УДК 621.311.017

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ УРОВНЕЙ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Докт. техн. наук ФУРСАНОВ М. И.

Белорусский национальный технический университет

Развитие инфраструктуры любой страны базируется, прежде всего, на опережающем росте производства электрической энергии. Ее передача и распределение должны осуществляться с нормированными надежностью и качеством при минимальных затратах трудовых и материальных ресурсов. Однако в процессе транспорта электроэнергии по электрическим сетям неизбежен ее технологический расход (потери), который приводит к дополнительному сжиганию топлива на электростанциях и снижению пропускной способности сети. В этой связи экономия топливно-энергетических ресурсов, их бережное расходование остается первостепенной задачей.

Величина фактических потерь в сетях энергосистемы может быть значительной – до 20 % и более ее полезного отпуска, поэтому важно объективно определить потери электроэнергии. Это позволит оценить величину потерь как одного из нормируемых показателей эффективности работы сети, выявить их очаги и определить оптимальные параметрические режимы. Однако для решения перечисленных задач необходимо иметь соответствующие аналитические критерии оценки качества функционирования электрических сетей. В качестве одного из таких критериев рекомендуется использовать понятие экономически обоснованного уровня потерь электроэнергии [1, 2]. Он характеризует некоторый теоретически возможный минимум технологического расхода электрической энергии и соответствует идеальным условиям эксплуатации электрических сетей, когда имеется совершенно полная и достоверная отчетная информация (топологическая и режимная), выбор управляющих воздействий (оптимизация режимов вместе с разработкой мероприятий по снижению потерь) осуществляется математически точной оптимизацией решений, а реализация управления электрическими сетями также не содержит каких-либо искажений. Если расчеты потерь, поиск и анализ возможных мероприятий по снижению технологического расхода проводить непрерывно, а экономически оправданные мероприятия внедрять регулярно, то общий уровень технологического расхода электроэнергии в сетях также будет непрерывно приближаться к экономически обоснованному. И если окажется, что ни одно из мероприятий не приводит к экономически обоснованному снижению потерь, то достигнутое состояние сети можно считать оптимальным.

С целью определения экономически обоснованных уровней потерь электроэнергии в сетях исследуем зависимость стоимости передачи электрической энергии $C_{п}$ от величины относительных нагрузочных потерь $\Delta W_{н}\%$.

Как известно, величина $C_{п}$ в общем случае состоит из двух основных составляющих [1]

$$C_{п} = C_{пл} + C_{пс}, \tag{1}$$

где $C_{пл}$, $C_{пс}$ – соответственно линейная и подстанционная составляющие стоимости.

Составляющие $C_{пл}$ и $C_{пс}$ можно представить в виде:

$$C_{пл} = \frac{P_{л} K_{л}}{P_{нб} T_{нб}} + \frac{\Delta W_{к} \beta_{к}}{P_{нб} T_{нб}} + \frac{\Delta W_{л} \beta_{л}}{P_{нб} T_{нб}}; \tag{2}$$

$$C_{пс} = \frac{P_{т} K_{т}}{P_{нб} T_{нб}} + \frac{\Delta W_{х} \beta_{х}}{P_{нб} T_{нб}} + \frac{\Delta W_{т} \beta_{т}}{P_{нб} T_{нб}}, \tag{3}$$

где $P_{л}$ – суммарный коэффициент отчислений от стоимости линий $K_{л}$; $\Delta W_{к}$ – потери электроэнергии на корону; $\beta_{к}$ – стоимость 1 кВт·ч $\Delta W_{к}$; $\Delta W_{л}$ – нагрузочные потери в линиях; $\beta_{л}$ – стоимость 1 кВт·ч $\Delta W_{л}$; $P_{нб}$ – активная мощность, передаваемая в режиме наибольших нагрузок; $T_{нб}$ – время использования $P_{нб}$; $P_{т}$ – суммарный коэффициент отчислений от стоимости трансформаторов подстанций $K_{т}$; $\Delta W_{х}$ – потери электроэнергии холостого хода; $\beta_{х}$ – стоимость 1 кВт·ч $\Delta W_{х}$; $\Delta W_{т}$ – нагрузочные потери в трансформаторах; $\beta_{т}$ – стоимость 1 кВт·ч $\Delta W_{т}$.

Представим электрическую сеть в виде последовательной цепочки двух обобщенных эквивалентных сопротивлений: линейных участков сети $R_{эл}$ и трансформаторных участков $R_{эт}$, так, что $R_{эс} = R_{эл} + R_{эт}$. Тогда для режима наибольших нагрузок можно записать

$$\Delta W_{н} = \frac{P_{нб}^2 R_{эс} \tau}{U^2 \cos^2 \varphi}, \tag{4}$$

где τ – время наибольших потерь; $\Delta W_{н}$ – суммарные нагрузочные потери электроэнергии в сети, $\Delta W_{н} = \Delta W_{л} + \Delta W_{т}$, а

$$\Delta W_{н}\% = \frac{P_{нб} R_{эс} 10^2}{U^2 \cos^2 \varphi} \frac{\tau}{T_{нб}}, \tag{5}$$

откуда

$$P_{\text{нб}} = \frac{\Delta W_{\text{н}}\% U^2 \cos^2\varphi}{R_{\text{эс}} 10^2} \frac{T_{\text{нб}}}{\tau}. \qquad (6)$$

Примем $\beta_{\text{л}} = \beta_{\text{т}} = \beta_{\text{н}}$, подставим вместо $P_{\text{нб}}$ в (2) и (3) выражение (6) и произведем простейшие преобразования. В эти условиях $C_{\text{п}}$ будет равна

$$C_{\text{п}} = \frac{(p_{\text{л}} K_{\text{л}} R_{\text{эл}} + p_{\text{т}} K_{\text{т}} R_{\text{эт}}) \cdot 10^2 \tau}{\Delta W_{\text{н}}\% U^2 \cos^2\varphi T_{\text{нб}}^2} + \frac{(\Delta W_{\text{к}} \beta_{\text{к}} R_{\text{эл}} + \Delta W_{\text{х}} \beta_{\text{х}} R_{\text{эт}}) \cdot 10^2 \tau}{\Delta W_{\text{н}}\% U^2 \cos^2\varphi T_{\text{нб}}^2} + \Delta W_{\text{н}}\% \frac{\beta_{\text{н}}}{10^2} =$$
$$= \frac{A}{\Delta W_{\text{н}}\%} + \frac{B}{\Delta W_{\text{н}}\%} + C \Delta W_{н}\%, \qquad (7)$$

где A, B, C – коэффициенты, вычисляемые по обобщенным техническим и экономическим показателям сети.

Из (7) видно, что в общем виде стоимость передачи электроэнергии $C_{\text{п}}$ в функции суммарных относительных нагрузочных потерь $\Delta W_{\text{н}}\%$ может быть представлена в виде суммы трех составляющих.

Первая составляющая $A / \Delta W_{\text{н}}\%$ характеризует изменение суммарной стоимости сети, вторая $B / \Delta W_{\text{н}}\%$ – изменение стоимости условно-постоянных потерь в сети, а третья $C \Delta W_{\text{н}}\%$ – изменение стоимости переменных потерь электроэнергии.

Исследования показали, что экономически целесообразные значения потерь $\Delta W_{\text{э}}$, как правило, несколько меньше их технически допустимых значений $\Delta W_{\text{д}}$. Поэтому полный спектр значений фактических потерь $\Delta W_{\text{т}}$ может располагаться в трех условных зонах: I зона – $\Delta W_{\text{т}} < \Delta W_{\text{э}}$; II зона – $\Delta W_{\text{э}} < \Delta W_{\text{т}} < \Delta W_{\text{д}}$; III зона – $\Delta W_{\text{т}} > \Delta W_{\text{д}}$ (рис. 1).

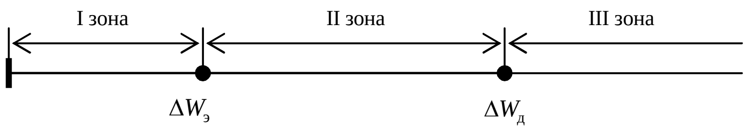

Рис. 1. Зоны полного спектра фактических значений потерь электрической энергии

Графическая интерпретация зависимости (7) показана на рис. 2, где $D = A + B$, а величина $\Delta W_{\text{н}}\%$ представлена без индекса «н».

Проанализируем рис. 1, 2. Из рис. 2 видно, что для любой электрической сети существует единственная точка, в которой суммарная условно-постоянная составляющая стоимости $D / \Delta W\% = A / \Delta W\% + B / \Delta W\%$ равна переменной составляющей $C \Delta W\%$. В этой точке стоимость передачи электрической энергии $C_{\text{п}}$ будет минимальной $C_{\min}$, а значение нагрузочных потерь электрической энергии равно оптимальной величине $\Delta W_{\text{э}}$. Учитывая неизбежные информационные погрешности, на практике можно говорить лишь о возможной зоне оптимума, заключенной между штриховыми линиями. Когда фактическое значение технических потерь электроэнергии находится в зоне I (точка $\Delta W'_т$), то условно-постоянная – составляющая $C'_п$, отмеченная точкой D', будет преобладать над переменной составляющей $C\Delta W\%$ (точка C') – сеть по отношению к оптимуму недогружена. При дальнейшей разгрузке сети (движение вверх по стрелке от точки $C'_п$) величина $C_п$ будет увеличиваться далее. Движение в сторону оптимума к точке C_{min} (вниз по стрелке от $C'_п$) можно осуществить за счет уменьшения слагаемого $D / \Delta W\%$ двумя способами – удешевлением сети за счет снижения составляющей $A / \Delta W\%$ и путем уменьшения стоимости условно-постоянных потерь $B / \Delta W\%$. Дополнительных финансовых средств на проведение технических мероприятий по снижению потерь электрической энергии не требуется, так как любое техническое решение будет заведомо экономически нецелесообразным – стоимость сети и так завышена. Приоритетными будут организационные мероприятия, если с их помощью можно улучшить режим сети.

Если фактическое значение $\Delta W_т$ находится в зоне II (точка $\Delta W''_т$), то условно-постоянная составляющая $C_п$ (точка D'') будет меньше переменной (точка C'') – загрузка сети больше оптимальной. Оптимальное движение (влево по стрелке от $C''_п$) можно осуществить удорожанием сети (увеличение составляющей $D'' / \Delta W\%$) либо за счет снижения $C\Delta W\%$.

Зависимости вида рис. 2, построенные для различных электрических сетей, позволяют однозначно определить направление движения к оптимуму, но не дают ответа на вопрос, как это делать. Для выработки оптимальной траектории необходимо иметь количественные критерии, позволяющие целенаправленно двигаться в зону $\Delta W_э$ путем поэтапного осуществления организационных мероприятий при работе сети в зоне I, организационно-технических – в зоне II и технических – в зоне III.

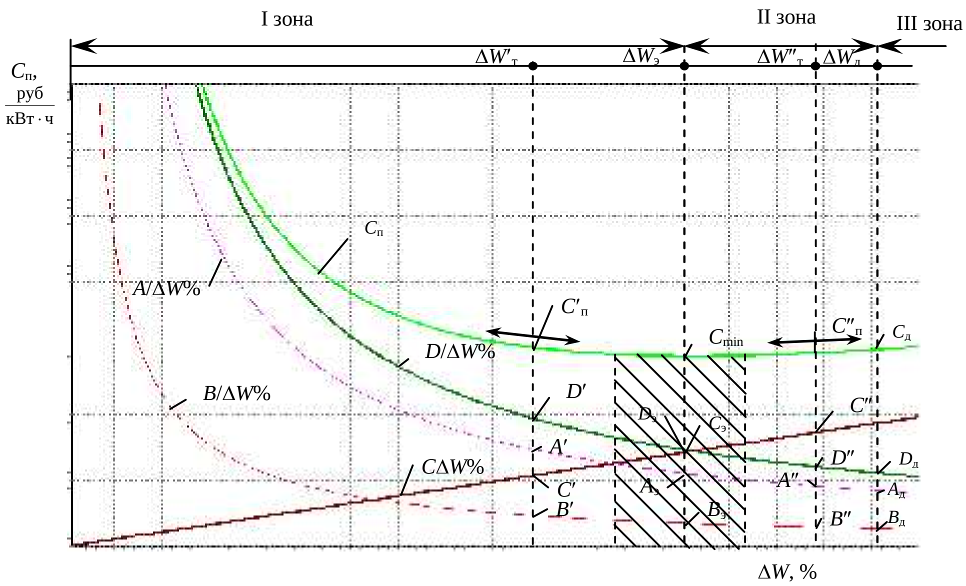

Рис. 2. Графическая интерпретация зависимости $C_п = f(\Delta W\%)$

В качестве таких критериев предлагается использовать коэффициенты эластичности

$$\delta_j = S_j \frac{X_j}{Y}, \qquad (8)$$

где S_j – чувствительность показателя Y на изменение данных; X_j – исходный параметр сети; Y – исследуемый обобщенный показатель (потери, стоимость передачи электроэнергии и т. д.).

На основе проведенных исследований разработан структурный алгоритм нахождения оптимальных значений дискретных параметров (сечений проводов, мощностей трансформаторов) электрических сетей, с помощью которого можно приблизить фактические уровни потерь электроэнергии в сетях к оптимальным. Задача относится к классу многомерных задач дискретного программирования. В самом общем виде критерий оптимальности задачи выглядит следующим образом:

$$З = З(\overline{\mathbf{X}}, t) \to \min, \qquad (9)$$

где

$$\overline{\mathbf{X}} = \{\overline{\mathbf{X}}_1, \overline{\mathbf{X}}_2, \overline{\mathbf{X}}_3\},\ \overline{\mathbf{X}}_1 \in \Omega_1,\ \overline{\mathbf{X}}_2 \in \Omega_2,\ \overline{\mathbf{X}}_3 \in \Omega_3; \qquad (10)$$

$\overline{\mathbf{X}}_1$ – вектор сечений проводов,

$$\overline{\mathbf{X}}_1 = \{F_1,\ F_2,\ \ldots, F_n\}; \qquad (11)$$

$\overline{\mathbf{X}}_2$ – вектор дискретных значений номинальных мощностей трансформаторов,

$$\overline{\mathbf{X}}_2 = \{S_1,\ S_2,\ \ldots,\ S_n\}; \qquad (12)$$

$\overline{\mathbf{X}}_3$ – вектор мощностей компенсирующих устройств,

$$\overline{\mathbf{X}}_3 = \{Q_1,\ Q_2,\ \ldots,\ Q_n\}. \qquad (13)$$

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

$$\overline{g}_i = \overline{g}_i(\overline{\mathbf{X}}_1,\ \overline{\mathbf{X}}_2,\ \overline{\mathbf{X}}_3)\ \{\le, =, >\} b_i,\ \ i \in \overline{1, k},\ \ k = n + m + l\ . \qquad (14)$$

Структурная схема разработанного алгоритма содержит следующие основные блоки.

1. Рассчитывается исходный режим сети и определяется начальное значение минимизируемой целевой функции $З = З\left(\overline{\mathbf{X}}^{(0)}\right)$. Начальное приближение вектора $\overline{\mathbf{X}} = \overline{\mathbf{X}}^{(0)}$ представляет собой установленные в сети сечения проводов, номинальные мощности трансформаторов и компенсирующих устройств.

2. Для каждого из подлежащих оптимизации участка сети по (8) вычисляются коэффициенты эластичности. Предварительный отбор участков сети целесообразно проводить с целью понижения общей размерности задачи и временных затрат. Это будут в основном головные участки линий, узлы с пониженными уровнями напряжений и недогруженные трансформаторы.

3. Рассчитанные коэффициенты ранжируются по абсолютной величине, и для участка с максимальным коэффициентом эластичности находится новое значение оптимизируемого параметра X_i^1, для которого с учетом дискретности шкалы $\partial З / \partial X_i^{(1)} \approx 0$ выполняются технические ограничения. Поскольку при дискретном изменении $\overline{\mathbf{X}}$ обращение $\partial З / \partial X$ в нуль маловероятно, то новое значение *i*-й переменной, минимизирующее (9), находится путем последовательных расчетов затрат с шагом ΔX_i.

4. После оптимизации одного параметра пункты 1…3 алгоритма повторяются до выполнения условия $\partial З / \partial X_i \approx 0$ для всех отмеченных участков сети. Перерасчет режима сети осуществляется только в той части схемы сети, в которой происходят изменения.

С использованием базовых положений алгоритма разработана соответствующая компьютерная программа [1], позволяющая получить графическую интерпретацию схемы сети до и после оптимизации. Контрольный пример для схемы рис. 3 приведен ниже (оптимизируются только мощности трансформаторов).

Исходные данные: Наибольшая загрузка трансформаторов – 15 %; τ = 1500 ч; $T_{нб.а}$ = 3400 ч; cosφ = 1; $\beta_н$ = 0,032 у. е./(кВт · ч); $\beta_х$ = = 0,016 у. е./(кВт · ч); $p_т$ = 0,254.

Необходимые каталожные данные по трансформаторам приведены в табл. 1.

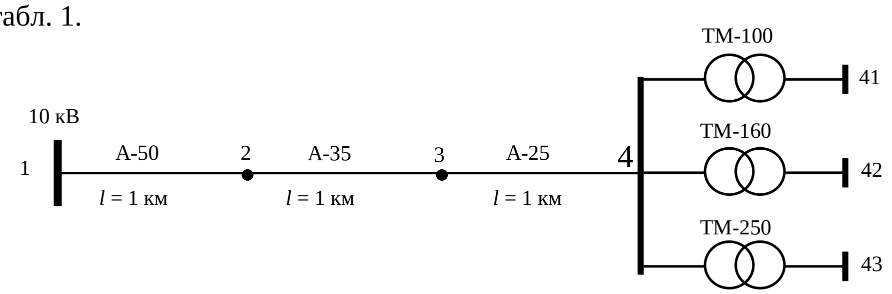

Рис. 3. Схема распределительной линии 10 кВ

Расчет исходного режима сети схемы рис. 3. Данные и некоторые результаты расчета исходного режима сети (нагрузки участков и потери активной мощности) приведены в табл. 1.

Таблица 1

Данные и результаты расчета исходного режима сети схемы рис. 3

Участок	Марка	Стоимость, у. е.	Загрузка, %	Нагрузка, кВ·А	Активное сопротивление, Ом	Потери мощности, кВт	
						нагр.	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-100	570	15	15,0	22,700	0,051	0,33
4–42	ТМ-160	740	15	24,0	10,400	0,059	0,51

4–43	ТМ-250	1000	15	37,5	6,700	0,094	0,74
Итого:						0,354	1,58

Суммарные нагрузочные потери электроэнергии $\Delta W_н$ в схеме рис. 3 составляют

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

потери холостого хода $\Delta W_х$ в трансформаторах

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

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

$$W_{гу} = P_{нб\ гу}\, T_{нб.а} + \Delta W_н + \Delta W_х = 76{,}5 \cdot 3400 + 531{,}00 + 13840{,}80 = \\ = 274471{,}80 \text{ кВт·ч}.$$

Потери электроэнергии в процентах:

$$\Delta W_{н\%} = (531{,}00/274471{,}8) \cdot 100 = 0{,}19\ \%;$$

$$\Delta W_{х\%} = (13840{,}8/274471{,}8) \cdot 100 = 5{,}04\ \%;$$

$$\Delta W_{\Sigma\%} = 0{,}19 + 5{,}04 = 5{,}23\ \%.$$

Расчет оптимального режима сети схемы рис. 3 при оптимальной загрузке трансформаторов 100; 160 и 250 кВ·А. Оптимальная загрузка каждого трансформатора $k_{C_т}$ с учетом изменения потерь энергии на линейных участках схемы определяется по формуле [1, 3]

$$k_{C_т} = \sqrt{\frac{p_т K_т + \Delta P_х T \beta_х}{\Delta P_к \tau_т \beta_н + \sum \frac{S^2_{ном}}{U^2} r_{лi} \tau_{лi} \beta_{нi}}}. \qquad (15)$$

Имеем:

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

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

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

Оптимальные потери в схеме при оптимальной загрузке трансформаторов (154; 121 и 104 %) приведены в табл. 2.

Обобщенные результаты расчета

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

потери холостого хода в трансформаторах

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

Поток электроэнергии на головном участке схемы

$$W_{гу} = P_{нб\ гу}\ T_{нб.а} + \Delta W_{н} + \Delta W_{х} = 607{,}60 \cdot 3400 + 30195{,}00 + 13840{,}80 = = 2109875{,}80 \text{ кВт·ч}.$$

Таблица 2

Данные и результаты расчета оптимального режима сети схемы рис. 3

Участок	Марка	Загрузка, %	Нагрузка, кВ·А	Активное сопротивление, Ом	Потери мощности, кВт	
					нагр.	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

Потери электроэнергии в процентах:

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

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

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

Расчет оптимального режима сети после замены трансформаторов 100; 160 и 250 кВ·А на 25; 25 и 40 кВ·А, найденных по разработанному алгоритму, на основе анализа матрицы чувствительности (табл. 3).

Таблица 3

Данные и результаты расчета оптимального режима сети

Участок	Марка	Загрузка, %	Нагрузка, кВ·А	Активное сопротивление, Ом	Потери мощности, кВт	
					нагр.	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

Обобщенные результаты расчета

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

потери холостого хода

$$\Delta W_{х} = 0{,}435 \cdot 8760 = 3810{,}60 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Поток электроэнергии на головном участке

$$W_{гу} = 76{,}5 \cdot 3400 + 2863{,}50 + 3810{,}60 = 266774{,}10 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Потери электроэнергии в процентах:

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

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

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

ВЫВОДЫ

1. При оптимальной загрузке трансформаторов, установленных в сети, потери электроэнергии в схеме снижаются с 5,23 до 2,08 %, т. е. более чем в два раза.

2. 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. Рассчитанные оптимальные режимы работы сети (2,08 и 2,50 % потерь) близки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ф у р с а н о в М. И. Методология и практика расчетов потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. – Мн.: Тэхналогія, 2000. – 247 с.
2. Ф у р с а н о в М. И. Экономически обоснованные уровни потерь электрической энергии в сетях энергосистем // Энергетика… (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2001. – № 6. – С. 108–116.
3. Ф у р с а н о в М. И. Об оптимальной загрузке дискретных параметров электрических сетей // Энергетика… (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2002. – № 1. – С. 27–39.

Представлена кафедрой
электрических систем

Поступила 15.04.2005

УДК 621.311.017

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЕЛИЧИНЫ КОЭФФИЦИЕНТА НЕРАВНОМЕРНОСТИ ГРАФИКА НАГРУЗКИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 0,4 кВ АРМЕНИИ

Канд. техн. наук ГНУНИ Т. С.

ЗАО «Научно-исследовательский институт энергетики» (Республика Армения)

В соответствии с известными подходами [1, 2] и «Методикой расчета технологических потерь электроэнергии в электрических сетях напряжением 0,38–35 кВ» [3], утвержденной Комиссией по регулированию секторов