

УДК 621.311; 62-192

МОДЕЛИ И МЕТОДЫ ОПТИМАЛЬНОГО СТОХАСТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

А.Д. Тевяшев, Т.Б. Тимофеева

*Кафедра прикладной математики
Харьковского национального
университета радиоэлектроники
Проспект Ленина 14, Харьков, 61166
УКРАИНА
E-mail:
tevjashhev@kture.kharkov.ua
_tanud@mail.ru*

1. Введение

Проблемы повышения надежности и эффективности функционирования электроэнергетических систем (ЭЭС), минимизации потерь электрической энергии при передаче ее потребителю являются одними из центральных проблем, стоящих перед современной энергетикой. Комплексное решение этих проблем связано с переходом на новые информационные ресурсосберегающие и экологически безопасные технологии управления режимами функционирования ЭЭС. Развитие вычислительной техники и оснащение ею диспетчерских служб региональных ЭЭС открывает новые возможности для повышения эффективности управления режимами функционирования электрических систем и сетей. В данной работе предложен стохастический подход к решению задачи оперативного управления режимами региональных ЭЭС, применение которого позволяет обеспечить надежное снабжение всех потребителей электрической энергией заданного качества при минимальных потерях мощности в ЭЭС.

В настоящее время накоплен значительный опыт по моделированию и оптимизации режимов функционирования систем энергетики, т.е. опыт решения задач планирования и управления режимами передачи электриче-

В данной работе рассматривается проблема разработки моделей и методов управления режимами функционирования электроэнергетических систем с учетом случайного характера нагрузки в узлах сети. Предложена стохастическая математическая модель системы оперативного управления режимами региональных электроэнергетических систем, разработаны методы решения задач оперативного управления и оперативного планирования режимов работы региональных электроэнергетических систем, в которых учитывается случайный характер нагрузки. Применение разработанных моделей и методов позволит увеличить эффективность функционирования электроэнергетических систем

ской энергии. Результаты оптимизации структуры и параметров электрических сетей вскрыли значительные резервы экономии непроизводственных потерь электрической энергии до 15-20% от общего объема передаваемой электроэнергии. Однако, разработанные до настоящего времени модели и методы оптимизации, реализованные в пакетах программ (RASTR, ANARES, ОПТ, Диспетчер, Космос), являются детерминированными и не учитывают реальные условия функционирования электрических сетей и рынка электроэнергии. Получаемые с помощью этих методов оптимальные решения, соответствуют только конкретным граничным условиям и находятся, как правило, на границе допустимой области. Естественно, что такие "оптимальные" решения оказываются неприемлемыми на практике. С формальной точки зрения, проблема учета реальных условий функционирования ЭЭС заключается в том, что в моделях математического программирования, к которым сводятся задачи планирования и управления режимами, некоторые параметры целевой функции и ограничений являются случайными величинами.

Поэтому для повышения эффективности управления ЭЭС необходимо разработать модели и методы оперативного управления режимами функционирования региональных ЭЭС, учитывающие случайный характер про-

цессов, протекающих в ЭЭС. Применение этих моделей и методов позволит уменьшить фактические потери мощности в ЭЭС и, следовательно, увеличить эффективность функционирования региональных ЭЭС.

В данной работе предлагается стохастическая модель системы оперативного управления режимами функционирования региональных ЭЭС и разработан стохастический подход к принятию решений в процессе оперативного управления ЭЭС, позволяющий получить решение, обеспечивающее оптимальный, устойчивый и надежный режим функционирования ЭЭС. Кроме того, в рамках изложенного подхода, разработан эффективный метод решения задачи планирования режимов функционирования региональных ЭЭС, в котором максимально учитываются особенности и свойства поставленной задачи. Применение данного метода позволяет сократить время формирования вектора управления и повысить эффективность оперативно-диспетчерского управления региональными ЭЭС.

2. Стохастическая модель системы оперативного управления режимами региональных ЭЭС

Исходными данными задачи оперативного управления нормальными режимами функционирования ЭЭС является информация о структуре ЭЭС о значениях технических характеристик элементов сети и оперативная информация о состоянии сети в предшествующие моменты времени $\dots, t_{0-2}, t_{0-1}, t_0$. Расчет параметров планируемого режима осуществляется в момент времени t_0 , с упреждением $1, 2, 3, \dots, T$, в соответствии с критерием управления J и учетом требований по допустимости режима.

Изменить режим функционирования ЭЭС можно воздействуя на управляемые параметры системы. Вектор управления энергосистемой имеет вид:

$$U(t) = \{R(t), K_{TR}(t), S_{КОМП}(t), N_{КОНД}(t)\}, \quad (1)$$

где $R(t)$ - вектор булевых переменных, характеризующий положение переключателей коммутационной аппаратуры, определяющей схему питания потребителей ЭЭС,

$K_{TR}(t)$ - вектор значений коэффициентов трансформации,

$S_{КОМП}(t)$ - вектор мощностей синхронных компенсаторов,

$N_{КОНД}(t)$ - вектор количества включенных блоков статических конденсаторов.

Множество нагрузочных узлов в каждый рассматриваемый момент времени t будем характеризовать случайными функциями количества потребляемой в данном узле активной и реактивной мощности $P_{H,i}(t, \omega)$, $Q_{H,i}(t, \omega)$, где $\omega \in \Omega$, (Ω, B, P) . Ω -пространство элементарных исходов, B -борелевская σ -алгебра, P -вероятностная мера. Обозначим

$$Z_i(t, \omega) = \{P_{H,i}(t, \omega), Q_{H,i}(t, \omega)\} \quad (2)$$

- количество активной и реактивной мощности, потребляемой в i -том узле в момент времени t .

Стохастическая математическая модель установившегося режима ЭЭС в момент времени t будет иметь

вид:

$$P \left\{ P_{Г,i}(f, t) - P_{H,i}(U_i, f, t, \omega) - P_{Ш,i}(t) - \sum_j P_{i,j}(t) = 0 \right\} = 1, \quad (3)$$

$$P \left\{ P_{Г,i}(f, t) - P_{H,i}(U_i, f, t, \omega) - P_{Ш,i}(t) - \sum_j P_{i,j}(t) = 0 \right\} = 1, \quad (4)$$

где $P_{Г,i}(f, t)$, $Q_{Г,i}(f, t)$ - генерируемая активная и реактивная мощность в узле i в момент времени t ,

$P_{H,i}$, $Q_{H,i}$ - потребляемая активная и реактивная мощность в узле i в момент времени t ;

$P_{Ш,i}(t)$, $Q_{Ш,i}(t)$ - потери мощности в шунтах в момент времени t ;

$P_{i,j}$, $Q_{i,j}$ - активная и реактивная мощности выходящие из узла i в узел j в момент времени t ;

f - частота в ЭЭС.

Выполнение условий балансов активной и реактивной мощности (3-4) с вероятностью 1, полностью описывает состояние ЭЭС в момент времени t , учитывает стохастический характер величины потребляемой в узле i активной и реактивной мощности и работу локальных систем автоматического регулирования режимов ЭЭС. В результате решения системы (3-4) получаем информацию о значениях модулей U и фаз δ напряжений в каждом узле в момент времени t .

Рассмотрены различные методы решения системы уравнений математической модели установившегося потокораспределения в региональной ЭЭС. Показано, что для использования в процессе оперативного управления потокораспределением в ЭЭС, целесообразно решать систему уравнений (3-4) методом Ньютона. Проведено решение системы уравнений математической модели установившегося потокораспределения методом Ньютона [2].

Целевая функция задачи оперативного управления потокораспределением ЭЭС на интервале времени $[t_0, T]$ имеет вид:

$$M_{\omega} \int_{t_0}^T J(X(t), Y(t), Z(t, \omega)) dt \rightarrow \min_{X(t) \in \Omega}, \quad (5)$$

где $J(X(t); Y(t); Z(t, \omega))$ - выбранный критерий оптимальности,

$X(t)$ - вектор управления энергосистемой,

$Y(t)$ - вектор детерминированных параметров режима,

$Z(t, \omega)$ - вектор случайных параметров режима.

В качестве критерия оптимальности в момент времени t можно рассматривать:

- суммарные потери активной и реактивной мощности в ЭЭС:

$$J_1(X(t); Y(t); Z(t, \omega)) = P_{\Sigma}(X(t); Y(t); Z(t, \omega)) + Q_{\Sigma}(X(t); Y(t); Z(t, \omega))$$

- функционал стоимости отпускаемой потребителям активной мощности:

$$J_2(X(t); Y(t); Z(t, \omega)) = P_{\Sigma}(X(t); Y(t); Z(t, \omega)) c(t)$$

где $P_{\Sigma}(X(t); Y(t); Z(t, \omega))$, $Q_{\Sigma}(X(t); Y(t); Z(t, \omega))$ - суммарные потери активной и реактивной мощности в ЭЭС в момент времени t ,

$c(t)$ - коэффициент издержек, вычисляемый в соответствии с действующим тарифом на потребление электроэнергии и коэффициентом суточной неравномерности.

$$c(t) = k_j(t) P_j$$

где P_j - действующий тариф на потребление электро-

энергии;

$k_j(t)$ - коэффициент суточной неравномерности (k_1 - ночной, k_2 - пиковый, k_3 - полупиковый):

$$k_j(t) = \left\{ \begin{array}{l} k_1 = 0.25, t \in [0,6] \\ k_2 = 1.8, t \in [8,10] \cup [17,20] \\ k_3 = 1.02, t \in [6,7] \cup [11,16] \cup [21,23] \end{array} \right\}$$

В качестве ограничений (области Ω) в данной задаче выступают уравнения баланса активной и реактивной мощности в узлах ЭЭС (3-4), которые задают связь между регулируемыми параметрами ЭЭС и расчетными параметрами режима - модулями и фазами напряжений в узлах сети. Кроме того, рассматриваются ограничения на диапазон изменения регулируемых параметров режима и режимные ограничения.

Ограничения на регулируемые параметры режима:

1. На коэффициенты трансформации трансформаторов

$$K'_{tr_j} \leq K_{tr_j}(t) \leq K''_{tr_j} \quad K_{tr_j} = \{K_{tr_j}^1, K_{tr_j}^2, \dots\} \quad (6)$$

где j - число регулировочных трансформаторов;

K'_{tr_j}, K''_{tr_j} - нижний и верхний пределы изменения коэффициентов трансформации, определяемые в зависимости от типа трансформатора в соответствии с учетом технического состояния оборудования и показателей надежности. Учитывается ступенчатый характер регулирования коэффициентов трансформации.

2. На мощность синхронных компенсаторов

$$S'_K \leq S_K(t) \leq S''_K \quad (7)$$

где K - число синхронных компенсаторов;

S'_K, S''_K - нижний и верхний пределы изменения мощности синхронных компенсаторов, определяемые в зависимости от типа СК с учетом его технического состояния и показателей надежности.

3. На число включенных в сеть блоков статических конденсаторов

$$N'_l \leq N_l(t) \leq N''_l \quad N_l = \{N_{l_j}^1, N_{l_j}^2, \dots\} \quad (8)$$

где l - число статических конденсаторов, включенных в сеть;

N_l - количество включенных блоков статических конденсаторов;

N'_l, N''_l - пределы изменения количества включенных блоков статического конденсатора, определяемые в зависимости от типа БСК с учетом его технического состояния и показателей надежности. Учитывается ступенчатый характер регулирования данного параметра.

Для соблюдения условий надежности электроснабжения и качества электроэнергии рассматриваются следующие режимные ограничения:

$$P\{U'_k \leq U_k(t, \omega) \leq U''_k\} = 1 \quad (9)$$

где k - число узлов в энергосистеме,

U'_k, U''_k - предельные значения модулей узловых напряжений.

$$P\{I'_z \leq I_z(t, \omega) \leq I''_z\} = 1 \quad (10)$$

где z - число элементов в энергосистеме,

I'_z, I''_z - допустимые значения токов по элементам.

Таким образом, сформирована математическая модель системы оперативного управления режимами функционирования региональных ЭЭС. Она представляет собой задачу дискретно-непрерывного нелинейного стохастического программирования М-типа с построчными вероятностными ограничениями и отличается от известных моделей возможностью учета случайного характера потребления электроэнергии потребителями.

3. Общий подход к решению задачи оперативного управления режимами региональных ЭЭС

Сложный характер влияния различных групп факторов на процессы потребления электроэнергии привел к тому, что эти процессы можно описать как стохастические, содержащие детерминированные (полигармонические и полиномиальные) и случайные составляющие. Это привело к необходимости выбора такой структуры оптимального управления, которая также содержит две составляющие: детерминированную и стохастическую. Детерминированный вектор управления определяется в момент времени t_0 , в результате решения задачи оперативного планирования режима ЭЭС. Решение задачи оперативного планирования режима ЭЭС осуществляется на основе детерминированных исходных данных о структуре и параметрах ЭЭС и вычисленных на основании статистических данных условных математических ожиданий (прогнозов с заданным упреждением $\{1, 2, \dots, T\}$) будущих значений стохастических процессов потребления электроэнергии. Случайный вектор управления определяется для каждого момента времени наблюдения $t_0+1, t_0+2, \dots, t_0+T$ реализаций стохастических процессов потребления электроэнергии, в результате решения задачи стабилизации режима ЭЭС.

Исходя из условий физической реализуемости управления в ЭЭС, а также возможностей реализованной системы сбора и обработки информации, определяющей характер получения оперативной информации о значениях компонент вектора $Z(t, \omega)$, выбирается интервал выдачи управляющих воздействий Δt_2 . Выбор интервала планирования Δt_1 , ($\Delta t_1 \geq \Delta t_2$) определяется требуемой точностью получения оценок параметров стохастического процесса $Z(t, \omega)$. Для упрощения записи в дальнейшем будем рассматривать только один интервал планирования $[t_0, T]$, где $t_1 - t_0 = \Delta t_1$.

Произведем дискретизацию интервала управления Δt_1 на K шагов с интервалом Δt_2 . Дискретный аналог задачи (5), (3-4), (6-10) имеет вид:

$$M \left\{ \sum_{k=0}^K J(X(k), Y(k), Z(k, \omega)) \right\} \rightarrow \min_{X \in \Omega} \quad (11)$$

где область Ω определяется уравнениями (2)-(3), (6-10).

Предложено искать оптимальное решение $X^*(k)$ в виде двух векторов

$$X^*(k) = X_0^*(k) + \delta X^*(k),$$

где $X_0^*(k)$ - детерминированный вектор, вычисляемый в нулевой момент времени,

$\delta X^*(k)$ - случайный вектор, вычисляемый в каждый момент времени $k = 0, 1, 2, \dots, K-1$.

Показано, что рассматриваемую задачу можно пред-

ставить в виде

$$\begin{aligned}
 I(K) &\approx \sum_{k=1}^K J(X_0(k), Y(k), \hat{Z}_0(k)) + \\
 &+ \frac{1}{2} \sum_{k=1}^K \sum_{i=1}^N J_{Z_i}''(\delta X(k), Y(k), \hat{Z}_0(k)) D_{Z_i}(k) + \\
 &+ \sum_{k=1}^K \sum_{i < j} J_{Z_i Z_j}''(\delta X(k), Y(k), \hat{Z}_0(k)) K_{Z_{ij}}(k) \rightarrow \\
 &\rightarrow \min_{\{X_0(k) | \delta X(k) \in \Omega\}}
 \end{aligned}
 \tag{12}$$

где $\hat{Z}_0(k)$ - условное математическое ожидание, вычисляемое в момент времени $t=0$ с упреждением k , $D_{Z_i}(k)$ - дисперсия величины нагрузки в узле i , $K_{Z_{ij}}(k)$ - коэффициент корреляции между величинами нагрузок в узлах.

Таким образом, предложено задачу оперативного управления режимами функционирования региональными ЭЭС рассматривать в виде задачи двухэтапного стохастического программирования. Т.е. решение задачи (5), (3-4), (6-10) может быть получено в два этапа. На первом этапе решается детерминированная задача (планирования режима ЭЭС)

$$I_0(K) = \sum_{k=0}^K [J(X_0(k), Y(k), \hat{Z}_0(k))] \rightarrow \min_{X_0^*(k)}$$

которая является задачей программного управления потокораспределением в ЭЭС. Решение этой задачи позволяет получить детерминированную составляющую вектора управления $X_0^*(k)$.

Случайная составляющая вектора управления $\delta X^*(k)$ получается в результате решения задачи второго этапа (стабилизации режима ЭЭС)

$$\begin{aligned}
 \Delta I(K) &= \frac{1}{2} \sum_{k=1}^K \sum_{i=1}^N J_{Z_i}''(\delta X(k), Y(k), \hat{Z}_0(k)) D_{Z_i}(k) + \\
 &+ \sum_{k=1}^K \sum_{i < j} J_{Z_i Z_j}''(\delta X(k), Y(k), \hat{Z}_0(k)) K_{Z_{ij}}(k) \rightarrow \min_{\delta X(k) \in \Omega}
 \end{aligned}$$

где область Ω определяется уравнениями (3-4), (6-10).

4. Решение задачи оперативного планирования режимов региональных ЭЭС

Задача оперативного планирования режимов ЭЭС позволяет определить детерминированную составляющую вектора управления $X_0^*(t)$, $t \in [t_0, T]$ и является центральной задачей в проблеме оперативного управления потокораспределением в ЭЭС при случайном характере нагрузки. Правильно спланированный режим позволяет избежать возникновения множества ситуаций, требующих принятия решений по управлению потокораспределением в ЭЭС в реальном масштабе времени. В результате такого планирования в процессе оперативного управления резко снижается психологическая нагрузка на ЛПР (диспетчера системы) и изменяется его роль в процессе управления. Более того, обеспечение устойчивости работы ЭЭС на всем интервале планирования повышает роль локальных средств автоматики и открывает перспективу перехода от автоматизированных сис-

тем управления ЭЭС к полностью автоматическим системам.

Задача оперативного планирования режимов работы региональных ЭЭС является задачей дискретного математического программирования с нелинейной аддитивной минимизируемой функцией, нелинейными ограничениями, которые представляют собой уравнения баланса ЭЭС и ограничения на диапазон изменения параметров вектора управления, а также режимными ограничениями.

Проведена структуризация и исследование свойств решений задачи планирования режима региональных ЭЭС. Показано, что задача оперативного планирования режимов работы региональных ЭЭС на интервале планирования $[0, T]$ имеет вид:

$$\begin{aligned}
 I_0(K) &= \\
 &= \sum_{k=1}^K \left[\sum_{i=1}^N \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^N (P_{ij}(X_0(k), Y(k), \hat{Z}_0(k)) + Q_{ij}(X_0(k), Y(k), \hat{Z}_0(k))) \right] \rightarrow \\
 &\rightarrow \min_{X_0(k) \in \Omega}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 &\text{где} \\
 P_{ij}(X_0(k), Y(k), \hat{Z}_0(k)) &= \sqrt{3} U_i(k) \cos \delta_i(k) I a_{ij}(k) + \sqrt{3} U_i(k) \sin \delta_i(k) I r_{ij}(k), \\
 Q_{ij}(X_0(k), Y(k), \hat{Z}_0(k)) &= \sqrt{3} U_i(k) \sin \delta_i(k) I a_{ij}(k) - \sqrt{3} U_i(k) \cos \delta_i(k) I r_{ij}(k),
 \end{aligned}$$

где $I a_{ij}(k)$, $I r_{ij}(k)$ - активная и реактивная составляющая тока по связи ij , имеющие вид:

$$\begin{aligned}
 I a_{ij}(k) &= -\frac{1}{\sqrt{3}} (U_i(k) \cos \delta_i(k) - U_j(k) \cos \delta_j(k)) g_{ij}(k) - \\
 &- \frac{1}{\sqrt{3}} (U_i(k) \sin \delta_i(k) - U_j(k) \sin \delta_j(k)) b_{ij}(k) \\
 I r_{ij}(k) &= \frac{1}{\sqrt{3}} (U_i(k) \cos \delta_i(k) - U_j(k) \cos \delta_j(k)) b_{ij}(k) - \\
 &- \frac{1}{\sqrt{3}} (U_i(k) \sin \delta_i(k) - U_j(k) \sin \delta_j(k)) g_{ij}(k)
 \end{aligned}$$

где $k = 0 \dots K$, $K = T / \Delta t_2$, где Δt_2 - выбранный интервал управления.

Система ограничений на допустимые управления для момента времени $k = 0 \dots K$ примет вид:

$$\begin{aligned}
 P_i(k) - g_{ii}(k) U_i(k)^2 - U_i(k) \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n+1} U_j(k) \cdot \\
 \cdot (g_{ij}(k) \cos \delta_{ij}(k) - b_{ij}(k) \sin \delta_{ij}(k)) &= 0 \\
 \sum_S Q_s(k) + \sum_k S_k(k) + \sum_i N_i(k) - b_{ii}(k) U_i(k)^2 - \\
 - U_i(k) \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n+1} U_j(k) \cdot (b_{ij}(k) \cos \delta_{ij}(k) + g_{ij}(k) \sin \delta_{ij}(k)) &= 0, \\
 i = \overline{1, n}, \\
 \delta_{ij}(k) = \delta_i(k) - \delta_j(k), \quad i = \overline{1, n}, \quad j = \overline{1, n}
 \end{aligned}$$

где n - число узлов в сети.

Активные и реактивные проводимости связи можно выразить в виде:

$$g_{ij}(k) = -\frac{\sum_n r_n \cdot \prod_m k_{tr_m}(k)}{\left(\sum_n x_n\right)^2 + \left(\sum_n r_n\right)^2}$$

$$b_{ij}(k) = -\frac{\sum_n x_n \cdot \prod_m k_{tr_m}(k)}{\left(\sum_n x_n\right)^2 + \left(\sum_n r_n\right)^2}$$

Ограничения на регулируемые параметры режима имеют вид (6-10).

Учет дискретного характера изменения части компонент вектора управления привел к тому, что рассматриваемая задача стала задачей дискретно-непрерывного программирования. Проведенные исследования показали, что применение к решению данной задачи методов дискретного математического программирования, которые позволяют найти глобальный минимум, требует больших временных затрат, что неприемлемо при работе в комплексе оперативного управления режимами ЭЭС. Предложен алгоритм, который позволяет свести решение исходной дискретно-непрерывной задачи математического программирования к решению задачи непрерывного математического программирования. Данный алгоритм обеспечивает попадание решения в ε - окрестность точки глобального оптимума при жестких ограничениях на время решения задачи (рис. 1).

Проведен анализ возможных методов решения непрерывной задачи планирования режима ЭЭС и показано, что для ее решения наиболее целесообразно использовать дифференциальный алгоритм.

Свойства решений непрерывной задачи оперативно-го планирования режима работы ЭЭС:

- Минимизируемая функция (12) нелинейна и выпукла на множестве допустимых решений Ω .
- Область допустимых решений Ω нелинейна и выпукла.
- Необходимые условия для точки локального минимума являются одновременно и достаточными.

Анализ вида и свойств целевой функции и ограничений задачи планирования режима ЭЭС позволил модифицировать дифференциальный алгоритм с учетом особенностей и свойств рассматриваемой задачи. Предложенная модификация дифференциального алгоритма более эффективна и менее энергоемка, чем традиционный метод.

Проведено решение задачи планирования режима ЭЭС в соответствии со следующим алгоритмом:

1. Задается начальное приближение $\bar{X}^{(0)}$ и точность вычислений ε , где \bar{X} - вектор ограничений на регулируемые параметры режима (6-8);

2. Проверяется выполнение необходимых условий точки минимума (анализ условных частных производных):

- если по всем компонентам вектора \bar{X} эти условия выполняются, то осуществляется переход к шагу 5;
- иначе $k=k+1$, формируется множество $J' \subseteq J (J=\{1,2,\dots,n\})$, состоящее из индексов тех пе-

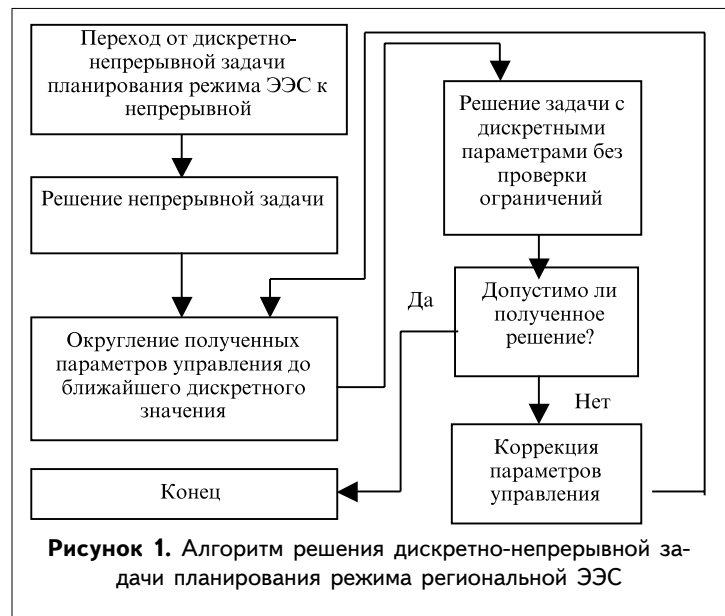


Рисунок 1. Алгоритм решения дискретно-непрерывной задачи планирования режима региональной ЭЭС

ременных, по которым происходит нарушение необходимых условий, и осуществляется переход к следующему этапу;

3. Проводится анализ частных производных целевой функции с целью выяснения характера нарушений необходимых условий по X_r для всех $r \in J'$, исходя из вида нарушений, вычисляется ΔX_r :

$$\text{если} \quad \left(\frac{\delta I_0}{\delta X_r}\right)^{(k)} > 0$$

$$X_r^{(k)} \neq X'_r$$

то

$$\Delta X_r^{(k)} = \max_{\Delta X_r^{(k)} < 0} [X'_r - X_r^{(k)}; \Delta X_r^{(k)}]_{\frac{\delta I_0}{\delta X_r} = 0};$$

$$\max_{\left(\frac{\delta Y_i}{\delta X_r}\right)^{(k)} < 0} \left[\frac{Y'_i - Y_i^{(k)}}{\left(\frac{\delta Y_i}{\delta X_r}\right)^{(k)}} \right];$$

$$\max_{\left(\frac{\delta Y_i}{\delta X_r}\right)^{(k)} > 0} \left[\frac{Y'_i - Y_i^{(k)}}{\left(\frac{\delta Y_i}{\delta X_r}\right)^{(k)}} \right].$$

(13)

если

$$\left(\frac{\delta I_0}{\delta X_r}\right)^{(k)} < 0$$

$$X_r^{(k)} \neq X''_r$$

то

$$\Delta X_r^{(k)} = \min_{\Delta X_r^{(k)} > 0} [X''_r - X_r^{(k)}; \Delta X_r^{(k)}]_{\frac{\delta I_0}{\delta X_r} = 0};$$

$$\min_{\left(\frac{\delta Y_i}{\delta X_r}\right)^{(k)} < 0} \left[\frac{Y'_i - Y_i^{(k)}}{\left(\frac{\delta Y_i}{\delta X_r}\right)^{(k)}} \right];$$

$$\min_{\left(\frac{\delta Y_i}{\delta X_r}\right)^{(k)} > 0} \left[\frac{Y''_i - Y_i^{(k)}}{\left(\frac{\delta Y_i}{\delta X_r}\right)^{(k)}} \right].$$

(14)

4. Для всех $r \in J'$ вычисляется $X_r = X_r^{(0)} + \Delta X_r$; переход к шагу 2;

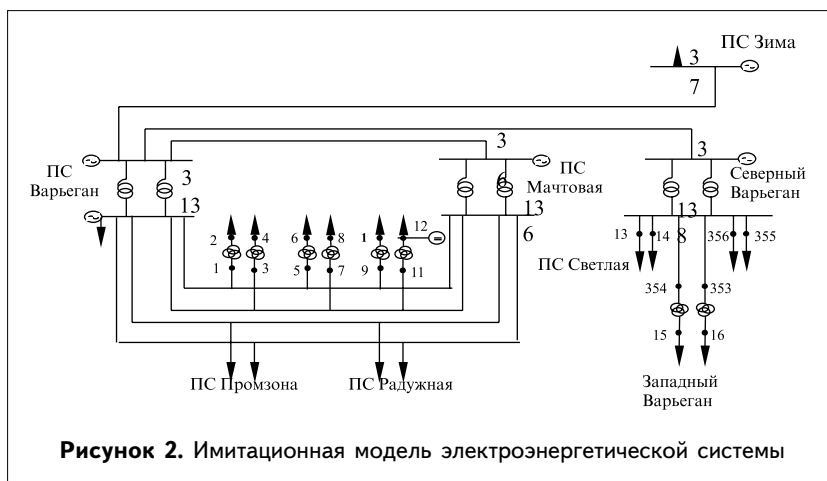


Рисунок 2. Имитационная модель электроэнергетической системы

5. Проверяется выполнение достаточных условий: если эти условия выполняются, то решение задачи - $\bar{X}^{(k)}$
 $\bar{X}^* = \bar{X}^{(k)}$

5. Исследование эффективности предложенного метода планирования режима региональной ЭЭС

Эффективность предлагаемого метода планирования режима работы ЭЭС осуществлялось для участка распределительной электросети Нижневартовского предприятия электрических сетей на основании реальных данных о параметрах и состоянии системы методом имитационного моделирования. Схема данной сети представлена на рис. 2.

На участке сети (рис. 2) имеются 3 подстанции 220/110кВ (Варьеган, Мачтовая, Северный Варьеган) и 4 подстанции 110/35/6кВ (КНС 9, КНС 1, КНС 2, Западный Варьеган). Вся остальная сеть напряжением 220 и 110кВ эквивалентирована к шинам рассматриваемых подстанций.

Для данного участка сети проведен расчет потокораспределения. Исходные данные по узлам приведены в таблице 1, исходные данные по ветвям приведены в таблице 2.

В качестве балансирующего узла взят узел 33. Результаты

расчета потокораспределения приведены в таблице 3.

Для данной сети при описанных значениях узлов осуществлена оптимизация режима функционирования по критерию минимума общих потерь активной и реактивной мощности в сети с помощью управления коэффициентами трансформации регулируемых трансформаторов.

Проведен ряд экспериментов, позволяющих оценить эффективность метода. Для анализа эффективности разработанного метода планирования режима работы ЭЭС на интервале планирования $[0, T]$ произведен вычислительный эксперимент № 2. В качестве интервала планирования

выбран период, равный 1 суткам. Интервал управления равен 1 часу. В качестве вектора управления принимаются все трансформаторные ветви имитационной модели. Алгоритм проведения эксперимента следующий:

1. В 0 - й момент времени произведено прогнозирование нагрузок рассматриваемого участка ЭЭС на интервал планирования. Вычисление прогнозов нагрузок ЭЭС осуществляется в виде условных математических ожиданий и обеспечивается с минимальной среднеквадратичной ошибкой.

Таблица 1

Исходные данные по узлам для расчета потокораспределения для заданного участка сети

№ узла на схеме	Название	$U_{ном}$	$P_{нагр}$	$Q_{нагр}$	$P_{ген}$	$Q_{ген}$
33	Варьеган-220	222	0	0	76.8	54.7
133	Варьеган-110	114	40	16	5.5	-10
36	Мачтовая - 220	221	0	23	68.4	-10
136	Мачтовая-110	110	0	0	0	0
37	Зима	223	20	0	10	47.2
38	Сев. Варьеган-220	223	0	0	10	34.6
138	Сев.Варьеган-110	110	0	0	0	0
343	Отп КНС 9-1	110	0	0	0	0
1	КНС 9-1.1	110	0	0	0	0
2	КНС 9-1.2	6	3.6	1.9	0	7.8
344	Отп КНС 9-2	110	0	0	0	0
3	КНС 9-2.1	110	0	0	0	0
4	КНС 9-2.2	6	4.1	2.7	0	0
345	Отп КНС 1-1	110	0	0	0	0
5	КНС 1-1.1	110	0	0	0	0
6	КНС 1-1.2	35	8.1	3.8	0	0
346	Отп КНС 1-2	110	0	0	0	0
7	КНС 1-2.1	110	0	0	0	0
8	КНС 1-2.2	35	11.7	5.9	0	0
347	Отп КНС 2-1	110	0	0	0	0
9	КНС 2-1.1	110	0	0	0	0
10	КНС 2-1.2	6	6.7	3.2	0	0
348	Отп КНС 2-2	110	0	0	0	0
11	КНС 2-2.1	110	0	0	0	0
12	КНС 2-2.2	6	12.7	5.9	0	16
341	Промзона -1	110	13.6	7.8	0	0
342	Промзона -2	110	11.9	8.2	0	0
349	Радужная -1	110	7.8	3	0	0
350	Радужная -2	110	9.1	5.8	0	0
13	Светлая -1	110	7.3	3.7	0	0
14	Светлая -2	110	8.1	4.1	0	0
355	КНС 5 - 1	110	3.1	1	0	0
356	КНС 5 - 2	110	0.2	0.1	0	0
353	Зап. Варьеган-1.1	110	0	0	0	0
16	Зап. Варьеган-1.2	35	1.2	0.2	0	0
354	Зап. Варьеган-2.1	110	0	0	0	0
15	Зап. Варьеган-2.2	35	1.2	0.2	0	0

2. На основании прогнозов значений активной и реактивной мощностей нагрузок в узлах ЭЭС и остальных фактических параметрах ЭЭС в 0 - й момент времени решается задача планирования режима работы ЭЭС. Значение нагрузок в узлах ЭЭС в течение суток принимается постоянным.

3. Рассчитываются и сопоставляются суммарные потери и коэффициенты эффективности при базовом и оптимальных режимах в течение каждого часа интервала планирования.

При реализации метода планирования режима ЭЭС значения нагрузок в узлах ЭЭС на интервале планирования принимались постоянными (равными математическим ожиданиям величин нагрузок в узлах). Однако, фактически, величины нагрузок в энер-

Таблица 1

Исходные данные по узлам для расчета
потокораспределения для заданного участка сети

Ветвь	Характеристика
133-343	Воздушная линия АС-150, L = 3,83
133-344	Воздушная линия АС-150, L = 3,83
133-342	Воздушная линия АС-240, L = 0,35
133-341	Воздушная линия АС-240, L = 0,35
343-1	Воздушная линия АС-150, L = 4,61
1-2	Трансформатор ТДТН 25000/110, К _{ТР} =6,6/115
344-3	Трансформатор ТДТН 25000/110, К _{ТР} =6,6/115
3-4	Трансформатор ТДТН 25000/110, К _{ТР} =6,6/115
345-5	Воздушная линия АС-150, L = 1,49
5-6	Трансформатор ТДТН 40000/110, К _{ТР} =38,5/115
346-7	Воздушная линия АС-150, L = 1,49
7-8	Трансформатор ТДТН 25000/110, К _{ТР} =38,5/115
347-9	Воздушная линия АС-150, L = 1,47
9-10	Трансформатор ТДТН 40000/110, К _{ТР} =6,6/115
348-11	Воздушная линия АС-150, L = 1,47
11-12	Трансформатор ТДТН 40000/110, К _{ТР} =6,6/115
343-345	Воздушная линия АС-150, L = 1,4
345-347	Воздушная линия АС-150, L = 0,5
344-346	Воздушная линия АС-150, L = 1,4
346-348	Воздушная линия АС-150, L = 0,5
342-350	Воздушная линия АС-120, L = 2,39
341-349	Воздушная линия АС-120, L = 2,39
136-347	Воздушная линия АС-150, L = 0,89
136-348	Воздушная линия АС-150, L = 0,89
136-350	Воздушная линия АС-120, L = 2,54
136-349	Воздушная линия АС-120, L = 2,54
33-36	Воздушная линия АС-240, L = 5,26
33-38	Воздушная линия АС-240, L = 36,0
33-37	Воздушная линия АС-240, L = 12,9
138-13	Воздушная линия АС-120, L = 0,4
138-14	Воздушная линия АС-120, L = 0,4
138-354	Воздушная линия АС-120, L = 41,86
138-353	Воздушная линия АС-120, L = 41,86
354-15	Трансформатор ТДТН 25000/110, К _{ТР} =38,5/115
353-16	Трансформатор ТДТН 25000/110, К _{ТР} =38,5/115
138-356	Воздушная линия АС-240, L = 0,05; Воздушная линия АС-120, L = 3,73
138-355	Воздушная линия АС-240, L = 0,05; Воздушная линия АС-120, L = 3,73
133-33	Трансформатор АДЦТН 125000/220, К _{ТР} =121/230
36-136	Трансформатор АДЦТН 125000/220, К _{ТР} =121/230
38-138	Трансформатор АДЦТН 125000/220, К _{ТР} =121/230

госистеме в течение суток не одинаковы. Замена такого неоднородного поведения нагрузки на усредненное значение приводит к погрешности решения. Для анализа влияния такой замены на эффективность работы метода проведен вычислительный эксперимент №3.

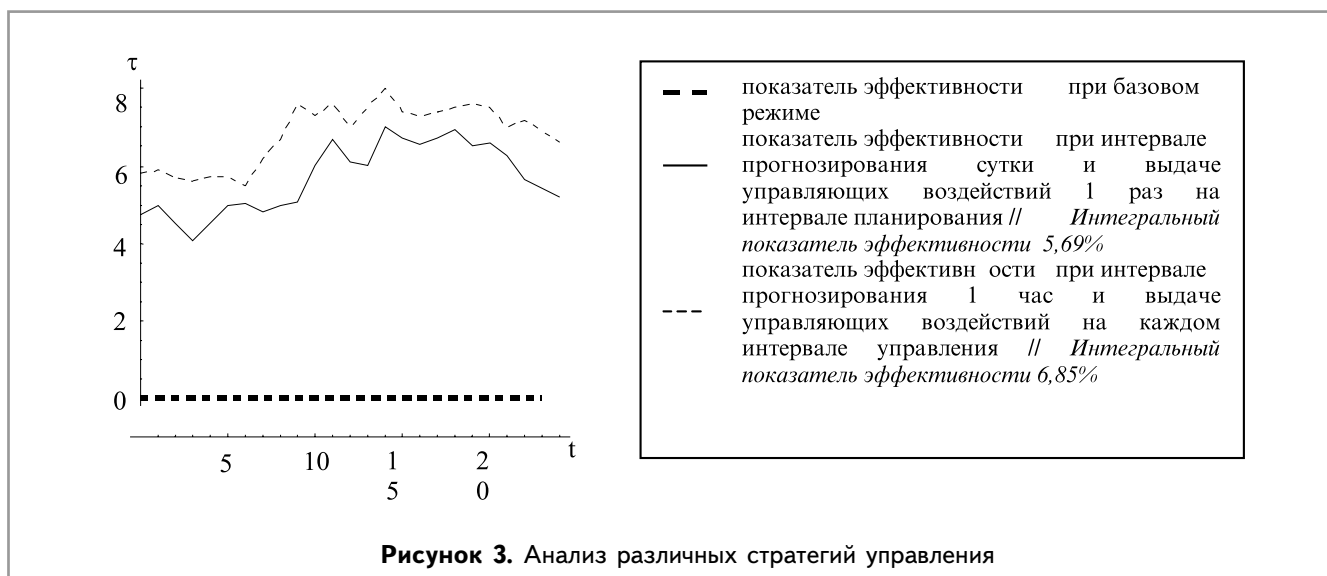
В процессе проведения эксперимента №3 в качестве значений нагрузок использовались экспериментальные данные фактических значений нагрузок узлов ЭЭС, оп-

Таблица 3

Результаты расчета потокораспределения

№ узла на схеме	Название	Напряжение U	Фаза δ
33	Варьеган-220	222,0	0
133	Варьеган-110	114,9	-2
36	Мачтовая - 220	221,5	0
136	Мачтовая-110	115	-2
37	Зима	223	0
38	Северный Варьеган-220	223	0
138	Северный Варьеган-110	116,2	-1
343	0тп КНС 9-1	114,9	-2
1	КНС 9 -1.1	114,9	-2
2	КНС 9 -1.2	6,5	-2
344	0тп КНС 9-2	114,9	-2
3	КНС 9 -2.1	114,8	-2
4	КНС 9 -2.2	6,5	-2
345	0тп КНС 1-1	114,9	-2
5	КНС 1 -1.1	114,9	-2
6	КНС 1 -1.2	38,1	-3
346	0тп КНС 1-2	114,9	-2
7	КНС 1 -2.1	114,9	-2
8	КНС 1 -2.2	37,8	-4
347	0тп КНС 2-1	114,9	-2
9	КНС 2 -1.1	114,9	-2
10	КНС 2 -1.2	6,5	-2
348	0тп КНС 2-2	115	-2
11	КНС 2 -2.1	115	-2
12	КНС 2 -2.2	6,6	-2
341	Промзона -1	114,9	-2
342	Промзона -2	114,9	-2
349	Радужная -1	114,9	-2
350	Радужная -2	114,9	-2
13	Светлая -1	116,2	-1
14	Светлая -2	116,2	-1
355	КНС 5 -1	116,2	-1
356	КНС 5 -2	116,2	-1
353	Зап. Варьеган-1.1	116,0	-1
16	Зап. Варьеган-1.2	38,8	-1
354	Зап. Варьеган-2.1	116,0	-1
15	Зап. Варьеган-2.2	38,8	-1

ределяемые каждый час на протяжении интервала планирования. В процессе проведения эксперимента для каждого часа суток проводилось планирование режима при интервале прогнозирования нагрузки 1 сутки (расчетная нагрузка постоянна на всем интервале планирования, выдача управляющих воздействий на интервале планирования осуществляется 1 раз) и планирование режима при интервале прогнозирования нагрузки, равном 1 часу (расчетная нагрузка изменяется каждый час и выдача управляющих воздействий осуществляется на каждом интервале управления).



Анализ результатов данного вычислительного эксперимента приведен на рис. 3.

Показано, что лучший эффект от применения разработанного метода управления режимом работы ЭЭС достигается при выдаче управляющих воздействий каждый час, однако эта задача в настоящее время технологически нереализуема. Поэтому предложенная стратегия выдачи управляющих воздействий один раз на весь интервал планирования является наиболее целесообразной.

6. Выводы

В данной работе рассмотрен новый подход к проблеме оперативного управления режимами региональных

электроэнергетических систем, отличающийся от известных тем, что в нем учитывается случайный характер процессов, протекающих в ЭЭС. Использование предлагаемого стохастического подхода в процессе оперативного управления режимами функционирования ЭЭС позволяет получить решение, обеспечивающее оптимальный, устойчивый и надежный режим функционирования ЭЭС.

Предложена стохастическая модель установившегося режима ЭЭС и разработан эффективный метод решения задачи планирования режимов функционирования региональных ЭЭС. Применение данного метода позволяет сократить время формирования вектора управления и повысить эффективность оперативно-диспетчерского управления региональными ЭЭС.

Литература

1. Современные проблемы надежности систем энергетики: модели, рыночные отношения управления реконструкцией и развитием / Манов Н.А., Воропай, Сеннова Е.В., Сухарев М.Г., Тевяшев А.Д., Тимофеева Т.Б. и др. - М., Нефть и газ, 2000. - 374 с.
2. Тевяшев А.Д., Тимофеева Т.Б., Смирнов А.В. Оперативное управление потокораспределением в электроэнергетических системах при случайном характере нагрузки // Радиоэлектроника и информатика - 1999. - №3. - С. 36 - 43 .



Тевяшев Андрей Дмитриевич

доктор технических наук, профессор.
Заведующий кафедрой прикладной математики
Харьковского национального университета радиоэлектроники.

Круг научных интересов: Системный анализ и оптимальное стохастическое управление объектами энергетики

E-mail: tevjashev@kture.kharkov.ua



Тимофеева Татьяна Борисовна

кандидат технических наук.

Старший преподаватель кафедры прикладной математики Харьковского национального университета радиоэлектроники.

Круг научных интересов: Системный анализ и оптимальное стохастическое управление объектами энергетики

E-mail: _tanua@mail.ru