

ВВЕДЕНИЕ В ОПТИМИЗАЦИЮ РАЗОМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПО ДИСКРЕТНЫМ ПАРАМЕТРАМ

Докт. техн. наук, проф. ФУРСАНОВ М. И.

Белорусский национальный технический университет

При выявлении в электрических сетях существенных резервов по снижению потерь возникает задача определения объемов и сроков работ по оптимизации сети. Полученная в результате оптимизации величина относительных потерь может различаться в зависимости от технического состояния сетей, степени их загрузки и графиков нагрузки. Разнообразие видов мероприятий обуславливает и многообразие технических мероприятий по их реализации. Это означает, что одинаковая степень снижения потерь может быть достигнута различными способами, например заменой сечений проводников или установкой батарей статических конденсаторов (БСК). Кроме того, возможно совместное рассмотрение и одновременное внедрение нескольких мероприятий.

Таким образом, возникает задача выбора из множества решений оптимального с точки зрения принятого критерия оптимальности. В общем случае задача сводится к простому перебору всех возможных вариантов технического решения, что практически неосуществимо. Для этой цели разработаны различные методы решения оптимизационных задач [1–3]. Один из алгоритмических подходов по отысканию оптимального состояния электрической сети предложен ниже. Задача решена в статической постановке на примере разомкнутых электрических сетей 6–20 кВ. Для данных сетей основные мероприятия, которые могут быть включены в план, следующие:

- оптимизация мест размыкания сетей 6–20 кВ с двусторонним питанием;
- установка и ввод в работу устройств компенсации реактивной мощности;
- замена сечений проводников на перегруженных линиях;
- замена трансформаторов на потребительских подстанциях 6–20/0,038 кВ (перегруженных на трансформаторы меньшей номинальной мощности и наоборот);
- перевод сетей 6 кВ на напряжение 10 кВ.

Первая и последняя из перечисленных задач являются отдельными самостоятельными подсистемами управления сетями, поэтому в качестве взаимосвязанного набора задач рассмотрим только замену дискретных параметров распределительных сетей (проводники, потребительские трансформаторы и БСК).

Как известно, процесс решения любой оптимизационной задачи начинается с выбора объективного критерия оптимальности. Стремление к обеспечению максимальной экономичности работы всех звеньев энергосистемы, включая электрические сети, ориентирует на использование в качестве критериев оптимальности экономических критериев [4].

В рассматриваемой задаче требуется выбрать оптимальный вариант технического решения из нескольких альтернативных вариантов. В [4] показано, что в этом случае можно использовать распространенный экономический критерий – приведенные затраты Z .

В общем виде единовременные затраты рассчитываются по формуле [4]

$$Z = E_n K + И, \quad (1)$$

где E_n – коэффициент эффективности, обычно принимается равным банковской ставке рефинансирования; K – капитальные затраты на внедрение мероприятий; $И$ – ежегодные издержки.

Составляющие затрат на внедрение мероприятий рассчитываются по прейскурантам, сметным нормам, укрупненным единичным расценкам, удельным показателям стоимости и справочным данным, приведенным, например, в [5].

В рассматриваемом случае суммарные капитальные вложения K в мероприятия по повышению экономичности работы сети определяются по формуле

$$K = \sum_1^n K_{Fi} + \sum_1^m K_{Sj} + \sum_1^e K_{Qk}, \quad (2)$$

где K_{Fi} – капитальные вложения на замену провода (кабеля) сечением F на i -м участке сети; K_{Sj} – капитальные вложения на замену j -го трансформатора мощностью S ; K_{Qk} – капитальные вложения на установку компенсирующего устройства мощностью Q в k -м узле сети.

Капитальные затраты на капитальный ремонт и реконструкцию электрических сетей и их элементов складываются из трех составляющих [5]

$$K = K_n + K_{дм} - K_{л}, \quad (3)$$

где K_n – капитальные затраты на строительство и монтаж нового оборудования; $K_{дм}$ – стоимость демонтажа установленного оборудования; $K_{л}$ – ликвидная стоимость оборудования, пригодного для использования на других объектах.

Величина K_n включает в себя все денежные затраты производственного назначения, в том числе стоимость строительно-монтажных работ $K_{см}$, оборудования, механизмов и инвентаря K_o , а также прочие затраты $K_{пр}$, в которые входят и транспортные расходы:

$$K_n = K_{см} + K_o + K_{пр}. \quad (4)$$

Проанализируем каждое из рассматриваемых мероприятий отдельно и соответственно составляющие выражения (4). С учетом формул (3), (4) величина K_{Fi} будет равна

$$K_{Fi} = K_{смi} + K_{oi} + K_{при} + K_{дми} - K_{ли}. \quad (5)$$

Для отыскания оптимального состояния электрических сетей за счет замены их дискретных параметров разработана методика, основанная на исследо-

вании матрицы эластичностей, вычисляемой по всем оптимизируемым параметрам одновременно. Для определения коэффициентов эластичности необходимо модифицировать исходную целевую функцию (1) таким образом, чтобы ее можно было дифференцировать по оптимизируемым параметрам: F (сечения), Q (компенсирующие устройства) и S (трансформаторы). Соответствующие аналитические преобразования выполнены ниже.

Стоимость строительно-монтажных работ K_{cmi} зависит от характера местности (населенная и не населенная) и номинального напряжения сети. Значения K_{cmi} могут быть вычислены по уравнению регрессии [5]

$$K_{cmi} = a_{cmF} + b_{cmF} F_i, \quad (6)$$

где a_{cmF} , b_{cmF} – коэффициенты уравнения регрессии; F_i – сечение провода.

Стоимость провода K_{oi} зависит от сечения, причем эта зависимость для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов также носит линейный характер:

$$K_{oi} = a_{oF} + b_{oF} F_i, \quad (7)$$

где a_{oF} , b_{oF} – коэффициенты уравнения (6).

Стоимость демонтажа провода вычисляется по формуле

$$K_{dmi} = [(K_{cmi} + K_{oi})k_n - K_{oi}]k_{п}k_{дмп}, \quad (8)$$

где k_n – коэффициент накладных расходов; $k_{п}$ – коэффициент плановых накоплений; $k_{дмп}$ – коэффициент демонтажа провода.

Ликвидная стоимость $K_{ли}$ определяется на основании специальных актов, учитывающих как моральный, так и физический износ. При отсутствии актов величина $K_{ли}$ определяется по [6]

$$K_{ли} = K_{oi} \left(1 - \frac{p_p \%}{100} t \right), \quad (9)$$

где $p_p \%$ – норма отчислений на реновацию, %; t – время работы оборудования до его демонтажа.

Опуская составляющую $K_{пр}$, запишем в общем виде формулу для определения суммарных капитальных затрат на замену сечений проводов в сети в функции F_i с учетом коэффициента территориальности $k_{тер}$

$$\sum_1^n K_{Fi} = \sum_1^n \left\{ K_{cmi} k_{тери} + (a_{oF} + b_{oF} F_i) + [(K_{cmi} + K_{oi})k_n - K_{oi}] \times \right. \\ \left. \times k_{п} k_{дмп} - K_{oi} \left(1 - \frac{p_p \%}{100} t \right) \right\} l_i, \quad (10)$$

где l_i – длины участков линии, на которых производится замена проводов.

Рассуждая аналогичным образом и имея в виду, что для трансформаторов

$$K_{dmj} = [(K_{cmj} + K_{tj})k_{нт} - K_{tj}]k_{пт}k_{дмт}, \quad (11)$$

а все составляющие капитальных вложений для компенсирующих устройств аналогичны трансформаторным, получим:

$$\sum_1^m K_{Sj} = \sum_1^m \left\{ K_{cmj} k_{repj} + (a_{от} + b_{от} S_{номj}) + \left[(K_{cmj} + K_{тj}) k_{нт} - K_{тj} \right] \times \right. \\ \left. \times k_{пт} k_{дпт} - K_{осj} \left(1 - \frac{P_{pj} \%}{100} t \right) \right\}; \quad (12)$$

$$\sum_1^l K_{Qk} = \sum_1^l \left\{ K_{cmk} k_{repk} + (a_{оQ} + b_{оQ} Q_k) + \left[(K_{cmk} + K_{Qk}) k_{нQ} - K_{Qk} \right] \times \right. \\ \left. \times k_{пк} k_{дмк} - K_{оQk} \left(1 - \frac{P_{pk} \%}{100} t \right) \right\}. \quad (13)$$

Подставляя (10), (12) и (13) в (2), получим формулу для определения суммарных капитальных затрат на внедрение мероприятий по снижению потерь в электрических сетях 6–20 кВ. Так определяется первая составляющая ($E_{нK}$) в формуле (1).

В ежегодные издержки И включают затраты на амортизацию I_a , обслуживание сетей I_o и стоимость потерь электроэнергии $Z_{\Delta w}$ [6]

$$И = I_a + I_o + Z_{\Delta w}. \quad (14)$$

Издержки на амортизацию (капитальный ремонт и восстановление первоначальной стоимости объекта) и на обслуживание сетей (текущий ремонт, заработная плата, производственные и непроизводственные расходы) можно определить в долях от капитальных вложений K [6]:

$$I_a = \frac{P_a \%}{100} K; \quad I_o = \frac{P_o \%}{100} K. \quad (15)$$

Теперь с учетом (10), (12), (13) и (15) формула (1) будет выглядеть следующим образом:

$$Z = E_{н} \left(\sum_1^n K_{Fi} + \sum_1^m K_{Sj} + \sum_1^l K_{Qk} \right) + \left(\frac{P_{ai} \%}{100} + \frac{P_{oi} \%}{100} \right) \sum_1^n K_{Fi} + \\ + \left(\frac{P_{aj} \%}{100} + \frac{P_{oj} \%}{100} \right) \sum_1^m K_{Sj} + \left(\frac{P_{ak} \%}{100} + \frac{P_{ok} \%}{100} \right) \sum_1^l K_{Qk} + Z_{\Delta w}. \quad (16)$$

Составляющая $Z_{\Delta w}$ определяется традиционными способами [7]. Задача решена. Искомая целевая функция сформирована и представлена в дифференцируемом виде. Напомним, что величина Z состоит из суммы трех составляющих

$$Z = Z_F + Z_S + Z_Q. \quad (17)$$

Перепишем составляющую Z_F в виде

$$Z_F = p_F \sum_1^n K_{Fi} + \sum_1^n \Delta P_i \tau_i \beta_i =$$

$$= p_F \sum_1^n (K_{cmi} + K_{oi} + K_{при} + K_{дми} - K_{ли}) + \sum_1^n \Delta P_i \tau_i \beta_i, \quad (18)$$

где $p_F = E_H + p_{ai} + p_{oi}$; ΔP_i – потери мощности на участке в режиме наибольших нагрузок; τ_i – время потерь; β_i – стоимость 1 кВт·ч потерь.

Выше показано, что $K_{cmi} = f(F_i)$; $K_{oi} = f(F_i)$; $K_{дми} = f(F_i)$ и $K_{ли} = f(F_i)$, поэтому:

$$\begin{aligned} Z_F = p_F \sum_1^n \left[(a_{cmF} + b_{cmF} F_i) + (a_{oF} + b_{oF} F_i) + k_{дм} (a_{cmF} + b_{cmF} F_i) - \right. \\ \left. - (a_{oF} + b_{oF} F_i) \left(1 - \frac{p_{pi} \%}{100} t \right) \right] + \sum_1^n \Delta P_i \tau_i \beta_i, \quad (19) \end{aligned}$$

или

$$Z_F = p_F \sum_1^n \left[(a_F + b_F F_i) - (a_{oF} + b_{oF} F_i) \left(1 - \frac{p_{pi} \%}{100} t \right) \right] + \sum_1^n \Delta P_i \tau_i \beta_i, \quad (20)$$

где

$$a_F = a_{cmF} + a_{oF} + k_{дмF} a_{cmF};$$

$$b_F = b_{cmF} + b_{oF} + k_{дмF} b_{cmF};$$

$$\Delta P_i \approx 3 I_{\max i}^2 \frac{\rho_i^l}{F_i} \tau_i \beta_i;$$

$I_{\max i}$ – ток на участке в режиме наибольших нагрузок; ρ – удельное сопротивление проводника.

Искомый коэффициент эластичности затрат δ_{Fi} к изменению сечения провода F в рассматриваемых условиях будет равен [8]

$$\delta_{Fi} = \frac{\partial Z_{Fi}}{\partial F_i Z} = \frac{p_F \sum_1^h (b_F F_i - (b_{oF} F_i) \left(1 - \frac{p_{oi} \%}{100} t \right)) - 3 I_{\max i}^2 \frac{\rho_i^l}{F_i} \tau_i \beta_i}{3}. \quad (21)$$

Аналогичным образом выводятся и будут выглядеть формулы для расчета коэффициентов эластичности затрат к изменению мощностей трансформаторов и компенсирующих устройств.

Формулы вида (21) позволяют рассчитывать искомые коэффициенты эластичности δ_{Fi} , δ_{Si} , δ_{Qi} [8] и положены в основу структурного алгоритма методики оптимизации разомкнутых электрических сетей по дискретным параметрам. Напомним, что коэффициент эластичности показывает относительное изменение обобщенного показателя Z при единичном относительном изменении исходного фактора – сечения провода, мощности трансформатора или компенсирующего устройства.

Разработанный алгоритм позволяет отыскать оптимальные дискретные параметры электрических сетей и приблизить фактические уровни потерь электроэнергии в сетях к оптимальным значениям. Задача относится к классу многомерных задач дискретного программирования. В общем виде критерий оптимальности задачи выглядит следующим образом:

$$Z = Z(\bar{X}, t) \rightarrow \min, \quad (22)$$

где

$$\begin{aligned} \bar{X} &= \{\bar{X}_1, \bar{X}_2, \bar{X}_3\}; \\ \bar{X}_1 &\in \Omega_1, \bar{X}_2 \in \Omega_2, \bar{X}_3 \in \Omega_3, \end{aligned}$$

\bar{X}_1 – вектор сечений проводов,

$$\bar{X}_1 = \{F_1, F_2, \dots, F_n\};$$

\bar{X}_2 – вектор дискретных значений номинальных мощностей трансформаторов,

$$\bar{X}_2 = \{S_1, S_2, \dots, S_n\};$$

\bar{X}_3 – вектор мощностей компенсирующих устройств,

$$\bar{X}_3 = \{Q_1, Q_2, \dots, Q_n\}.$$

На решение накладываются ограничения по потерям напряжения, току нагрева и допустимой перегрузке элементов сети

$$\bar{g}_i = \bar{g}_i(\bar{X}_1, \bar{X}_2, \bar{X}_3) \quad \{\leq, =, >\} b_i, \quad (23)$$

где

$$i \in \overline{1, k}, k = \overline{n+m+l}.$$

Структурная схема разработанного алгоритма содержит следующие основные блоки.

1. Рассчитывается исходный режим сети и определяется начальное значение минимизируемой целевой функции $Z = Z(\bar{X}^{(0)})$. При этом начальное при-

ближение вектора $\bar{X} = \bar{X}^{(0)}$ представляет собой установленные в сети сечения проводов, номинальные мощности трансформаторов и компенсирующих устройств.

2. Для каждого из подлежащего оптимизации участка сети по формулам вида (21) вычисляются коэффициенты эластичности. С целью понижения общей размерности задачи и временных затрат можно провести предварительный отбор участков сети. Это будут в основном головные участки линий, узлы с пониженными уровнями напряжений и недогруженные (перегруженные) трансформаторы.

3. Рассчитанные коэффициенты эластичности ранжируются по абсолютной величине, и для участка сети с максимальным коэффициентом эластичности отыскивается новое значение оптимизируемого параметра X_i^1 , для которого с учетом дискретности шкалы $\partial Z / \partial X_i^{(1)} \approx 0$ и выполнены технические ограничения. Поскольку при дискретном изменении \bar{X} обращение $\partial Z / \partial X$ в нуль маловероятно, новое значение i -й переменной находится путем последовательных расчетов затрат с шагом ΔX_i .

4. После оптимизации одного параметра пункты 1–3 алгоритма повторяются до выполнения условия $\partial_z / \partial_{x_i} \approx 0$ для всех отобранных участков сети.

Перерасчет режима сети осуществляется только в той части схемы сети, в которой происходят изменения.

С использованием базовых положений алгоритма разработана компьютерная программа, позволяющая получить графическую интерпретацию схемы сети до и после оптимизации. Расчет контрольного примера по оптимизации электрической сети (рис. 1) за счет замены трансформаторов приведен ниже.

Исходные данные. Загрузка трансформаторов – 15 %; $\tau = 1500$ ч; $T_{\text{н.б.а}} = 3400$ ч; $\cos\varphi = 1$; $\beta_{\text{н}} = 0,032$ руб./((кВт·ч); $\beta_{\text{х}} = 0,016$ руб./((кВт·ч); $p_{\text{т}} = 0,254$.

Необходимые каталожные данные приведены в табл. 1.

Таблица 1

Справочные данные по трансформаторам

№ п/п	$S_{\text{ном}}$, кВ·А	$K_{\text{т}}$, руб.	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт
1	25	290	0,13	0,69
2	40	350	0,18	1,00
3	63	410	0,24	1,47
4	100	570	0,33	2,27
5	160	740	0,51	2,65
6	250	1000	0,74	4,20
7	400	1410	0,95	5,50
8	630	2040	1,31	7,60

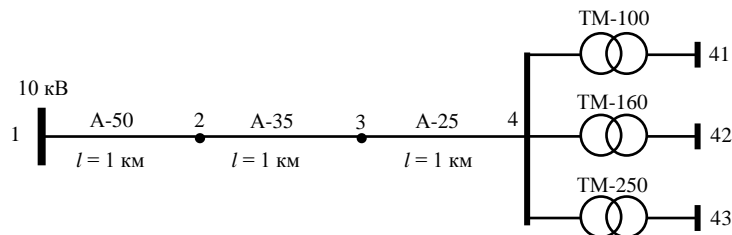


Рис. 1. Схема распределительной линии 10 кВ

Расчет исходного режима сети схемы на рис. 1. Данные и некоторые результаты расчета исходного режима сети (нагрузки участков и потери активной мощности) приведены в табл. 2.

Таблица 2

Данные и результаты расчета исходного режима сети схемы на рис. 1

Участок	Марка	Стоимость, у. е.	Загрузка, %	Нагрузка, кВ·А	Активное сопротивление, Ом	Потери мощности, кВт	
						нагрузочные	х.х.
1–2-й	А-50		–	76,5	0,576	0,034	–
2–3-й	А-35		–	76,5	0,830	0,049	–
3–4-й	А-25		–	76,5	1,140	0,067	–
4–41-й	ТМ-100	570	15	15,0	22,700	0,051	0,33
4–42-й	ТМ-160	740	15	24,0	10,400	0,059	0,51
4–43-й	ТМ-250	1000	15	37,5	6,700	0,094	0,74
Итого						0,354	1,58

Суммарные нагрузочные потери электроэнергии $\Delta W_{\text{н}}$ в схеме составляют

$$\Delta W_H = 0,354 \cdot 1500 = 531,00 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

потери холостого хода ΔW_x в трансформаторах

$$\Delta W_x = 1,58 \cdot 8760 = 13840,80 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Поток электроэнергии $W_{гy}$ на головном участке схемы

$$\begin{aligned} W_{гy} &= P_{нб\ гy} T_{ма} + \Delta W_H + \Delta W_x = \\ &= 76,5 \cdot 3400 + 531,00 + 13840,80 = 74471,80 \text{ кВт}\cdot\text{ч}. \end{aligned}$$

Потери электроэнергии в процентах:

$$\Delta W_{H\%} = (531,00/74471,8) \cdot 100 = 0,71 \%;$$

$$\Delta W_{x\%} = (13840,8/74471,8) \cdot 100 = 18,59 \%;$$

$$\Delta W_{\Sigma\%} = 0,71 + 18,59 = 19,30 \%.$$

Расчет оптимального режима сети схемы рис. 1 (при оптимальной загрузке трансформаторов 100, 160 и 250 кВ·А).

Оптимальную загрузку каждого трансформатора с учетом изменения потерь энергии на линейных участках схемы можно определить по формуле [9]

$$k_{C_r} = \sqrt{\frac{P_r K_r + \Delta P_x T \beta_x}{\Delta P_{кз} \tau_r \beta_H + \sum \frac{S_{НОМ}^2}{U^2} r_{ли} \tau_{ли} \beta_{Hi}}}. \quad (24)$$

Имеем:

$$k_{C_r}^{100} = \sqrt{\frac{0,254 \cdot 570 + 0,33 \cdot 8760 \cdot 0,016}{2,27 \cdot 1500 \cdot 0,032 + [100^2/10^2 \cdot (0,576 + 0,83 + 1,14) \cdot 1500 \cdot 0,032]/1000}} = 1,54;$$

$$k_{C_r}^{160} = \sqrt{\frac{0,254 \cdot 740 + 0,51 \cdot 8760 \cdot 0,016}{2,65 \cdot 1500 \cdot 0,032 + [160^2/10^2 \cdot (0,576 + 0,83 + 1,14) \cdot 1500 \cdot 0,032]/1000}} = 1,21;$$

$$k_{C_r}^{250} = \sqrt{\frac{0,254 \cdot 1000 + 0,74 \cdot 8760 \cdot 0,016}{4,2 \cdot 1500 \cdot 0,032 + [250^2/10^2 \cdot (0,576 + 0,83 + 1,14) \cdot 1500 \cdot 0,032]/1000}} = 1,04.$$

Оптимальные потери мощности при оптимальной загрузке трансформаторов (154, 121 и 104 %) приведены в табл. 3.

Обобщенные результаты расчета:

$$\Delta W_H = 20,13 \cdot 1500 = 30195,00 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_x = 1,58 \cdot 8760 = 13840,80 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\begin{aligned} W_{гy} &= P_{нб\ гy} T_{нб.а} + \Delta W_H + \Delta W_x = \\ &= 607,60 \cdot 3400 + 30195,00 + 13840,80 = 2109875,80 \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \end{aligned}$$

$$\Delta W_{H\%} = (30195,00/2109875,80) \cdot 100 = 1,43 \%;$$

$$\Delta W_{x\%} = (13840,8/2109875,80) \cdot 100 = 0,65 \%;$$

$$\Delta W_{\Sigma\%} = 1,43 + 0,65 = 2,08 \%.$$

Таблица 3

Данные и результаты расчета оптимального режима сети

Участок	Марка	Загрузка, %	Нагрузка, кВ·А	Активное сопротивление, Ом	Потери мощности, кВт	
					нагрузочные	х.х.
1–2	А-50	–	607,6	0,576	1,02	–
2–3	А-35	–	607,6	0,830	3,27	–
3–4	А-25	–	607,6	1,140	2,04	–
4–41	ТМ-100	154	154,0	22,700	5,38	0,33
4–42	ТМ-160	121	193,6	10,400	3,90	0,51
4–43	ТМ-250	104	260,0	6,700	4,52	0,74
Итого					20,13	1,58

Расчет режима сети после замены трансформаторов (на оптимальные номинальные мощности, полученные на основе теории чувствительности).

Оптимальные потери мощности при оптимальных мощностях трансформаторов (25, 25 и 40 кВ·А) приведены в табл. 4.

Таблица 4

Данные и результаты расчета режима сети после замены трансформаторов

Участок	Марка	Загрузка, %	Нагрузка, кВ·А	Активное сопротивление, Ом	Потери мощности, кВт	
					нагрузочные	х.х.
1–2	А-50	–	76,5	0,576	0,034	–
2–3	А-35	–	76,5	0,830	0,049	–
3–4	А-25	–	76,5	1,140	0,067	–
4–41	ТМ-25	60	15,0	22,700	0,248	0,130
4–42	ТМ-25	96	24,0	10,400	0,634	0,130
4–43	ТМ-40	94	37,5	6,700	0,879	0,175
Итого					1,909	0,435

Результаты расчета:

$$\Delta W_n = 1,909 \cdot 1500 = 2863,50 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_x = 0,435 \cdot 8760 = 3810,60 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$W_{\text{гy}} = P_{\text{нб гy}} T_{\text{нб.а}} + \Delta W_n + \Delta W_x = 76,5 \cdot 3400 + 2863,50 + 3810,60 = 266774,10 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_{n\%} = (2863,50/266774,10) \cdot 100 = 1,07 \%;$$

$$\Delta W_{x\%} = (3810,60/266774,10) \cdot 100 = 1,43 \%;$$

$$\Delta W_{\Sigma\%} = 1,07 + 1,43 = 2,50 \%.$$

Из анализа полученных данных видно, что при замене трансформаторов в сети на оптимальные номинальные мощности потери электроэнергии в схеме снижаются с 5,23 до 2,50 %, т. е. немногим более чем в два раза.

ВЫВОДЫ

1. Разработана эффективная методика отыскания оптимального состояния электрических сетей за счет замены ее дискретных параметров. В основу методики положено исследование матрицы эластичностей, вычисляемой по всем оптимизируемым параметрам одновременно.

2. Численные расчеты подтвердили эффективность разработанного структурного алгоритма. При замене трансформаторов на оптимальные номинальные мощности потери электроэнергии в схеме контрольного примера снизились с 5,23 до 2,50 %, т. е. немногим более чем в два раза.

ЛИТЕРАТУРА

1. Арзамасцев, Д. А. Модели оптимизации развития энергосистем: учеб. / Д. А. Арзамасцев, А. В. Липес, А. Л. Мызин / Под ред. Д. А. Арзамасцева. – М.: Высш. шк., 1987. – 272 с.
2. Арион, В. Д. Применение динамического программирования к задачам электроэнергетики / В. Д. Арион, В. Г. Журавлев. – Кишинев: Штиинца, 1981. – 133 с.
3. Дале, В. А. Оптимизация электрических сетей при росте нагрузок / В. А. Дале, З. П. Кришан, О. Г. Паэгле. – Рига: Зинатне, 1964. – 363 с.
4. Падалко, Л. П. Методы оценки финансово-экономической эффективности инвестирования энергетических объектов / Л. П. Падалко, А. В. Янцевич. – Минск: БНТУ, 2003. – 53 с.
5. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. – М.: Союзтехэнерго, 1987. – 84 с.
6. Справочник по проектированию электрических систем; под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. – Изд. 3-е, перераб. и доп. – М.: Энергия, 1985. – 352 с.
7. Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений: И 34-70-030-87. – М.: Союзтехэнерго, 1987. – 34 с.
8. Пиковский, А. А. Техничко-экономические расчеты в энергетике в условиях определенности / А. А. Пиковский, В. А. Таратин. – Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1981. – 195 с.
9. Фурсанов, М. И. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем / М. И. Фурсанов. – Минск: УВИЦ при УП «Энергосбережение», 2006. – 207 с.

Представлена кафедрой
электрических систем

Поступила 11.01.2012