая в настоящей статье, разработана в качестве одной задачи методики комплексной оптимизации режимов ТЭС с учетом вероятностной информации. Она представляет собой дальнейшее развитие и усовершенствование соответствующей методики комплекса [12]. Эта методика может использоваться и при оптимизации режимов ТЭЦ, например, по описанной в [13] методике.

1. Постановка задачи и общая блок-схема решения

Как показано в [13], для оптимизации режимов ТЭЦ необходимы следующие ВВХ каждого котлоагрегата:

- 1) расходная характеристика (РХ) брутто,
- 2) характеристика относительных приростов расхода топлива (ХОП) брутто,
- 3) характеристика электрических собственных нужд (ХЭСН),
- 4) характеристики тепловых собственных нужд (ХТСН) по 4-м паромантралям (котельной высокого или среднего давления, первого и второго промышленного, а также теплофикационного отборов).

Задача расчета и корректирования ВВХ котлоагрегатов ТЭЦ предназначена для решения следующих подзадач:

- 1) расчет нормативных ВВХ котлоагрегатов,
- 2) корректирование ВВХ котлоагрегатов,
- 3) корректирование ХСН котлоагрегатов.

При решении указанной задачи приняты следующие ограничения: на ТЭЦ может быть установлено до 20 котлоагрегатов (в том числе содорегенерационные и водогрейные). При этом каждый котлоагрегат может быть различного вида и типа. На ТЭЦ могут сжигаться до семи различных топлив, в каждом котле - до трех, при этом одновременно до двух.

Кроме РХ и ХОП вычисляются и корректируются еще две ВВХ (брутто): характеристика коэффициента полезного действия (ХКПД) и характеристика удельного расхода условного топлива (ХУР), которые могут использоваться в качестве дополнительной информации при анализе режимов котлоагрегатов.

РХ котлоагрегатов рассматриваются непрерывными и строго выпуклыми вниз функциями. В алгоритме расчета РХ предусмотрена проверка выполнения двух последних условий.

Все ВВХ и ХСН вычисляются для каждого котлоагрегата в отдельности.

Расчет ВВХ может производиться двумя методами в зависимости от заданных исходных нормативных характеристик котлоагрегатов.

При первом методе нормативные РХ $B_k(Q_k)$ рассчитываются по общеизвестному методу обратного баланса по заданным нор-

мативным характеристикам потерь теплоты в котлоагрегате $q_2(Q_k), \dots, q_8(Q_k)$. Здесь q_i - потери теплоты в процентах от располагаемой теплоты топлива: q_2 - с уходящими газами, q_3 - с химическим и q_4 - с механическим недожогом, q_5 - в окружающую среду, q_6 - с физическим теплом шлака (для содорегенерационных котлов - с физическим теплом плава), q_7 - на плавление солей, q_8 - на восстановление сульфата; потери q_7 и q_8 имеют место только в содорегенерационных котлах.

ХКЦД определяется также по характеристикам потерь теплоты, а ХОП - дифференцированием РХ. ХУР определяется по РХ.

Второй метод расчета нормативных ВВХ котлоагрегатов используется при заданных нормативных ХОП. В этом случае РХ определяется интегрированием ХОП, а ХКЦД и ХУР вычисляются по РХ.

Расход топлива котла зависит помимо тепловой нагрузки от многих параметров и функций:

$$B_k = B_k [Q_k, x_{k1}, \dots, x_{ks}, x_{ks+1}(Q_k), \dots, x_{km}(Q_k)], \quad (I)$$

где x_{k1}, \dots, x_{ks} - параметры состояния,

$x_{ks+1}(Q_k), \dots, x_{km}(Q_k)$ - функции состояния котла.

Параметрами состояния котла являются, например, зольность, влажность и температура топлива, температуры холодного воздуха и воздуха перед воздухоподогревателем. Функциями состояния являются, например, зависимости температур питательной воды и уходящих газов, избытка воздуха за пароперегревателем и присосов воздуха на тракте пароперегреватель-воздухоподогреватель от тепловой нагрузки котла.

Следовательно, нормативная РХ котлоагрегатов $B_k(Q_k)$ представляет собой условную функцию расхода топлива, определенную при нормативных значениях ряда параметров и функций состояния. При отклонении последних от нормативных значений следует скорректировать РХ и другие ВВХ.

Основным и более точным методом расчета ВВХ котлоагрегатов является первый (расчет РХ по характеристикам потерь теплоты). Для этого метода предусматривается и более полное корректирование ВВХ, а именно:

I. По смеси топлив - производится всегда при сжигании смеси топлив. Корректируются характеристики потерь теплоты.

2. Может производиться корректировка по одному из следующих трех вариантов (корректируются характеристики потерь теплоты):

2.1. По количеству сожженного после ремонта топлива.

2.2. По отклонениям параметров и функций состояния котла.

2.3. По вероятностной информации о параметрах и функциях состояния котла.

3. Может производиться корректирование ХОП по вероятностной информации о непредвиденных изменениях нагрузки котлоагрегата.

При втором методе расчета ВВХ котлоагрегатов (заданы нормативные ХОП) предусматривается возможность корректировки ХОП:

1. По смеси топлив - производится всегда при сжигании смеси.

2. По вероятностной информации о непредвиденных изменениях нагрузки котлоагрегата.

ХСН (электрических и тепловых) могут корректироваться (в случае использования обоих методов расчета ВВХ котлоагрегата) по смеси топлив, ХЭСН - по вероятностной информации о непредвиденных изменениях нагрузки котлоагрегата.

Кроме того, при первом методе расчета ВВХ, ХЭСН могут корректироваться дополнительно по отклонениям параметров и функций состояния работы котла и по вероятностной информации об этих отклонениях.

Все ВВХ и ХСН котлоагрегатов вычисляются и корректируются в табличной форме при II, одних и тех же значениях тепловой нагрузки котлоагрегатов. Потом ХСН аппроксимируются выпуклыми вниз полиномами до второй степени.

В соответствии с этим исходные нормативные характеристики (потерь теплоты, ХОП, ХСН) каждого котлоагрегата должны быть заданы в табличной форме при тех же II значениях тепловой нагрузки. Нормативные характеристики задаются для каждого из сжигаемых топлив.

Для решения задачи расчета и корректирования ВВХ котлоагрегатов разработан специальный модуль, могущий вхо-

дять в состав комплексных программ оптимизации режимов ТЭС. Процесс решения задачи состоит из следующих основных этапов:

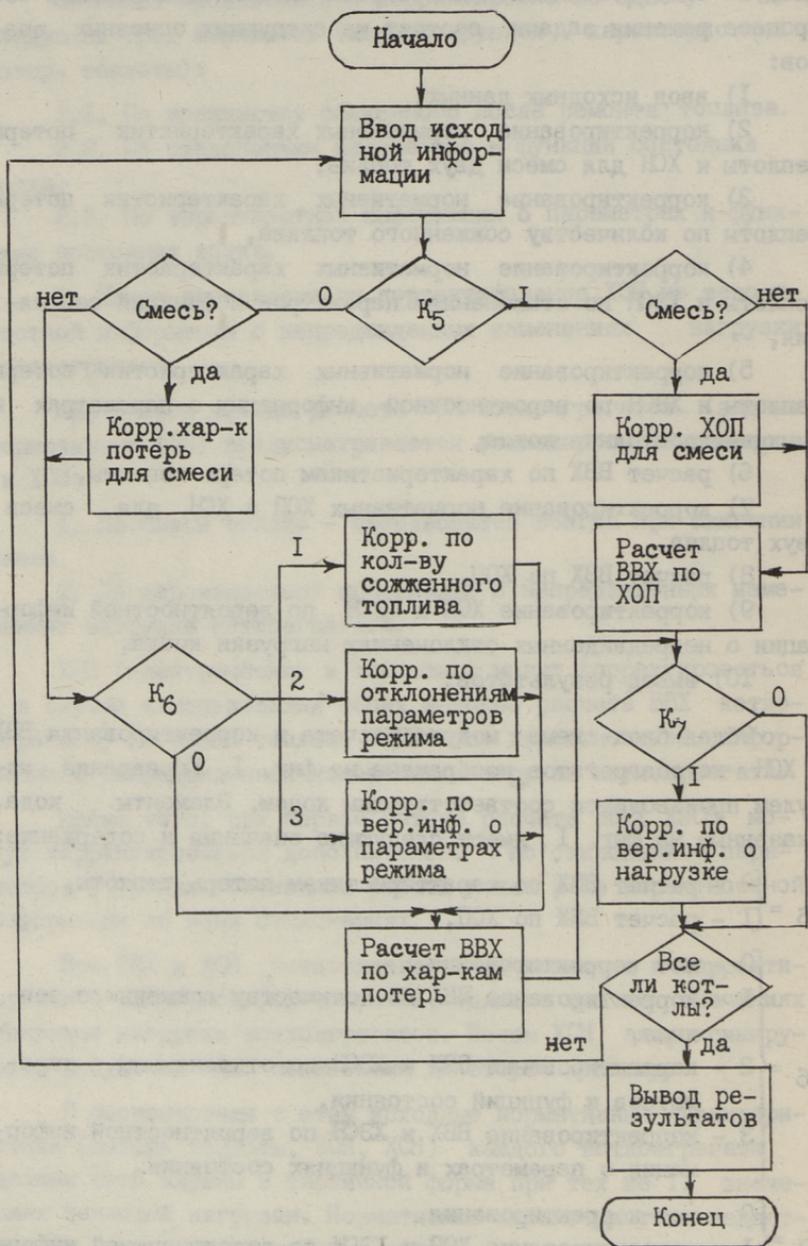
- 1) ввод исходных данных,
- 2) корректирование нормативных характеристик потерь теплоты и ХСН для смеси двух топлив,
- 3) корректирование нормативных характеристик потерь теплоты по количеству сожженного топлива,
- 4) корректирование нормативных характеристик потерь теплоты и ХЭСН по отклонениям параметров и функций состояния,
- 5) корректирование нормативных характеристик потерь теплоты и ХЭСН по вероятностной информации о параметрах и функциях состояния котла,
- 6) расчет ВВХ по характеристикам потерь теплоты,
- 7) корректирование нормативных ХОП и ХСН для смеси двух топлив,
- 8) расчет ВВХ по ХОП,
- 9) корректирование ХОП и ХЭСН по вероятностной информации о непредвиденных отклонениях нагрузки котла,
- 10) вывод результатов.

Общая блок-схема модуля расчета и корректирования ВВХ и ХСН котлоагрегатов изображена на фиг. 1. Управление модулем производится соответствующим кодом. Элементы кода, указанные на фиг. 1, имеют следующие значения и содержание:

$$K_5 = \begin{cases} 0 - \text{расчет ВВХ по характеристикам потерь теплоты,} \\ 1 - \text{расчет ВВХ по ХОП,} \end{cases}$$

$$K_6 = \begin{cases} 0 - \text{нет корректирования,} \\ 1 - \text{корректирование ВВХ по количеству сожженного топлива,} \\ 2 - \text{корректирование ВВХ и ХЭСН по отклонениям параметров и функций состояния,} \\ 3 - \text{корректирование ВВХ и ХЭСН по вероятностной информации о параметрах и функциях состояния,} \end{cases}$$

$$K_7 = \begin{cases} 0 - \text{нет корректирования,} \\ 1 - \text{корректирование ХОП и ХЭСН по вероятностной информации о непредвиденных отклонениях нагрузки котла.} \end{cases}$$



Фиг. 1. Общая блок-схема модуля расчета и корректирования ВВХ и ХСН котлоагрегатов.

Алгоритм расчетов и формы входной и выходной информации предусматриваются в настоящей работе общими для всех видов котлоагрегатов – энергетических, содорегенерационных и водогрейных. Это обстоятельство делает программы расчета универсальными.

Вся исходная информация (нормативные характеристики, коэффициенты корректирования, вероятностная информация и т.д.), кроме параметров топлива, должна быть задана отдельно для каждого котла. Вся эта информация хранится в базе данных в постоянной памяти ЦВМ. С перфокарт вводятся только код решения задачи и номера котлов, ВВХ и ХСН которых рассчитываются или корректируются.

Такое представление исходной информации придает свою специфику алгоритму расчетов и дает значительную экономию оперативной памяти ЦВМ, поскольку исходные данные для каждого котла вводятся из базы данных в оперативную память в отдельности только на время расчета и корректирования характеристик конкретного котла.

Рассмотрим подробнее методику и алгоритм корректирования ВВХ и ХСН котлоагрегатов по некоторым показателям. При разработке методики корректирования использованы рекомендации Б.Д. Сюткина [8 и пр.] .

2. Корректирование по смеси топлив

Корректирование нормативных характеристик котла для смеси двух топлив представляет собой расчет нормативных характеристик для заданного соотношения двух топлив в смеси.

Корректированию для смеси подлежит следующая информация:

- 1) ХОП,
- 2) характеристики потерь теплоты $q_2(Q_k), \dots, q_8(Q_k)$,
- 3) ХЭСН $P_k^{CH}(Q_k)$ и ХТСН $Q_k^{CH}(Q_k)$ и $D_k^{CH}(Q_k)$ – последние от трех магистралей,
- 4) минимальная и максимальная нагрузки Q_k^-, Q_k^+ ,
- 5) расход условного топлива при минимальной тепловой нагрузке,
- 6) цена условного топлива,

7) параметры x_{k1}, \dots, x_{ks} и функции $x_{ks+1}(Q_k), \dots, x_{km}(Q_k)$ состояния котла (см. выражение (I)),

8) коэффициенты, корригирующие потери теплоты и ХЭН по отклонению параметров и функций состояния котла,

9) вероятностная информация о параметрах и функциях состояния котла,

10) вероятностная информация о непредвиденных изменениях тепловой нагрузки котла.

Исходной информацией являются кроме перечисленных выше корректируемых параметров и функций еще доли топлив δ' и δ'' для каждого котла и таблица пересчета потерь $q_{4}(Q_k)$ при сжигании смеси твердого топлива и газа или мазута [14].

Для смеси топлив в [6] рекомендуется определить новые нормативные значения \dot{x} всех параметров, функций и характеристик, а также коэффициентов корректирования по формуле

$$\dot{x} = \dot{x}'' + \delta'(\dot{x}' - \dot{x}''), \quad (2)$$

где \dot{x} , \dot{x}' , \dot{x}'' - нормативные значения для смеси и разных топлив,

$$\delta' = \frac{B'_k}{B'_k + B''_k}, \quad (3)$$

где B'_k и B''_k - расход условного топлива в единицу времени в виде разных топлив.

Следовательно,

$$\delta'' = \frac{B''_k}{B'_k + B''_k} = 1 - \delta'. \quad (4)$$

Все характеристики пересчитываются по (2) за исключением потерь $q_2(Q_k)$, $q_4(Q_k)$ (если в смеси твердое и газовое (жидкое) топливо), $q_6(Q_k)$, ХЭН, избытка воздуха, температуры топлива $t_{тл}$.

При пересчете параметров, связанных с потерями $q_2(Q_k)$ и $q_4(Q_k)$, использованы следующие рекомендации [14], отличные от формулы (2):

1) избыток воздуха за пароперегревателем принят как для твердого топлива,

2) потери $q_4(Q_k)$ определены по формуле:

$$\dot{q}_4(Q_k) = \alpha \dot{q}_4^T(Q_k), \quad (5)$$

где α - коэффициент из [14],

$\overset{\circ}{q}_{\gamma 4}^T(Q_k)$ – нормативная характеристика потерь $q_{\gamma 4}$ для твердого топлива.

Новое нормативное значение температуры топлива (аналогично коэффициенту корректирования потерь $q_2(Q_k)$ по $t_{\text{тл}}$ – $k_{\text{тл}}^{q_2}$)

$$t_{\text{тл}}^{\circ} = \frac{\delta' c' t'_{\text{тл}} + \delta'' c'' t''_{\text{тл}}}{\delta' c' + \delta'' c''}, \quad (6)$$

где c', c'' – удельные теплоемкости соответствующих условных топлив;

$t'_{\text{тл}}, t''_{\text{тл}}$ – нормативные температуры топлива.

По вычисленным новым (для смеси топлив) значениям нормативных параметров и функций определяются новые характеристики потерь $q_2(Q_k), q_6(Q_k)$ и ХЭСН по методике и алгоритму корректирования ВВХ котлоагрегатов по отклонению параметров и функций состояния, изложенным в [12, 13].

3. Корректирование по количеству сожженного топлива

Корректирование по количеству сожженного после ремонта топлива предусматривается для потерь $q_2'(Q_k)$ и $q_2''(Q_k)$ и для максимальных нагрузок котла Q_k^+ и Q_k^{++} .

Наиболее эффективным является корректирование $q_2(Q_k)$ по заданным начальным (после ремонта), конечным (до последующего ремонта) и некоторым промежуточным характеристикам в части обеих топлив.

В описываемой методике предусматриваются возможности параллельного смещения и поворачивания характеристик $q_2(Q_k)$.

Исходной информацией являются:

- 1) нормативные характеристики потерь $q_2'(Q_k)$ и $q_2''(Q_k)$.
- 2) нормативные максимальные нагрузки Q_k^+, Q_k^{++} ,
- 3) аддитивные поправки к $q_2(Q_k)$ и Q_k^+ по табличной зависимости от количества сожженного топлива:

$$\Delta q_2'(B'_{k\epsilon}), \Delta q_2''(B''_{k\epsilon}), \Delta Q_k^+(B'_{k\epsilon}), \Delta Q_k^{++}(B''_{k\epsilon}),$$

- 4) коэффициенты корректирования $q_2(Q_k)$ по количеству сожженного топлива k', k'' ,

- 5) количества сожженных топлив $B'_{k\epsilon}, B''_{k\epsilon}$,

б) доли топлив δ' и δ'' .

Корректирование характеристик $\dot{q}_2(Q_k)$ производится по следующим формулам:

$$q'_2(Q_k) = (1 + k' B'_{k\Sigma}) \dot{q}'_2(Q_k) + \Delta q'_2(B'_{k\Sigma}), \quad (7)$$

$$q''_2(Q_k) = (1 + k'' B''_{k\Sigma}) \dot{q}''_2(Q_k) + \Delta q''_2(B''_{k\Sigma}). \quad (8)$$

Корректирование допустимой максимальной нагрузки котла производится аддитивно

$$Q_k^+ = \dot{Q}_k^+ + \Delta Q_k^+(B'_{k\Sigma}), \quad Q_k^{++} = \dot{Q}_k^{++} + \Delta Q_k^{++}(B''_{k\Sigma}). \quad (9)$$

Для смеси топлив вычисляются средневзвешенные характеристика $q_2(Q_k)$ и максимальная нагрузка Q_k^+ :

$$q_2(Q_k) = \delta' q'_2(Q_k) + \delta'' q''_2(Q_k), \quad Q_k^+ = \delta' Q_k^+ + \delta'' Q_k^{++}. \quad (10)$$

Методика, алгоритм и программа корректирования не изменяются, если за основу корректирования вместо количества сожженного топлива принять время работы котла после ремонта или какой-то другой показатель.

4. 0 корректировании по некоторым другим показателям

Ниже излагаются некоторые дополнения к методике корректирования и расчета ВВХ котлоагрегатов, опубликованной ранее в [II-I3] и некоторых других работах.

4.1. Корректирование по отклонениям параметров и функций состояния и корректирование по вероятностной информации о параметрах и функциях состояния предусматриваются для потерь $q_2(Q_k)$, $q_4(Q_k)$, $q_6(Q_k)$ и ХЭЧН.

Методика корректирования изложена в [I3]. В настоящей работе учитываются параметры и функции состояния, перечисленные после выражения (I). Предусмотрена возможность учета одной дополнительной функции состояния котлоагрегата. Всего учитываются до 5 параметров и до 5 функций состояния.

Для каждого котла можно выбирать различные учитываемые параметры и функции состояния. При необходимости могут использоваться и отличные от перечисленных выше параметры и функции состояния котлоагрегатов, например, в случае водогрейных и содорегенерационных котлов.

Также могут вместо некоторых указанных характеристик потерь корректироваться другие потери, например, q_7 и q_8 .

4.2. По вероятностной информации о непредвиденных отклонениях нагрузки котла корректируются ХОП и ХЭСН. Они корректируются путем вычисления соответствующих плановых характеристик. При этом исходные характеристики могут быть детерминистические или плановые, учитывающие вероятностную информацию о параметрах и функциях состояния котлоагрегатов. Алгоритм корректирования приведен в [13].

Модуль расчета и корректирования ВВХ и ХСН котлоагрегатов успешно испытан для котлов весьма различного типа.

Л и т е р а т у р а

1. В а л д м а М.Х. Исходные положения оптимизации режимов энергетических систем в условиях неполной информации. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1983, № 549, с. 3-18.

2. В а л д м а М.Х. Об учете случайных факторов в характеристиках электростанций. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та. Серия А, № 275, 1969, с. 7-13.

3. В а л д м а М.Х. Основные свойства плановых характеристик элементов электроэнергетических систем. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та. Серия А, 1971, № 305, с. II-16.

4. В а л д м а М.Х. Одноэтапные задачи оптимизации режима энергетической системы в условиях неполной информации. М., АН СССР, 1977. 60 с.

5. А т л а с Р.С., К у г е л е в и ч у с И.Б. Определение энергетических характеристик агрегатов методами математической статистики при помощи ЭЦВМ. - Теплоэнергетика, 1967, № 8, с. 75-78.

6. Е р м а к о в В.С., М и н к о в В.А., М и р к и н М.Л. Автоматизированные системы экономического управления тепловыми электростанциями. М., Энергия, 1970. 248 с.

7. Г о р ш к о в А.С. Техникоэкономические показатели тепловых электростанций. М., Энергия, 1974. 240 с.

8. С ю т к и н Б.Д. Получение характеристик ТЭЦ для оптимизации энергетических режимов энергосистем путем коррекции. - В кн.: Тезисы докладов на семинаре "Оптимизация режимов работы энергосистем". М., Минэнерго СССР, 1979, с. 77-78.

9. Г и р ш ф е л ь д В.Я., К н я з е в А.М., К у - л и к о в В.Е. Режимы работы и эксплуатации ТЭС. М., Энергия, 1980. 288 с.

10. Методы оптимизации режимов энергосистем / Под ред. В.М. Горнштейна. М., Энергоиздат, 1981. 336 с.

11. Об оценивании вход-выход характеристик агрегатов тепловой электростанции / М.Х. Валдма, Л.К. Вийлуп, К.Ю. Мёллер, Х.Э.-И. Таммоя. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1976, № 403, с. 17-27.

12. Комплексная методика и программа оптимизации режимов конденсационных электрических станций ОПТЭС-2 / М.Х. Валдма, М.Э. Кээл, О.Н. Лийк, К.Ю. Мёллер, Х.Э.-И. Таммоя. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1983, № 549, с. 19-30.

13. Методика комплексной оптимизации режимов теплоэлектроцентралей с учетом вероятностной информации / М.Х. Валдма, А.Л. Лейсалу, К.Ю. Мёллер, Х.Э.-И. Таммоя. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1984, с. 3-21.

14. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод). М., Энергия, 1973. 296 с.

O. Liik, K. Möller

Calculation and Correction of Input-Output
Characteristics of Boilers

Summary

A method and computer program for calculating and correcting input-output characteristics of boilers are described here. In addition to deterministic information probabilistic information of loads, state parameters and state functions of boilers can be taken into account.

КОРРЕКТИРОВАНИЕ ВХОД-ВЫХОД ХАРАКТЕРИСТИК
ТУРБОАГРЕГАТОВ, РОУ И БОЙЛЕРОВ

Введение

Для оптимизации внутростанционных режимов теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) требуются вход-выход характеристики (ВВХ) агрегатов станции, в том числе и турбоагрегатов, редукционно-охладительных установок (РОУ) и бойлеров. ВВХ этих агрегатов должны корректироваться в зависимости от их состояния и режима. Корректирование по вероятностной информации позволяет учитывать при оптимизации внутростанционного режима станции воздействие вероятностно определенных случайных факторов на режим агрегатов. Это осуществляется методом плановых характеристик [1].

ВВХ турбоагрегатов и вопросы их определения рассматриваются во многих работах. Основное внимание обращается при этом расходным характеристикам (РХ). Предложены и получили распространение РХ нескольких видов [2-5]. При изменении режима и состояния агрегатов производится корректирование РХ турбоагрегатов [5-7]. Влияние случайных факторов на РХ турбоагрегатов учитывается только в работах Таллинского ПИ [8-12 и др.].

Методика корректирования ВВХ турбоагрегатов, описываемая в настоящей статье, основывается на новом подходе к этой проблеме - на табличном описании диаграммы режимов (ДР) [13] и на квадратичном смещении узловых точек ДР в направлении двух осей и поворачивании характеристик в результате корректирования. Квадратичное смещение в направлении оси функции и поворачивание характеристик использованы ранее при корректировании ВВХ котлоагрегатов (наиболее полное описание

в [12]). Такой же подход принят в настоящей работе при корректировании ВВХ РОУ и бойлеров.

Описываемая методика корректирования ВВХ турбоагрегатов, РОУ и бойлеров может использоваться при комплексной оптимизации режимов ТЭЦ с учетом вероятностной информации [12] и для других цепей.

При разработке методики корректирования ВВХ приняты следующие ограничения: на ТЭЦ могут быть установлены до 10 турбоагрегатов всех типов (конденсационные, с теплофикационным, промышленным отборами, с двумя регулируемым отборами (ПТ), с противодавлением, с регулируемым противодавлением и отбором), до 10 РОУ и до 10 бойлеров. Каждая единица оборудования может быть различного типа. ВВХ корректируются для каждого агрегата в отдельности.

В [12] показано, что для оптимизации внутростанционных режимов ТЭЦ необходимы следующие ВВХ:

- 1) по каждому турбоагрегату -
 - 1.1) диаграмма режимов,
 - 1.2) характеристика электрических собственных нужд (ХЭСН) (расход тепла на собственные нужды турбоагрегата учитывается в ДР),
- 2) по каждой РОУ - РХ,
- 3) по каждому бойлеру - РХ.

1. Постановка задачи корректирования ДР и ХЭСН турбоагрегатов и общая блок-схема ее решения

РХ турбоагрегатов определяются по ДР. Однако относительная погрешность РХ доходит до 2 % [4]. Поэтому целесообразно в качестве ВВХ турбоагрегата использовать ДР в табличном виде. Методика табличного описания ДР изложена в [13].

Как известно, ДР представляет собой взаимную графическую зависимость расхода теплоты Q_T , активной мощности на выводах генератора P_T и отборов пара - производственного D_T^n и отопительного D_T^I (для турбины ПТ):

$$Q_T = Q_T(P_T, D_T^n, D_T^I). \quad (1)$$

Расход теплоты турбоагрегатом зависит кроме указанных в (1) нагрузок еще от многих параметров и функций:

$$Q_T = Q_T(P_T, D_T^n, D_T^r, x_{T1}, \dots, x_{Ts}, x_{Ts+1}(\cdot), \dots, x_{Tm}(\cdot)), \quad (2)$$

где x_{T1}, \dots, x_{Ts} - параметры состояния,

x_{Ts+1}, \dots, x_{Tm} - функции состояния турбоагрегата.

Параметры состояния постоянные величины. Функции состояния зависят от режима турбоагрегата, в первую очередь, от тепловой мощности Q_T на входе турбоагрегата. Параметрами состояния турбоагрегата являются температура и давление свежего пара, температура охлаждающей воды, коэффициент и температура возврата конденсата и др. Функциями состояния являются температура питательной воды, давления в регулируемых отборах, расход охлаждающей воды и пр.

Следовательно нормативная ДР турбоагрегата представляет собой условную ДР, определенную при нормативных значениях ряда параметров и функций состояния. При отклонении последних от нормативных значений следует скорректировать ДР.

Методика корректирования излагается для турбины ПТ, как для наиболее общего случая.

В настоящей работе зависимости

$$Q_T(P_T) \text{ при } D_T^n = \text{const}, D_T^r = 0, \quad (3)$$

заданные в ДР графически, аппроксимируются кусочно-линейными функциями, представленными координатами узловых точек в табличной форме [13].

Предусматриваются возможности корректирования ДР и ХЭСН турбоагрегатов по одному из следующих двух вариантов:

1) по отклонению параметров и функций состояния турбоагрегатов,

2) по вероятностной информации о параметрах и функциях состояния турбоагрегатов.

Для корректирования ДР и ХЭСН турбоагрегатов разработан специальный модуль, который может входить в различные комплексные программы оптимизации режимов ТЭЦ, в том числе и в описанную в [12].

Процесс решения описываемой задачи состоит из следующих основных этапов:

1) ввод исходной информации,

2) корректирование нормативных РХ и ХЭСН по отклонениям параметров и функций состояния,

3) корректирование нормативных РХ и ХЭСН по вероятностной информации о параметрах и функциях состояния,

4) корректирование ХЭСН по вероятностной информации о непредвиденных изменениях нагрузки турбоагрегатов,

5) вывод результатов.

Общая блок-схема модуля корректирования ДР и ХЭСН турбоагрегатов изображена на фиг. 1. Управление модулем производится при помощи специального кода. Элементы кода, указанные на фиг. 1, имеют следующие значения и содержание:

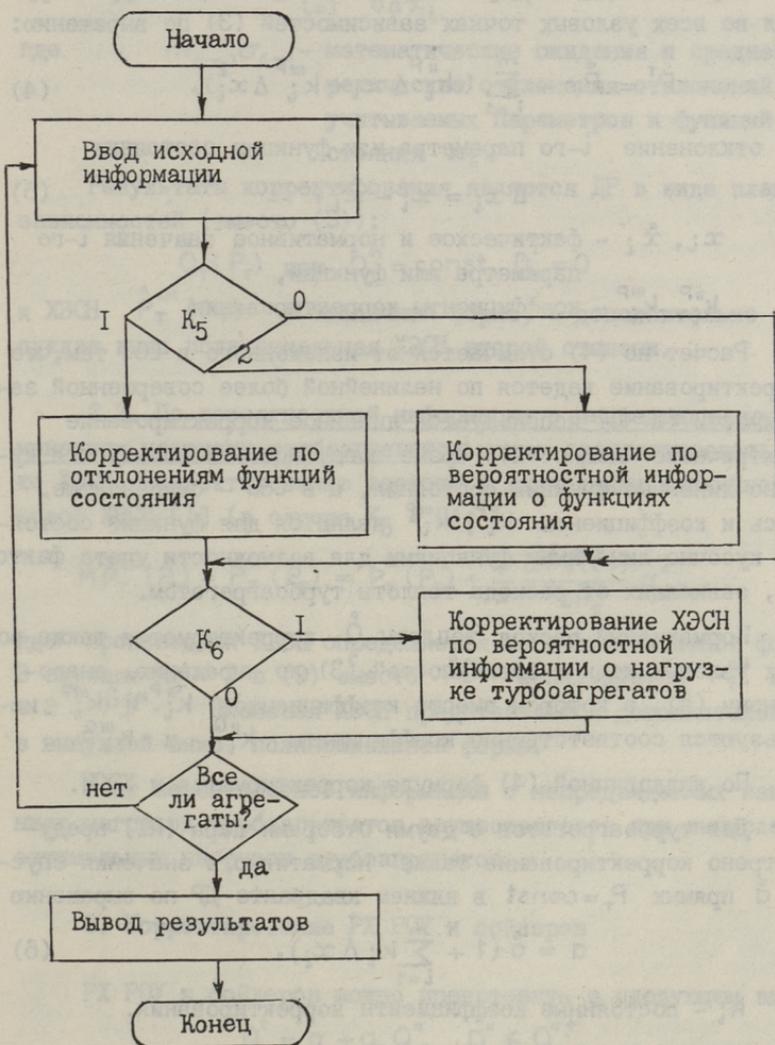
$$K_5 = \begin{cases} 0 & \text{— нет корректирования,} \\ 1 & \text{— корректирование по отклонению параметров и функций} \\ & \text{состояния,} \\ 2 & \text{— корректирование по вероятностной информации о па-} \\ & \text{раметрах и функциях состояния,} \end{cases}$$
$$K_6 = \begin{cases} 0 & \text{— нет корректирования,} \\ 1 & \text{— корректирование ХЭСН по вероятностной информации о} \\ & \text{нагрузке турбоагрегата.} \end{cases}$$

2. Корректирование ДР и ХЭСН турбоагрегатов

2.1. Корректирование по отклонениям параметров и функций состояния. В качестве исходной информации требуются следующие данные: корректируемые нормативные табличные ДР и ХЭСН, нормативные параметры и табличные функции состояния турбоагрегата, фактические значения параметров и функций состояния и коэффициенты, корректирующие электрическую мощность и расход теплоты по отклонениям функций состояния.

Учитываемые параметры и функции состояния можно выбирать свободно. Общее их количество $m \leq 10$ (5 параметров и 5 функций). Из них выбираются $m_1 \leq 5$ (2 параметра и 3 функции), по которым корректируется и расход теплоты на входе турбоагрегата и $m_2 \leq 5$ (2 параметра и 3 функции) для корректирования ХЭСН.

Расчет базируется на приведенной в [6] методике с некоторыми добавлениями и на описанной в [12] методике корректирования ВВХ и ХЭСН котлоагрегатов. При этом функции



Фиг. 1. Общая блок-схема модуля корректирования ДР и ХЭСН турбоагрегатов.

состояния турбоагрегатов рассматриваются упрощенно как функции только расхода теплоты \dot{Q}_T турбоагрегатом.

Нормативная электрическая мощность \dot{P}_T корректируется во всех узловых точках зависимостей (3) по выражению:

$$P^T = \dot{P}_T + \sum_{i=1}^m (k_i^{''P} \Delta x_i + k_i^{'''P} \Delta x_i^2), \quad (4)$$

где отклонение i -го параметра или функции состояния

$$\Delta x_i = x_i - \dot{x}_i, \quad (5)$$

где x_i, \dot{x}_i - фактическое и нормативное значения i -го параметра или функции,

$k_i^{''P}, k_i^{'''P}$ - коэффициенты корректирования.

Расчет по (4) отличается от изложенного в [6] тем, что корректирование ведется по нелинейной более совершенной зависимости (в [6] используется линейное корректирование электрической мощности). Кроме того, здесь используются кусочно-линейные функции состояния, а в [6] - ступенчатые. Здесь и коэффициенты $k_i^{''P}, k_i^{'''P}$ являются для функций состояния кусочно-линейными функциями для возможности учета факторов, зависящих от расхода теплоты турбоагрегатом.

Нормативный расход теплоты \dot{Q}_T корректируется также во всех узловых точках зависимостей (3) по выражению, аналогичному (4), в котором вместо коэффициентов $k_i^{''P}$ и $k_i^{'''P}$ используются соответственно коэффициенты $k_i^{''Q}$ и $k_i^{'''Q}$.

По аналогичной (4) формуле корректируется и ХЭСН.

Для турбоагрегатов с двумя отборами пара (ПТ) предусмотрено корректирование также нормативного значения спуска \dot{a} прямых $P_T = \text{const}$ в нижнем квадранте ДР по выражению

$$a = \dot{a} \left(1 + \sum_{i=1}^m k_i' \Delta x_i \right), \quad (6)$$

где k_i' - постоянные коэффициенты корректирования.

2.2. Корректирование по вероятностной информации о параметрах и функциях состояния производится методом плановых характеристик [1]. Для этого нормативные ДР и ХЭСН пересчитываются в плановые ДР и ХЭСН смещением всех узловых точек зависимостей (3) и ХЭСН по выражениям, аналогичным (4.1) в [12]. Новые P_T -координаты плановой ДР определяются, например, выражением:

$$\hat{P}_T = \dot{P}_T + \sum_{i=1}^m \frac{\partial P_T(Q_T)}{\partial \Delta x_i} m_{\Delta x_i} + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m \frac{\partial^2 P_T(Q_T)}{\partial \Delta x_i^2} (\sigma_{\Delta x_i}^2 + m_{\Delta x_i}^2), \quad (7)$$

где $m_{\Delta x_i}, \sigma_{\Delta x_i}$ - математические ожидания и среднеквадратические отклонения отклонений всех учитываемых параметров и функций состояния x_i .

Результаты корректирования являются ДР в виде плановых зависимостей (вместо (3)):

$$\hat{Q}_T(\hat{P}_T) \text{ при } D_T^n = \text{const}, D_T^T = 0 \quad (8)$$

и ХЭСН $\hat{P}_T^{\text{сн}}(P_T)$ в табличной форме, а дополнительно и выпуклая вниз полиномиальная ХЭСН второй степени.

2.3. По вероятностной информации о непредвиденных изменениях нагрузки турбоагрегатов можно скорректировать только ХЭСН. Корректирование состоит в вычислении табличной плановой ХЭСН [I] (в случае $K_5 = 0$):

$$M \hat{P}_T^{\text{сн}}(P_T) = \bar{P}_T^{\text{сн}}(\bar{P}_T) = P_T^{\text{сн}}(\bar{P}_T) + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 P_T^{\text{сн}}(\bar{P}_T)}{\partial \bar{P}_T^2} \sigma_{\Delta P_T}^2, \quad (9)$$

где производная ХЭСН определяется по полиномиальной форме. В случаях $K_5 = 1$ в (9) вместо $\hat{P}_T^{\text{сн}}$ используется $P_T^{\text{сн}}$ и $K_5 = 2 - \hat{P}_T^{\text{сн}}$. Плановая ХЭСН представляется дополнительно и в выпуклой вниз полиномиальной форме.

Учет вероятностной информации о непредвиденных изменениях нагрузок турбоагрегатов осуществляется при вычислении оптимальных нагрузок турбоагрегатов.

3. Корректирование РХ РОУ и бойлеров

РХ РОУ и бойлеров можно представить в следующем виде:

$$Q' = a_1 + a_2 Q'', \quad Q'' \leq Q''^+, \quad (10)$$

где Q', Q'' - входной и выходной расходы теплоты;
 Q''^+ - максимальный выходной расход;
 a_1 и a_2 - постоянные коэффициенты.

В (10) вместо Q может быть расход пара D .

По физическим соображениям коэффициент a_1 незначительно отличается от нуля и не корректируется.

Значение коэффициента a_2 зависит от параметров состояния - давления и температуры на входе РОУ или бойлера, а также от выходных и других параметров. Поэтому предусматривается возможность корректирования коэффициента a_2 по одному из 2 способов:

- 1) по отклонению параметров состояния, из которых один является функцией времени работы после ремонта агрегата,
 - 2) по вероятностной информации о параметрах состояния.
- При этом учитываются до $m \leq 5$ параметров состояния.

Для корректирования РХ РОУ и бойлеров разработан специальный модуль.

Процесс решения задачи корректирования РХ РОУ и бойлеров производится по следующим этапам:

- 1) ввод исходных данных,
- 2) корректирование по отклонениям параметров состояния,
- 3) корректирование по вероятностной информации о параметрах состояния,
- 4) вывод результатов.

Общая блок-схема модуля корректирования РХ РОУ и бойлеров аналогична изображенной на фиг. 1 (за исключением корректирования ХЭСН по вероятностной информации о нагрузке).

Исходная информация: корректируемые нормативные РХ, нормативные параметры состояния, фактические значения параметров состояния, коэффициенты корректирования, математические ожидания отклонений параметров состояния.

Корректирование РХ РОУ и бойлеров по отклонению параметров состояния производится по формуле, аналогичной (6).

Корректирование по вероятностной информации о параметрах состояния производится на основе математических ожиданий отклонений параметров состояния по формуле

$$Q' = a_1 + (a_2 + \sum_{i=1}^m k_i m_{\Delta x_i}) Q'' \quad (II)$$

где k_i - коэффициент корректирования;
 $m_{\Delta x_i}$ - математическое ожидание отклонений параметра x_i .

В результате получают плановые РХ РОУ и бойлеров.

Модуль корректирования ДР и ХЭСН турбоагрегатов и модуль корректирования РХ РОУ и бойлеров прошли успешно практические испытания.

Заключение

В заключение следует подчеркнуть единство методики корректирования ВВХ всех агрегатов ТЭЦ. ВВХ котлоагрегатов (в том числе водогрейных и содорегенерационных) [12, 14], ДР турбоагрегатов всех типов, РХ РОУ и бойлеров, а также характеристики собственных нужд корректируются на основании единого подхода:

1. Квадратичное смещение и поворачивание характеристик при корректировании по отклонениям параметров и функций состояния.

2. Смещение характеристик методом плановых характеристик для учета вероятностной информации о параметрах и функциях состояния и о непредвиденных изменениях нагрузки.

3. Табличное представление и табличное корректирование нелинейных ВВХ, в том числе ДР турбоагрегатов и ХСН, а также другой информации для корректирования.

4. Полиномиальная и сплайновая аппроксимация характеристик в нужных случаях.

Л и т е р а т у р а

1. В а л д м а М.Х. Одноэтапные задачи оптимизации режима энергетической системы в условиях неполной информации. М., АН СССР, 1977. 60 с.

2. Инструкция и методические указания по нормированию удельных расходов топлива на тепловых электростанциях. М., Минэнерго СССР, 1966. 260 с.

3. А к и м е н к о в а В.М., Г и р ш ф е л ь д В.Я. Определение аналитических выражений для тепловых характеристик теплофикационных турбин методом планирования эксперимента. - Теплоэнергетика, 1970, № II, с. 48-51.

4. Бененсон Е.И., Иоффе П.С. Теплофикационные паровые турбины. М., Энергия, 1976. 264 с.
5. Методы оптимизации режимов энергосистем / Под ред. В.М. Горнштейна. М., Энергоиздат, 1981. 336 с.
6. Ермаков В.С., Минков В.А., Миркин М.Л. Автоматизированные системы экономического управления тепловыми электростанциями. М., Энергия, 1970. 248 с.
7. Урин В.Д., Кутлер П.П. Энергетические характеристики для оптимизации режима электростанций и энергосистем. М., Энергия, 1974. 135 с.
8. Об оценивании вход-выход характеристик агрегатов тепловой электростанции / М.Х. Валдма, Л.К. Вийлуп, К.Ю. Мёллер, Х.Э.-И. Таммоя. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1976, № 403, с. 17-27.
9. Вийлуп Л.К. Расчет и анализ плановых характеристик энергоагрегатов тепловых электростанций. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1980, № 490, с. 57-65.
10. Вийлуп Л.К. Учет и экономический анализ влияния случайных факторов на вход-выход характеристики энергоагрегатов ТЭС. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1982, № 529, с. 95-106.
11. Комплексная методика и программа оптимизации режимов конденсационных электрических станций ОПТЭС-2 / М.Х. Валдма, М.Э. Кээл, О.Н. Лийк, К.Ю. Мёллер, Х.Э.-И. Таммоя. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1983, № 549, с. 19-30.
12. Методика комплексной оптимизации режимов теплоэлектроцентралей с учетом вероятностной информации / М.Х. Валдма, А.Л. Лейсалу, К.Ю. Мёллер, Х.Э.-И. Таммоя. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1984, с. 3-21.
13. Кээл М.Э., Лейсалу А.Л. Расчет режимных параметров турбоагрегатов при оптимизации режимов ТЭС. См. наст. сб., с. 45.
14. Лийк О.Н., Мёллер К.Ю. Расчет и корректирование вход-выход характеристик котлоагрегатов. См. наст. сб., с. 53.

Correction of Input-Output Characteristics
of Turbines, Reducers and Boilers

Summary

The paper describes some methods of correcting the input-output characteristics of turbines, boilers and reducers. It is possible to correct the input-output characteristics by state parameters fluctuation, by exploitation time of boilers and by probabilistic information.

О МАТЕМАТИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ СТАЦИОНАРНОГО РЕЖИМА
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПРИ ВЕРОЯТНОСТНО ЗАДАННОЙ
ИСХОДНОЙ ИНФОРМАЦИИ

Введение

Расчет стационарного режима электрической сети (СРЭС) может быть как самостоятельной задачей, так и составной частью задачи оптимального управления режимами электроэнергетической системы (ЭЭС). Как в том, так и в другом случае требуется математическое моделирование СРЭС.

Исходными при моделировании СРЭС являются уравнения СРЭС. Решение этих уравнений даже в детерминированной постановке до сих пор еще заслуживает внимания энергетиков.

В последнее время стало уже актуальным решение таких задач в условиях неполной информации [1]. Об этом свидетельствуют и работы Уральского политехнического, Новосибирского электротехнического, Рижского политехнического институтов, Сибирского энергетического института СО АН СССР и др. Основное внимание при этом уделено задаче с вероятностной информацией.

О некоторых методах моделирования СРЭС при
вероятностной информации

Исходя из учета вероятностного характера информации можно различать три основных метода моделирования СРЭС:

- 1) аналитическое определение закона и моментов распределения зависимых переменных,
- 2) статистическое моделирование,
- 3) аналитическое определение вероятностных числовых характеристик зависимых переменных по приближенным (обычно линеаризованным) зависимостям.

Так как первый метод связан с трудоемким интегрированием и результаты расчета трудно поддаются инженерному анализу, то для моделирования СРЭС применение метода пока нереально.

При статистическом моделировании дает сравнительно простую модель применение метода статистических испытаний [2]. Но из-за больших затрат машинного времени метод может быть использован лишь при весьма ограниченной размерности задачи. Объем задачи значительно уменьшается при применении метода планирования эксперимента [3]. Недостатком такого метода является его малая точность.

При задачах большой размерности и требованиях точности, скорости и надежности расчета предпочтительными считаются обычно модели третьего типа. При этом линеаризацию уравнений СРЭС осуществляют либо на основе физических допущений, либо с применением математических методов линеаризации. Сравнительно простая модель получается при линейных уравнениях СРЭС (уравнения узловых напряжений баланса токов, линейные уравнения контурных токов, метод коэффициентов распределения) [4]. Однако в большинстве случаев получаемая при этом точность не является достаточной.

Наибольшее применение, как известно, нашли узловые уравнения баланса мощностей, являющиеся нелинейными относительно зависимых переменных. Но так как эти уравнения не являются существенно нелинейными, то здесь могут быть применены методы математической линеаризации [5]. Для более точного учета нелинейности уравнений СРЭС могут быть использованы методы статистической линеаризации [6, 7] или аппроксимация нелинейных функций полиномами второй степени [8]. Также могут быть косвенно учтены члены более высокого порядка разложения функций в ряд Тейлора [9]. Однако такие модели весьма сложные и применение их может быть эффективным только в исключительных случаях, например, для расчета режимов, близких к пределу по статической устойчивости.

Значительной проблемой при моделях третьего типа остается получение и хранение больших ковариационных матриц переменных. Ограничение диагональными элементами (дисперсиями) в общем случае неприемлемо. Для преодоления этих

трудностей предлагается метод исключения из рассмотрения слабых корреляционных связей между нагрузками [10]. Другим выходом является применение метода главных компонент [11, 12]. Метод особенно эффективен при моделировании интегральных режимов, так как позволяет представлять графики независимых переменных в виде линейных комбинаций небольшого числа ортогональных обобщенных типовых графиков.

Анализ большого количества опубликованных работ позволяет сделать вывод, что только существенное упрощение исходной модели СРЭС может сделать практически реальным учет вероятностного характера информации. Имея в виду в основном задачу оптимизации мгновенных режимов ЭЭС, можно, на наш взгляд, принять при моделировании СРЭС следующие допущения:

1) случайные отклонения переменных небольшие по сравнению с их математическими ожиданиями. В части узловых нагрузок и напряжений это обычно выполнено;

2) уравнения СРЭС непрерывны и имеют первые и вторые частные производные;

3) в пределах случайного изменения переменных уравнения СРЭС не являются существенно нелинейными;

4) законы распределения переменных незначительно отличаются от нормальных, что позволяет ограничиваться в практических расчетах моментами первого и второго порядка.

Общий вид уравнений СРЭС

СРЭС может быть моделирован в общем виде векторным уравнением

$$\varphi(X, V) = 0, \quad (I)$$

где X - вектор зависимых переменных;

V - вектор независимых переменных.

Разлагая вектор-функцию $\varphi(X, V)$ в окрестности математического ожидания переменных \bar{X}, \bar{V} в ряд Тейлора и сохраняя в разложении члены не выше второго порядка, получим векторное уравнение (I) в приближенном виде как

$$\varphi(\bar{X}, \bar{V}) + \varphi'(\bar{X}, \bar{V})(\hat{X}, \hat{V}) + \Delta\varphi = 0, \quad (2)$$

где $\varphi'(\bar{X}, \bar{V})$ - матрица частных производных вектор-функции $\varphi(X, V)$ в точке математического ожидания:

$$\varphi'(\bar{X}, \bar{V}) = \left\| \begin{array}{ccc|ccc} \frac{\partial \varphi_1}{\partial X_1} & \dots & \frac{\partial \varphi_1}{\partial X_n} & \frac{\partial \varphi_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial \varphi_1}{\partial V_r} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial \varphi_n}{\partial X_1} & \dots & \frac{\partial \varphi_n}{\partial X_n} & \frac{\partial \varphi_n}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial \varphi_n}{\partial V_r} \end{array} \right\| = \|\varphi'_x \varphi'_v\|; \quad (3)$$

$$\begin{array}{l} X = \bar{X} \\ V = \bar{V} \end{array}$$

\dot{X}, \dot{V} - векторы случайных отклонений переменных от их математических ожиданий;

$\Delta \varphi$ - условное обозначение квадратичного члена разложения образуется векторами \dot{X}, \dot{V} и трехмерной матрицей частных производных второго порядка $\varphi''(\bar{X}, \bar{V})$.

Применяя к векторному уравнению (2) операцию математического ожидания, имеем

$$\varphi(\bar{X}, \bar{V}) + \Delta \bar{\varphi} [\varphi''(\bar{X}, \bar{V}), K_{(X,V)}] = 0, \quad (4)$$

где $\Delta \bar{\varphi} [\cdot]$ - обозначение члена, образуемого матрицей частных производных второго порядка $\varphi''(\bar{X}, \bar{V})$ и полной ковариационной матрицей всех переменных

$$K_{(X,V)} = \left\| \begin{array}{cc} K_X & K_{XV} \\ K_{VX} & K_V \end{array} \right\|. \quad (5)$$

При желании член $\Delta \bar{\varphi} [\cdot]$ может быть представлен, например, как

$$\Delta \bar{\varphi} [\cdot] = \frac{1}{2} \left\| \begin{array}{ccc|ccc} E_T & \frac{\partial^2 \varphi_1}{\partial R_i \partial R_j} & K_{R_i R_j} & \dots & \dots & E \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ E_T & \frac{\partial^2 \varphi_n}{\partial R_i \partial R_j} & K_{R_i R_j} & \dots & \dots & E \end{array} \right\| \quad (6)$$

$$\begin{array}{l} R = \bar{R} = (\bar{X}, \bar{V}) \\ i, j = 1, \dots, n+r \end{array}$$

где E - единичный вектор;

R - вектор всех переменных, $R = (X, V)$.

Векторное уравнение (4), связывающее математические ожидания векторов зависимых и независимых переменных, содержит член $\Delta \bar{\varphi} [\cdot]$, вызванный нелинейностью векторного уравнения (1) и случайным характером переменных. Так как при принятых допущениях $\Delta \bar{\varphi} [\cdot]$ сравнительно незначительный, то высокой точности при его определении не требуется. Поэтому при определении ковариационной матрицы $K_{(X,V)}$, вхо-

дней в (4), можно прибегать к линеаризации уравнения (1), т.е. пренебрегать и квадратичным членом разложения в ряд Тейлора. Тогда получим вместо (2), с учетом (3), уравнение вида

$$\varphi(\bar{X}, \bar{V}) + \left\| \begin{matrix} \varphi'_x & \varphi'_v \\ \dot{\bar{X}} \\ \dot{\bar{V}} \end{matrix} \right\| = 0, \quad (7)$$

откуда

$$\dot{\bar{X}} = -(\varphi'_x)^{-1} \varphi'_v \dot{\bar{V}} - (\varphi'_x)^{-1} \varphi(\bar{X}, \bar{V}). \quad (8)$$

Вектор случайных отклонений всех переменных может быть тогда представлен как

$$\left\| \begin{matrix} \dot{\bar{X}} \\ \dot{\bar{V}} \end{matrix} \right\| = \left\| \begin{matrix} -(\varphi'_x)^{-1} \varphi'_v \\ I \end{matrix} \right\| \dot{\bar{V}} - \left\| \begin{matrix} (\varphi'_x)^{-1} \varphi(\bar{X}, \bar{V}) \\ 0 \end{matrix} \right\|, \quad (9)$$

где I - единичная матрица,

и полная ковариационная матрица $K_{(x,v)}$ получается как

$$K_{(x,v)} = \left\| \begin{matrix} -(\varphi'_x)^{-1} \varphi'_v \\ I \end{matrix} \right\| K_v \left\| \begin{matrix} -(\varphi'_x)^{-1} \varphi'_v \\ I \end{matrix} \right\|_T. \quad (10)$$

Таким образом, если независимые переменные заданы вектором математических ожиданий \bar{V} и ковариационной матрицей K_v , то задача определения математических ожиданий зависимых переменных сводится практически к совместному итеративному решению уравнений (4) и (10). Не затрагивая алгоритмические вопросы рассмотренной задачи, укажем только на то, что выражение приближенного определения ковариационной матрицы зависимых переменных K_x получится как частный случай формулы (10) в виде

$$K_x = (\varphi'_x)^{-1} \varphi'_v K_v [(\varphi'_x)^{-1} \varphi'_v]_T. \quad (11)$$

Уравнения баланса мощностей СРЭС при заданных узловых мощностях

Если независимыми переменными являются узловые мощности, не зависящие от узловых напряжений, то векторное уравнение СРЭС может быть представлено как

$$\varphi(X) = S, \quad (12)$$

где X - вектор модулей и углов искомых узловых напряжений;
 S - вектор заданных узловых активных и реактивных мощностей.

В таком частном случае задача упрощается и вместо (4) и (10) получаем уравнения вида

$$\varphi(\bar{X}) + \Delta \bar{\varphi} [\varphi''(\bar{X}), K_X] = s, \quad (I3)$$

$$K_X = (\varphi'_X)^{-1} K_S (\varphi'_X)^{-1}_T, \quad (I4)$$

решение которых дает вектор математических ожиданий узловых напряжений \bar{X} и ковариационную матрицу K_X .

Некоторые проблемы решения уравнений СРЭС при вероятностной информации

По сравнению с детерминированной задачей (I) или (I2) в уравнения математических ожиданий (4) или (I3) входит дополнительный член $\Delta \bar{\varphi} [\cdot]$. Проблемы, связанные с определением его, сводятся, кроме определения вторых частных производных исходной вектор-функции, к увеличению требуемых памяти ЭЕМ и объема расчетов, в основном к получению полной ковариационной матрицы независимых переменных. Хотя из-за большого количества нулей в матрице вторых частных производных (6) используется лишь ограниченное количество элементов ковариационной матрицы переменных, требуется для определения последней все же полная матрица ковариаций независимых переменных (I0).

Практическое получение последней затрудняет еще и то, что в задачах оптимизации режима ЭЭС часть независимых переменных являются управляемыми. Тогда вектор независимых переменных может быть представлен как

$$V = (V_n, V_y),$$

где V_n и V_y - векторы неуправляемых и управляемых независимых переменных,

и ковариационная матрица как

$$K_V = \begin{vmatrix} K_{V_n} & K_{V_n V_y} \\ K_{V_y V_n} & K_{V_y} \end{vmatrix}.$$

Элементами подматрицы K_{V_n} являются обычно ковариации между активными и реактивными мощностями всех узловых нагрузок и они могут быть заранее определены статистическими методами. Остальные ковариации, связанные с управляемыми независимыми переменными V_y , должны быть прогнозированы.

В задачах оптимизации режима ЭЭС, где СРЭС может быть моделирован т.н. плановыми уравнениями (зависимостями между математическими ожиданиями вида (4) или (I3)) и не требуется высокая точность при определении ковариаций, за-

служивает внимания предложение непосредственного прогнозирования необходимых ковариаций на основе статистического анализа режимов ЭЭС [13]. Такой подход может значительно упростить задачу, но требует дальнейших исследований в целях разработки методики практической реализации.

Л и т е р а т у р а

1. В а л д м а М.Х. Исходные положения оптимизации режимов энергетических систем в условиях неполной исходной информации. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1983, № 549, с. 3-18.

2. И д е л ь ч и к В.И., П а л а м а р ч у к С.И. Программа и расчеты стационарных режимов энергосистем при случайной исходной информации. - Тр. Иркутского политехн. ин-та, 1971, вып. 72, с. 84-98.

3. К р у г Н.К., К о р е н е в а А.Д., Я р н ы х Л.В. К анализу режимов электрических систем в условиях вероятностного задания исходных данных. - Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1971, № 5, с. 52-56.

4. П о с п е л о в Г.Е., Г у р с к и й С.К. Методы расчета потокораспределения в электроэнергетической системе при не полностью определенной исходной информации. - В кн.: Электрические сети и системы. Львов, 1977, вып. 13, с. 3-11.

5. Т и й г и м я г и Э.А. Учет вероятностного характера нагрузок при расчете электрических сетей методом узловых напряжений. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та. Серия А, 1969, № 275, с. 3-6.

6. М а н у с о в В.З., Л ы к и н А.В. Анализ режимов электрических систем методом статистической линеаризации. - Изв. СО АН СССР. Серия техн. наук, 1974, № 8, с. 137-144.

7. К у з ь м и н Я.Ф., Л у н с Ю.Я. Определение интегральных параметров режимов работы электрических сетей методом уточненной статистической линеаризации. - Изв. вузов. Энергетика, 1980, № 12, с. 24-27.

8. М а н у с о в В.З., К у ч е р о в Ю.Н., Ш е п и л о в О.Н. Расчет интегральных показателей режимов работы

электрических систем вероятностными методами. - Изв. СО АН СССР, Серия техн. наук, 1981, № 13, с. 130-136.

9. Кузьмин Я.Ф., Лунс Ю.А. Использование метода уточненной статистической линеаризации в расчетах электрических сетей. - Изв. вузов. Энергетика, 1978, № II, с. 124-128.

10. Шепилов О.Н. Особенности организации вычислительного процесса при преобразованиях матриц корреляционных моментов в вероятностных расчетах. - Изв. вузов. Энергетика, 1982, № 9, с. 102-104.

11. Липес А.В., Скляров Ю.С. О получении и преобразовании статистических нагрузок узлов энергосистемы. - Тр. Уральского политехн. ин-та, Свердловск, 1970, № 182, с. 50-54.

12. Арзамасцев Д.А., Липес А.В., Ухалов В.А. Алгоритм статистического определения интегральных характеристик установившихся режимов электроэнергетических систем. - Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1984, № 6, с. 39-48.

13. Валдма М.Х. О комплексной оптимизации мгновенных режимов электроэнергетических систем по активным и реактивным мощностям в условиях неполной информации. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1980, № 490, с. 13-24.

A. Sild, E. Tiigimägi

Mathematical Simulation of Probabilistic Load
Flow in Electrical Networks

Summary

Possibilities of simulating the load flow in electrical networks taking into account probabilistic input data are observed here. Simplified solution methods of corresponding systems of equations are described as well.

ФАКТОРИЗОВАННАЯ МОДЕЛЬ НАГРУЗКИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

I. Постановка задачи

Математическая модель, рассмотренная в [1-4], предназначена для описания нагрузки при планировании режима энергетической системы (ЭС). В этой модели учитываются основные закономерности изменения нагрузки во времени (суточные, недельные, месячные, сезонные периодичности и общий тренд), ее стохастический характер и зависимость от режимных и метеорологических факторов.

На основе математической модели могут быть определены необходимые показатели нагрузки. К последним относится прежде всего, прогноз нагрузки с упреждением от одного часа до нескольких лет. Можно выполнять также контроль и интерполяцию графиков нагрузки, осуществлять пересчет фактических или прогнозированных значений нагрузки к заданным произвольным метеорологическим и режимным условиям и вычислять прочие практические показатели.

Структура рассматриваемой математической модели выбрана с учетом инженерных соображений о характере нагрузки и дополнена путем эмпирического изучения закономерностей ее изменения во времени. Благодаря этому модель в целом соответствует физической природе нагрузки, что значительно повышает ее точность и достоверность в практических приложениях. Составляющие модели, имеющие определенный физический смысл, содержат, однако, значительное количество параметров и явно не обладают свойством ортогональности. Вследствие того общий вид модели оказывается довольно громоздким, что затрудняет применение модели, особенно при решении задач, связанных с аналитическими преобразованиями.

Избыточность параметров математической модели может быть уменьшена путем надлежащего преобразования ее исходного вида при соблюдении адекватности. Сказанное достигается ортогонализацией и факторизацией исходных составляющих модели. Ниже, наряду с указанными преобразованиями, в математическую модель будут внесены некоторые дополнения и уточнения.

2. Исходный вид модели

В общем виде математическая модель нагрузки записывается как [4]

$$P(t, h) = E(t) [s(t, h) + r(t, h) \Theta(t)], \quad (1)$$

где $E(t)$ – тренд нагрузки;
 $s(t, h)$ и $r(t, h)$ – приведенные значения математического ожидания и среднеквадратичного отклонения нагрузки;

t и h – время, отсчитываемое с начала года и с начала недели, соответственно;

$\Theta(t)$ – стационарный случайный процесс.

Функции $E(t)$, $s(t, h)$ и $r(t, h)$ даются выражениями [4]:

$$E(t) = P_0 e^{\alpha t}, \quad (2)$$

$$s(t, h) = \mu(h) \delta(t) + \rho(h) [s_0(t) + \varepsilon_1(h) \sin(\frac{2\pi}{T} t) + \varepsilon_2(h) \sin(\frac{4\pi}{T} t)], \quad (3)$$

$$r(t, h) = \sigma(h) r_0(t), \quad (4)$$

где

$$\delta(t) = 1 + \delta_M(t) + \delta_E(t). \quad (5)$$

Приведенные выражения содержат ряд составляющих с аргументами t или h . Ниже, в целях краткости назовем их соответственно, T -составляющими и H -составляющими моделями. Их физический смысл пояснен, например, в [2]. Примеры наиболее значимых составляющих приведены на фиг. 1 и 2. С точки зрения дальнейших преобразований математической модели существенно, что T -составляющие представимы плавными функциями, в то время как H -составляющие терпят во времени резкие изменения. Вследствие того T -составляющие мо-

гут быть аппроксимированы рядом Фурье (а составляющие $\delta_E(t)$ — экспоненциальным рядом) невысокой степени:

$$s_o(t) = \sum_{j=1}^J [a'_{2j-1} \sin\left(\frac{2\pi}{T} j t\right) + a'_{2j} \cos\left(\frac{2\pi}{T} j t\right)]; \quad (6)$$

$$r_o(t) = \sum_{j=1}^J [a''_{2j-1} \sin\left(\frac{2\pi}{T} j t\right) + a''_{2j} \cos\left(\frac{2\pi}{T} j t\right)], \quad (7)$$

$$\delta_M(t) = \sum_{k=1}^K [b_{2k-1} \sin\left(\frac{2\pi}{T} k t_M\right) + b_{2k} \cos\left(\frac{2\pi}{T} k t_M\right)], \quad (8)$$

$$\delta_E(t) = \sum_{l=1}^L c_l \exp[-\omega_l(t-t_l)^2]. \quad (9)$$

В приведенных формулах T и T_M — периоды, равные соответственно длительности года и месяца, а t_M — время, отсчитываемое с начала месяца.

Для особых дней (государственные праздники, пред- и послепраздничные дни и т.п.) математическое ожидание и среднеквадратичное отклонение нагрузки находятся на основе соответствующих показателей для т.н. базисных дней. Последние представляют обычные дни недели, наиболее близкие к соответствующим особым дням по характеру изменения нагрузки. Согласно [3], если через h_B обозначить время, соответствующее рассматриваемому базисному дню, для k -ого особого дня имеем

$$s_k(t, h) = \lambda_k(h) s(t, h_B), \quad (10)$$

$$r_k(t, h) = \chi_k r(t, h_B), \quad (11)$$

где $\lambda_k(h)$ и χ_k — отношения математических ожиданий и среднеквадратичных отклонений, соответственно.

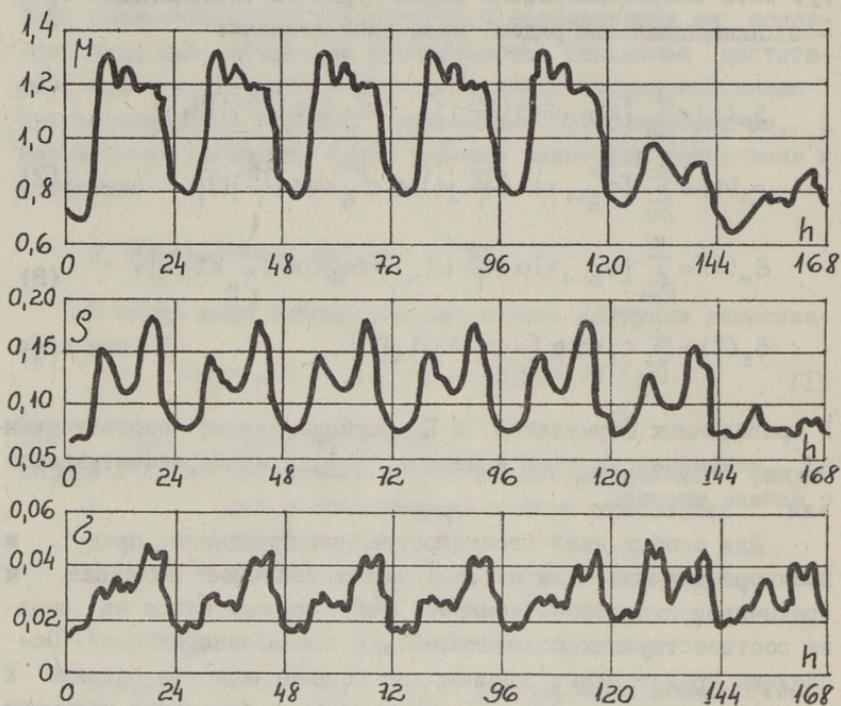
Процесс $\theta(t)$ рассматривается состоящим из основной слагаемой $\theta_0(t)$ и слагаемых $\theta_l(t)$, выражающих зависимость нагрузки от метеорологических факторов [2], т.е.

$$\theta(t) = \theta_0(t) + \sum_{l=1}^M \theta_l(t). \quad (12)$$

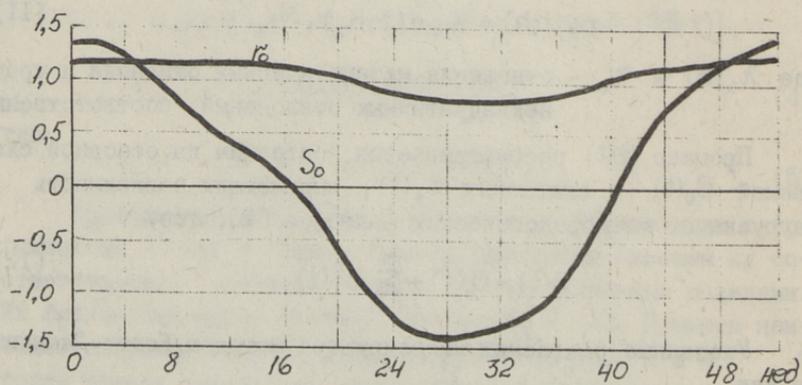
Указанные слагаемые моделируются методом Бокса-Дженкинса как

$$\Phi_0(B) \theta_{0t} = \Psi_0(B) \xi_t, \quad (13)$$

$$\Phi_l(B) \theta_{lt} = \Psi_l(B) \gamma_{lt}, \quad (14)$$



Фиг. 1. M -составляющие математической модели.



Фиг. 2. T -составляющие математической модели.

где B – оператор сдвига во времени;

$\Phi_0(B), \Psi_0(B), \Phi_1(B)$ и $\Psi_1(B)$ – линейные операторы, представляющие собой полиномы от B ;

ξ_t – некоррелированный случайный ряд ("белый шум");

γ_{lt} – ряд нормированных значений l -ого метеорологического фактора.

В описанной выше исходной математической модели насчитывается около 1500 параметров. Из них на T -составляющие приходится около 30 параметров (в зависимости от степени аппроксимирующих рядов) H -составляющие, ввиду их быстрого изменения во времени представляются таблично, с частотой – одно значение на каждый час недели. Общее количество соответствующих параметров равняется, следовательно, 840. Для каждого типа особых дней дополнительно требуется 25 параметров (итого порядка 600 параметров), а модель процесса $\theta(t)$ содержит около 40 параметров.

3. Ортогонализация T -составляющих

Перепишем сперва функцию $s(t, h)$ в более формальном виде

$$s(t, h) = \sum_{i=1}^n \mu_i(h) s_i(t). \quad (15)$$

Сравнивая (15) с (3) получим следующее соответствие между составляющими:

i	$\mu_i(h)$	$s_i(t)$
1	$\mu(h)$	$1 + \delta_M(t) + \delta_E(t)$
2	$\rho(h)$	$s_0(t)$
3	$\rho(h) \varepsilon_1(h)$	$\sin\left(\frac{2\pi}{T} t\right)$
4	$\rho(h) \varepsilon_2(h)$	$\sin\left(\frac{4\pi}{T} t\right)$

В целях достижения однородности T -составляющих примем, что каждый из них содержит слагаемые типа $s_0(t), \delta_M(t)$ и $\delta_E(t)$, аппроксимированные аналогично (6), (8) и (9), т.е.

$$s_i(t) = s_{Ti}(t) + s_{Mi}(t) + s_{Ei}(t), \quad (16)$$

где

$$s_{Ti}(t) = \sum_{j=1}^J [a_{2j-1, i} \sin\left(\frac{2\pi}{T} jt\right) + a_{2j, i} \cos\left(\frac{2\pi}{T} jt\right)], \quad (17)$$

$$s_{m_i}(t) = \sum_{k=1}^k [b_{2k-1,i} \sin\left(\frac{2\pi}{T_M} kt_m\right) + b_{2k,i} \cos\left(\frac{2\pi}{T_M} kt_m\right)] , \quad (I8)$$

$$s_{\varepsilon_i}(t) = \sum_{l=1}^L c_{li} \left\{ \exp[-\omega_l(t-t_l)^2] - \frac{1}{T} \sqrt{\frac{\pi}{\omega_l}} \right\} . \quad (I9)$$

Физический смысл такого обобщения состоит в том, что внутримесячные и экстремные изменения нагрузки [4], выражающиеся функциями $\delta_m(t)$ и $\delta_\varepsilon(t)$, отражаются в исходной модели только на среднесуточных значениях нагрузки, а обобщенный вид T -составляющих позволяет описать также внутрисуточные особенности этих изменений. Отметим, что член $-\frac{1}{T} \sqrt{\frac{\pi}{\omega_l}}$ добавлен к функциям $s_{\varepsilon_i}(t)$ в целях их центрирования. При преобразовании составляющих $s_i(t)$ существенно также то, что параметры ω_l и t_l не зависят от индекса i .

В целях повышения эффективности модели в приложениях выполним ортогонализацию T -составляющих, осуществляемую методом Грамма-Шмидта. Необходимые при этом скалярные произведения v_{ij} определяются как

$$v_{ij} = \int_0^T s_i(t) s_j(t) dt .$$

Если ортогонализированные T -составляющие и соответствующие линейные комбинации N -составляющих обозначить также через $s_i(t)$ и $\mu_i(h)$, то выражение (I5) остается в силе также после ортогонализации. Заметим, однако, что среднее значение обобщенных составляющих $s_i(t)$, согласно формуле (I6), с учетом (I7), (I8) и (I9), равно нулю, в то время как среднее значение приведенного математического ожидания $s(t, h)$ равно единице. Указанное несоответствие ликвидируется тем, что добавляется T -составляющее (а также N -составляющее), тождественно равное единице. Тогда выражение (I6) распространяется на составляющие $s_i(t)$ при $i > I$, а предел суммирования n в (I5) возрастает на единицу.

Как показывает эмпирическое изучение, T -составляющее $r_0(t)$ среднеквадратичного отклонения ведет себя вполне подобно составляющим $s_i(t)$. Поэтому, принимая последние за базис, можно с практически достаточной точностью функцию $r_0(t)$ разложить в виде

$$r_0(t) = \sum_{i=1}^n d_i s_i(t).$$

Обозначив

$$\sigma_i(h) = d_i \sigma(h), \quad (20)$$

выражение относительного среднеквадратичного отклонения примет вид

$$r(t, h) = \sum_{i=1}^n \sigma_i(h) s_i(t), \quad (21)$$

а для модели нагрузки в целом имеем

$$P(t, h) = E(t) \sum_{i=1}^n s_i(t) [\mu_i(h) + \sigma_i(h) \theta(t)]. \quad (22)$$

4. Факторизация N -составляющих

Основное количество параметров исходной модели приходится на N -составляющие, особенно, если к ним отнести также функции отношения $\lambda_k(h)$. Ввиду неэффективности прямой аппроксимации этих составляющих, воспользуемся подобием их внутрисуточных изменений.

Разобьем N -составляющие модели на участки, $\mu_{il}(h^*)$ соответствующих отдельным дням недели, так что

$$\mu_{il}(h^*) = \mu_i(h^* + 24l - 24),$$

где l - номер дня недели ($l = I, \dots, 7$);

h^* - внутрисуточное время с областью изменения $(0, 24)$.

Рассмотрим наборы дискретных значений функций $\mu_{il}(h^*)$ как векторы μ_{il} в соответствующем (например, 24-мерном) пространстве. Выберем в качестве новых базисных векторов этого пространства соответствующие главные компоненты $\mu_j^*(h^*)$. Составляющие $\mu_{il}(h^*)$ представляются тогда, подобно разложению Кархунена-Лозва, как

$$\mu_{il}(h^*) = \sum_{j=1}^m g'_{ijl} \mu_j^*(h^*), \quad (23)$$

где g'_{ijl} - координаты векторов при новом базисе.

В формуле (23) вектор $\mu_1^*(h^*)$ представляет собой арифметическое среднее векторов μ_{il} . Векторы $\mu_2^*(h^*), \mu_3^*(h^*), \dots$ суть собственные векторы матрицы

$$\sum_{i,l} (\mu_{il} - \mu_i^*(h^*)) (\mu_{il} - \mu_i^*(h^*))^T,$$

соответствующие $m-1$ наибольшим собственным значениям.

Степень разложения m определяется необходимой точностью представления H -составляющих, с учетом значимости каждого из них в математической модели. Результаты контрольных расчетов показывают, что наибольшая практически необходимая точность (при моделировании суммарной нагрузки ЭС) достигается при $m = 4$ или 5 . Пример координатных функций при $m = 1, \dots, 4$ приведен на фиг. 3.

Составляющие среднеквадратичного отклонения $\sigma_i(h)$ могут быть разложены в том же базисе, что и $\mu_i(h)$, т.е.

$$\sigma_{il}(h^*) = \sum_{j=1}^m g''_{ijl} \mu_j^*(h^*). \quad (24)$$

H -составляющие математической модели для особых дней можно согласно (I0) и (II), с учетом (I5) и (2I), переписать в виде

$$\begin{aligned} \lambda_k(h) \mu_i(h_B) &= \mu_{il}(h^*), \\ \chi_k \sigma_i(h_B) &= \sigma_{il}(h^*), \end{aligned}$$

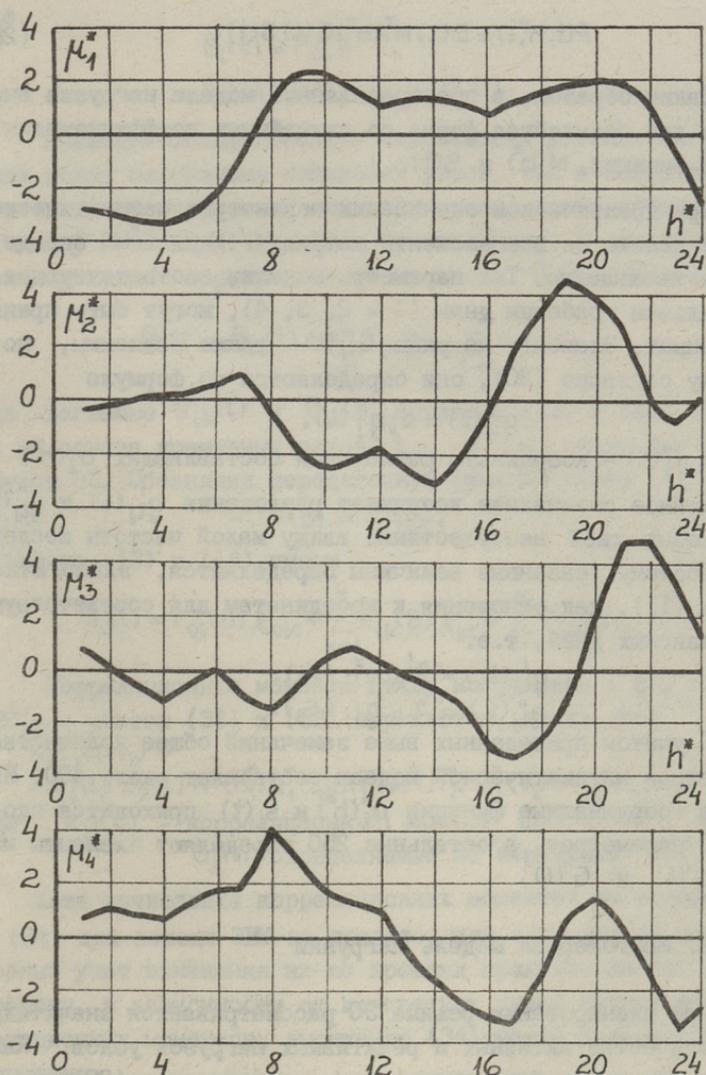
если индекс l принимать равным $l = k+7$. Иначе говоря, переходим на единую нумерацию типов дней, где $l = 1, \dots, 7$ - соответствует обычным дням недели, а $l = 8$ и более - особым дням. В таком случае разложения (23) и (24) действительны также для H -составляющих в особые дни.

Номер типа дня l целесообразно рассматривать в математической модели нагрузки как независимую переменную. Тогда координаты разложения g'_{ijl} и g''_{ijl} превращаются в функции $g'_{ij}(l)$ и $g''_{ij}(l)$, а математическая модель нагрузки примет вид

$$P(t, h^*, l) = E(t) \sum_{i=1}^n s_i(t) \sum_{j=1}^m \mu_j^*(h^*) [g'_{ij}(l) + g''_{ij}(l) \theta(t)]. \quad (25)$$

Если рассматривать составляющие модели $\mu_i^*(h^*)$ и $s_i(t)$ как компоненты соответствующих вектор-функций $M(h^*)$ и $S(t)$, а функции $g'_{ij}(t)$ и $g''_{ij}(t)$, как элементы матриц $G'(l)$ и $G''(l)$ порядка m, n , модель нагрузки записывается в виде

$$P(t, h^*, l) = E(t) M^T(h^*) [G'(l) + G''(l) \theta(t)] S(t). \quad (26)$$



Фиг. 3. Координатные функции разложения N -составляющих.

Обозначив

$$G(l) = G'(l) + G''(l) \Theta(t), \quad (27)$$

имеем

$$P(t, h^*, l) = E(t) M^T(h^*) G(l) S(t). \quad (28)$$

Таким образом, в преобразованной модели нагрузка выражается как билинейная форма со случайными коэффициентами от вектор-функций $M(h^*)$ и $S(t)$.

При практическом оценивании параметров математической модели далеко не все элементы матриц $G'(l)$ и $G''(t)$ определяются независимо. Так параметры модели, соответствующие центральным рабочим дням ($l = 2, 3, 4$), могут быть приняты равными. Элементы матрицы $G''_{ij}(l)$ также зависимы, поскольку согласно (20), они определяются по формуле

$$g''_{ij}(l) = d_i g''_{ij}(l),$$

где $g''_{ij}(l)$ — координаты разложения составляющих $\sigma_l(h^*)$.

Прямое оценивание координат разложения $g'_{ij}(l)$ и $g''_{ij}(l)$ для особых дней неосуществимо ввиду малой частоты последних. Поэтому указанные величины определяются, аналогично (I0) и (II), как отношения к координатам для соответствующих базисных дней, т.е.

$$\begin{aligned} g'_{ij}(l_k) &= \lambda'_{kj} g'_{ij}(l_B), \\ g''_{ij}(l_k) &= \lambda_{kj} g''_{ij}(l_B). \end{aligned}$$

С учетом приведенных выше замечаний общее количество параметров математической модели составляет около 400. Из них на координатные функции $\mu_i^*(h^*)$ и $s_i(t)$ приходится около 150 параметров, а остальные 250 определяют элементы матриц $G'(l)$ и $G''(l)$.

5. Многомерная модель нагрузки

При планировании режима ЭС рассматривается значительное количество активных и реактивных нагрузок узлов. Каждый из них может быть представлен моделью вида (28). Однако, ввиду подобия графиков узловых нагрузок, базисные векторы $M(h^*)$ и $S(t)$ могут быть выбраны общими для всех нагрузок ЭС. При этом размерность базиса лишь незначительно повышается по сравнению с автономным моделированием каждой из нагрузок.

Таким образом, модель i -й нагрузки ЭС записывается в виде

$$P_i(t, h_i^*, l_i) = E_i(t) M^T(h_i^*) G_i(l_i) S(t), \quad (29)$$

где

$$E_i(t) = P_{0i} e^{\alpha_i t}, \quad (30)$$

$$G_i(l_i) = G_i'(l_i) + G_i''(l_i) \Theta_i(t). \quad (31)$$

Взаимную стохастическую зависимость узловых нагрузок (как между нагрузками различных узлов, так и между активной и реактивной нагрузками заданного узла) можно объяснить наличием у них общих случайных составляющих. В соответствии с тем выражение нормированного процесса $\Theta_i(t)$ записывается как

$$\Theta_i(t) = \Theta_{0i}(t) + \sum_{k=1}^N \Theta_{ik}(t) + \sum_{l=1}^M \Theta_{il}(t), \quad (32)$$

где слагаемые $\Theta_{ik}(t)$ и $\Theta_{il}(t)$, согласно (I3) и (I4), определены на основе временных рядов ξ_{jt} и η_{lt} , общих для всех нагрузок ЭС. Обозначив передаточную функцию через $F(B)$, т.е.

$$F(B) = \frac{\psi(B)}{\phi(B)},$$

согласно (I3) и (I4) имеем

$$\Theta_i(t) = F_{0i}(B) \xi_{0it} + \sum_{k=1}^N F_{ik}(B) \xi_{kt} + \sum_{l=1}^M F_{il}(B) \eta_{lt}. \quad (33)$$

Корреляционные моменты между нагрузками i и j согласно (29), с учетом (31) и (33) выражаются, тогда, как

$$K_{ij}(t_1, t_2) = E_1(t_1) E_2(t_2) M^T(h_1^*) G_1''(l_1) S(t_1) M^T(h_2^*) G_2''(l_2) S(t_2) K_{ij}(\tau), \quad (34)$$

где $K_{ij}(\tau)$ - корреляционный момент процессов $\Theta_i(t)$ и $\Theta_j(t)$, определяемый по выражению (33).

Хотя вычисления корреляционных моментов на основе (33) и (34) при помощи ЭВМ не представляет затруднений, столь подробный учет изменения их во времени практически необоснован. Поэтому, в зависимости от конкретных целей вычисления корреляционных моментов, выражение (34) может быть значительно упрощено.

6. Заключение

В результате приведенных выше преобразований математическая модель нагрузки приобрела весьма компактный вид, что способствует применению модели при анализе и планировании режима ЭС.

Заметно повысилась эффективность составляющих модели ввиду понижения количества их параметров. Последнее сказывается особенно при моделировании узловых нагрузок, поскольку основные составляющие модели могут быть приняты общими для всех нагрузок ЭС.

Адекватность преобразованного вида математической модели к истинным свойствам нагрузок сохранялась, хотя прямое физическое истолкование ее составляющих невозможно. Объясняется это тем, что соответствие преобразованного вида модели к исходному не было нарушено, несмотря на некоторое обобщение модели.

Л и т е р а т у р а

1. М е л ь д о р ф М.В. Математическая модель нагрузки энергетической системы. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1976, № 403, с. 57-65.

2. В а л ь т и н Д.Ю., М е л ь д о р ф М.В. Моделирование нагрузки энергетической системы с учетом метеорологических факторов. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1978, № 453, с. 3-9.

3. В а л ь т и н Д.Ю., М е л ь д о р ф М.В., Т р е у ф е л ь д т Ю.Э. Моделирование нагрузок электроэнергетической системы и узлов в особые дни. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1978, № 453, с. II-15.

4. М е л ь д о р ф М.В. Способ уточнения математической модели нагрузок энергетической системы. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1983, № 549, с. 65-72.

M. Meldorf

The Factorised Model of a Power System Load

Summary

The mathematical model that describes temporal variations, dependence on meteorological factors and stochastic character of a power system load is considered here. To simplify practical applications, the initial model is converted to the shape in which a load is expressed as a bilinear form of two vector spaces.

УДК 621.311.153

D.O. Вальтин, П.Х. Раэсаар,

Ю.Э. Треуфельдт

УТОЧНЕНИЕ ПРОГНОЗОВ НАГРУЗОК ЭЛЕКТРО-
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ И ЕЕ УЗЛОВ

При прогнозировании узловых и суммарных нагрузок электроэнергетической системы (ЭЭС) с помощью заранее подготовленных математических моделей [1], как правило, не обеспечивается баланс мощностей по системе из-за погрешностей в прогнозах. Такая несогласованность прогнозов затрудняет использование их в качестве исходной информации в режимных расчетах. Поэтому следует уточнять прогнозы в целях достижения баланса мощностей по ЭЭС.

Точность прогнозов нагрузок зависит от количества исходных данных и от качества математической модели. Согласно [1] нагрузки с ежесуточными замерами (в том числе и суммарная нагрузка ЭЭС) представляются математической моделью, описывающей основные тенденции изменения нагрузки:

$$P(t) = e^{\alpha t} [S(t) + R(t)\theta(t)], \quad (I)$$

где α - параметр тренда нагрузки;

$S(t)$ и $R(t)$ - детерминированные функции, аппроксимирующие во времени соответственно математическое ожидание и среднеквадратичное отклонение нагрузки;

$\theta(t)$ - стационарный случайный процесс.

Нагрузки, имеющие лишь общесистемные замеры, представляются линейными регрессионными уравнениями в функции от т.н. представительной нагрузки $P_{np}(t)$ [1]:

$$P(t) = a + b P_{np}(t), \quad (2)$$

где a и b - регрессионные коэффициенты.

В качестве представительной выбирается нагрузка из числа нагрузок, описанных моделью (I), наиболее тесно коррелированная с нагрузкой $P(t)$.

Для определения баланса мощностей по системе необходимо дополнительно прогнозировать суммарные потери мощности в системе. Это можно осуществлять уравнениями регрессии второго порядка [II]

$$\pi(t) = c_0 + c_1 P_{\Sigma}(t) + c_2 P_{\Sigma}^2(t) + c_3 Q_{\Sigma}(t) + c_4 Q_{\Sigma}^2(t), \quad (3)$$

где c_0, c_1, c_2, c_3, c_4 - регрессионные коэффициенты; $P_{\Sigma}(t), Q_{\Sigma}(t)$ - прогнозы суммарных активных и реактивных нагрузок.

Таким образом, используя модели (I), (2) и (3), можно для любого прогнозируемого момента времени вычислить прогнозы суммарной нагрузки системы $P_{\Sigma}(t)$, нагрузок узлов $P_i(t)$ ($i = 1, 2, \dots, n$), а также прогнозы суммарных потерь мощности в системе $\pi(t)$. Однако из-за погрешностей в прогнозах условие баланса при этом обычно не выполняется, а возникает некоторый небаланс мощностей

$$\Delta P(t) = P_{\Sigma}(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) - \pi(t), \quad (4)$$

где n - количество узлов рассматриваемой ЭЭС.

Применяя основанный на принципе наименьших квадратов метод оценивания, небаланс $\Delta P(t)$ распределяется между составляющими практически пропорционально их дисперсиям. Тогда уточненные прогнозы определяются выражениями вида

$$\hat{P}_{\Sigma}(t) = P_{\Sigma}(t) - \Delta P(t) \frac{D[P_{\Sigma}(t)]}{D_{\Sigma}(t)}; \quad (5)$$

$$\hat{P}_i(t) = P_i(t) + \Delta P(t) \frac{D[P_i(t)]}{D_{\Sigma}(t)}; \quad (6)$$

$$\hat{\pi}(t) = \pi(t) + \Delta P(t) \frac{D[\pi(t)]}{D_{\Sigma}(t)}, \quad (7)$$

где $D_{\Sigma}(t)$ - сумма дисперсий всех составляющих

$$D_{\Sigma}(t) = D[P_{\Sigma}(t)] + \sum_{i=1}^n D[P_i(t)] + D[\pi(t)]. \quad (8)$$

Необходимые значения дисперсий вычисляются исходя из соответствующих математических моделей.

Для нагрузок с ежесуточными замерами дисперсии выражаются непосредственно из модели (I)

$$D[P(t)] = [e^{\alpha t} R(t)]^2. \quad (9)$$

Дисперсии остальных нагрузок вычисляются как средние значения на основе общесистемных замеров

$$D[P(t)] = D_{cp} = \frac{\sum_{j=1}^l [P_{\phi}(t_j) - P(t_j)]^2}{l-1}, \quad (10)$$

где $P_{\phi}(t_j)$ и $P(t_j)$ - фактическое значение и прогноз нагрузки в момент t_j ;

l - количество общесистемных замеров.

Аналогичным соотношением определяется дисперсия прогноза потерь мощности $D[\pi(t)]$. Необходимые фактические значения потерь получаются в результате расчетов установившихся режимов ЭЭС.

Окончательные уточненные прогнозы обеспечивают выполнение баланса мощностей и могут быть использованы в качестве исходной информации в расчетах режимов ЭЭС.

Изложенные идеи реализованы в программе анализа и прогнозирования узловых нагрузок [I], позволяющей стыковку с программами серии Б (разработки ВНИИЭ) расчета установившихся режимов ЭЭС.

Для оценки коэффициентов регрессии потерь мощности в выражении (3) составлена соответствующая программа. Коэффициенты регрессии могут использоваться также для оценки потерь участка электрической сети при эквивалентировании этого участка одним узлом. Указанная программа позволяет составлять уравнения множественной регрессии второго порядка потерь [I] как активной, так и реактивной мощностей в виде

$$\pi = c_0 + c_1 P + c_2 P^2 + c_3 Q + c_4 Q^2. \quad (11)$$

где P, Q - независимые факторы (например, суммарные активная и реактивная нагрузки системы).

Вместо двух факторов можно учитывать и только один - например, только активную нагрузку P .

Исходной информацией для программы являются данные ранее вычисленных режимных расчетов - т.н. режимные точки.

Регрессионные коэффициенты $c_0 \dots c_4$ определяются множественным регрессионным анализом (по методу наименьших квадратов), согласно которому вектор коэффициентов выражается как:

$$c = (S_T S)_T S_T \pi, \quad (12)$$

где π - вектор потерь разных режимных точек;

S - матрица факторов разных режимных точек:

$$S = \begin{vmatrix} 1 & P_1 & P_1^2 & Q_1 & Q_1^2 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 1 & P_m & P_m^2 & Q_m & Q_m^2 \end{vmatrix}, \quad (13)$$

m - количество режимных точек.

Индекс T обозначает транспонированную матрицу.

В программе предусмотрена возможность записать на магнитный диск матрицы $S_T S$ и $S_T \pi$ для разных схем сети. Это позволяет при появлении новых режимных точек уточнять оценки регрессионных коэффициентов разных схем, используя и старую, записанную на диск информацию. Поскольку матрицы $S_T S$ и $S_T \pi$ имеют пятый порядок независимо от количества режимных точек, то хранение их вместо режимных точек позволяет сэкономить объем диска.

Программа вычисляет также среднеквадратичное отклонение полученных регрессионных уравнений, позволяющее оценивать их качество и необходимое для определения дисперсии $D[\pi(i)]$.

Составленные программой регрессионные уравнения потерь могут быть использованы также самостоятельно для грубой оценки потерь мощности электрической сети или ее участка.

Л и т е р а т у р а

1. В а л ь т и н Д.Д., Т р е у ф е л ь д т Д.Э. Прогнозирование нагрузок узлов при расчетах стационарных режимов электроэнергетической системы. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1984, № 580, с. 81-86.

J. Valtin, P. Raesaar, Ü. Treufeldt

Specification Forecasts of Summary and Nodal Loads
of a Power System

Summary

A method for specifying forecasts of summary and nodal loads of a power system to guarantee power balance conditions is described here. The method is based on the estimation theory. A computer program to compose the regression equations of summary power losses, needed to calculate the power balance, is observed as well.

ПРОГРАММА ИМИТАЦИИ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

1. Постановка задачи

Эффективность методов планирования режима энергетической системы (ЭС) во многом определяется тем, насколько они приспособлены к учету изменения во времени нагрузок ЭС. Известно, что характер указанных изменений довольно сложный и значительно отличается при различных нагрузках. Поэтому при испытании методов управления режимом необходимо иметь графики большого количества нагрузок, рассмотренные на протяжении длительного интервала времени.

Применение в целях сравнения методов планирования режима натуральных графиков нагрузок затруднено ввиду их громоздкости. К тому же необходимые статистические данные могут не существовать, например, для проектируемых ЭС или при отсутствии надлежащей системы сбора данных. Более целесообразно применять в указанных целях графики нагрузки, полученные путем имитации на основе надлежащей математической модели.

2. Математическая модель нагрузки

Возьмем за основу имитации графиков нагрузки математическую модель, описанную в [1]. В этой модели учитываются все основные закономерности изменения нагрузок во времени, их стохастический характер и зависимость от режимных и метеорологических факторов.

Согласно указанной модели, нагрузка i -го узла ЭС выражается в виде

$$P_i(t, h, l) = E_i(t) M^T(h) [G'_i(l) + G''_i(l) \theta(t)] s(t), \quad (I)$$

где $F_i(t)$ - функция, представляющая тренд нагрузки;
 $M(h)$ и $S(t)$ - вектор-функции с периодичностью, равной, соответственно, одним суткам и одному году;
 $G'_i(l)$ и $G''_i(l)$ - матрицы параметров нагрузки, зависящие от типа дня l ;
 $\Theta(t)$ - стационарный случайный процесс, моделируемый как

$$\Theta_i(t) = F_{0i}(B) \xi_{0it} + \sum_{j=1}^N F_{ij}(B) \xi_{jt} + \sum_{k=1}^N F_{ik}(B) \gamma_{kt}. \quad (2)$$

Здесь $F_{0i}(B)$, $F_{ij}(B)$ и $F_{ik}(B)$ - передаточные функции;
 ξ_{0it} и ξ_{jt} - некоррелированные случайные ряды;
 γ_{kt} - ряд приведенных значений метеорологических факторов.

3. Имитация графиков нагрузки

Имитация графиков нагрузки состоит в том, что при помощи генератора псевдослучайных чисел задаются ряды ξ_{0it} и ξ_{jt} , а затем, на основе (1) и (2) вычисляются соответствующие значения нагрузок. Ряды приведенных значений метеорологических факторов γ_{kt} могут быть определены либо по натуральным данным, либо имитированы на основе модели вида (2), т.е.

$$\gamma_k(t) = F_{0k}(B) \xi_{0kt}, \quad (3)$$

где $F_{0k}(B)$ - передаточная функция;
 ξ_{0kt} - некоррелированный случайный ряд.

Свойства полученных указанным путем графиков нагрузок зависят как от координатных функций $M(h)$ и $S(t)$, так и от элементов матриц $G'_i(l)$ и $G''_i(l)$, а также от параметров передаточных функций $F_{0i}(B)$, $F_{ij}(B)$, $F_{ik}(B)$ и $F_{0k}(B)$. Вектор-функции $M(h)$ и $S(t)$, являющиеся общими для всех нагрузок рассматриваемой ЭС, определяют некоторый класс нагрузок, внутри которого как конфигурация графиков, так и их основные количественные показатели могут изменяться в широких пределах. Основные количественные показатели графиков определяются значениями элементов матриц $G'_i(l)$ и $G''_i(l)$, а их стохастические свойства параметрами указанных выше передаточных функций.

Практически параметры всех составляющих математической модели выбираются на основе результатов, полученных при ана-

лизе наиболее характерных нагрузок различных ЭС. Иначе говоря, для имитации графика некоторой конкретной нагрузки необходимо задаваться параметрами математической модели подходящей типовой нагрузки. При этом основные количественные показатели графика, как среднее значение, коэффициент заполнения и т.п. могут выбираться произвольно.

Дополнительной возможностью изменения количественных показателей является пересчет имитированных значений нагрузки, т.е. деформация ее графика. Таким путем удобно задавать, например, значение потребляемой энергии (площадь графика) за некоторый период времени.

В части метеорологических факторов особый интерес представляет возможность имитации экстремальных погодных условий. В простейшем случае это достигается тем, что значения ряда $\xi_{\text{окт}}$ в (3) не выбираются случайно, а задаются в пределах ± 3 (имеется в виду, что дисперсия указанного ряда равна единице). Более обоснованная имитация экстремальных условий осуществляется учетом конкретных метеорологических ситуаций, характерных рассматриваемому географическому району.

Влияние режимных факторов, как узловые напряжения и частота в ЭС, в математической модели (I) явно не выражено. Учет указанных факторов достигается перемножением выражения (I) на соответствующие статические характеристики.

4. Программа имитации нагрузок

Программа имитации нагрузок состоит из ведущего модуля и ряда расчетных модулей. Последние выполняют все необходимые вычислительные преобразования. Задачей ведущего модуля является организация обращений к модулям на основе управляющих директив.

Основные модули программы следующие:

BAAS - модуль расчета математического ожидания и среднеквадратичного отклонения нагрузки на любой заданный промежуток времени с дискретностью, равной одному часу;

DTMOD - модуль расчета значений процесса $\theta(t)$;

INTERP - модуль внутрисуровой интерполяции графиков нагрузки;

DEFMOD - модуль преобразования параметров модели с целью получения графиков нагрузки с заданными свойствами;

DEFORM - модуль деформации графиков для изменения их количественных показателей;

PARM - модуль расчета статистических показателей (например, корреляционных и спектральных функций) графиков нагрузки.

В состав программы входят также модули ввода-вывода. Каждый модуль состоит из ряда подпрограмм. Имеются также подпрограммы общего назначения, как то календарные подпрограммы и подпрограммы для работы с внешней памятью.

Основными результатами программы являются графики узловых нагрузок, вычисленные с заданной дискретностью на любой интервал времени. Результаты записываются в наборы данных прямого доступа.

Программа составлена на языке ФОРТРАН для ЭВМ серии ЕС.

5. Выводы

Приведенные выше теоретические соображения, а также практический опыт работы программы позволяют заключить следующее:

- при наличии параметров математической модели для типовых нагрузок рассматриваемая программа позволяет без затруднений получить графики нагрузок с любыми заданными количественными показателями;

- результаты программы, наряду со сравнением методов планирования режима, полезны также при отладке программ и решении задач методом статистических испытаний;

- данная программа помимо нагрузок ЭС позволяет имитировать также многие другие многомерные случайные процессы, как стационарные, так и нестационарные.

Л и т е р а т у р а

Г. М е л ь д о р ф М.В. Факторизованная модель нагрузки энергетической системы. См. наст. сб., с. 85.

M. Meldorf, R. Surguchik

A Power System Loads Simulation Program

Summary

A complex program to simulate temporal variations of nodal loads of a power system is described. The program is based on the mathematical model that describes the basic temporal variation tendencies, dependence on meteorological factors and stochastic character of a load.

С о д е р ж а н и е

I.	М.Х. Валдма. О многоуровневой иерархической оптимизации режимов энергетических систем при неполной информации.....	3
2.	М.Х. Валдма, М.Э. Кээл. Дискретизация математических моделей оптимизации режимов энергетических систем по времени.....	17
3.	О.Н. Лийк. О результатах анализа методов минимаксной оптимизации режимов энергетических систем.....	27
4.	А.Л. Лейсалу, Х.Э.-И. Таммоя. Алгоритм и программа расчета диаграмм оптимальных режимов ТЭЦ.....	33
5.	М.Э. Кээл, А.Л. Лейсалу. Расчет режимных параметров турбоагрегатов при оптимизации режимов ТЭЦ.....	45
6.	О.Н. Лийк, К.Ю. Мёллер. Расчет и корректирование вход-выход характеристик котлоагрегатов...	53
7.	К.Ю. Мёллер, Х.Э.-И. Таммоя. Корректирование вход-выход характеристик турбоагрегатов, РОУ и бойлеров.....	65
8.	А.Х. Сильд, Э.А. Тийгимаги. О математическом моделировании стационарного режима электрической сети при вероятностно заданной исходной информации.....	77
9.	М.В. Мельдорф. Факторизованная модель нагрузки энергетической системы.....	85
10.	Ю.Ю. Вальтин, П.Х. Разсаар, Ю.Э. Треуфельдт. Уточнение прогнозов нагрузок электроэнергетической системы и ее узлов.....	97
II.	М.В. Мельдорф, Р.Д. Сургучик. Программа имитации графиков нагрузки энергетической системы	103

EESTI AKADEEMILINE RAAMATUKOGU



1 0200 00082357 9

Цена 90 коп.