

Исследования на линеаризованной модели и ЭВМ показывают, что параметры АЧР должны быть скорректированы. Это обеспечит поддержание частоты энергосистемы в допустимой зоне при всех возможных аварийных ситуациях.

ЛИТЕРАТУРА

1. С о в а л о в С. А., С е м е н о в В. А. Противоаварийное управление в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
2. P a v l o v G. M. Under frequency load shedding in Power System: Proceeding. Brasil: CIGRE, 1994.
3. П а в л о в Г. М., М е р к у р ь е в Г. В. Автоматика энергосистем. РАО «ЕЭС РОССИИ». – СПб., 2001.

Представлена кафедрой
электрических станций и автоматизации
энергетических систем

Поступила 4.11.2002

УДК 621.311.017

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И АЛГОРИТМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ И АНАЛИЗА ОПТИМАЛЬНЫХ УРОВНЕЙ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 6–20 кВ

Канд. техн. наук, доц. ФУРСАНОВ М. И., асп. МАКАРЕВИЧ В. В.

Белорусский национальный технический университет

Разработанные авторами теоретические и алгоритмические концепции предназначены для определения оптимальных уровней технических потерь электроэнергии (ЭЭ) в электрических сетях 6–20 кВ на основе детерминированных исходных данных в условиях массовых расчетов потерь. Они позволяют определять и анализировать три значения суммарных технических потерь ЭЭ в сети – фактические (при существующей нагрузке сети), минимальные и оптимальные по критерию минимума стоимости передачи электроэнергии C_n [1].

Полные потери электроэнергии ΔW в схеме отдельной распределительной линии (РЛ) 6–20 кВ определяются в виде суммы трех составляющих – нагрузочных (переменных) потерь в линейных $\Delta W_{\text{лн}}$ и трансформаторных $\Delta W_{\text{тн}}$ ветвях, а также условно-постоянных потерь холостого хода в стали трансформаторов $\Delta W_{\text{тх}}$, вычисляемых по каталожным данным:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{лн}} + \Delta W_{\text{тн}} + \Delta W_{\text{тх}} . \quad (1)$$

Нагрузочные потери в линиях и трансформаторах во всех трех случаях определяются по одной и той же формуле

$$\Delta W = k_*^2 \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U_{\text{ЭК}}^2} (r_{\text{эл}} + r_{\text{т}}) k_{\text{ф}}^2 T + \Delta P_0 T, \quad (2)$$

где k_* – нагрузка распределительной линии, представленной эквивалентными по потерям сопротивлениями; $S_{\text{НОМ}}$ – суммарная номинальная мощность подключенных к РЛ трансформаторов; $U_{\text{ЭК}}$ – эквивалентное напряжение на питающих шинах линии; $r_{\text{эл}}$ – индивидуальное эквивалентное сопротивление линейных участков схемы РЛ; $r_{\text{т}}$ – индивидуальное эквивалентное сопротивление трансформаторов; $k_{\text{ф}}$ – коэффициент формы графика нагрузки; ΔP_0 – суммарные потери мощности холостого хода в стали трансформаторов; T – расчетный период.

Вместо k_* в (2) подставляются соответствующие значения коэффициентов загрузки. При расчете фактических потерь это будет существующая загрузка сети $k_{\Delta W}$ ($k_{\Delta W} = S_{\text{г}} / S_{\text{НОМ}}$, $S_{\text{г}}$ – полная мощность на головном участке линии), при определении минимальных потерь – это загрузка сети $\bar{k}_{\Delta W}$, обеспечивающая искомый минимум при неизменных топологических параметрах схемы сети (рис. 1), при расчете экономически обоснованного уровня потерь – загрузка сети $k_{\text{Сп}}$, соответствующая минимуму стоимости передачи электрической энергии (рис. 6).

На рис. 1 в качестве примера показаны зависимости относительных потерь ЭЭ (суммарных ΔW , нагрузочных $\Delta W_{\text{ТН}}$ и холостого хода $\Delta W_{\text{ТХ}}$) в трансформаторе 100 кВ·А от коэффициента его загрузки $\bar{k}_{\Delta W}$, на рис. 6 – обобщенные зависимости стоимости передачи электрической энергии и ее составляющих в функции потерь в сети.

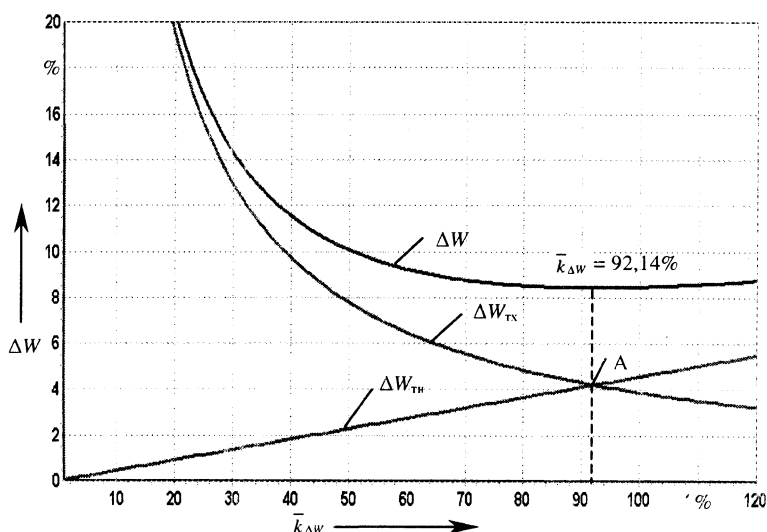


Рис. 1. Зависимости относительных потерь электроэнергии ΔW в трансформаторе 100 кВ·А от его загрузки $\bar{k}_{\Delta W}$ ($\Delta W = \Delta W_{\text{ТН}} + \Delta W_{\text{ТХ}}$)

Результаты расчета потерь представляются в виде табл. 1 и диаграмм (рис. 2–5).

Таблица 1

Форма представления результатов расчета оптимальных уровней потерь электроэнергии в сети 6–20 кВ

№ п/п	Наименование подстанции и РЛ	Критерии оптимизации	Отпуск акт.эн. в РЛ, МВт·ч	Загрузка РЛ, %	Потери энергии							
					$dW_{\text{лин.}}$ МВт·ч	$dW_{\text{лин.}}$ %	$dW_{\text{тр.н.}}$ МВт·ч	$dW_{\text{тр.н.}}$ %	$dW_{\text{тр.хх.}}$ МВт·ч	$dW_{\text{тр.хх.}}$ %	$dW_{\text{сум.}}$ МВт·ч	$dW_{\text{сум.}}$ %
6	Бродовка Т-1\1с ВЛ-534	Факт.	66,800	10,27	0,64	0,952	0,088	0,131	10,837	16,223	11,561	17,307
		Мин. dW	266,877	41,01	10,15	3,805	0,684	0,256	10,837	4,061	21,674	8,121
		Мин. Ст	314,747	48,37	14,12	4,487	1,949	0,619	10,837	3,443	26,908	8,549
22	Ганцевичи Т-1\1с ВЛ-519	Факт.	153,300	25,26	9,10	5,938	0,590	0,385	11,451	7,470	21,145	13,793
		Мин. dW	172,049	28,35	11,47	6,664	0,014	0,008	11,451	6,656	22,931	13,328
		Мин Ст	208,737	34,40	16,88	8,085	1,095	0,524	11,451	5,486	29,423	14,096
27	Забашевичи Т-1\1с ВЛ-561	Факт.	199,500	40,96	11,08	5,554*	1,198	0,600	8,646	4,334	20,924	10,488
		Мин. dW	172,859	35,49	8,32	4,813	0,327	0,189	8,646	5,002	17,291	10,003
		Мин. Ст	210,211	43,16	12,30	5,852	1,330	0,633	8,646	4,113	22,278	10,598

По каждой распределительной линии (в табл. 1 их три – Бродовка Т-1\1с ВЛ-534, Ганцевичи Т-1\1с ВЛ-519 и Забашевичи Т-1\1с ВЛ-561) выдаются три значения суммарных потерь и их составляющие: фактические потери электроэнергии (первая строка результатов по каждой линии), минимальные (вторая строка) и экономически обоснованные (третья строка). Приведенные в табл. 1 результаты являются характерными. Например, из результатов расчета линии Бродовка Т-1\1с ВЛ-534 хорошо виден резерв по снижению потерь. Величина фактических потерь здесь 17,307 %, что значительно больше минимальных и экономически обоснованных потерь, равных соответственно 8,121 и 8,549 %. С линиями Ганцевичи Т-1\1с ВЛ-519 и Забашевичи Т-1\1с ВЛ-561 пока ничего предпринимать не надо. Все три уровня потерь электроэнергии в них соизмеримы между собой: 13,793, 13,328, 14,096 и 10,488, 10,003, 10,598 %. Обращает на себя внимание тот факт, что относительная величина экономически обоснованных потерь может быть больше фактической – 14,096 > 13,793 % и 10,598 > 10,488 %.

Диаграммы приводятся по всем распределительным линиям в несортированном (рис. 2) и упорядоченном (рис. 3–5) видах и предназначены для оперативного просмотра и дополнительного анализа.

На рис. 2 показаны диаграммы потерь по каждой распределительной линии рассчитанного участка сети в несортированном виде. Серыми прямоугольниками обозначены значения фактических потерь, белыми – значения минимальных потерь и черными – оптимальные уровни потерь электроэнергии в сетях. Рис. 3 – это диаграммы потерь, приведенные на рис. 2, но в сортированном виде. На рис. 4 в упорядоченном виде показаны разности между значениями фактических потерь электроэнергии в сетях и минимальных, на рис. 5 – разности между фактическими потерями и экономически обоснованными. Таким образом, из данных рис. 4 и 5 видны резервы по снижению потерь в сети, т. е. те распределительные линии, которыми необходимо заниматься в первую очередь.

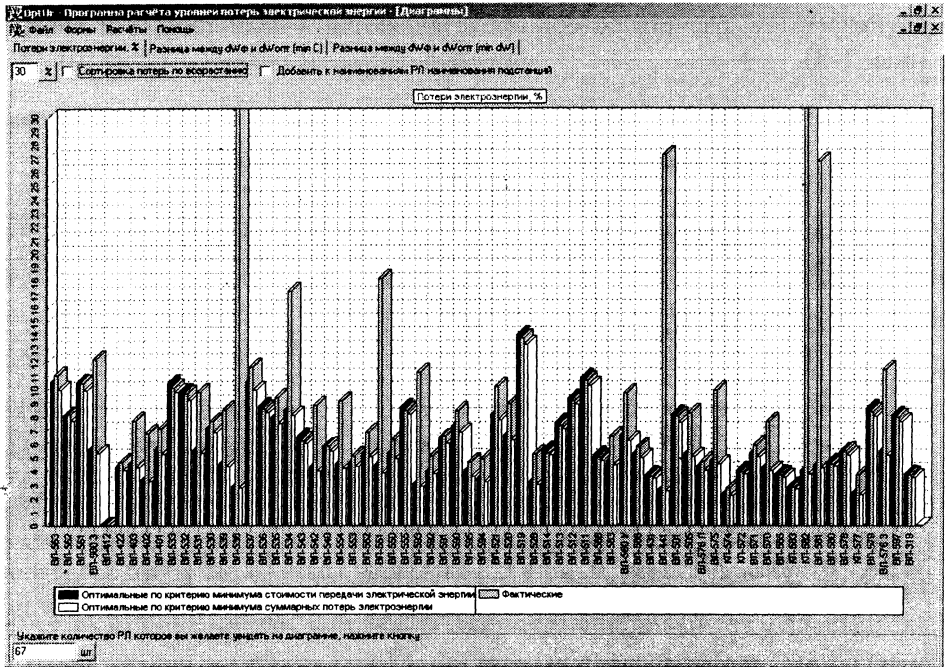


Рис. 2. Результаты расчета потерь электроэнергии в сети в несортированном виде

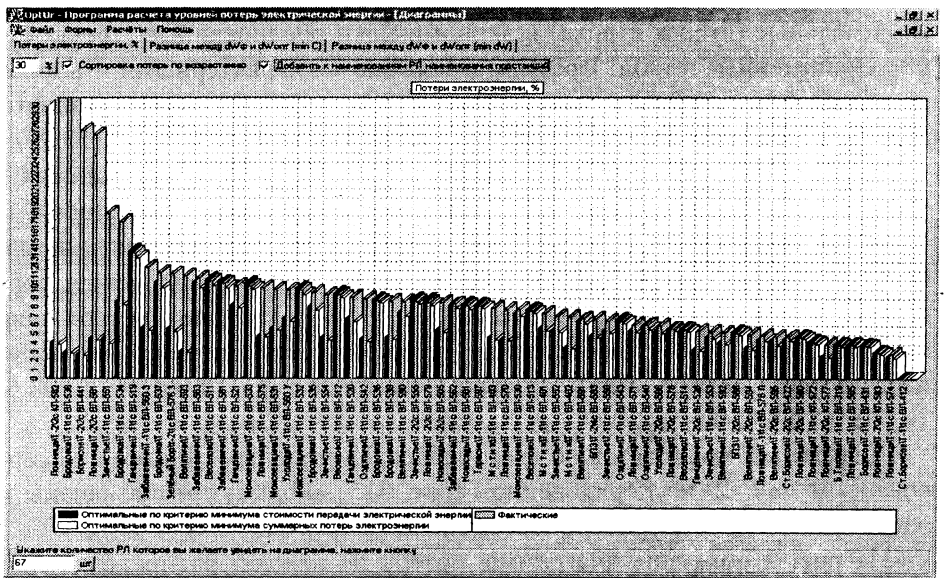


Рис. 3. Результаты расчета потерь электроэнергии в сети в сортированном виде

Фактические потери электроэнергии. В условиях массовых расчетов потерь нет смысла использовать достоверные данные о нагрузках распределительных трансформаторов 6–20/0,38 кВ. Здесь можно основываться на общепринятом допущении [2, 3] о распределении суммарной нагрузки распределительной линии между установленными в ней понижающими трансформаторами пропорционально, например, их установленным мощ-

ностям. В этом случае нет необходимости каждый раз пересчитывать режим сети при изменении нагрузки головного участка линии, а можно использовать ее эквивалентное сопротивление $r_3 = r_{эл} + r_{эт}$, вычисленное по одному режиму [2, 3]. Наиболее полной в рассматриваемых условиях является формула оценки нагрузочных потерь по методу средних нагрузок [2]

$$\Delta W = \frac{W_P^2 k_{\Phi P}^2 + W_Q^2 k_{\Phi Q}^2}{U_{ЭК}^2 T} r_3, \quad (3)$$

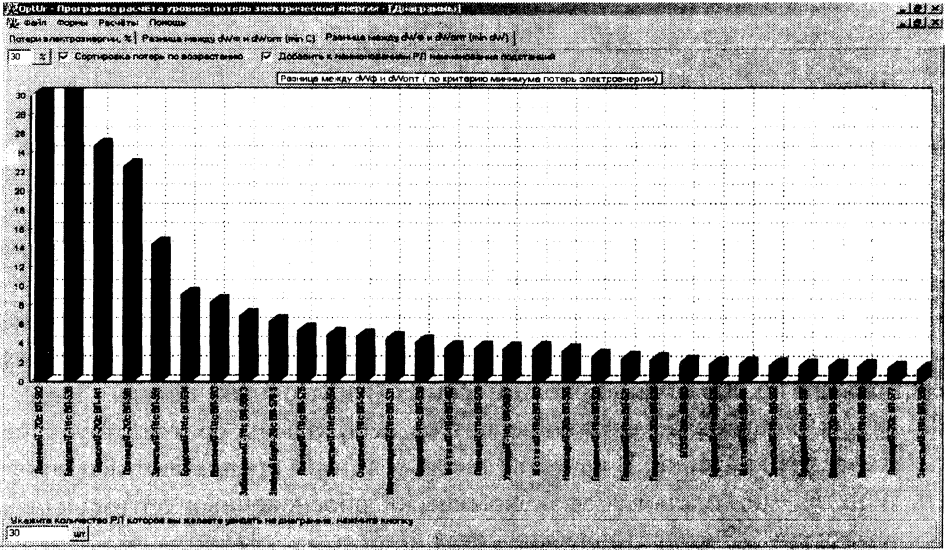


Рис. 4. Резервы по снижению потерь электроэнергии в сети по критерию минимума суммарных потерь

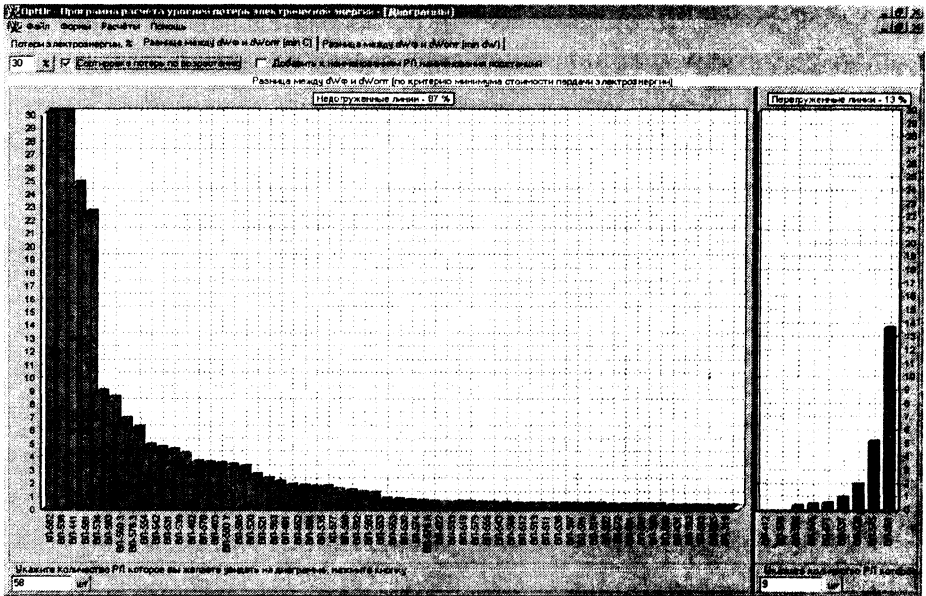


Рис. 5. Резервы по снижению потерь электроэнергии в сети по критерию минимума стоимости передачи электроэнергии

где W_P , W_Q – отпуска активной и реактивной электроэнергии в схему РЛ за время T ; $k_{\Phi P}$, $k_{\Phi Q}$ – коэффициенты формы графиков активных $P(t)$ и реактивных $Q(t)$ мощностей.

Как показано в [2], максимальная погрешность метода составляет 10,8 %.

В настоящее время на многих распределительных линиях счетчики реактивной энергии пока отсутствуют. Это позволяет использовать формулу (3) в более простом виде

$$\Delta W = \frac{W_P^2(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U_{\text{ЭК}}^2 T} k_{\Phi}^2 r_s, \quad (4)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – среднее за период T значение коэффициента реактивной мощности; k_{Φ} – коэффициент формы графика нагрузки.

Формула (2) как раз и представляет формулу (4) в трансформированном виде.

Определение величины фактических потерь предшествует их анализу, основная цель которого состоит в разработке организационно-технических мероприятий по снижению дополнительных (избыточных) потерь. Для установления резервов по снижению потерь необходимы соответствующие аналитические критерии. В качестве таковых авторы предлагают использовать понятия минимальных и экономически обоснованных оптимальных уровней потерь ЭЭ в электрических сетях [3–5].

Минимальные потери электроэнергии в сетях 6–20 кВ. Исследованиями [4, 5] показано, что в рамках принятого методического подхода (метод средних нагрузок) значение суммарных минимальных потерь ЭЭ в эквивалентной схеме РЛ, представленной последовательной цепочкой двух эквивалентных сопротивлений $r_{\text{эл}}$ и $r_{\text{эт}}$, можно определить следующим образом:

$$\begin{aligned} \Delta W &= \frac{S_{\text{л}}^2}{U_{\text{ЭК}}^2} r_{\text{эл}} k_{\Phi \text{л}}^2 T + \frac{S_{\text{т}}^2}{U_{\text{ЭК}}^2} r_{\text{эт}} k_{\Phi \text{т}}^2 T + \Delta P_0 T = \\ &= \frac{S_{\text{гв}}^2}{U_{\text{ЭК}}^2} (r_{\text{эл}} + r_{\text{эт}}) k_{\Phi}^2 T + \Delta P_0 T = \frac{S_{\text{гв}}^2}{S_{\text{ном}}^2} \frac{S_{\text{ном}}^2}{U_{\text{ЭК}}^2} (r_{\text{эл}} + r_{\text{эт}}) k_{\Phi}^2 T + \Delta P_0 T, \end{aligned} \quad (5)$$

где $S_{\text{л}} = S_{\text{т}} = S_{\text{гв}}$ – полная мощность на головном участке РЛ; $k_{\Phi \text{л}} = k_{\Phi \text{т}} = k_{\Phi}$.

Обозначим загрузку РЛ как $\bar{k}_{\Delta W} = \frac{S_{\text{гв}}}{S_{\text{ном}}}$. Тогда

$$\Delta W = \bar{k}_{\Delta W}^2 \frac{S_{\text{ном}}^2}{U_{\text{ЭК}}^2} (r_{\text{эл}} + r_{\text{эт}}) k_{\Phi}^2 T + \Delta P_0 T, \quad (6)$$

$$\Delta W_* = \bar{k}_{\Delta W} \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U_{\text{ЭК}}^2} (r_{\text{эл}} + r_{\text{эт}}) k_{\text{Ф}}^2 T + \frac{\Delta P_0 T}{\bar{k}_{\Delta W}}. \quad (7)$$

Из условия $\frac{\partial \Delta W_*}{\partial \bar{k}_{\Delta W}} = 0$ легко определить загрузку распределительной линии, соответствующую минимальным суммарным потерям электроэнергии в схеме РЛ:

$$\bar{k}_{\Delta W} = \sqrt{\frac{\Delta P_0 T}{\frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U_{\text{ЭК}}^2} (r_{\text{эл}} + r_{\text{эт}}) k_{\text{Ф}}^2 T}}. \quad (8)$$

Из анализа подкоренного выражения формулы (8) видно, что значение $\bar{k}_{\Delta W}$, соответствующее минимуму ΔW , определяется из условия равенства суммарных нагрузочных потерь ЭЭ в схеме $\Delta W_{\text{Н}} = \Delta W_{\text{ЛН}} + \Delta W_{\text{ТН}}$ и суммарных потерь холостого хода $\Delta W_{\text{ТХ}}$. Это означает, что минимальное значение суммарных потерь электрической энергии в схеме РЛ $\Delta W_{\bar{k}_{\Delta W}}$ будет численно равно удвоенному произведению потерь холостого хода

$$\Delta W_{\bar{k}_{\Delta W}} = 2\Delta W_{\text{ТХ}}. \quad (9)$$

Как видно из рис. 1, при недогрузке сети (левая от точки А часть графика) значение $\Delta W_{\text{ТХ}}$ будет больше $\Delta W_{\text{ТН}}$ и наоборот.

Оптимальные технические потери электроэнергии в сетях 6–20 кВ. Исследования [4, 5] свидетельствуют о том, что экономическая загрузка эквивалентной распределительной линии $k_{\text{Сн}}$, соответствующая минимуму стоимости передачи электрической энергии $\text{С}_{\text{п}}$ (рис. 6), определяется по формуле

$$k_{\text{Сн}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{U_{\text{ЭК}}} \sqrt{\frac{p_{\text{Л}} K_{\text{Л}} + p_{\text{Т}} K_{\text{Т}} + \Delta P_0 T \beta_0}{k_{\text{ФЛ}}^2 r_{\text{эл}} T \beta_{\text{Л}} + k_{\text{ФТ}}^2 r_{\text{эт}} T \beta_{\text{Т}}}}, \quad (10)$$

где $K_{\text{Л}}$ – стоимость линейных участков схемы РЛ; $p_{\text{Л}}$ – суммарный коэффициент отчислений от стоимости линий $K_{\text{Л}}$; $K_{\text{Т}}$ – стоимость трансформаторов; $p_{\text{Т}}$ – суммарный коэффициент отчислений от стоимости трансформатора $K_{\text{Т}}$; β_0 , $\beta_{\text{Л}}$, $\beta_{\text{Т}}$ – стоимость 1 кВт·ч соответственно ΔW_0 , $\Delta W_{\text{ЛН}}$, $\Delta W_{\text{ТН}}$.

Из рис. 6 видно, что фактические значения потерь $\Delta W_{\text{Т}}'$ могут быть меньше экономических ΔW_3 (I зона), больше экономических $\Delta W_{\text{Т}}''$, но меньше предельно допустимых $\Delta W_{\text{д}}$ (II зона). В общем виде зависимость стоимости передачи электроэнергии в функции относительных потерь состоит из суммы трех слагаемых. Составляющая $A/\Delta W\%$ показывает отно-

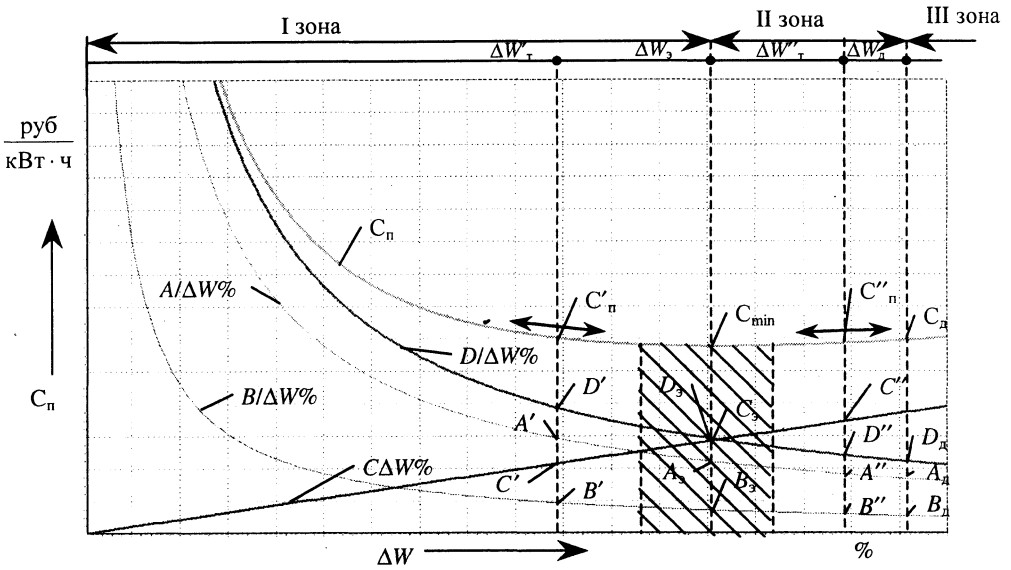


Рис. 6. Обобщенная зависимость стоимости передачи электрической энергии в функции потерь

сительное изменение (снижение) стоимости сети; $B/\Delta W\%$ – изменение стоимости условно-постоянных потерь; $C\Delta W\%$ – увеличение стоимости переменных потерь ЭЭ ($D = A + B$). Для любого элемента и сети в целом существует одна точка C_3 , в которой условно-постоянная составляющая стоимости C_p равна переменной ($D/\Delta W\% = C\Delta W\%$). В этой точке стоимость передачи электрической энергии равна минимальной величине C_{min} , а значение потерь – экономически обоснованному значению. Загрузка сети здесь равна k_{C_p} . Когда фактические значения потерь находятся в зоне I (точка $\Delta W'_t$), условно-постоянная составляющая стоимости $D/\Delta W\%$ в точке, например D' , будет преобладать над переменной $C\Delta W\%$ (точка C'). С точки зрения принятого экономического критерия (стоимость передачи электрической энергии), сеть недогружена. Движение в сторону оптимума от не оптимальной точки C'_p к точке C_{min} можно осуществить за счет снижения слагаемого $D/\Delta W\%$, т. е. путем удешевления сети (значение $A/\Delta W\%$ при этом в процессе перехода от точки A' к A_3 уменьшается) и одновременного снижения стоимости условно-постоянных потерь $B/\Delta W\%$ (переход от точки B' к B_3). Стоимость нагрузочных потерь электроэнергии в этом случае (переход от точки C' к C_3) несколько возрастает.

Если фактическое значение потерь $\Delta W'_t$ будет во второй зоне, например точка C''_p , то значение $D/\Delta W\%$ в точке D'' будет меньше величины $C\Delta W\%$ в точке C'' . С экономической точки зрения, сеть перегружена – нагрузочная составляющая стоимости больше условно-постоянной. Движение в сторону оптимума будет происходить по графикам от точек C''_p , C'' , D'' , A'' и B'' к точкам соответственно C_{min} , C_3 , D_3 , A_3 и B_3 .

Таким образом, зависимости (рис. 6), построенные для различных элементов и электрических сетей, в целом позволяют однозначно оценить фактическое состояние сети с экономической точки зрения и определить резервы по снижению потерь и соответственно направления движения к оптимальному состоянию сети.

На основании приведенных в статье теоретических и алгоритмических концепций разработан структурный алгоритм решения задачи, который в настоящее время реализуется.

ВЫВОДЫ

1. Разработаны теоретические и алгоритмические концепции по определению минимальных и экономически обоснованных уровней потерь электроэнергии в сетях 6–20 кВ.

2. Разработаны концептуальные теоретические положения по достижению оптимальных уровней технических потерь ЭЭ в электрических сетях энергосистем, показывающие, что для любой электрической сети существует одна оптимальная точка, в которой условно-постоянная составляющая стоимости передачи электрической энергии равна переменной. В этой точке стоимость передачи ЭЭ будет минимальной, а соответствующее ей значение нагрузочных потерь электроэнергии равно оптимальной величине.

3. Показано, что на основании сопоставления расчетных фактических и оптимальных потерь электроэнергии однозначно решается задача определения резервов и путей движения в сторону оптимума: при недогрузке сети, в основном, за счет уменьшения стоимости сети и условно-постоянных потерь, при перегрузке – за счет увеличения стоимости и условно-постоянных потерь электроэнергии при одновременном снижении нагрузочных потерь.

ЛИТЕРАТУРА

1. Поспелов Г. Е. Элементы технико-экономических расчетов систем электропередач. – Мн.: Выш. шк., 1967. – 311 с.
2. Железко Ю. С. Научно-методические основы стратегии снижения потерь и повышения качества электроэнергии в электрических сетях: Дис. ... д-ра техн. наук: 05.14.02. – М., 1996. – 46 с.
3. Фурсанов М. И. Методология и практика расчетов потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. – Мн.: Тэхналогія, 2000. – 247 с.
4. Фурсанов М. И. Экономически обоснованные уровни потерь электрической энергии в сетях энергосистем // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2001. – № 6. – С. 103–112.
5. Фурсанов М. И. Об оптимальной загрузке дискретных параметров электрических сетей // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2002. – № 1. – С. 27–39.