



УДК 621.31.017

**В. Г. Дерзкий**, д-р техн. наук  
Ин-т проблем моделирования  
в энергетике им. Г.Е. Пухова НАН Украины  
(Украина, 03164, Киев, ул. Генерала Наумова, 15,  
тел.: (044) 4241063, E-mail: svetlana@ipme.kiev.ua),

**А. Г. Чешенков**  
Главный информационно-вычислительный  
центр Минтопэнерго Украины  
(Украина, 02156, Киев, ул. Коминтерна, 27,  
тел.: (044) 2491197, E-mail: che@givc.energy.gov.ua)

### **Приведение к норме потерь электроэнергии при ее передаче в распределительных сетях**

*(Статью представила канд. техн. наук Э. П. Семагина)*

Разработана математическая модель расчета технологических потерь электроэнергии с учетом нарушений технологии ее передачи, позволяющая определять так называемые нормативные потери электроэнергии, при которых обеспечивается надежное, качественное и экономичное электроснабжение потребителей.

Розроблено математичну модель розрахунку технологічних втрат електроенергії з урахуванням порушень технології її передавання, яка дозволяє визначити так звані нормативні втрати, електроенергії, за яких забезпечується надійне, якісне та економічне електропостачання споживачів.

*К л ю ч е в ы е с л о в а: распределительная сеть, технологические потери электроэнергии, нормативные потери, нарушения технологии передачи электроэнергии.*

На этапе проектирования распределительной сети, исходя из планируемых максимумов нагрузки и режимов работы потребителей, надежного и качественного их электроснабжения, экономически обосновываются топология распределительной сети; напряжение; марки проводов и длины линий электропередачи (ЛЭП), мощность силовых трансформаторов и коэффициенты их загрузки, мощности, места размещения и число источников реактивной мощности (ИРМ). Получаемую при этом величину потерь на передачу электроэнергии можно считать нормативом потерь электроэнергии в распределительной сети на этапе проектирования.

В процессе длительной эксплуатации под влиянием изменений схемы распределительной сети, структуры электропотребления, режимов работы

потребителей, износа оборудования и других факторов возникают нарушения (отклонения) технологии передачи и распределения электроэнергии, а именно:

- несимметричность нагрузки фаз линий;
- нескомпенсированность избыточных потоков реактивной мощности;
- несимметричность и несинусоидальность напряжения сети;
- несанкционированный отбор мощности;
- износ оборудования (линий, трансформаторов, счетчиков);
- низкий класс точности измерительных приборов и др.

Кроме того, наблюдается отклонения реальной топологии распределительных сетей от рациональной, реальных режимов работы сетей по напряжению, реактивной мощности и коэффициентам трансформации от оптимальных.

Перечисленные нарушения (отклонения) технологии передачи и распределения электроэнергии вызывают сверхнормативные технологические потери электроэнергии.

Для определения величины нормативных потерь электроэнергии в условиях эксплуатации необходимо:

- обосновать перечень существенно влияющих нарушений технологии передачи и распределения электроэнергии;
- получить количественную оценку наиболее существенных нарушений;
- построить математическую модель расчета технологических потерь с учетом влияния нарушений;

определить с помощью математической модели нормативные потери, т.е. потери, при которых обеспечивается надежное, качественное и экономичное электроснабжение потребителей в условиях эксплуатации распределительных сетей.

**Нескомпенсированная реактивная электроэнергия в сетях.** Уменьшение реактивной нагрузки вследствие спада производства, недостаток количества и мощности ИРМ в электрических сетях объединенной энергосистемы (ОЭС) (по данным годовых отчетов Минтопэнерго суммарная установленная реактивная мощность ИРМ в ОЭС снизилась с 2089 Мвар в 1990 г. до 861,7 Мвар в 2002 г., т. е. в 2,4 раза) привели к появлению потоков нескомпенсированной реактивной мощности, вызывающей в электрических сетях дополнительные потери активной электроэнергии, особенно в ночной период.

Рекомендуемые [2] средние (нормативные) значения коэффициентов реактивной мощности, минимизирующие сумму затрат на компенсацию активных потерь электроэнергии и эксплуатацию компенсирующих устройств для различных классов напряжения, следующие:

Напряжение сети, кВ . . . .	110(154)	35—10	0,4
$\text{tg}\varphi_{\text{н}}$ . . . . .	0,5	0,4	0,3
$\text{cos}\varphi_{\text{н}}$ . . . . .	0,9	0,93	0,95

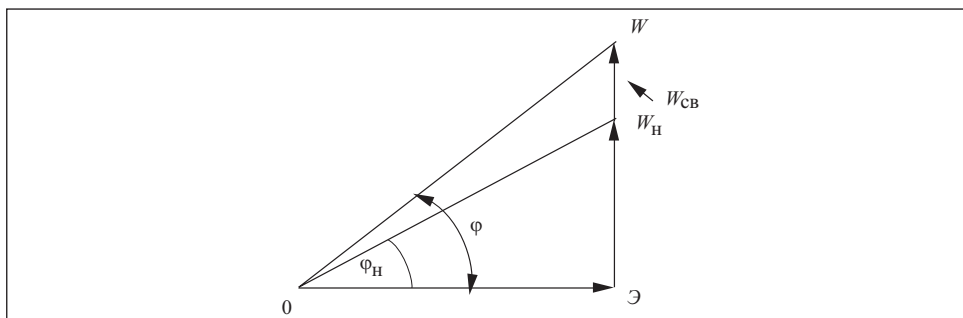


Рис. 1. Треугольник энергий (мощностей)

Если в сети соответствующего класса напряжения текущий коэффициент реактивной мощности  $\operatorname{tg}\varphi$  больше нормативного,  $\operatorname{tg}\varphi > \operatorname{tg}\varphi_{\text{н}}$ , или

$$W/\mathcal{E} > W_{\text{н}}/\mathcal{E}, \quad (1)$$

то неравенство (1) обусловлено наличием в сети некомпенсированной сверхнормативной реактивной энергии  $W_{\text{св}}$  (рис. 1), вызывающей дополнительные (сверхнормативные) потери активной электроэнергии. Текущее значение потока реактивной электроэнергии  $W$  представляет собой сумму нормативного  $W_{\text{н}}$  и сверхнормативного  $W_{\text{св}}$  потоков:  $W = W_{\text{н}} + W_{\text{св}}$ . Из рис. 1 следует, что  $\operatorname{tg}\varphi - \operatorname{tg}\varphi_{\text{н}} = \operatorname{tg}\varphi_{\text{св}}$ ;  $\operatorname{tg}\varphi_{\text{св}} = W_{\text{св}}/\mathcal{E}$ ;  $W_{\text{св}} = \mathcal{E} \operatorname{tg}\varphi_{\text{св}}$ , где  $\mathcal{E}$  — текущее значение активной электроэнергии.

**Неучтенная, неоплаченная и (или) транзитная электроэнергия.** Поток активной и реактивной составляющих электроэнергии в  $j$ -м элементе электрической сети (линии, силовом трансформаторе) к произвольному числу потребителей (собственных, сторонних, транзит электроэнергии, неучтенная, неоплаченная электроэнергия) в общем случае представляет собой сумму потоков:

$$\mathcal{E}_j = \sum_i \mathcal{E}_{ji}, \quad W_j = \sum_i W_{ji}, \quad (2)$$

где  $i$  — индекс потребителя. Переменная составляющая потерь активной электроэнергии пропорциональна квадрату потоков активной и реактивной составляющих энергии:

$$\Delta \tilde{\mathcal{E}}_j \equiv \mathcal{E}_j^2 + W_j^2, \quad (3)$$

или с учетом (2)

$$\Delta \tilde{\mathcal{E}}_j = \left( \sum_i \mathcal{E}_{ji} \right)^2 + \left( \sum_i W_{ji} \right)^2,$$

где

$$\left( \sum_i \mathcal{E}_{ji} \right)^2 = \sum_i \mathcal{E}_{ji}^2 + 2 \sum_{jg} \mathcal{E}_{ji} \mathcal{E}_{jg}, \quad i \neq g. \quad (4)$$

Второе слагаемое в (4) определяет долю потерь электроэнергии, возникающие в результате совместной передачи потоков  $\mathcal{E}_{ji}$  и  $\mathcal{E}_{jg}$  через общий  $j$ -й элемент сети.

В настоящее время совместную долю потерь распределяют между различными потребителями пропорционально объемам потребленной электроэнергии либо относят на баланс одного из потребителей. В действительности совместная доля потерь подлежит распределению также пропорционально квадрату потоков электроэнергии, ее образующих:

$$2 \sum_{jg} \mathcal{E}_{ji} \mathcal{E}_{jg} = a \sum_i \mathcal{E}_{ji}^2, \quad (5)$$

где  $a$  — нормирующий множитель. Из (4) следует

$$2 \sum_{jg} \mathcal{E}_{ji} \mathcal{E}_{jg} = \left( \sum_i \mathcal{E}_{ji} \right)^2 - \sum_i \mathcal{E}_{ji}^2. \quad (6)$$

С учетом (5) и (6) нормирующий множитель определяется так:

$$a = \frac{\left( \sum_i \mathcal{E}_{ji} \right)^2}{\sum_i \mathcal{E}_{ji}^2} - 1. \quad (7)$$

С учетом (6) и (7) из (3) получаем

$$\mathcal{E}_j^2 = \sum_i \mathcal{E}_{ji}^2 + \left[ \frac{\left( \sum_i \mathcal{E}_{ji} \right)^2}{\sum_i \mathcal{E}_{ji}^2} - 1 \right] \sum_i \mathcal{E}_{ji}^2 = k_{\mathcal{E}} \sum_i \mathcal{E}_{ji}^2, \quad (8)$$

где  $k_{\mathcal{E}}$  — коэффициент нелинейности потерь активной электроэнергии,  $k_{\mathcal{E}} = \frac{\left( \sum_i \mathcal{E}_{ji} \right)^2}{\sum_i \mathcal{E}_{ji}^2}$ .

Выполнив аналогичные действия для реактивной составляющей потока электроэнергии, получим выражение

$$W_j^2 = k_W \sum_i W_{ji}^2, \quad (9)$$

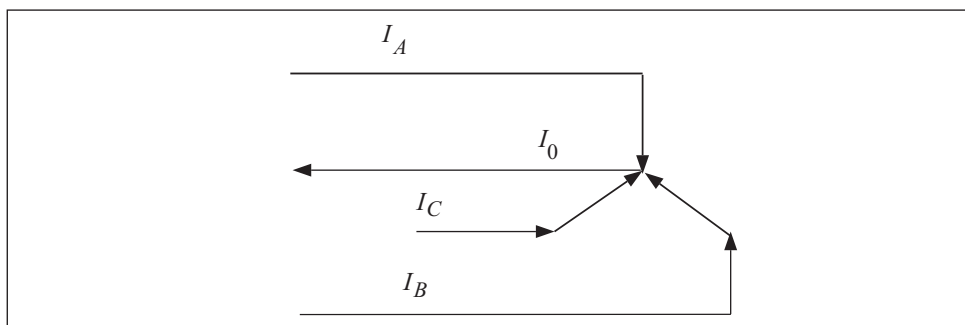


Рис.2. Схема четырехпроводной линии электропередачи

где  $k_W$  — коэффициент нелинейности реактивной электроэнергии,  $k_W = \left( \sum_i W_{ji} \right)^2 / \sum_i W_{ji}^2$ . Подставив (8) и (9) в (2), получим

$$\Delta \mathcal{E}_j = k_{\mathcal{E}} \sum_i \mathcal{E}_{ji}^2 + k_W \sum_i W_{ji}^2.$$

Коэффициенты нелинейности потерь электроэнергии  $k_{\mathcal{E}}$  и  $k_W$  показывают, во сколько раз возрастают потери в результате взаимного влияния соответствующих потоков электроэнергии в общих элементах сети.

От взаимодействия потоков полезного отпуска  $\mathcal{E}_{п.о.}$ , а также неучтенной (неоплаченной)  $\mathcal{E}_{неуч}$  и транзитной  $\mathcal{E}_{тр}$  электроэнергии в общих элементах сети возникают дополнительные (сверхнормативные) технологические потери, которые учитываются в расчетах потерь электроэнергии с помощью повышающих коэффициентов нелинейности потерь активной и реактивной электроэнергии

$$k_{\mathcal{E}} = \frac{(\mathcal{E}_{п.о.} + \mathcal{E}_{неуч} + \mathcal{E}_{тр})^2}{\mathcal{E}_{п.о.}^2 + \mathcal{E}_{неуч}^2 + \mathcal{E}_{тр}^2}, \quad k_W = \frac{(W_{п.о.} + W_{неуч} + W_{тр})^2}{W_{п.о.}^2 + W_{неуч}^2 + W_{тр}^2},$$

где  $\mathcal{E}_{п.о.}$ ,  $\mathcal{E}_{неуч}$ ,  $\mathcal{E}_{тр}$ , и  $W_{п.о.}$ ,  $W_{неуч}$ ,  $W_{тр}$  — активные и реактивные потоки полезного отпуска, неучтенной (неоплаченной) и транзитной электроэнергии соответственно в кВт · ч и квар · ч.

**Несимметричность нагрузки фаз ЛЭП.** Потери в трехфазной линии, фазы которой соединены в звезду с нулевым проводом (рис. 2), при симметричной нагрузке фаз (например, электроснабжение промышленного потребителя) рассчитываем по формуле  $\Delta \mathcal{E} = 3I^2 R_{\phi} T$ , где  $I$  — фазный ток, А;  $R_{\phi}$  — сопротивление фазного провода, Ом;  $T$  — расчетный период, ч. Если нагрузка фаз линий несимметрична, то потери электроэнергии опре-

деляем по формуле  $\Delta \mathcal{E}_{\text{нес}} = (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2)R_{\phi}T + I_0^2 R_0 T$ , где  $I_A, I_B, I_C$  — векторы фазных токов,

$$\dot{I}_A = I_A; \dot{I}_B = I_B e^{j2/3\pi} = I_B \left( -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right);$$

$$\dot{I}_C = I_C e^{j4/3\pi} = I_C \left( -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \right);$$

$\dot{I}_0$  — вектор тока в нулевом проводе,  $\dot{I}_0 = \dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C$ .

Нагрузка фаз линии 0,38 кВ носит случайный характер в связи с дополнительным расходом электроэнергии на компенсацию неудовлетворенного спроса на тепло (компенсация «недотопа») в осенне-зимний период, массовых несанкционированных отборов электроэнергии абонентами. Поэтому при случайной реализации фактического тока нагрузка отдельной фазы  $L$ -й линии определяется по формуле  $I_L^i = I_L + \zeta_i \Delta I_L$ , где  $I_L$  — фактический фазный ток  $L$ -й линии, А;  $I_L^i$  —  $i$ -я случайная реализация фактического тока, А;  $\Delta I_L$  — диапазон вариации фазного тока, А;  $\zeta_i$  — случайное число из множества случайных чисел  $\{\zeta_i\}$  с нормальным законом распределения в интервале  $[0,1]$ ;  $R_0$  — сопротивление нулевого провода, Ом.

Диапазон вариации фазных токов линий ограничен модулем тока в головном участке нулевого провода 15—20 А [3]. т. е.  $\dot{I}_0 \leq 15$  А. Коэффициент, повышающий потери электроэнергии от несимметрии нагрузки фаз линии, рассчитываем по формуле

$$k_{\text{нес}} = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3I^2} + \frac{I_0^2 R_0}{3I^2 R_{\phi}}.$$

**Несинусоидальность и несимметричность напряжения** вызывают дополнительные потери активной мощности (электроэнергии) в линиях, трансформаторах, батареях статических конденсаторов (БСК).

Потери активной мощности в ЛЭП от несимметрии и несинусоидальности напряжения определяются так [4]:

$$\Delta P_{\text{ЛЭП}} = \left( 3I_1^2 + 3I_2^2 + 1,41 \sum_{n=2}^{\infty} \sqrt{n} I_n^2 \right) r,$$

где  $I_1, I_2$  — действующие значения токов прямой и обратной последовательностей, А;  $I_n$  — действующее значение тока  $n$ -й гармоники, А;  $r$  — активное сопротивление фазы линии основной гармоники, Ом;  $n$  — порядковый номер гармоники.

Потери активной мощности в БСК от несимметрии и несинусоидальности напряжения определяются следующим образом:

$$\Delta P_{\text{БСК}} = Q_{\text{НОМ}} \operatorname{tg} \delta \left( K_{2U}^2 + \sum_{n=2}^{\infty} n U_n^2 \right),$$

где  $Q_{\text{НОМ}}$  — номинальная реактивная мощность конденсаторной установки, квар;  $\operatorname{tg} \delta$  — тангенс угла потерь диэлектрика на основной частоте;  $K_{2U} = U^2 / U_{\text{НОМ}}$  — коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности, отн. ед.;  $U_2$  — напряжение обратной последовательности.

В силовых трансформаторах несинусоидальность напряжения вызывает дополнительные потери холостого хода

$$\Delta P_{\text{х.х}(n)} = \Delta P_{\text{х.х}} \sum_{n=2}^{\infty} U_n^2,$$

короткого замыкания

$$\Delta P_{\text{к.з}(n)} = 0,67 \frac{\Delta P_{\text{к.з}}}{U_k^2} \sum_{n=2}^{\infty} \frac{U_n^2}{n \sqrt{n}}$$

и добавочные потери в обмотках

$$\Delta P_{\text{д}(n)} = 0,05 n^2 \Delta P_{\text{к.з}},$$

где  $U_n$  и  $U_{\text{к.з}}$  — напряжение  $n$ -й гармоники и короткого замыкания, кВ;  $\Delta P_{\text{х.х}}$  и  $\Delta P_{\text{к.з}}$  — номинальные удельные потери холостого хода и короткого замыкания, кВ.

Несимметрия напряжения обратной последовательности также вызывает дополнительные потери холостого хода  $\Delta P_{\text{х.х}}^* = K_{2U}^2 \Delta P_{\text{х.х}}$  и короткого замыкания

$$\Delta P_{\text{к.з}}^* = \frac{K_{2U}^2}{U_k^2} \Delta P_{\text{к.з}}.$$

Дополнительные потери увеличивают нагрузку сети, что приводит к увеличению потерь напряжения в элементах сети. Последние вызывают на зажимах потребителей отклонения напряжения от номинального. В соответствии с ГОСТ 13109-97 напряжение в начале линии 0,38 кВ составляет  $1,05 U_{\text{НОМ}}$ . Поскольку нормально допустимое снижение напряжения у потребителей не должно быть ниже  $0,95 U_{\text{НОМ}}$ , потеря напряжения в ЛЭП составляет  $1,05 U_{\text{НОМ}} - 0,95 U_{\text{НОМ}} = 0,1 U_{\text{НОМ}}$ . Снижение напряжения на 1 % вызывает возрастание технологических потерь электроэнергии на 2 %. Поэтому общий прирост потерь электроэнергии в сети вследствие сни-

жения качества электроэнергии не может быть более 20 % их расчетного значения, т. е.  $1, 0 \leq k_{\text{кач}} \leq 1, 2$ .

**Износ оборудования.** При износе (коррозии) линий 0,38 кВ ухудшается техническое состояние поверхности проводов, качество контактов между проволоками, а также качество соединительных контактов (скруток) между участками линий и ответвлениями, болтовых соединений рубильника, плавкого предохранителя. При этом возрастает активное сопротивление линий  $R$  и соответственно технологический расход электроэнергии  $\Delta \mathcal{E}$  при ее передаче.

Формула расчета активного сопротивления линии  $R$  имеет вид  $R = \rho l = l / \gamma S$ , где  $\rho$  — активное погонное сопротивление линии, Ом/км;  $\gamma$  — удельная проводимость, км/Ом·мм<sup>2</sup>;  $S$  — сечение провода, мм<sup>2</sup>;  $l$  — длина линии, км.

Потери электроэнергии при ее передаче в трехфазной линии с сосредоточенной в конце нагрузкой рассчитываются по формуле

$$\Delta \mathcal{E} = k_{\phi}^2 \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} RT, \quad (10)$$

где  $k_{\phi}$  — коэффициент формы графика нагрузки;  $P$  и  $Q$  — средние активная и реактивная мощности нагрузки, приложенной в конце линии, кВт, квар;  $U_{\text{ном}}$  — номинальное напряжение линии, кВ;  $R$  — активное сопротивление линии, Ом;  $T$  — расчетный период, ч, а потеря напряжения в этой линии — по формуле

$$\Delta U = U_{\text{н.нПТ}} - U_{\omega} = \frac{PR + QX}{U_{\omega}}, \quad (11)$$

где  $U_{\text{н.нПТ}}$  — напряжение на шинах низкого напряжения распределенного трансформатора (ПТ), кВ;  $U_{\omega}$  — напряжение в приемном конце линии, кВ;  $R$  и  $X$  — активное и индуктивное сопротивления линии, Ом.

Проверку допустимости отклонений напряжения в приемном конце линии  $\omega$  выполняем по формуле  $\delta U \leq (U_{\omega} - U_{\text{ном}})$ , где  $\delta U$  — нормально допустимое значение установившегося отклонения напряжения.

Отклонения напряжения на шинах НН ПТ необходимо поддерживать с помощью регулировочных ответвлений на уровне не ниже  $1,05 U_{\text{ном}}$ . Согласно ГОСТ 13109-97 нормально допустимое отклонение напряжения у потребителей не должно быть ниже  $0,95 U_{\text{ном}}$ . Потеря напряжения в линии согласно (2) составляет

$$\Delta U = U_{\text{н.нПТ}} - U_{\omega} = \frac{PR + QX}{U_{\omega}} =$$



$$=1,05U_{\text{ном}} - 0,95U_{\text{ном}} = 0,1U_{\text{ном}} = 38 \text{ В.} \quad (12)$$

Из уравнения (11) следует, что при увеличении сопротивления  $R$  на 1 % значение  $\Delta U$  увеличивается также на 1 %. Следовательно, изменение  $R$  более, чем на 10 % его номинального значения (см. (12)) влечет за собой потерю качества электроснабжения электроприемников по напряжению.

Из уравнения (10) следует, что при увеличении сопротивления  $R$  на 1 % значение  $\Delta \mathcal{E}$  увеличивается также на 1 %. Поскольку согласно (12) увеличение  $R$  не может превышать 10 % его номинального значения без потери качества электроснабжения электроприемников по напряжению, возрастание потерь от износа линий 0,38 кВ не должно превышать 10 % расчетного значения. Формула (10) принимает вид

$$\Delta \mathcal{E} = k_{\text{ф}}^2 k_{\text{изн}} \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} RT,$$

где  $k_{\text{изн}}$  — коэффициент износа линии, повышающий потери электроэнергии,  $1,0 \leq k_{\text{изн}} \leq 1,1$ .

**Приведение к норме потерь электроэнергии.** Перечисленные выше нарушения технологии передачи и распределения электроэнергии вызывают дополнительные потери активной электроэнергии, что ухудшает следующие показатели:

надежность (увеличивается нагрузка сети и, следовательно, напряженность энергетических балансов);

качество электроэнергии (увеличиваются потери напряжения в элементах сети, что вызывает снижение напряжения относительно номинального у потребителей);

экономичность передачи и распределения электроэнергии (возрастают объем и затраты электроэнергии, закупаемой на Оптовом рынке).

Отклонение показателей надежности, качества и экономичности передачи и распределения электроэнергии от нормативных значений приводит к ущербу. Например, ущерб при отклонении напряжения от номинального значения в узле  $\omega$  определяется выражением

$$V(\delta U_{\omega}) = b \int_0^T \left( \frac{\delta U_{\omega}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 d\mathcal{E},$$

где  $b$  — стоимость одного кВт · ч;  $\delta U_{\omega} / U_{\text{ном}}$  — отклонение напряжения в характерной точке  $\omega$  по отношению к номинальному;  $d\mathcal{E}$  — энергия, потребляемая в интервале времени  $T$ , для которого выполняется расчет.

Стоимость одного кВт·ч, отпускаемого при напряжении  $U_{\omega} = U_{\text{ном}} - \delta U_{\omega}$ , уменьшается на величину  $1 - b(\delta U_{\omega} / U_{\text{ном}})^2$ . Если  $1 = b(\delta U_{\omega} / U_{\text{ном}})^2$ , стоимость одного кВт·ч становится равной нулю. При этом  $\delta U_{\omega} / U_{\text{ном}} = \sqrt{1/b}$ , следовательно, для предельно допустимого отклонения  $\delta U_{\omega} / U_{\text{ном}}$ , равного 10 %,  $b = 1/100$  стоимости одного кВт·ч; для нормально допустимого отклонения  $\delta U_{\omega} / U_{\text{ном}}$ , равного 5 %,  $b = 1/25$  стоимости одного кВт·ч [6].

Наличие в распределительной сети потоков нескомпенсированной реактивной мощности означает, что реальные коэффициенты реактивной мощности  $\text{tg}\varphi$  отличаются от нормативных  $\text{tg}\varphi_{\text{н}}$ . Ущерб при этом характеризуется дополнительными потерями активной электроэнергии, повышенным напряжением в сети и другими факторами. Несимметричность нагрузки фаз линии обуславливает ток в нулевом проводе, что и увеличивает потери активной электроэнергии в линии. Величина дополнительных потерь определяется в каждом конкретном случае в зависимости от степени несимметрии фаз линии и сопротивления нулевого провода.

Взаимодействие потоков неучтенной, неоплаченной электроэнергии и (или) транзита с потоком полезно отпущенной электроэнергии может увеличить потери активной электроэнергии в общих элементах сети (линиях, трансформаторах) при передаче полезного отпуска на 100 % и более.

Нарушения технологии передачи и распределения электроэнергии учитываются при расчете технологических потерь электроэнергии с помощью коэффициентов, повышающих потери активной электроэнергии.

Сокращение потерь электроэнергии от  $\Delta\mathcal{E}_1$  до  $\Delta\mathcal{E}_2$  и соответственно ущерба от  $U(\Delta\mathcal{E}_1)$  до  $U(\Delta\mathcal{E}_2)$  вследствие отклонений перечисленных выше показателей достигается в результате увеличения приведенных затрат на мероприятия по снижению потерь (МСП) электроэнергии вследствие нарушений технологии передачи и распределения электроэнергии от  $Z_{\text{МСП}}(\Delta\mathcal{E}_1)$  до  $Z_{\text{МСП}}(\Delta\mathcal{E}_2)$  (рис. 3). Запишем это в следующем виде:

$$U(\Delta\mathcal{E}_1) - U(\Delta\mathcal{E}_2) \equiv \frac{\beta}{Z_{\text{МСП}}(\Delta\mathcal{E}_1) - Z_{\text{МСП}}(\Delta\mathcal{E}_2)},$$

где  $\beta$  — коэффициент пропорциональности. При определенной величине текущих технологических потерь электроэнергии  $\Delta\mathcal{E}_2$  затраты на их компенсацию  $Z_{\text{комп}}(\Delta\mathcal{E}_2)$  приблизительно равны приведенным затратам на МСП:  $Z_{\text{МСП}}(\Delta\mathcal{E}_2) \approx Z_{\text{комп}}(\Delta\mathcal{E}_2)$ , где  $Z_{\text{комп}}(\Delta\mathcal{E}_2) = c(\Delta\mathcal{E}_2)$ , где  $c$  — цена одного кВт·ч потерь активной электроэнергии;  $\Delta\mathcal{E}_2$  — текущее значение потерь электроэнергии.

Как видно из рис. 3, в точке *A* затраты на компенсацию  $Z_{\text{комп}}(\Delta\mathcal{E}_2)$  технологических потерь электроэнергии  $\Delta\mathcal{E}_2$  равны приведенным затратам на МСП  $Z_{\text{МСП}}(\Delta\mathcal{E}_2)$ . Следовательно,  $\mathcal{E}_2$  можно считать нормативом:  $\Delta\mathcal{E}_2 \approx \Delta\mathcal{E}_{\text{н}}$ .

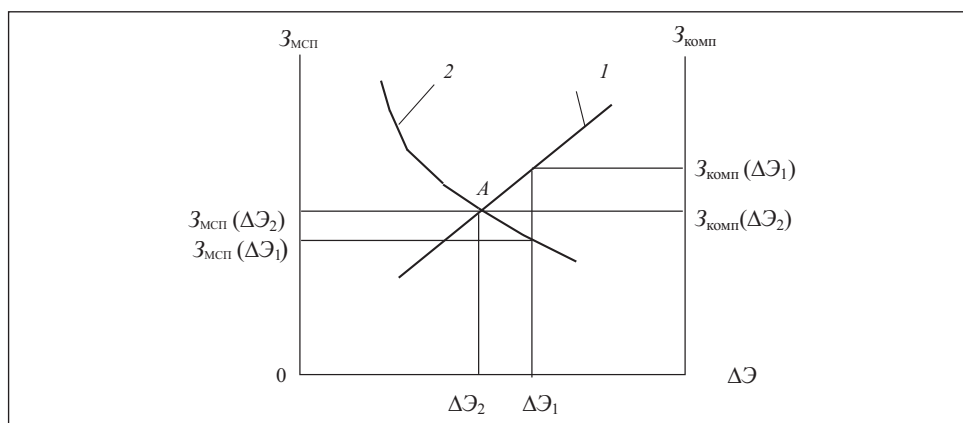


Рис. 3. График определения норматива потерь электроэнергии: 1 — затраты на компенсацию технологических потерь электроэнергии; 2 — приведенные затраты на МСП, вызванные нарушением технологии передачи и распределения электроэнергии

При нормативе потерь обеспечивается работа распределительной сети с показателями надежности, качества и экономичности передачи и распределения электроэнергии в нормально допустимых границах, сокращение дополнительных (сверхнормативных) технологических потерь, экономия затрат на компенсацию сверхнормативных технологических потерь, уменьшение ущерба вследствие отклонений этих показателей от номинальных (нормативных) значений.

Экономия от снижения затрат на компенсацию дополнительных (сверхнормативных) потерь электроэнергии, вызванных нарушениями технологии передачи и распределения электроэнергии,  $\delta Z_{\text{КОМП}} = Z_{\text{КОМП}}(\Delta \mathcal{E}_1) - Z_{\text{КОМП}}(\Delta \mathcal{E}_2)$ , должна быть направлена на финансирование мероприятий по снижению дополнительных потерь электроэнергии.

На практике найти точку *A* пересечения прямой и кривой (см. рис. 3), определив приведенные затраты на МСП вследствие нарушений технологии передачи и распределения электроэнергии, весьма трудно. Поэтому в практических расчетах можно решать обратную задачу: найти оценку нормативных потерь, считая нормативом потерь технологические потери при следующих условиях отсутствия нарушений технологии передачи и распределения электроэнергии:

коэффициенты реактивной мощности  $\text{tg}\varphi$  в сетях различного класса напряжения приблизительно равны их нормативным значениям ( $\text{tg}\varphi \approx \text{tg}\varphi_{\text{норм}}$ );

фазные токи ЛЭП приблизительно равны, т.е. в нулевых проводах линий токи практически отсутствуют ( $k_{\text{нес}} \approx 1$ ):  $I_A \approx I_B \approx I_C$ ,  $I_0 \approx 0$ ;

коэффициенты искажения синусоидальности кривой напряжения и несимметрии напряжения обратной последовательности в точках присоединения к электрическим сетям не превышают нормально допустимых значений ( $k_{\text{кач}} \approx 1$ );

отклонение напряжения в удаленной точке сети находится в нормально допустимых границах ( $\delta U \leq (U_{\omega} - U_{\text{ном}})$ );

объем неучтенной, неоплаченной электроэнергии сведен к минимуму ( $k_{\text{Э}}, k_{\text{W}} \approx 1$ ):  $\text{Э}_{\text{н.н}} \approx 0$ ;

срок службы силового оборудования (линий, трансформаторов) не исчерпан ( $T_{\text{ф}} \leq T_{\text{н}}$ );

распределительные сети оснащены электронными счетчиками и др.

Вычислив норматив потерь, легко определить точку пересечения  $A$  на рис. 3. Если распределительные сети используются для полезного отпуска и для транзита электроэнергии, то норматив потерь должен быть увеличен в  $k_{\text{тр}}$  раз вследствие взаимодействия потоков полезной и транзитной электроэнергии:

$$k_{\text{Э(тр)}} = \frac{(\text{Э}_{\text{п.о}} + \text{Э}_{\text{тр}})^2}{\text{Э}_{\text{п.о}}^2 + \text{Э}_{\text{тр}}^2}, \quad k_{\text{W(тр)}} = \frac{(W_{\text{п.о}} + W_{\text{тр}})^2}{W_{\text{п.о}}^2 + W_{\text{тр}}^2},$$

где  $\text{Э}_{\text{п.о}}$  и  $\text{Э}_{\text{тр}}$ ,  $W_{\text{п.о}}$  и  $W_{\text{тр}}$  — соответственно потоки полезной и транзитной электроэнергии в общих элементах распределительной сети, кВт·ч, квар·ч.

Таким образом, в разветвленной линии 0,38 кВ с равномерно распределенной вдоль участков нагрузкой потери электроэнергии можно рассчитать по следующим формулам:

технологические —

$$\Delta \text{Э} = k_{\text{нес}} k_{\text{кач}} k_{\text{изн}} k_{\text{ф}}^2 \frac{\sum \{(\text{Э}_{\text{kf}}^2 + 2\text{Э}_{\text{ff}}^2) k_{\text{Э}} + (W_{\text{kf}}^2 + 2W_{\text{ff}}^2) k_{\text{W}}\}}{3U_{\text{ном}}^2 T} r_{\text{kj}} l_{\text{kj}};$$

$$\Delta W = k_{\text{нес}} k_{\text{кач}} k_{\text{изн}} k_{\text{ф}}^2 \frac{\sum \{(\text{Э}_{\text{kf}}^2 + 2\text{Э}_{\text{ff}}^2) k_{\text{Э}} + (W_{\text{kf}}^2 + 2W_{\text{ff}}^2) k_{\text{W}}\}}{3U_{\text{ном}}^2 T} x_{\text{kj}} l_{\text{kj}};$$

нормативные —

$$\Delta \text{Э}_{\text{норм}} = k_{\text{ф}}^2 \frac{\sum \{\text{Э}_{\text{kf}}^2 + 2\text{Э}_{\text{ff}}^2\} (1 + \text{tg} \varphi_{\text{н}})^2}{3U_{\text{ном}}^2 T} r_{\text{kj}} l_{\text{kj}};$$

$$\Delta W_{\text{норм}} = k_{\phi}^2 \frac{\sum \{\mathcal{E}_{kf}^2 + 2\mathcal{E}_{ff}^2\} (1 + \text{tg } \varphi_{\text{н}})^2}{3U_{\text{ном}}^2 T} x_{kj} l_{kj},$$

где  $U_{\text{ном}}$  — номинальное напряжение линии, кВ;  $\mathcal{E}_{kf}$  и  $W_{kf}$  — активный и реактивный потоки энергии на участке  $kf$ , кВт · ч, квар · ч;  $\mathcal{E}_{ff}$  и  $W_{ff}$  — активный и реактивный потоки энергии между узлами  $f$  и  $j$   $ff$ -го участка, кВт · ч, квар · ч;  $r_{kj}$  и  $x_{kj}$ , — активное и реактивное средневзвешенные погонные сопротивления  $kj$ -го участка линии, Ом/км;  $k$  — номер узла начала участка;  $j$  — номер узла конца участка;  $l_{kj}$  — длина  $kj$ -го участка, км;  $m$  — число участков линии, шт;  $k_{\phi}$ ,  $k_{\text{нес}}$ ,  $k_{\text{кач}}$ ,  $k_{\text{изн}}$  — коэффициенты соответственно формы графика нагрузки, несимметрии нагрузки фаз, качества электроэнергии, износа оборудования, отн. ед.;  $T$  — расчетный период, ч.

A mathematical model of calculating technological losses of electric energy is developed with regard to breakdown of the transmission technology. The model makes it possible to determine the so called normative losses of electric energy when the reliable, qualitative and economic supply of electric energy is provided to consumers.

1. Гольстрем В. А., Кузнецов Ю. Л. Справочник по экономии топливно-энергетических ресурсов. — Киев : Техніка, 1985. — 375 с.
2. Железко Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. — М. : Энергоатомиздат, 1989. — 176 с.
3. Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. И 34-70-030-87. — М. : СПО «Союзтехэнерго», 1987. — 34 с.
4. Шидловский А. К., Кузнецов В. Г., Николаенко В. Г. Экономическая оценка последствий снижения качества электроэнергии в современных системах электроснабжения. — Киев : 1981. — 27 с. — (Препринт ИЭД АН УССР, № 253).
5. Солдаткина Л. А. Электрические сети и системы. — М. : Энергия, 1972. — 272 с.
6. Пелисье Р. Энергетические системы. — М. : Высшая школа, 1982. — 568 с.

Поступила 01.02.06;  
после доработки 17.04.06

*ДЕРЗКИЙ Владислав Григорьевич, д-р техн. наук, вед. науч. сотр. Ин-та проблем моделирования в энергетике им. Г.Е. Пухова НАН Украины. В 1958 г. окончил Киевский политехнический ин-т. Область научных исследований — энергетика, многоцелевая оптимизация, потери электроэнергии, дифференцированные тарифы на электроэнергию.*

*ЧЕШЕНКОВ Александр Геннадиевич, зав. группой в Главном информационно-вычислительном центре Минтопэнерго Украины. В 1980 г. окончил Киевский политехнический ин-т. Область научных исследований — программное обеспечение режимов работы распределительных сетей.*