

## ОПТИМАЛЬНЫЕ УРОВНИ ПОТЕРЬ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

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

*Белорусский национальный технический университет*

E-mail: elsyst@tut.by

Исследована разветвленная электрическая сеть 0,38–10 кВ и определены условия обеспечения оптимальной загрузки сети и технически обоснованных (минимальных) значений технологического расхода электроэнергии. Показано, что оптимальное значение (минимум) суммарных технических потерь электроэнергии в электрической сети 0,38–10 кВ достигается при равенстве условно-постоянных и переменных (нагрузочных) потерь в сети и в именованных единицах за период  $T$  характеризуется удвоенной величиной условно-постоянных потерь. Оптимальная загрузка трансформаторов определяется их техническими характеристиками, равна примерно 40 % и соответствует относительно небольшому значению минимальных потерь – 1,73 %. В целом в сети 0,38–10 кВ оптимальный коэффициент загрузки при неизменном составе оборудования в значительной мере зависит от ее конфигурации и конструктивного исполнения. Чем больше разветвленность сети, тем меньше будут эквивалентные сопротивления линий и тем больше значение оптимального коэффициента загрузки.

Основное влияние на формирование и величину суммарных потерь электроэнергии в сети 0,38–10 кВ оказывают сети 0,38 кВ – потери в них при прочих равных условиях, как правило, больше потерь в сети 10 кВ в несколько или даже в десятки раз. Потери в сети 0,38 кВ заметно снижают величину обобщенного коэффициента загрузки сети и увеличивают оптимальное значение относительных потерь в сети 0,38–10 кВ. При этом оптимальные суммарные потери в сети в именованных единицах не меняются.

Разработанный структурный алгоритм анализа технических потерь электроэнергии в сети 0,38–10 кВ позволяет оценить фактическую и оптимальную загрузку сети, определить минимум и резервы по снижению потерь, однако часто обеспечивается только в условиях очень незначительной загрузки линий и трансформаторов. Поэтому минимум технических потерь не следует принимать в качестве окончательного критерия оптимального состояния сети, которое, в конечном итоге, должно находиться из экономических соображений, например по минимальной стоимости передачи электрической энергии.

**Ключевые слова:** распределительные электрические сети, уровень потерь, оптимальная загрузка, структурный алгоритм.

Ил. 2. Табл. 1. Библиогр.: 12 назв.

## OPTIMAL LOSSES IN POWER DISTRIBUTION NETWORKS

FURSANOV M. I.

*Belorussian National Technical University*

The distributed power network 0,38–10 kV is investigated and the conditions for providing optimal load of network and technically reasonable (minimal) values of electricity consumption are determined. It is shown that the optimum (minimum) value of all technical losses of electricity in power network 0,38–10 kV is being

achieved at the equality of semi-constant and variable (load) losses in network and in denominated units for the period T and is characterized by twice value of variable losses. Optimum work load of transformers is determined by their technical data and is equal to (approximately) 40 % and corresponds to relatively low value of minimum losses – 1,73 %. In the whole, in network 0,38–10 kV there is optimal load factor for non-changeable equipment set, to a great extent, which depends on configuration and type of equipment. The more branching of network the less will be effective line's resistance and so the value of optimal load factor will be more significant.

Networks 0,38 kV mainly influence on formation and value of total electricity losses in network 0,38–10 kV as losses in 0,38 kV networks under the equal conditions are higher than in 10 kV networks in times (or ten times). Losses in 0,38 kV network to a great extent decreases the value of generalized coefficient of network load and increases optimal value of relative loss in network 0,38–10 kV. And optimal total losses in denominated units are not changed.

The developed structural algorithm of technical losses of electricity in network 0,38–10 kV allows evaluating actual and optimal network loading, to determine minimum and reserves of losses enhancement, but it can be realize only when loading of lines and transformers is low. That is why minimum technical losses are not finale criteria of optimal state of network which should be (in reality) determined from economical reasons, for example, from minimum cost of electrical energy transmission.

**Keywords:** power distribution network, level of losses, optimal loading, structural algorithm.

Fig. 2. Tab. 1. Ref.: 12 titles.

Одним из важнейших преимуществ интеллектуальных электрических сетей является повышение качества электроснабжения потребителей на основе применения реклоузеров, бустеров и других современных коммутационных и информационных аппаратов [1, 2]. При этом создание «умных» сетей преследует такие основные цели, как:

- сокращение трудозатрат на реконструкцию линий и распределительного оборудования при сохранении динамики на увеличение полезного отпуска электроэнергии;
- получение дополнительного дохода за счет снижения потерь электроэнергии в распределительных сетях 0,38–10 кВ;
- повышение надежности и качества электроснабжения потребителей;
- сокращение операционных затрат электросетевых предприятий.

Основные способы достижения названных целей следующие:

1) снижение загрузки распределительных сетей в режимах наибольших нагрузок за счет управления электрооборудованием и широкого использования распределенной генерации и собственных источников электроэнергии у потребителей;

2) оперативное выявление и локализация очагов возникновения дополнительных потерь электроэнергии в распределительных сетях путем разработки и соблюдения балансов электроэнергии, учета истории переключений в топологии сети, планирования мероприятий по снижению технических потерь на основе современных цифровых приборов и устройств;

3) диагностирование и опережающее выявление различных технологических отказов;

4) снижение эксплуатационных затрат электросетевых компаний.

Таким образом, одним из основных факторов, свидетельствующих в пользу «умных» электрических сетей, является дополнительный доход за счет возможного снижения потерь электрической энергии. Оценка величины этого дохода представляет несомненный теоретический и практический интерес. Однако для этого необходимо, прежде всего, определиться с самим понятием оптимального уровня потерь, который может быть обоснован как с технической, так и экономической точки зрения. В статье анализируется и оценивается только технический оптимум (минимум) потерь электрической энергии на примере распределительных сетей 0,38–10 кВ (рис. 1).

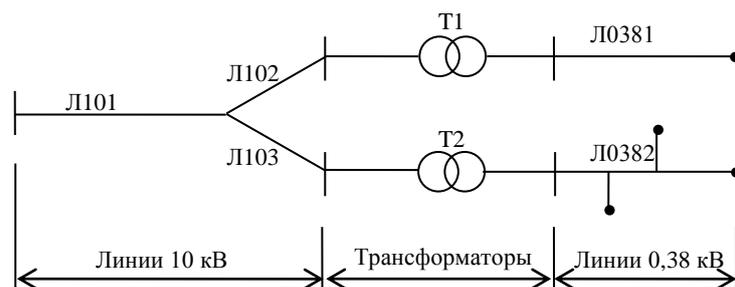


Рис. 1. Общая структура распределительной электрической сети 0,38–10 кВ

Традиционная электрическая сеть 0,38–10 кВ состоит из трех основных компонентов [3]:

- линий 10 кВ (воздушных с неизолированными, изолированными и защищенными проводами или кабельных) – на схеме рис. 1 – Л101, Л102, Л103;
- понижающих двухобмоточных трансформаторов 10/0,4 кВ – Т1 и Т2;
- линий 0,38 кВ – Л0381 и Л0382.

Примем, что сеть работает в условиях SMART GRID и желаемым образом сконструирована [1, 2].

1. На всех линиях 10 кВ подвешены провода сечением 70 мм<sup>2</sup>. В условиях эксплуатации это наиболее распространенное (максимальное) сечение провода, нагрузочные потери электроэнергии при котором будут приближены к минимальным значениям.

2. На линиях 0,38 кВ смонтированы провода сечением 50 мм<sup>2</sup>.

3. Нагрузка трансформаторов постоянна в течение расчетного периода, что уже сегодня позволяют осуществлять системы управления электропотреблением (нагрузкой) и номинальными мощностями трансформаторов на основе инновационных коммутационных аппаратов.

Оценим оптимальные уровни технических потерь электроэнергии вначале только в трансформаторах, а затем и во всей сети.

Суммарные потери электроэнергии в двухобмоточных трансформаторах 10-0,38 кВ  $\Delta W_T$  состоят из двух составляющих –  $\Delta W_x$  и  $\Delta W_n$

$$\Delta W_T = \Delta W_x + \Delta W_n, \quad (1)$$

где  $\Delta W_x$  – условно-постоянные потери холостого хода в стали трансформаторов;  $\Delta W_n$  – переменные нагрузочные потери.

Нагрузочные потери электроэнергии в трансформаторах  $\Delta W_n$  определяются по формуле [4–7]

$$\Delta W_n = \sum_{j=1}^m \frac{W_{pj}^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_j)}{U_{\text{ном}}^2 T} k_{\Phi}^2 R_j, \quad (2)$$

где  $m$  – общее число трансформаторов в сети;  $W_{pj}$  – поток активной энергии через  $j$ -й трансформатор;  $T$  – расчетный период;  $\operatorname{tg} \varphi_j$  – коэффициент реактивной мощности;  $k_{\Phi}$  – коэффициент формы графика нагрузки;  $R_j$  – активное сопротивление трансформатора;  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение.

Потери в стали трансформаторов  $\Delta W_x$  равны

$$\Delta W_x = \Delta P_x T, \quad (3)$$

где  $\Delta P_x = \sum_{j=1}^m \Delta P_{xj}$ ,  $\Delta P_{xj}$  – заданные потери мощности холостого хода в  $j$ -м трансформаторе.

Для одного трансформатора формула (2) может быть записана в виде

$$\Delta W_n = \Delta P_k \left( \frac{S_{\text{cp}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 k_{\Phi}^2 T, \quad (4)$$

где  $S_{\text{cp}}$  – средняя полная мощность трансформатора за время  $T$ ;  $\Delta P_k$  – потери мощности;  $S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность.

С учетом (3), (4) величина  $\Delta W_T$  равна

$$\Delta W_T = \Delta P_x T + \Delta P_k \left( \frac{S_{\text{cp}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 k_{\Phi}^2 T, \quad (5)$$

или

$$\Delta W_T = \Delta P_x T + \Delta P_k k_{\Delta W}^2 k_{\Phi}^2 T, \quad (6)$$

где  $k_{\Delta W}$  – коэффициент загрузки трансформатора ( $k_{\Delta W} = S_{\text{cp}}/S_{\text{ном}}$ ).

При равномерном графике нагрузки  $k_{\Phi}^2 = 1$ , поэтому оптимальное значение  $k_{\Delta W}$ , соответствующее минимуму суммарных технических потерь электроэнергии в трансформаторе, определится по формуле [7–9]

$$k_{\Delta W}^T = \sqrt{\frac{\Delta P_x}{\Delta P_k}}. \quad (7)$$

С учетом (7) формула (6) выглядит следующим образом

$$\Delta W_T = \Delta P_x T + \Delta P_k \frac{\Delta P_x}{\Delta P_k} T = 2\Delta P_x T, \quad (8)$$

в именованных единицах или в процентах

$$\Delta W_T \% = \frac{2\Delta P_x}{P} \cdot 100 \%, \quad (9)$$

где  $P$  – активная нагрузка трансформатора в оптимальном режиме работы:

$$P = k_{\Delta W}^T S_{\text{ном}} \cos \varphi. \quad (10)$$

Исходные данные и результаты расчета оптимальных значений коэффициентов загрузки и суммарных потерь электроэнергии  $\Delta W_T$  в двухобмоточных трансформаторах 10/0,4 кВ распределительных сетей приведены в табл. 1. Технические характеристики трансформаторов взяты из [10], характерное значение  $\cos \varphi$  принято равным 0,8.

Таблица 1

**Исходные данные и результаты расчета трансформаторов распределительных электрических сетей 0,38–10 кВ**

$S_{\text{ном}}$ , кВ·А	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta P_k$ , кВт	$k_{\Delta W}^T$ , о. е.	$P$ , кВт	$\Delta W_T$ , %
16	0,085	0,440	0,43	5,50	2,93
25	0,115	0,600	0,44	8,80	2,60
40	0,155	0,880	0,42	13,44	2,26
63	0,220	1,280	0,41	20,66	2,06
100	0,270	1,970	0,37	29,60	1,79
160	0,410	2,600	0,40	51,20	1,59
250	0,580	3,700	0,40	80,00	1,44
400	0,830	5,400	0,39	124,80	1,30
630	1,240	7,400	0,41	206,64	1,19
Среднее значение	0,430	2,700	0,40	540,64	1,73

Из формул (7)–(9) и данных табл. 1 вытекает следующее:

- оптимальное значение (минимум) суммарных технических потерь электроэнергии в двухобмоточных трансформаторах распределительных сетей за период  $T$  в именованных единицах характеризуется удвоенной величиной потерь холостого хода;
- оптимальный коэффициент загрузки трансформаторов  $k_{\Delta W}^T$  (формула (7)) определяется их техническими параметрами  $\Delta P_x$  и  $\Delta P_k$  и находится в зоне 40 %;
- оптимальный относительный уровень технических потерь в трансформаторах изменяется в пределах от 1,2 до 3 %.

Проанализированные режимы работы сети, состоящей только из трансформаторов, весьма условны и на практике не распространены. К ним можно отнести эксплуатацию трансформаторов на повышающих подстанциях электростанций и в качестве трансформаторов собственных нужд. Во всех других случаях должна анализироваться оптимальная загрузка сети в целом, а не ее отдельные элементы.

**Электрическая сеть 10 кВ.** Электрическая сеть 10 кВ состоит из двух компонентов. Суммарные потери электроэнергии  $\Delta W_{10}$  в такой сети складываются из трех составляющих

$$\Delta W_{10} = \Delta W_{л10} + \Delta W_x + \Delta W_{т10}, \quad (11)$$

где  $\Delta W_{л10}$  – нагрузочные потери электроэнергии в линиях 10 кВ;  $\Delta W_x$ ,  $\Delta W_{т10}$  – потери в трансформаторах соответственно холостого хода и нагрузочные.

Разветвленная электрическая сеть 10 кВ часто представляется в виде двух последовательно включенных эквивалентных по потерям сопротивлений – линий и трансформаторов [4–7]. Исследуем вначале отдельную распределительную линию (РЛ) с индивидуальными эквивалентными сопротивлениями  $r_{эл}$  и  $r_{эт}$ . Для такой линии

$$\Delta W_{10} = \Delta P_x T + \left( \frac{S_{сп}}{U_{ном}} \right)^2 r_{эт} k_{фт}^2 T + \left( \frac{S_{сп}}{U_{ном}} \right)^2 r_{эл} k_{фл}^2 T, \quad (12)$$

или

$$\Delta W_{10} = \Delta P_x T + \left( \frac{S_{сп}}{S_{ном}} \right)^2 \frac{S_{ном}^2}{U_{ном}^2} r_{эт} k_{фт}^2 T + \left( \frac{S_{сп}}{S_{ном}} \right)^2 \frac{S_{ном}^2}{U_{ном}^2} r_{эл} k_{фл}^2 T, \quad (13)$$

а при  $k_{фл}^2 = 1$

$$\Delta W_{10} = \Delta P_x T + k_{\Delta W}^2 \frac{S_{ном}^2}{U_{ном}^2} r_{эт} T + k_{\Delta W}^2 \frac{S_{ном}^2}{U_{ном}^2} r_{эл} T, \quad (14)$$

где  $k_{фл}$  – коэффициент формы графика нагрузки линий;  $k_{фт}$  – то же трансформатора.

Из условия равенства нулю первой производной  $\partial \Delta W_{10} / \partial k_{\Delta W}$  [6, 7] находим, что оптимальное значение  $k_{\Delta W}^{10}$ , соответствующее минимуму суммарных технических потерь в линии 10 кВ, достигается при равенстве условно-постоянных потерь в трансформаторах и суммарных нагрузочных потерь в трансформаторах РЛ (характеризуются величиной  $r_{эт}$ ) и ее линейных ветвях (характеризуются значением  $r_{эл}$ ) и определяется по формуле [6, 7]

$$k_{\Delta W}^{10} = \frac{U_{ном}}{S_{ном}} \sqrt{\frac{\Delta P_x}{r_{эт} + r_{эл}}}, \quad (15)$$

где  $\Delta P_x$  – потери мощности холостого хода в трансформаторах РЛ;  $S_{ном}$  – суммарная номинальная мощность распределительных трансформаторов линии.

Для расчета индивидуальных эквивалентных сопротивлений рекомендуются формулы [2]:

$$r_{эл} = \frac{\sum_{i=1}^m S_{номi}^2 r_{ли}}{S_{ном}^2}; \quad (16)$$

$$r_{эт} = \frac{\sum_{j=1}^n S_{номj}^2 r_{тj}}{S_{ном}^2}, \quad (17)$$

где  $S_{номi}$  – номинальная мощность трансформаторов, подключенных к  $i$ -му участку линии с сопротивлением  $r_{ли}$ ;  $S_{номj}$  – номинальная мощность

$j$ -го трансформатора с сопротивлением  $r_{Tj}$ ;  $m$  – число линейных участков в схеме РЛ;  $n$  – число трансформаторов.

По аналогии с (16), (17) обобщенные эквивалентные сопротивления  $R_{эл}$  и  $R_{эт}$  определяются по формулам:

$$R_{эл} = \frac{\sum_{i=1}^M S_{ном\ рли}^2 r_{эли}}{S_{ном\ с}^2}; \quad (18)$$

$$R_{эт} = \frac{\sum_{j=1}^N S_{ном\ j}^2 r_{Tj}}{S_{ном\ с}^2}, \quad (19)$$

где  $S_{ном\ рли}$  – номинальная мощность трансформаторов, подключенных к  $i$ -й распределительной линии;  $S_{ном\ с}$ ,  $N$  – суммарная установленная мощность и общее число трансформаторов, подключенных к  $M$  распределительным линиям сети.

Если принять  $r_{эл} = 0$ , а  $r_{эт} = r_{100\ кВ\cdot А}$ , то формула (15) запишется в виде

$$k_{\Delta W}^{10} = \frac{U_{ном}}{S_{ном}} \sqrt{\frac{\Delta P_x}{r_{100}}} = \frac{U_{ном}}{S_{ном}} \sqrt{\frac{\Delta P_x}{\Delta P_k \left( \frac{U_{ном}}{S_{ном}} \right)^2}} = \sqrt{\frac{\Delta P_x}{\Delta P_k}}. \quad (20)$$

Анализ формул (15) при  $r_{эл} = 0$  и (20) показывает следующее. В именованных единицах оптимальное значение (минимум) технических потерь электроэнергии в сети 10 кВ за расчетный период не меняется и характеризуется той же удвоенной величиной потерь холостого хода в трансформаторах. Оптимальный коэффициент загрузки сети  $k_{\Delta W}^{10}$  из-за наличия  $r_{эл}$  всегда будет меньше  $k_{\Delta W}$ . Например, при  $r_{эт} = 19,7$  Ом (в схеме только один трансформатор с  $S_{ном} = 100$  кВ·А) и  $r_{эл} = 0,45$  Ом (трансформатор подключен к линии длиной 1 км и сечением 70 мм<sup>2</sup>) имеем:

$$k_{\Delta W}^{10} = \frac{10}{100} \sqrt{\frac{0,27 \cdot 1000}{19,7 + 0,45}} = 0,366;$$

$$k_{\Delta W}^{10} = 0,366 < k_{\Delta W}^r = 0,037.$$

Таким образом, величина  $k_{\Delta W}^{10}$  в распределительной сети в значительной мере зависит от отношения  $k_r$  эквивалентных сопротивлений  $r_{эл}$  и  $r_{эт}$ , характеризующих разветвленность и протяженность сети, причем чем больше параметр  $k_r = r_{эл}/r_{эт}$ , тем меньше будет оптимальная нагрузка, и наоборот.

Подтвердим сказанное численным расчетом. Примем:  $r_{эт} = 1$  Ом;  $\Delta P_x = 0,27$  кВт для  $S_{ном} = 100$  кВ·А. Тогда

$$k_{\Delta W}^{10} = 1,63 \sqrt{\frac{1}{1 + k_r}}. \quad (21)$$

График плавного относительного изменения величины  $k_{\Delta W}^{10} = f(k_r)$  для эксплуатационных значений  $k_r$  в диапазоне 0,25–9,00 приведен на рис. 2. Из него следует важнейший вывод: при постоянной номинальной мощности трансформаторов с увеличением разветвленности сети, характеризующейся  $r_{\text{эл}}$ , оптимальное значение  $k_{\Delta W}^{10}$  будет только уменьшаться по сравнению с параметром  $k_{\Delta W}^T$ , причем в значительной мере: от 40 до 12 % и ниже.

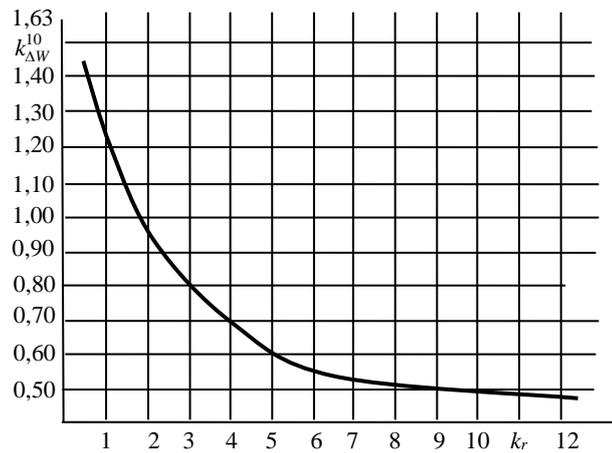


Рис. 2. График изменения коэффициента загрузки сети  $k_{\Delta W}^{10}$  в функции параметра  $k_r$

**Электрическая сеть 0,38–10 кВ.** По аналогии с (15), оптимальное значение  $k_{\Delta W}$ , соответствующее минимуму суммарных технических потерь электроэнергии в «идеализированной» сети 0,38–10 кВ, определится по формуле

$$k_{\Delta W}^{0,38-10} = \frac{U_{\text{НОМ}}^{10}}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{\Delta P_x}{R_{\text{ЭТ}} + R_{\text{ЭЛ}}^{10} + R_{\text{Об}}^{0,38} \frac{(U_{\text{НОМ}}^{10})^2}{(U_{\text{НОМ}}^{0,38})^2}}, \quad (22)$$

где  $R_{\text{Об}}^{0,38}$  – обобщенное сопротивление электрической сети 0,38 кВ [11],

$$R_{\text{Об}}^{0,38} = \rho_{Al} \sum_1^l \frac{L_{\Sigma i}}{F_i}; \quad (23)$$

$\rho_{Al} = 32,25 \text{ Ом}/(\text{км}\cdot\text{мм}^2)$ ;  $L_{\Sigma i}$  – суммарная длина участков  $i$ -го сечения, км;  $F_i$  – сечение  $i$ -го участка сети;  $l$  – общее число сечений проводников в сети 0,38 кВ.

Опыт эксплуатационных расчетов и анализ топологических характеристик электрических сетей 0,38–10 кВ показали, что суммарные протяженности сетей 0,38 и 10 кВ примерно одинаковы. Поэтому принимая  $r_{\text{эл}}^{0,38} = 0,63 \text{ Ом}$  (к трансформатору подключена одна линия 0,38 кВ длиной 1,00 км и сечением  $50,00 \text{ мм}^2$ ), получим

$$k_{\Delta W}^{0,38-10} = \frac{10}{100} \sqrt{\frac{0,27 \cdot 1000}{19,7 + 0,45 + 0,63 \cdot \frac{10^2}{0,38^2}}} = 0,077.$$

Видно, что коэффициент загрузки сети 0,38–10 кВ, по сравнению с сетью 10 кВ и трансформаторами, резко снизился:  $k_{\Delta W}^{0,38-10} = 0,077 < k_{\Delta W}^{10} = 0,366 < k_{\Delta W}^T = 0,370$ , а общий процент потерь

$$\Delta W_T^{0,38-10} \% = \frac{2 \cdot 0,27 \cdot 10^2}{0,077 \cdot 100 \cdot 0,8 + 0,27} \cong 7,76 \%$$

значительно вырос:  $\Delta W_T^{0,38-10} \% = 7,76 \% > \Delta W_T^{10} = 0,20 \% > \Delta W_T = 1,79 \%$ .

В реальной электрической сети к условно-постоянным потерям (индекс «уп») относят не только потери холостого хода в трансформаторах, но и другие составляющие – потери в изоляции кабелей, вентильных разрядниках, счетчиках непосредственного включения, соединительных проводах и сборных шинах и т. д. Поэтому в наиболее общем виде формула (22) будет выглядеть следующим образом:

$$k_{\Delta W}^{0,38-10} = \frac{U_{\text{ном}}^{10}}{S_{\text{ном}} k_{\phi}} \sqrt{\frac{\Delta W_{\text{уп}}}{\left[ R_{\text{эт}} + R_{\text{эл}}^{10} + R_{\text{об}}^{0,38} \frac{(U_{\text{ном}}^{10})^2}{(U_{\text{ном}}^{0,38})^2} \right] T}}, \quad (24)$$

или

$$k_{\Delta W}^{0,38-10} = \frac{U_{\text{ном}}^{10}}{S_{\text{ном}} k_{\phi}} \sqrt{\frac{\Delta W_{\text{уп}}}{R_{\text{эс}} T}}, \quad (25)$$

где  $k_{\Delta W}^{0,38-10}$  – среднее значение оптимального коэффициента загрузки эквивалентной сети 0,38–10 кВ сопротивлением  $R_{\text{эс}}$  за период  $T$ .

Оптимальный среднеквадратический коэффициент  $k_{\Delta W}^{0,38-10}$  будет равен произведению  $k_{\Delta W}^{0,38-10} k_{\phi}$ .

Практическое применение приведенных теоретических положений проиллюстрировано ниже на примере одного из районов электрических сетей (РЭС) Республики Беларусь (всего в Беларуси более 140 районов). Необходимые исходные данные взяты из результатов расчета и анализа структуры нормативных потерь электроэнергии в сетях 0,38–10 кВ РЭС за 2013 г. [11, 12]:

$$\begin{aligned} S_{\text{ном}} &= 58512 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\ W_{\text{р}} &= 40860,749 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}; \\ \text{tg}\varphi &= 0,7714; \\ k_{\phi} &= 1,116; \\ T &= 87602; \\ \Delta W_{\text{уп}} &= 1609,350 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}; \\ \Delta W_{\text{нт}} &= 57,818 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}; \\ \Delta W_{\text{нл}}^{10} &= 378,834 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}; \end{aligned}$$

$$\Delta W_{\text{нл}}^{0,38} = 2780,100 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч};$$

$\Delta W_{\text{нтт}} = 2,470$  тыс. кВт·ч – нагрузочные потери в трансформаторах тока;

$\Delta W_{\text{н}} = 3253,112$  тыс. кВт·ч – суммарные нагрузочные потери в сети 0,38–10 кВ;

$$\Delta W_{\text{р}\Sigma} = \Delta W_{\text{уп}} + \Delta W_{\text{н}} = 4862,462 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_{\text{р}\Sigma} = (4862,462/40860,749) \cdot 10^2 = 11,9 \text{ \%}.$$

Структурный алгоритм оценки оптимального уровня потерь электроэнергии в электрической сети 0,38–10 кВ РЭС и резервов по их снижению следующий.

1. Определяем оптимальное значение (минимум) суммарных технических потерь электроэнергии  $\Delta W_{\text{опт}}$  в сети 0,38–10 кВ РЭС в именованных единицах

$$\Delta W_{\text{опт}} = 2\Delta W_{\text{уп}} = 2 \cdot 1609,350 = 3218,700 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}.$$

2. Определяем оптимальную величину  $\Delta W_{\text{опт}}$  в относительных единицах

$$\Delta W_{\text{опт}} \% = (\Delta W_{\text{опт}}/W_{\text{р}}) \cdot 10^2 = (3218,700/40860,749) \cdot 10^2 \cong 7,88 \text{ \%}.$$

3. Годовой резерв по снижению потерь электроэнергии  $\delta\Delta W_{\text{т}}$  составляет  $\delta\Delta W_{\text{т}} = \Delta W_{\text{р}\Sigma} - \Delta W_{\text{опт}} = 4862,462 - 3218,700 = 1643,762$  тыс. кВт·ч – в именованных единицах, или  $\delta\Delta W_{\text{т}} \% = (1643,762/4862,462) \cdot 10^2 = 4,02 \text{ \%}$  – от величины  $W_{\text{р}}$ , или  $(1643,762/4862,462) \cdot 10^2 = 33,80 \text{ \%}$  – от годового значения  $\Delta W_{\text{р}\Sigma}$ .

4. Вычисляем обобщенное эквивалентное сопротивление сети  $R_{\Sigma\text{с}}$ :

$$R_{\Sigma\text{с}} = \frac{\Delta W_{\text{н}} 10^2 T}{W_{\text{р}}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi) k_{\text{ф}}^2} = \frac{3253,112 \cdot 10^2 \cdot 8760}{40860,749^2 \cdot (1 + 0,771^2) \cdot 1,116^2} = 0,859 \text{ Ом};$$

$$R_{\Sigma\text{т}} = \frac{57,818 \cdot 10^2 \cdot 8760}{40860,749^2 \cdot (1 + 0,771^2) \cdot 1,116^2} = 0,015 \text{ Ом};$$

$$R_{\Sigma\text{эл}}^{10} = \frac{378,834 \cdot 10^2 \cdot 8760}{40860,749^2 \cdot (1 + 0,771^2) \cdot 1,116^2} = 0,100 \text{ Ом};$$

$$R_{\Sigma\text{об}}^{0,38} \left( \frac{U_{\text{ном}}^{10}}{U_{\text{ном}}^{0,38}} \right)^2 = \frac{2780,1 \cdot 10^2 \cdot 8760}{40860,749^2 \cdot (1 + 0,771^2) \cdot 1,116^2} = 0,740 \text{ Ом}.$$

5. Вычисляем  $k_{\Delta W}^{0,38-10}$  по формуле:

$$k_{\Delta W}^{0,38-10} = \frac{10}{5812 \cdot 1,118} \sqrt{\frac{1609,350 \cdot 10^6}{0,859 \cdot 8760}} = 0,079 \text{ или } 7,9 \text{ \%};$$

$$k_{\Delta W}^{0,38-10} = 7,9 \cdot 1,116 = 8,8 \text{ \%}.$$

6. Вычисляем отношение

$$k_{0,38/10} = \Delta W_{\text{нл}}^{0,38} / \Delta W_{\text{нл}}^{10} = 2780,100 / 378,834 \cong 7,3.$$

### ВЫВОДЫ

1. При постоянном составе оборудования оптимальное значение (минимум) суммарных технических потерь электроэнергии в электрической сети 0,38–10 кВ достигается при равенстве условно-постоянных и переменных (нагрузочных) потерь в сети и в именованных единицах за период  $T$  характеризуется удвоенной величиной условно-постоянных потерь.

2. Оптимальная нагрузка трансформаторов определяется их техническими характеристиками, равна примерно 40 % и соответствует относительно небольшому значению минимальных потерь – 1,73 %.

3. В целом по сети 0,38–10 кВ оптимальный коэффициент загрузки  $k_{\Delta W}^{0,38-10}$  в значительной мере зависит от ее конфигурации и конструктивно-го исполнения. Чем больше разветвленность сети, тем меньше будут эквивалентные сопротивления линий и тем больше значение  $k_{\Delta W}^{0,38-10}$ .

4. Основное влияние на формирование и величину суммарных потерь электроэнергии в сети 0,38–10 кВ оказывают сети 0,38 кВ – потери в них при прочих равных условиях, как правило, больше потерь в сети 10 кВ в несколько (в примере – в 7,23 раза) или даже в десятки раз. Потери в сети 0,38 кВ значительно снижают величину обобщенного коэффициента  $k_{\Delta W}^{0,38-10}$  (загрузку сети) и увеличивают оптимальное значение потерь в сети 0,38–10 кВ. При этом оптимальные суммарные потери в сети в именованных единицах не меняются.

5. Приведенный структурный алгоритм анализа технических потерь электроэнергии в сети 0,38–10 кВ позволяет оценить фактическую и оптимальную загрузки сети, определить минимум и резервы по снижению потерь, однако часто обеспечивается только в условиях очень незначительной загрузки линий и трансформаторов. Поэтому минимум технических потерь не следует принимать в качестве окончательного критерия оптимального состояния сети, которое, в конечном итоге, должно находиться из экономических соображений, например по минимальной стоимости передачи электрической энергии.

### ЛИТЕРАТУРА

1. К о б е ц, Б. Б. Инновационное развитие электроэнергетики на базе конвенции SVART GRID / Б. Б. Кобец, Н. О. Волкова. – М.: Энергия, 2010 – 207 с.
2. Б е р н д, М. Б. Инновационная техника для интеллектуальных электрических сетей Smart Grids / М. Б. Бернд // Электрика. – 2010. – № 11. – С. 9–15.
3. Ф а д е е в а, Г. А. Проектирование распределительных электрических сетей: учеб. пособие / Г. А. Фадеева, В. Т. Федин. – Минск: Вышэйш. шк., 2009. – 365 с.
4. Ж е л е з к о, Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. – М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.
5. Ж е л е з к о, Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 176 с.

6. Ф у р с а н о в, М. И. Основы проектирования энергосистем: учеб. пособие для студентов энергетических специальностей: в 2 ч. / М. И. Фурсанов, В. Т. Федин. – Минск: БНТУ, 2010. – Ч. 2. – 203 с.
7. Ф у р с а н о в, М. И. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем / М. И. Фурсанов. – Минск: Белэнергосбережение, 2005. – 207 с.
8. Ф у р с а н о в, М. И. Определение оптимальных коэффициентов загрузки трансформаторов распределительных сетей в условиях эксплуатации / М. И. Фурсанов, Н. С. Петрашевич // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2012. – № 4. – С. 9–18.
9. Ф у р с а н о в, М. И. Об оптимальных режимах работы силовых трансформаторов / М. И. Фурсанов, В. Н. Радкевич // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2008. – № 2. – С. 32–38.
10. С и л о в ы е трансформаторы: каталог Минского электротехнического завода имени В. Н. Козлова. – Минск, 2007. – 76 с.
11. И н с т р у к ц и я по расчету и обоснованию нормативов расхода электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям: Министерство энергетики Республики Беларусь, 16.12.2013, № 48.
12. М е т о д и к а расчета и обоснования нормативов расхода электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям: СТП 09110.09.455–11. – Минск: ГПО «Белэнерго», 2009. – 50 с.

#### REFERENCES

1. K o b e z, B. B., & Volkova N. O. (2010) *Innovation Development of Electric Power Engineering on the Base of Convention VART GRID*. Moscow, Energija. 207 p. (in Russian).
2. B e r n d, M. B. (2010) Innovation Equipment for Intellectual Electrical Networks Smart Grids. *Elektrika* [Electrics], 11, 9–15 (in Russian).
3. F a d e e v a, G. A., & Fedin, V. T. (2009) *Design of Power Distribution Networks: Educational Materials*. Minsk, Higher School. 365 p. (in Russian).
4. Z h e l e s k o, Yu. S. (2009) *Losses of Electrical Energy. Reactive Power. Quality of Electrical Energy*. Instructions for Practical Calculations. Moscow, ENAS. 456 p. (in Russian).
5. Z h e l e s k o, Yu. S. (1989) *Choice of Actions for Losses Decreasing of Power*. Instructions for Practical Calculations. Moscow, Energoatomizdat. 176 p. (in Russian).
6. F u r s a n o v, M. I., & Fedin, V. T. (2010) *Fundamentals of Power Systems Design*: in 2 parts. Minsk: BNTU, Part 2. 203 p. (in Russian).
7. F u r s a n o v, M. I. (2005) *Determination and Analysis of Power Losses in Electric Power Networks of Power Systems*. Minsk, Unitary Enterprise “Belenergoberezhnie”. 207 p. (in Russian).
8. F u r s a n o v, M. I., & Petrashevich, N. S. (2012) Determination of Optimal Loading of Transformers of Power Distribution Networks in Operation. *Izvestiia Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'Edinenii – Energetika* [Proceedings of the Higher Education Institutions and Power Engineering Associations – Power Engineering], 4, 9–18 (in Russian).
9. F u r s a n o v, M. I., & Radkevich, V. N. (2008) About Optimal Regimes of Power Transformers Operation. *Izvestiia Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'Edinenii – Energetika* [Proceedings of the Higher Education Institutions and Power Engineering Associations – Power Engineering], 2, 32–38 p. (in Russian).
10. P o w e r Transformers. Reference Book of the Minsk Electrotechnical Plant Named After V. N. Kozlov. Minsk, 2007. 76 p. (in Russian).
11. I n s t r u c t i o n s Dealing with Calculation and Standards of Power Consumption for its Transmission by Electrical Networks. Ministry of Power Engineering of the Republic of Belarus 16.12.2013, № 48 (in Russian).
12. S t a n d a r d SPS “Belenergo”. STP 09110.09.455–11. Calculation Methods and Standards of Power Consumption for its Transmission by Electrical Networks. Minsk, 2009. 50 p. (in Russian).

Представлена кафедрой  
электрических систем

Поступила 19.06.2014