

## **ОПЕРАТИВНЫЕ РАСЧЕТЫ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 0,38–10 кВ ОЭС БЕЛАРУСИ**

**Докт. техн. наук, проф. ФУРСАНОВ М. И., инж. МАКАРЕВИЧ В. В.**

*Белорусский национальный технический университет*

В настоящее время в энергосистемах активно проводится работа по установке в электрических сетях цифровых приборов учета электроэнергии. Системообразующие сети 220–750 кВ оснащены электронными приборами наилучшим образом. Питающие электрические сети 35–110 кВ имеют цифровые учеты во всех точках поступления электроэнергии из сетей 220–750 кВ и сетей 35–110 кВ смежных подразделений. Распределительные сети 0,38–10 кВ оснащены несколько хуже, чем сети 35 кВ и указанные выше [1]. Однако уже в ближайшие годы предусматривается установка цифровых учетов электроэнергии на всех низковольтных вводах 6–10 кВ питающих трансформаторов, линиях связи с соседними энергоподразделениями и головных участках распределительных линий 6–10 кВ. То есть ожидается практическая обвязка цифровыми учетами всех точек поступления электрической энергии в сети 0,38–10 кВ.

Важнейшим преимуществом цифровых приборов является то, что они, кроме привычных интегральных показателей, таких как суммарное количество электроэнергии, способны регистрировать в течение небольшого промежутка времени и накапливать значения не только активной и реактивной электрической энергии, но и многие другие режимные показатели. Это позволяет выполнить оперативные расчеты потерь электроэнергии в сетях 0,38–10 кВ методами, ранее не применявшимися из-за отсутствия необходимой режимной информации.

В то же время следует отметить, что далеко не все цифровые приборы учета электроэнергии оснащены устройствами сбора и передачи данных. Это приводит к тому, что на практике регулярный сбор получасовых значений пропущенной активной и реактивной электрической энергии за расчетный период со всех цифровых учетов пока затруднен.

В соответствии с разработанной авторами методикой выполнения оперативных расчетов технических потерь электрическую сеть 0,38–10 кВ (рис. 1) в расчетном периоде необходимо представлять в виде совокупности пофазных схем замещения. В качестве исходной информации используются топология и параметры схем замещения и режимные данные: средние мощности и типовые графики потребителей электрических сетей 0,38 кВ, по сети 6–10 кВ – графики активных и реактивных нагрузок вводов 6–10 кВ силовых трансформаторов 35–750 кВ, полученные по данным цифровых систем учета или в результате моделирования графиков электрических нагрузок на основе факторного анализа.

Потери в электрической сети 0,38–10 кВ в целом должны определяться в виде суммы потерь электроэнергии в каждом неповторяющемся элементе схем замещения электрической сети. Потери в каждом элементе следует определять методом графического интегрирования, при этом в качестве

рабочих напряжений принимаются расчетные значения напряжений в узлах схем замещения электрических сетей.

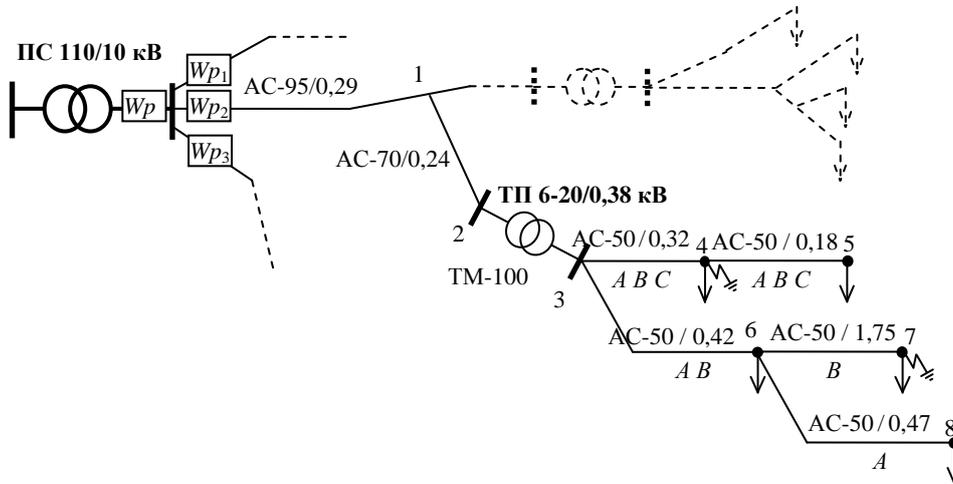


Рис. 1. Схема электрической сети 0,38–10 кВ с цифровыми приборами учета:  $W_p$  – на низковольтном вводе 6–10 кВ;  $W_{p1}$ ,  $W_{p2}$ ,  $W_{p3}$  – на отходящих линиях 6–10 кВ

Структурный алгоритм оперативных расчетов технических потерь в сетях 0,38–10 кВ по разработанной методике приведен ниже.

1. Определяются активные  $P_n$  и реактивные  $Q_n$  мощности нагрузки  $n$ -х потребителей схем замещения за  $k$ -й час расчетного периода  $P_{n k}$ ,  $Q_{n k}$  по формулам:

$$P_{n k} = \left( P_{m k} + \sum_{l \in L} P_{\Gamma m k l} \right) \frac{P_{n k}^T}{\sum_{n \in M} P_{n k}^T}; \quad (1)$$

$$Q_{n k} = \left( Q_{m k} + \sum_{l \in L} Q_{\Gamma m k l} + \sum_{n \in M} Q_{KY n k} \right) \frac{Q_{n k}^T}{\sum_{n \in M} Q_{n k}^T}, \quad (2)$$

где  $P_{m k}$ ,  $Q_{m k}$  – активная и реактивная мощности, зафиксированные в  $k$ -й час расчетного периода цифровой системой учета на  $m$ -м трансформаторном вводе 6–10 кВ ПС 35–750 кВ (на рис. 1 –  $W_p$ ), являющемся центром питания рассчитываемого участка сети 0,38–10 кВ, кВт;  $P_{\Gamma m k l}$ ,  $Q_{\Gamma m k l}$  – средние значения активной, кВт, и реактивной, квар, мощности, зафиксированные в  $k$ -й час расчетного периода цифровой системой учета, установленной на вводах  $l$ -го генерирующего источника (если таковой имеется), подключенного к электрической сети 6–10 кВ, питающейся от  $m$ -го трансформаторного ввода 6–10 кВ ПС 35–750 кВ и находящегося на параллельной работе с энергосистемой (блок-станция, мини-ГЭС, ветроэнергетические, фотоэлектрические и газопоршневые установки, биогазовые энергокомплексы и т. п.) [2];  $Q_{KY n k}$  – среднее значение реактивной мощности за  $k$ -й час расчетного периода, вырабатываемой компенсирующим устройством, установленным в узле  $n$ -го потребителя, питающегося от  $m$ -го трансформаторного ввода 6–10 кВ ПС 35–750 кВ (БСК КУ, СТК и т. п.), квар;  $L$  – множе-

ство генерирующих источников мощности, подключенных к электрической сети 6–10 кВ, питающейся от  $m$ -го трансформаторного ввода 6–10 кВ ПС 35–750 кВ, и находящихся на параллельной работе с энергосистемой;  $M$  – множество потребителей, питающихся от  $m$ -го трансформаторного ввода 6–10 кВ ПС 35–750 кВ;  $P_{n\,nk}^T$ ,  $Q_{n\,nk}^T$  – активная и реактивная мощности нагрузки  $n$ -го потребителя, вычисленные по данным о средних мощностях электропотребления  $P_{\text{ср } n}$ ,  $Q_{\text{ср } n}$  и типовому графику данного потребителя, кВт.

Значения  $P_{n\,nk}^T$ ,  $Q_{n\,nk}^T$  вычисляются по формулам:

$$P_{n\,nk}^T = \frac{P_{n\,nk} P_{\text{ср } n}}{P_{\text{ср } n}}; \quad Q_{n\,nk}^T = \frac{q_{n\,nk} Q_{\text{ср } n}}{q_{\text{ср } n}}, \quad (3)$$

где  $p_{n\,nk}$ ,  $q_{n\,nk}$  – активная и реактивная мощности нагрузки  $n$ -го потребителя в  $k$ -й час расчетного периода по данным типового графика нагрузки в долях от наибольшей мощности потребления, о. е.;  $P_{\text{ср } n}$ ,  $Q_{\text{ср } n}$  – средняя активная и реактивная мощности потребления  $n$ -го потребителя по данным «Энергосбыта», кВт;  $p_{\text{ср } n}$ ,  $q_{\text{ср } n}$  – средняя активная и реактивная мощности потребления  $n$ -го потребителя, вычисленные по типовому графику нагрузки в долях от наибольшей мощности потребления, о. е.

2. Определяются средние значения фазных токов нагрузки  $n$ -х потребителей схем замещения электрической сети 0,38 кВ за  $k$ -й час расчетного периода  $I_{v\,nk}$

$$I_{v\,nk} = \frac{\underline{S}_{n\,v\,nk}^*}{U_{v\,\text{ном}}}, \quad v = A, B, C, \quad (4)$$

где  $\underline{S}_{n\,v\,nk}^*$  – средние значения мощностей нагрузки  $v$ -х фаз  $n$ -х потребителей схем замещения электрической сети 0,38 кВ за  $k$ -й час расчетного периода, кВ·А ( $\underline{S}_{n\,v\,nk} = P_{n\,v\,nk} + jQ_{n\,v\,nk}$ );  $U_{v\,\text{ном}}$  – номинальные напряжения  $v$ -х фаз схем замещения электрической сети 0,38 кВ, кВ.

Мощность трехфазных потребителей  $S_{n\,nk}$  представляется в виде суммы трех одинаковых мощностей  $\underline{S}_{n\,v\,nk}$  однофазных потребителей и вычисляется по формуле

$$\underline{S}_{n\,v\,nk} = \frac{1}{3} \underline{S}_{n\,nk}, \quad v = A, B, C. \quad (5)$$

3. Определяются токи в фазных проводах  $I_{v\,i}$  ветвей схем замещения РЛ 0,38–10 кВ

$$I_{v\,i} = \sum_{ij \in \omega_i} I_{v\,ij}, \quad v = A, B, C, \quad (6)$$

где  $I_{v\,i}$  – ток нагрузки в  $v$ -й фазе  $i$ -го узла схемы замещения РЛ, А;  $I_{v\,ij}$  – токи в фазных проводах ветви  $i-j$  схемы замещения РЛ, А;  $\omega_i$  – множество ветвей  $i-j$  схемы замещения РЛ смежных с  $i$ -м узлом.

4. Вычисляются фазные токи  $\underline{I}_A$ ,  $\underline{I}_B$  и  $\underline{I}_C$  на стороне высокого напряжения трансформаторов 6–10 кВ (рис. 2, 3):

$$\left. \begin{aligned} \underline{I}_A &= \underline{I}_{A1} + \underline{I}_{A2}; \\ \underline{I}_B &= \underline{I}_{B1} + \underline{I}_{B2}; \\ \underline{I}_C &= \underline{I}_{C1} + \underline{I}_{C2}, \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

где  $\underline{I}_{A1}$ ,  $\underline{I}_{B1}$ ,  $\underline{I}_{C1}$  – фазные токи прямой последовательности на стороне высокого напряжения трансформаторов 6–10 кВ, А;  $\underline{I}_{A2}$ ,  $\underline{I}_{B2}$ ,  $\underline{I}_{C2}$  – фазные токи обратной последовательности на стороне высокого напряжения трансформаторов 6–10 кВ, А.

При выполнении пункта 4 алгоритма возникает необходимость в учете трехфазных трансформаторов 6–10/0,38 кВ при пофазном расчете потерь в условиях несимметрии. Для этой цели авторами предусмотрен учет группы и схемы соединения обмоток трансформаторов. Суть методики заключается в следующем. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 6–10/0,38 кВ (рис. 2) имеют обычно одну из следующих схем и групп соединения обмоток: Y/Y<sub>н</sub>(Y/Z<sub>н</sub>)–12, Y/Y<sub>н</sub>(Y/Z<sub>н</sub>)–6, Δ/Y<sub>н</sub>–11, Δ/Y<sub>н</sub>–5.

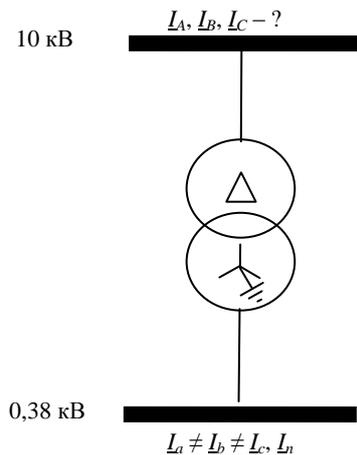


Рис. 2. Трехфазный двухобмоточный трансформатор 10/0,38 кВ

К стороне низкого напряжения трансформаторов, как правило, подключена несимметричная трехфазная токовая нагрузка, сумма фазных токов которой равна току, замыкающемуся в нулевом проводе сети 0,38 кВ (рис. 3).

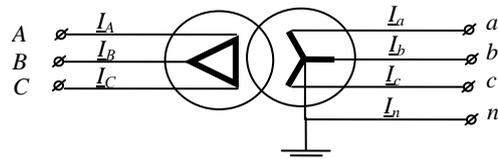


Рис. 3. Несимметричная трехфазная токовая нагрузка трансформатора 10/0,38 кВ

В этом случае значения фазных токов прямой и обратной последовательностей на стороне высокого напряжения трансформаторов 6–10 кВ ( $\underline{I}_{A1}, \underline{I}_{B1}, \underline{I}_{C1}, \underline{I}_{A2}, \underline{I}_{B2}, \underline{I}_{C2}$ ) вычисляются по формулам:

$$\left. \begin{aligned} \underline{I}_{A1} &= \underline{I}_{a1} \underline{k}; \\ \underline{I}_{B1} &= \underline{I}_{b1} \underline{k}; \\ \underline{I}_{C1} &= \underline{I}_{c1} \underline{k}; \\ \underline{I}_{A2} &= \underline{I}_{a2} \underline{k}; \\ \underline{I}_{B2} &= \underline{I}_{b2} \underline{k}; \\ \underline{I}_{C2} &= \underline{I}_{c2} \underline{k}, \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

где  $\underline{I}_{a1}, \underline{I}_{b1}, \underline{I}_{c1}$  – фазные токи прямой последовательности на стороне низкого напряжения трансформаторов 6–10 кВ, А;  $\underline{I}_{a2}, \underline{I}_{b2}, \underline{I}_{c2}$  – фазные токи обратной последовательности на стороне низкого напряжения трансформаторов 6–10 кВ, А;  $\underline{k}$  – комплексные коэффициенты трансформации трансформаторов 6–10 кВ:

$$\underline{k} = \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} e^{j\varphi}, \quad (9)$$

где  $U_{\text{вн}}$  – номинальное напряжение обмотки высокого напряжения трансформатора, кВ;  $U_{\text{нн}}$  – номинальное напряжение обмотки низкого напряжения трансформатора, кВ;  $\varphi$  – угол, зависящий от группы и схемы соединения обмоток трансформатора, град.

Значения фазных токов прямой и обратной последовательностей на стороне низкого напряжения трансформаторов 6–10 кВ ( $\underline{I}_{a1}, \underline{I}_{b1}, \underline{I}_{c1}, \underline{I}_{a2}, \underline{I}_{b2}, \underline{I}_{c2}$ ) следует рассчитывать по формулам:

$$\left. \begin{aligned} \underline{I}_{a1} &= \frac{1}{3} \underline{I}_a + \underline{a} \underline{I}_b + \underline{a}^2 \underline{I}_c ; \\ \underline{I}_{a2} &= \frac{1}{3} \underline{I}_a + \underline{a}^2 \underline{I}_b + \underline{a} \underline{I}_c ; \\ \underline{I}_{b1} &= \underline{I}_a \underline{a}^2; \quad \underline{I}_{b2} = \underline{I}_{a2} \underline{a}; \\ \underline{I}_{c1} &= \underline{I}_a \underline{a}; \quad \underline{I}_{c2} = \underline{I}_{a2} \underline{a}^2, \end{aligned} \right\} \quad (10)$$

где  $\underline{a}, \underline{a}^2$  – поворотные множители:

$$\left. \begin{aligned} \underline{a} &= e^{j\frac{2\pi}{3}}; \\ \underline{a}^2 &= e^{-j\frac{2\pi}{3}} = e^{j\frac{4\pi}{3}}. \end{aligned} \right\} \quad (11)$$

5. Определяются токи в нулевых проводах ветвей схем замещения РЛ 0,38 кВ с учетом повторных заземлений [3], устанавливаемых в сети нулевого провода в соответствии с [4]. Методика расчета токов в нулевых проводах ветвей следующая.

5.1. Электрическая сеть нулевого провода РЛ 0,38 кВ представляется в виде совокупности однофазных схем замещения, соответствующих ее топологическим состояниям в расчетном периоде.

5.2. К каждой схеме замещения сети нулевого провода РЛ 0,38 кВ добавляется дополнительный узел, учитывающий потенциал земли.

5.3. Дополнительный узел соединить с узлами схемы замещения сети нулевого провода РЛ 0,38 кВ, в которых установлены повторные заземления нулевого провода, ветвями, имитирующими заземляющие устройства.

5.4. Параметры ветвей, имитирующих заземляющие устройства, принимаются на основании измерений, выполненных согласно п. 5.10.7 СТП 34.20.501. При отсутствии измерений параметры заземляющих устройств следует принять в соответствии с требованиями [4].

5.5. Определяются токи инъекции  $\underline{I}_{Ni}$  в каждый узел схем замещения сети нулевого провода РЛ 0,38 кВ:

$$\underline{I}_{Ni} = \underline{I}_{Ai} + \underline{I}_{Bi} + \underline{I}_{Ci}, \quad (12)$$

где  $\underline{I}_{Ai}$ ,  $\underline{I}_{Bi}$ ,  $\underline{I}_{Ci}$  – фазные токи нагрузки  $i$ -го узла схемы замещения РЛ, А.

5.6. Определяются напряжения в узлах схем замещения сети нулевого провода РЛ 0,38 кВ путем решения системы линейных уравнений вида

$$\underline{\mathbf{Y}} \underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{I}}, \quad (13)$$

где  $\underline{\mathbf{Y}}$  – квадратная симметричная матрица собственных и взаимных комплексных проводимостей узлов схем замещения сети нулевого провода РЛ 0,38 кВ, См;  $\underline{\mathbf{U}}$ ,  $\underline{\mathbf{I}}$  – векторы-столбцы комплексных узловых напряжений, В, и токов, А.

5.7. Определяются токи  $\underline{I}_{ij}$  в нулевом проводе ветвей  $i - j$  схемы замещения РЛ 0,38 кВ

$$\underline{I}_{ij} = \underline{U}_i - \underline{U}_j \underline{y}_{ij}, \quad (14)$$

где  $\underline{U}_i$ ,  $\underline{U}_j$  – комплексные напряжения в узлах  $i$  и  $j$  схем замещения сети нулевого провода РЛ 0,38 кВ, В;  $\underline{y}_{ij}$  – комплексные взаимные проводимости ветвей  $i - j$  схем замещения сети нулевого провода РЛ 0,38 кВ, См.

6. Рассчитываются нагрузочные потери активной мощности в фазных и нулевых проводах ветвей  $i - j$  схем замещения РЛ 0,38–10 кВ  $\Delta P_{vij}$

$$\Delta P_{vij} = I_{vij}^2 r_{vij} \cdot 10^{-3}, \quad v = A, B, C, N, \quad (15)$$

где  $I_{vij}$  – токи в фазных и нулевом проводах ветви  $i - j$  схемы замещения РЛ, А;  $r_{vij}$  – активные сопротивления фазных и нулевого проводов ветви  $i - j$  схемы замещения РЛ, Ом.

7. Рассчитываются технические потери электроэнергии в ветвях  $i - j$  всех схем замещения РЛ 0,38–10 кВ в расчетном периоде  $\Delta W_{vij n}^{0,38-10}$

$$\Delta W_{vij n}^{0,38-10} = \sum_{t=1}^{N_{\Delta t}} \Delta P_{vij nt} + \Delta P_{vxx int} \Delta t_t, \quad v = A, B, C, N, \quad (16)$$

где  $\Delta P_{\nu ij nt}$  – нагрузочные потери активной мощности в фазных и нулевом проводах ветви  $i - j$   $n$ -й схемы замещения РЛ 0,38–10 кВ в расчетном периоде за час  $t$ , кВт;  $\Delta P_{\nu xx i nt}$  – потери активной мощности холостого хода в фазах  $i$ -го узла трансформаторной ветви  $i - j$   $n$ -й схемы замещения РЛ 0,38–10 кВ в расчетном периоде за час  $t$ , кВт;  $\Delta t_t$  – интервал времени, в течение которого значения  $\Delta P_{\nu ij nt}$  и  $\Delta P_{\nu xx i nt}$  неизменны, ч;  $N_{\Delta t}$  – количество интервалов времени  $\Delta t_t$  в расчетном периоде  $T$ .

8. Рассчитываются технические потери электроэнергии в  $n$ -й схеме замещения РЛ 0,38–10 кВ в расчетном периоде  $\Delta W_{Tn}^{0,38-10}$ :

$$\Delta W_{Tn}^{0,38-10} = \sum_{\substack{i \\ i \neq j}} \sum_{\substack{j \\ i \neq j}} \Delta W_{Tijn}^{0,38-10}. \quad (17)$$

9. Рассчитываются суммарные технические потери электроэнергии в РЛ 0,38–10 кВ за расчетный период  $\Delta W_T^{0,38-10}$  по формуле

$$\Delta W_T^{0,38-10} = \sum_n \Delta W_{Tn}^{0,38-10}. \quad (18)$$

## ВЫВОДЫ

1. Разработана методика оперативного расчета потерь электроэнергии, позволяющая определять потери в электрических сетях 0,38 кВ на основе режимной информации сетей 10 кВ.

2. Предложенная методика позволяет повысить точность определения потерь электроэнергии в сетях 6–10 кВ за счет более точного распределения нагрузок между трансформаторами потребительских подстанций по сравнению с традиционным распределением нагрузки ЦП пропорционально установленным мощностям трансформаторов потребительских подстанций.

3. Методика дает возможность анализировать величину прироста потерь в указанных сетях из-за несимметричного подключения потребителей и схемной несимметрии за счет пофазного расчета схем 6–10–0,38 кВ.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Ф у р с а н о в, М. И. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем / М. И. Фурсанов. – Минск: УВИЦ при УП «Белэнергосбережение», 2005. – 207 с.
2. Ф у р с а н о в, М. И. Учет потребительских энергоисточников в расчетах распределительных электрических сетей 6–10 кВ / М. И. Фурсанов, А. А. Золотой, В. В. Макаревич // Энергетика... (Изв. высш. учебн. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2011. – № 4. – С. 15–17.
3. Ф у р с а н о в, М. И. Расчет режимов и потерь мощности в электрических сетях 0,38 кВ с учетом повторного заземления нулевого провода / М. И. Фурсанов, А. А. Золотой, В. В. Макаревич // Энергетика... (Изв. высш. учебн. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2007. – № 5. – С. 5–18.
4. П р а в и л а устройства электроустановок / Минэнерго СССР. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 648 с.

Представлена кафедрой  
электрических систем

Поступила 22.04.2013