

УДК 621.316.11

**ВОЗМОЖНОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ НЕПРЕРЫВНОГО  
ИНСТРУМЕНТАЛЬНО-РАСЧЕТНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕРЬ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 20–0,4 КВ  
НА ОСНОВЕ КОНЦЕПЦИИ ТЕПЛОВЫХ ИМПУЛЬСОВ ТОКА  
И НАПРЯЖЕНИЯ****Л.К. Осика<sup>1</sup>**Национальный исследовательский университет «МЭИ»  
Россия, 111250, г. Москва, Красноказарменная, 14, стр.1

E-mail: osikalk@yandex.ru

***Аннотация.** Анализируется состояние вопроса определения потерь электроэнергии в электрических сетях распределительного сетевого комплекса РФ на основе показаний приборов учета электрической энергии. Установлено, что имеются все организационные и технологические предпосылки для непрерывного расчета потерь в линиях электропередачи и трансформаторах по данным счетчиков и средств измерений тока и напряжения с целью наиболее точного их учета за любой отчетный период и разработки (контроля) балансов электроэнергии. Предложен инструментально-расчетный подход определения потерь, основанный на концепции тепловых импульсов тока и напряжения, который может быть реализован в интеллектуальных приборах учета и на верхнем уровне систем контроля и управления электрических сетей.*

***Ключевые слова:** потери электрической энергии, непрерывный расчет потерь, тепловые импульсы тока и напряжения, линия электропередачи, трансформатор, объект электросетевого хозяйства, схемы замещения линий электропередачи и трансформаторов, системы контроля и управления электрических сетей.*

**Введение**

Проблема определения и анализа потерь электроэнергии в электрических сетях до настоящего времени остается одной из самых актуальных с практической и теоретической точек зрения [1]. Существующие методы решения этой проблемы [1–4] хотя и соответствуют требованиям регулирующих органов и нашли отражение в действующих нормативных документах<sup>2</sup>, пока не могут удовлетворить все заинтересованные стороны ни по точности, ни по оперативности, ни по единству подходов для объектов электросетевого хозяйства различных классов напряжений, так как их применение приводит к искажениям (как правило, в сторону увеличения) тарифов на услуги по передаче электроэнергии, а также дис-



© Автор(ы), 2025

<sup>1</sup> Лев Константинович Осика, кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры электроэнергетических систем.

<sup>2</sup> Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям» (с приложениями).

петчерской и хозяйственной отчетности. Кроме того, эти методы вообще не пригодны для сведения оперативных балансов электроэнергии и выявления очагов технических и коммерческих потерь в процессе оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления.

Это связано с несколькими обстоятельствами, носящими как объективный, так и субъективный характер. Во-первых, имеет место принципиальное ограничение методологии инструментального (путем выполнения только измерений электроэнергии) определения потерь в объектах электросетевого хозяйства и в участках сети (контролируемых кластерах) вследствие того, что результат прямого измерения потерь активной электроэнергии по своему значению близок к погрешности измерений [5, 6]. Во-вторых, в электрических сетях недостаточно средств измерений (счетчиков, измерителей мощности, амперметров, вольтметров с функциями передачи информации) для объективной оценки величины потерь за различные временные периоды эксплуатации: онлайн (с дискретностью, сопоставимой с периодом получения данных от этих приборов); час, сутки, месяц, год [6, 7]. В-третьих, при оснащении приборами учета объектов электросетевого хозяйства зачастую в этих средствах измерений отсутствует или не реализуется функция «расчет потерь», которая могла бы быть использована при определении потерь в целом в сети электросетевой компании. В-четвертых, различная степень оснащенности контролируемых кластеров средствами измерений и (или) обобщенными расчетными данными в случае отсутствия их достаточного числа затрудняет унификацию, а следовательно, и обеспечение одинаковой степени точности расчетов в этих кластерах. В-пятых, в существующих АСУ ТП (SCADA) нет модуля, позволяющего в автоматическом или автоматизированном режиме рассчитывать потери в сети на основе результатов измерений и расчетов за требуемый промежуток времени [8, 9], вплоть до режима «псевдо онлайн». Под последним будем понимать период обновления информации на средствах ее отображения для целей диспетчерского управления.

В то же время современное состояние парка измерительного оборудования для коммерческого и технического учета электроэнергии, широкое внедрение мощных систем SCADA (АСУ ТП, АСДТУ) и высокоэффективных средств передачи информации в электросетевых компаниях, а также наличие в России достаточной номенклатуры интеллектуальных приборов учета, в том числе с функцией расчета потерь, создают благоприятные предпосылки для организации непрерывного определения потерь электроэнергии в объектах электросетевого хозяйства на унифицированной методической основе с высокой степенью автоматизации измерений и расчетов.

В ПАО «Россети» проделана большая работа по типизации технических решений подстанций распределительной сети, предусматривающих установку современных средств измерений [10], а также по внедрению пунктов коммерческого учета электроэнергии (ПКУ) [11].

Целью данной статьи является разработка методологии решения проблемы непрерывного инструментально-расчетного определения потерь электроэнергии в распределительных сетях 20–0,4 кВ вплоть до вводно-распределительных устройств (ВРУ) многоквартирных домов (МКД) и отдельных зданий на основе концепции тепловых импульсов, а также рекомендаций по ее реализации в существующих системах оперативного и технологического контроля и управления в распределительном электросетевом комплексе.

## Концепция расчетно-инструментального определения потерь в электрической сети на основе вычисления тепловых импульсов тока и напряжения

Известно [12], что в основу современной электротехники положены понятия действующих значений гармонических тока  $I$  и напряжения  $U$  за период  $T$  :

$$I = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i^2(t) dt}, \quad (1)$$

$$U = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T u^2(t) dt}, \quad (2)$$

где  $i(t)$  и  $u(t)$  – соответственно мгновенные значения тока и напряжения в произвольный момент  $t$ .

В общем случае под  $T$  понимается не только период «истинно» периодической гармонической функции, но и любой произвольный интервал времени непериодической или периодической функции, которой присвоено название «период». Назовем его фиктивным периодом  $T_\phi$ .

Активной мощностью называется среднее за время  $T(T_\phi)$  значение функции [12]

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T u(t)i(t) dt.$$

Отсюда для гармонического тока с частотой  $\omega$  при фазовом сдвиге между током и напряжением  $\varphi$

$$P = UI \cos \varphi.$$

Также известно, что мгновенная мощность, выделяющаяся в активном сопротивлении  $r$  в виде теплоты путем теплообмена с окружающей средой или в виде электромагнитного излучения (пренебрежимо малого при низких частотах электрического тока<sup>1</sup>), равна

$$p_r(t) = u(t)i_r(t) = ri_r^2(t). \quad (3)$$

Применяя принцип дуальности электрической цепи, получим, что мгновенная мощность, выделяющаяся в активной проводимости  $g$  в виде теплоты,

$$p_g(t) = u(t)i_g(t) = gu_g^2(t). \quad (4)$$

Назовем  $p_r(t)$ ,  $p_g(t)$  мгновенными *потерями мощности* (если не принимать во внимание термический эффект тока в целях получения тепловой энергии).

Следовательно,  $I$  и  $U$  равны таким постоянным току и напряжению, которые, будучи приложены к  $r$  и  $g$ , за время  $T(T_\phi)$  выделяют то же количество теплоты, что и соответственно  $i(t)$  и  $u(t)$ . Поэтому в (1), (2) они формально рассчитываются исходя из интегрирования по времени в пределах от 0 до  $T$  мгновенных потерь мощности в  $r=1$  Ом и  $g=1$  См, то есть имеют смысл по-

<sup>1</sup> В дальнейшем мощность излучения учитываться не будет.

терь электроэнергии за время  $\Delta t = T$  в сопротивлении и проводимости, значения которых равны единицам измерений соответствующих величин.

Для прикладных целей оценки термического действия тока при коротких замыканиях (КЗ) в кабельных и воздушных линиях электропередачи используется понятие интеграла Джоуля  $B_{\text{тер}}$  (ГОСТ 30323 / ГОСТ Р 50524), который также называют тепловым импульсом тока КЗ:

$$B_{\text{тер}} = B_{\text{тер}}(t_{\text{откл}}) = \int_0^{t_{\text{откл}}} i_{\text{к}}^2(t) dt, \quad (5)$$

где  $i_{\text{к}}(t)$  – ток КЗ в момент времени  $t$ ;  $t_{\text{откл}}$  – расчетная продолжительность КЗ в электроустановке.

Если сравнить (5) с (1) и (2), то можно сделать вывод, что квадраты действующих значений  $I$  и  $U$  равны средним за время  $T$  соответствующим интегралам Джоуля «по току»  $B_{\text{тер}}(T)$  и «по напряжению»  $B_{\text{итер}}(T)$ , или

$$I = \sqrt{\frac{1}{T} B_{\text{тер}}(T)}, \quad (6)$$

$$U = \sqrt{\frac{1}{T} B_{\text{итер}}(T)}. \quad (7)$$

Из (3), (4) следует, что расчетная или измеренная электроэнергия, выделяющаяся в сопротивлении  $r$  или в проводимости  $g$  в виде тепла (потерь электроэнергии)  $\Delta W_r(T_3)$ ,  $\Delta W_g(T_3)$  в любой заданный промежуток времени  $\Delta t = T_3$ , будет равна

$$\Delta W_r(T_3) = r \int_0^{T_3} i_r^2(t) dt = r B_{\text{тер}}(T_3), \quad (8)$$

$$\Delta W_g(T_3) = g \int_0^{T_3} u_g^2(t) dt = g B_{\text{итер}}(T_3). \quad (9)$$

Точное интегрирование для определения  $B_{\text{тер}}(T)$ ,  $B_{\text{итер}}(T)$  по (8), (9) можно согласно (6), (7) заменить приближенным суммированием усредненных по временным интервалам  $\Delta t_i$  квадратов действующих значений токов и напряжений, на которых они принимаются постоянными:

$$B_{\text{тер}}(T_3) \cong \sum_{i=1}^n [I_i^2 * (\Delta t_i)], \quad (10)$$

$$B_{\text{итер}}(T_3) \cong \sum_{i=1}^n [U_i^2 * (\Delta t_i)], \quad (11)$$

$$\sum_{i=1}^n \Delta t_i = T_3,$$

где  $n$  – число интервалов  $\Delta t_i$  на отрезке  $[0, T_3]$ .

Если  $\Delta t_i = \text{const} = \tau$ , то (10), (11) принимают вид:

$$B_{\text{итер}}(T_3) \cong \tau \sum_{i=1}^n I_i^2, \quad (12)$$

$$B_{\text{итер}}(T_3) \cong \tau \sum_{i=1}^n U_i^2. \quad (13)$$

Таким образом, мы показали, что в основе определения потерь электроэнергии в объектах электросетевого хозяйства (ЛЭП, трансформаторы, реакторы) лежат косвенные измерения и (или) расчеты на основе косвенных измерений тепловых импульсов токов, протекающих через продольные элементы их схем замещения, и тепловых импульсов напряжений в узлах, воздействующих на их поперечные элементы. Очевидно,  $B_{\text{итер}}(T)$  также представляет собой тепловой импульс тока в цепи между токоведущей частью с напряжением  $u(U)$  и точкой с нулевым потенциалом (землей).

Отметим, что концепция измерения или расчета потерь энергии (в форме выделения теплоты) на основе тепловых импульсов основана на фундаментальном физическом принципе зависимости мощности потерь на трение от скорости движения материальных объектов. Так, при поступательном механическом движении тела со скоростью  $v$  в вязкой среде с коэффициентом трения  $\mu$  мощность потерь равна  $\mu v^2$ , а электрический ток – это скорость изменения заряда [12].

$B_{\text{итер}}(T)$ ,  $B_{\text{итер}}(T)$  являются режимными параметрами электроэнергетической системы (ЭЭС), тогда как  $r$  и  $g$  – схемными параметрами электрической сети. Как правило, принимается, что схемные параметры в течение интервала  $T_3$  остаются постоянными и не зависящими от режимов ЭЭС, то есть от частоты  $f$  переменного тока, от  $i(I)$  и от  $u(U)$ .

Тем не менее в ряде случаев некоторыми производителями счетчиков с функцией расчета потерь учитываются уточненные потери трансформаторов на гистерезис и на вихревые токи, так как тепловая энергия, выделяемая в магнитопроводе, определяется режимом работы – частотой  $f$  и магнитной индукцией<sup>1</sup>  $\mathfrak{B} \sim U$  [5, 12]. Как правило, задаются общие удельные потери трансформатора  $P_{\text{уд}}^{\text{H}}$  на 1 кг веса сердечника для номинальных условий эксплуатации ( $f_{\text{H}} = 50$  Гц, номинальное напряжение  $U_{\text{H}}$ , магнитная индукция  $\mathfrak{B}_0$ ) по заводским или справочным данным, а потом осуществляется пересчет по эмпирической формуле для расчетного режима  $P_{\text{уд}}^{\text{H}}$  при  $f = f_{\text{p}}$ ,  $U = U_{\text{p}}$ ,  $B = \mathfrak{B}_{\text{p}}$ :

$$P_{\text{уд}}^{\text{p}} = P_{\text{уд}}^{\text{H}} \left( \frac{f_{\text{p}}}{f_{\text{H}}} \right)^{\alpha} \left( \frac{\mathfrak{B}_{\text{p}}}{\mathfrak{B}_0} \right)^{\beta} = P_{\text{уд}}^{\text{H}} \left( \frac{f_{\text{p}}}{f_{\text{H}}} \right)^{\alpha} \left( \frac{U_{\text{p}}}{U_{\text{H}}} \right)^{\beta}, \quad (14)$$

где  $\alpha$  и  $\beta$  – эмпирические коэффициенты, которые с достаточной для практики точностью могут быть приняты равными 2.

<sup>1</sup> В статье магнитная индукция обозначается готическим изображением буквы  $B$ , чтобы отличить данную физическую величину от привычного обозначения интеграла Джоуля (теплового импульса).

Потери в магнитопроводе в целом рассчитываются путем умножения  $P_{уд}^P$  на вес магнитопровода  $G$ . Таким образом, (14) также имеет смысл теплового импульса напряжения, если  $f \approx f_p$ .

### Общая измерительно-расчетная задача определения потерь в сетевом элементе

Поясним теперь общую измерительно-расчетную задачу (ИРЗ) определения потерь в сетевом элементе (воздушной, кабельной линии или силовом трансформаторе) по данным, получаемым от счетчиков электроэнергии или от других измерительных приборов, модельная схема которой приведена на рис. 1. Смысл измеряемых и расчетных электрических величин ясны из приведенной схемы и соответствуют традиционным обозначениям, принятым в практике расчетов режимов электроэнергетических систем (ЭЭС).

На этом рисунке микропроцессорные счетчики электроэнергии установлены на подстанциях (ПС) 1 и 2 на обоих концах сетевого элемента, хотя на практике мы чаще всего имеем дело только с установкой прибора на одном его конце. Такая избыточность введена в целях пояснения особенностей применяемой методики. В принципе избыточность полезна как с точки зрения резервирования приборов учета (ПУ), осуществляющих коммерческие измерения электроэнергии, так и в случае уточнения измерительно-расчетных значений потерь, о чем будет сказано ниже.

Отметим следующие особенности поставленной задачи.

1. ПУ ( $Wh1$ ,  $Wh2$ ) являются многофункциональными микропроцессорными средствами измерений всех параметров режима, указанных в значке «дисплей» под их изображением. Дополнительно в процессе аналого-цифрового преобразования и вычисления действующих значений величин определяется частота переменного тока. Далее, если это не будет оговорено особо, будем относить все рассуждения к  $Wh1$ .

2. ПУ включены до и после П-образной (или Г-образной, образующейся после удаления ветви  $g_{20}$ ,  $b_{20}$ ) схемы замещения (модели), поэтому *расчетные токи и потоки мощностей в поперечном элементе схемы не равны соответствующим токам и потокам мощностей, измеряемым ПУ. Исключение составляет Г-образная модель, где токи и потоки мощности, измеряемые  $Wh2$ , равны этим же величинам в поперечном элементе.* С другой стороны, *измеряемые ПУ напряжения равны напряжениям на поперечных элементах схемы замещения.*

3. В рамках поставленной задачи не учитывается распределенность параметров ЛЭП [12], то есть их волновые сопротивления.

4. Для ЛЭП поперечные проводимости в точках 1 и 2 равны  $g_{10} = g_{20}$ ,  $b_{10} = b_{20}$ . Данные параметры не равны между собой, только если мы учитываем включение со стороны 1 или 2 заземляющего реактора или иного аппарата, что не имеет места в распределительной сети.

5.  $B_{итер}(T)$  могут быть рассчитаны в ПУ непосредственно интегрированием мгновенных значений измеренного напряжения  $u_1^И$  с возведением их в квадрат, тогда как  $B_{итер}(T)$  не могут быть точно рассчитаны по  $i(T)$ , так как расчетное

(модельное) значение тока в поперечной ветви схемы замещений не равно измеренному току:  $i_{12}^p \neq i_1^H$  (все обозначения приведены на рис. 1).

6.  $i_{12}^p$  не определяется с помощью только измеренных значений тока и напряжения  $u_1^H$  и  $i_1^H$ , так как поперечная ветвь схемы замещения сетевого элемента, содержащая индуктивность или емкость, является модельной, в которой мгновенный ток не измеряется. Строго говоря, для определения расчетных токов и мощностей в продольной ветви схемы замещения требуется рассчитать действующее значение и фазу тока в поперечной ветви на основе заданных  $g_{10}$ ,  $b_{10}$  или по заданным активным  $P_{XX}$  и реактивным  $Q_{XX}$  мощностям холостого хода (XX) трансформаторов (возможен расчет  $P_{уд}^p$  по (14)).

7. Таким образом,  $B_{итер}(T)$  рассчитывается с погрешностью, обусловленной как операциями с измеряемым током в начале сетевого элемента вместо расчетного, учитывающего поперечную ветвь схемы замещения (см. рис. 1), так и переходом от мгновенных значений тока и напряжения к их усредненным действующим значениям на заданных в ПУ интервалах времени с определением частоты по периодам переменного тока в этих интервалах.

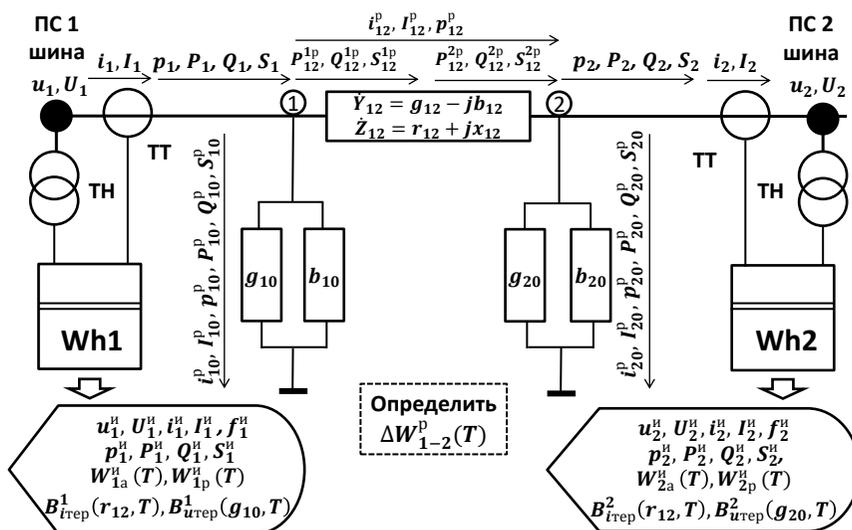


Рис. 1. Схема измерительно-расчетной задачи определения потерь  $\Delta W_{1-2}^p$  в линиях электропередачи (ЛЭП) с П-образной схемой замещения и в трансформаторах с Г-образной схемой замещения (при исключении ветви проводимости  $g_{20}$ ,  $b_{20}$ )

Такая погрешность, составляющая не более 0,1 % результата косвенного измерения  $B_{итер}(T)$ , как показывает практика, вполне допустима для сетей 20–0,4 кВ с кабельными и воздушными ЛЭП [1–4].

8. Расчетное значение потерь активной мощности в комплексной форме можно определить по измеренным комплексным значениям тока и напряжения

на входе в модель сети, представленной в виде четырехполюсника с П-образной схемой замещения (форма  $Y$ ). В этом случае точность расчета помимо погрешностей измерительных приборов зависит только от точности определения параметров пассивной модели, или схемы замещения (рис. 2).

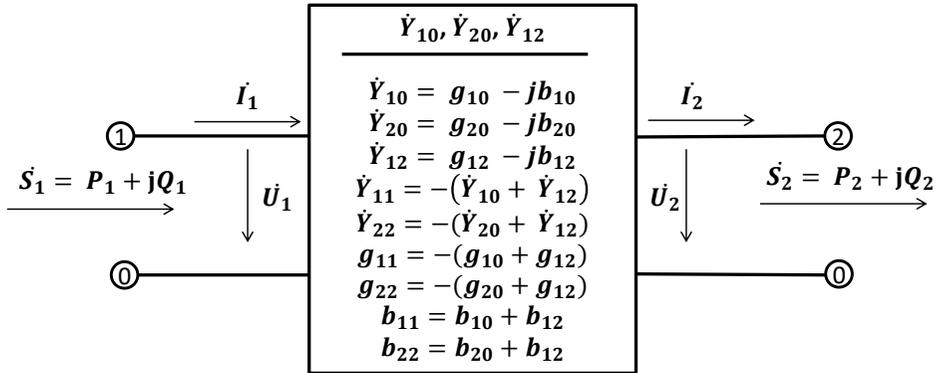


Рис. 2. П-образная модель четырехполюсника в форме  $Y$ , параметры которой выражаются через коэффициенты  $\dot{A}$ ,  $\dot{B}$ ,  $\dot{C}$ ,  $\dot{D}$  [10]. Развернутая схема замещения приведена на рис. 1

Рассмотрим более подробно последнее утверждение. В [5] показано, что в четырехполюснике, изображенном на рис. 2, все выходные параметры режима (выводы 2–0) однозначно определяются измеренными входными параметрами режима (выводы 1–0). Поэтому «мгновенные»<sup>1</sup> потери мощности как разность активных мощностей со стороны входа и выхода четырехполюсника равны

$$\Delta P = P_2 - P_1 = K_p U_1^2 + L_p I_1^2 + (M_p - 1) P_1 + N_p Q_1, \quad (15)$$

где коэффициенты  $K_p$ ,  $L_p$ ,  $M_p$ ,  $N_p$  зависят исключительно от параметров схемы замещения четырехполюсника  $\dot{Y}_{10}$ ,  $\dot{Y}_{20}$ ,  $\dot{Y}_{12}$  и однозначно определяются ими (обозначения активных и реактивных проводимостей в алгебраической форме указаны на рис. 2). Соответствующие значения данных коэффициентов приведены в [5, приложение 5]. Если имеется в виду приложение к источнику 5, то надо вставить его внутри квадратных скобок. Если имеется в виду несуществующее приложение к статье, то убрать.

$$K_p = \frac{(g_{11}^2 + b_{11}^2)g_{22} - (g_{11}^2 + b_{11}^2)g_{11} - 2g_{12}b_{12}b_{11}}{g_{12}^2 + b_{12}^2};$$

<sup>1</sup> А на самом деле – усредненные на интервале определения комплексных величин, который задается при цифровой обработке данных в ПУ.

$$L_p = \frac{g_{22}}{g_{12}^2 + b_{12}^2};$$

$$M_p = \frac{2g_{11}g_{22} - g_{12}^2 + b_{12}^2}{g_{12}^2 + b_{12}^2};$$

$$N_p = 2 \frac{g_{12}b_{12} - g_{22}b_{11}}{g_{12}^2 + b_{12}^2}.$$

Проинтегрировав обе части (15) по времени, получим расчетные потери электроэнергии за время  $T_3$  (все обозначения даны на рис. 1):

$$\Delta W_{1-2}^p(T_3) = K_p \int_0^{T_3} U_1^2 dt + L_p \int_0^{T_3} I_1^2 dt + (M_p - 1) \int_0^{T_3} P_1 dt + N_p \int_0^{T_3} Q_1 dt =$$

$$= K_p B_{итер}^{1p}(T_3) + L_p B_{итер}^{1p}(T_3) + (M_p - 1) W_{1a}^u(T_3) + N_p W_{1p}^u(T_3). \quad (16)$$

В (16) расчетные термические импульсы тока и напряжения  $B_{итер}^{1p}(T_3)$  и  $B_{итер}^{1p}(T_3)$ , очевидно, не равны  $B_{итер}(T_3)$  и  $B_{итер}(T_3)$  из (8), (9) и отличаются от них на величину погрешности, вносимой неучетом токов, ответвляющихся в поперечную ветвь схемы замещения ЛЭП или трансформатора. Иными словами, в (16) пренебрегаем распределенным по длине ЛЭП характером утечек тока между фазами и на землю в этих объектах.

### Методы и способы решения ИРЗ непрерывного определения потерь в электрической сети

Исходя из вышесказанного ИРЗ определения потерь в ЛЭП или трансформаторе на рис. 1 может быть решена двумя методами.

**1-й метод** – наиболее точный. Используется формула (16). В зависимости от того, в каких технических устройствах выполняются косвенные измерения потерь, метод подразделяется на способы 1а и 1б.

**Способ 1а.** Параметры схемы замещения – коэффициенты  $K_p$ ,  $L_p$ ,  $M_p$ ,  $N_p$  – должны быть введены в ПУ, если производитель согласится организовать и поддерживать данную функцию, что потребует нового программного обеспечения, встроенного в счетчик, и увеличения памяти микропроцессора. Все косвенные измерения выполняются в ПУ и передаются на верхний уровень SCADA в соответствии с согласованным трафиком («псевдо онлайн», каждые 15 мин, 30 мин, каждый час и пр.). На верхнем уровне, представляющем собой аппаратно-программный комплекс, установленный в пункте оперативно-технологического управления электрической сетью сетевой компании, производится расчетное определение потерь за требуемые учетные интервалы (месяц, квартал, год).

**Способ 1б.** Определение потерь по (16) осуществляется в SCADA верхнего уровня, где хранятся коэффициенты  $K_p$ ,  $L_p$ ,  $M_p$ ,  $N_p$  и выполняются расчеты  $B_{итер}(T_3)$  и  $B_{итер}(T_3)$  на основании интегрирования полученных от ПУ или от датчиков телеизмерений  $U_1^2$  и  $I_1^2$  за интервалы времени  $\Delta t_i$  по формулам (10) – (13), в том числе и за принятые учетные интервалы.

**2-й метод** – приближенный, менее точный, чем способ 1, но дающий вполне удовлетворительные результаты, в особенности для сетей 20–0,4 кВ. Используются формулы (8), (9) и результаты расчета потерь в ПУ. В настоящее время функция расчета потерь поддерживается многими производителями ПУ<sup>1</sup>. Задача упрощается, если активные потери XX трансформаторов принимаются постоянными, не зависящими от напряжения и частоты. Все косвенные измерения выполняются в ПУ, обмен данными с верхним уровнем SCADA – как в способе 1б. В рамках данного метода возможно применение специальных счетчиков «ампер-квадрат-часов» [5], которые, однако, не нашли распространения в современной практике коммерческого и технического учета электроэнергии. Измерение тепловых импульсов тока по мгновенным значениям важно также для определения температуры кабеля при коротком замыкании, что позволяет контролировать срок службы его изоляции и является составной частью системы непрерывной диагностики кабельных линий. Определение температуры провода при КЗ в воздушных линиях на основе тепловых импульсов связано с гораздо более сложными моделями, так как в данном случае некорректно допущение об адиабатичности соответствующего теплового процесса.

Любой из вышеперечисленных методов и способов требует внедрения в SCADA верхнего уровня специального модуля расчета потерь в охватываемом этой системой районе контроля и управления (кластере). Следует особо подчеркнуть, что ИПЗ должна быть реализована тем или иным образом на *всех* объектах электросетевого хозяйства электрической сети, так же как и на верхнем уровне в целом, потому что только в этом случае имеет смысл *непрерывное автоматическое или автоматизированное определение потерь* для их планирования и анализа в целях тарифного регулирования, бухгалтерского и управленческого учета, а также оперативного управления режимами сети и расчета небалансов.

Важнейшим условием практической реализации предложенных методов является оснащение электросетевого района минимально необходимыми средствами измерений для решения поставленной задачи. Назовем это свойство сети *наблюдаемостью в отношении потерь электроэнергии*<sup>2</sup>. Как уже отмечалось выше, на каждой ЛЭП (хотя бы с одной стороны), на каждом силовом трансформаторе необходимо установить ПУ с возможностью измерения действующих значений токов и напряжений и (или) определения потерь с помощью тепловых импульсов в продольных и поперечных проводимостях их моделей с передачей оперативной информации на верхний уровень SCADA. Паллиативным, менее точным решением может быть непрерывная передача телеинформации о действующих значениях тока и напряжения с уже установленных устройств телемеханики. Погрешность измерения в таком случае будет выше, что объясняется более высоким классом точности интеллектуальных приборов учета, а также их возможностью производить интегрирование потерь непосредственно в микропроцессоре прибора и пересылать уже обобщенную за интервалы учета информацию на верхний уровень системы управления. Желательно широко практико-

---

<sup>1</sup> В частности, к таким ПУ относятся: измерители показателей качества электроэнергии (ПКЭ) ТЕ3000, BINOM3; многофункциональные счетчики ПСЧ-4ТМ.06Т, Меркурий 350, Меркурий 234 ARTM, ЦЭ6850М-ШЗ1, НЕВА МТ 314, НЕВА СТ412 138 (139) ВСПЮ22 и др.

<sup>2</sup> Наблюдаемость системы характеризует возможность определить ее информационное состояние для решения тех или иных задач, например определения параметров установившихся или переходных режимов. В данном случае мы применяем этот термин в отношении достаточности информации для решения задачи непрерывного расчета потерь.

вать установку таких средств измерений на реклоузерах и внедрять ПКУ<sup>1</sup>, в особенности на ответвлениях от ЛЭП. Принцип обеспечения наблюдаемости в отношении потерь в пределах выделенного кластера иллюстрируется рис. 3.

На данном рисунке учтено, что ПУ в МКД и ОЗ устанавливаются на обоих вводах во вводно-распределительные устройства (ВРУ). Это особенно важно в петлевой схеме, показанной на рис. 3. В случае если данные приборы не относятся по своим функциям к интеллектуальным (с передачей информации в энергосбытовую и (или) электросетевую компанию), то неизмеряемые токи в линиях 0,4 кВ, отходящих от ВРУ, должны быть заменены расчетными токами на основании измеренных или расчетных токов на головных участках линий на подстанциях и расчетных коэффициентов распределения токов. В последнем случае коэффициенты определяются в модуле SCADA известными методами моделей постоянного тока [1–4].

Традиционно учитываемые составляющие потерь в измерительных трансформаторах, в ошиновке, в ПУ, в разрядниках и пр. [1–4] в случае необходимости также следует рассчитывать на верхнем уровне систем контроля и управления и включать в состав общего баланса за заданный период учета.

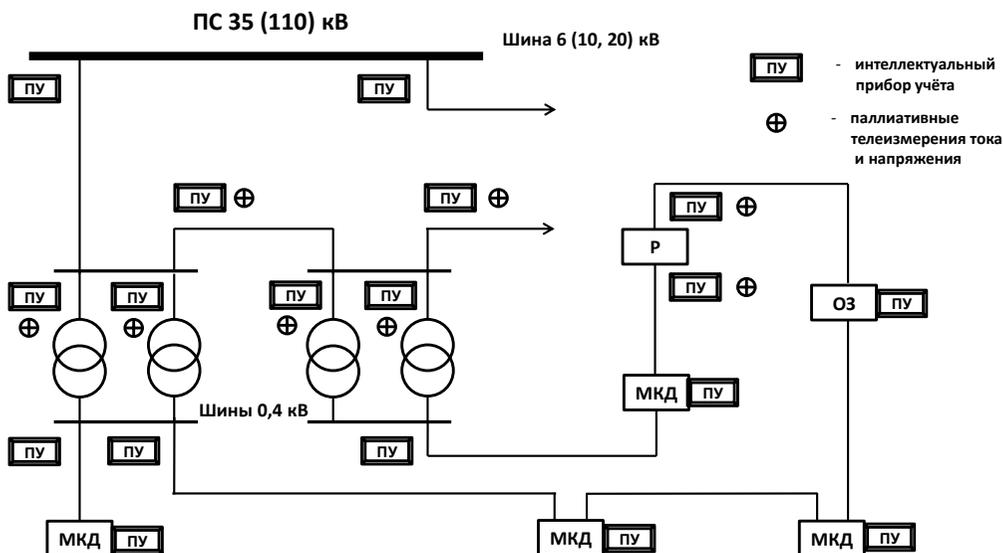


Рис. 3. Иллюстрация обеспечения принципа наблюдаемости в отношении определения потерь для кластера распределительной электрической сети. Обозначения: МКД – многоквартирный жилой дом; ОЗ – общественное здание; Р – реклоузер

Модуль непрерывного инструментально-расчетного определения потерь может быть интегрирован во все существующие SCADA (например, SCADA «ЭНТЕК» компании ООО «Энтелс», продукты компаний НПФ «КРУГ», ГК

<sup>1</sup> Современные ПКУ по своим габаритам и стоимости при необходимости вполне доступны для установки не только на воздушных линиях, но и в трансформаторных подстанциях, в распределительных пунктах, во ВРУ МКД и ОЗ, если их компоновки, первичные схемы или оборудование не предусматривают необходимого числа штатных трансформаторов тока и напряжения для подключения ПУ.

«РТСофт» и др.) с несущественной модернизацией их программного обеспечения.

Как уже отмечалось, наилучшим решением поставленной ИРЗ в распределительных сетях является оснащение каждой ЛЭП и каждого силового трансформатора интеллектуальным ПУ с функцией расчета потерь согласно Постановлению Правительства РФ от 19 июня 2020 г. № 890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)»<sup>1</sup>. Об этом упоминается и в стандартах организации ПАО «Россети» [13].

Однако достижение такой целевой наблюдаемости в отношении потерь во всем распределительном сетевом комплексе России требует большого времени и значительных затрат. Поэтому задача должна решаться поэтапно, путем внедрения на первых этапах паллиативных смешанных моделей, которые потребуют значительных расчетно-аналитических ресурсов на верхних уровнях SCADA. Очевидно, что для валидации полномасштабного подхода к непрерывному определению потерь в распределительной сети электросетевой организации целесообразно вначале внедрение измерительно-расчетных методов в составе систем контроля и управления на базе наиболее подготовленных отдельных кластеров (сетевых районов).

## **Выводы**

1. В настоящее время имеются все организационные условия и технические возможности для внедрения в распределительном электросетевом комплексе России непрерывного определения потерь электроэнергии за любой промежуток времени, вплоть до режима, близкого к онлайн, на основе концепции тепловых импульсов, то есть путем расчетов тепловых импульсов в каждом сетевом элементе с помощью имеющихся интеллектуальных приборов учета или датчиков телемеханики с последующим умножением их на значения продольных активных сопротивлений или поперечных активных проводимостей. Это поможет максимально эффективно решать задачи тарифного регулирования (бухгалтерского и управленческого учета, в том числе планирования и учета годовых потерь, потерь за иные учетные периоды), а также оперативного управления режимами сети и расчета небалансов с целью выявления очагов коммерческих и технических потерь.

2. Предложены методы уточненного и приближенного (с допустимыми контролируруемыми погрешностями) инструментально-расчетного определения потерь в ЛЭП и силовых трансформаторах, основанные на концепции измерения или расчета тепловых импульсов токов и напряжений как для их мгновенных, так и для действующих значений. Тепловые импульсы тока, определенные путем интегрирования квадратов мгновенных значений тока, позволяют также контролировать термическую стойкость кабелей при коротких замыканиях.

3. Обеспечение необходимой наблюдаемости сети в отношении непрерывного определения потерь в электросетевых элементах, то есть возможности получить необходимую и достаточную измерительную информацию для решения этой задачи, обеспечивается установкой на каждой ЛЭП и трансформаторе интеллектуальных ПУ с функцией расчета потерь. При отсутствии таких ПУ при-

---

<sup>1</sup> Постановление Правительства требует, в частности, чтобы в состав информации о количестве и иных параметрах электрической энергии входила «*величина потерь электрической энергии в объектах электросетевого хозяйства на участке сети от физического места установки прибора учета (далее – точка учета) до точки поставки*».

меняются паллиативные (иные доступные, но менее точные) средства измерений соответствующих действующих значений токов и напряжений, например датчики телеизмерений. Информационное обеспечение расчетов в конкретной сети проектируется при разработке соответствующих модулей SCADA. Другие составляющие потерь, предусмотренные существующими нормативными документами и методиками, рассчитываются непрерывно и централизованно известными способами.

4. Вся информационная, расчетная и аналитическая часть комплексной задачи непрерывного определения потерь реализуется в специальном модуле SCADA на верхнем уровне иерархии контроля и управления электросетевой компании.

5. С учетом огромных объемов электросетевого хозяйства каждой компании, недостаточности и неоднородности информационного обеспечения электрических сетей задача должна решаться поэтапно, путем применения на первых этапах паллиативных смешанных моделей, которые требуют значительных расчетно-аналитических ресурсов на верхних уровнях SCADA.

6. Для валидации измерительно-расчетных моделей, организационного и технологического подхода к непрерывному определению потерь в сети электросетевой компании целесообразно вначале внедрение рекомендуемых методов в составе систем контроля и управления наиболее подготовленных отдельных кластеров (сетевых районов).

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Воротницкий В.Э., Могиленко А.В.* Снижение потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях. М.: Инфра-Инженерия, 2023. 308 с.
2. *Савина Н.В.* Системный анализ потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях в условиях неопределенности: автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 05.14.02. Амурский гос. ун-т. Иркутск, 2010. 49 с. EDN: QGXZZ
3. *Воротницкий В.Э.* Потери электроэнергии в электрических сетях: анализ и опыт снижения. М.: НТФ «Энергопрогресс», 2003. 104 с.
4. *Воротницкий В.Э., Комкова Е.В., Туркина О.В., Апряткин В.Н.* Методы и средства выявления безучетного потребления электрической энергии при наличии приборов учета. М.: Диалогэлектро, 2006. 48 с. EDN: QMJKGB
5. *Осика Л.К.* Расчетные модели интеллектуальных измерений (Smart Metering) в задачах учета и сбережения электроэнергии: практ. пособие. М.: МЭИ, 2013. 422 с.
6. *Вострокнутов Н.Г.* Электрические счетчики и их эксплуатация. 6-е изд., перераб. М.–Л.: Госэнергоиздат, 1959.
7. *Андреева Л.В., Осика Л.К., Тубинис В.В.* Коммерческий учет электроэнергии на оптовом и розничном рынках / Под ред. Л.К. Осика. М.: АВОК, 2010.
8. *Кангин В.В., Кангин М.В., Ямолдинов Д.Н.* Разработка SCADA-систем: учеб. пособие. М.: Инфра-Инженерия, 2023. 564 с.
9. *Горелик Т.Г., Кумец И.Е.* Внедрение SCADA-систем для реализации цифровой трансформации сети // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2019. № 1 (80). С. 57–62. EDN: OOTQD
10. СТО 34.01-3.1-002-2016. Типовые технические решения подстанций 6–110 кВ. Стандарт организации.
11. *Панацатенко А.В., Яблоков А.А. и др.* Современные средства для организации интеллектуального учета электроэнергии в сетях 6 (10) кВ // Электроэнергия. Передача и распределение. № 6 (63). 2020.
12. *Атабеков Г.И.* Основы теории цепей: учебник для вузов. 8-е изд., стер. СПб.: Лань, 2024. 424 с.
13. СТО 34.01-21.1-001-2017. Распределительные электрические сети напряжением 0,4–110 кВ. Требования к технологическому проектированию. СТО 34.01-5.1-009-2021. Приборы учета электроэнергии. Общие технические требования.

*Статья поступила в редакцию 15.03.2025*

## THE POSSIBILITIES OF ORGANIZING CONTINUOUS INSTRUMENTAL AND COMPUTATIONAL DETERMINATION OF ELECTRICITY LOSSES IN DISTRIBUTION NETWORKS OF 20–0.4 kV BASED ON THE CONCEPT OF THERMAL CURRENT AND VOLTAGE PULSES

*L.K. Osika*<sup>1</sup>

National Research University «Moscow Power Engineering Institute» (MPEI)  
14, bld. 1, Krasnokazarmennaya st., Moscow, 111250, Russian Federation

E-mail: osikalk@yandex.ru

**Abstract.** *The state of determining electricity losses in the electrical networks of the distribution grid complex of the Russian Federation based on the readings of electric energy meters is analyzed. It has been established that there are all organizational and technological prerequisites for the continuous calculation of losses in power transmission lines and transformers according to energy meters and current and voltage measuring instruments. An instrumental and computational approach to determining losses is proposed, based on the concept of thermal pulses of current and voltage, which can be implemented in intelligent metering devices and at the upper level of SCADA.*

**Keywords:** *electrical energy losses, continuous calculation of losses, thermal pulses of voltage current, power transmission line, transformer, power grid facility, calculation models of power transmission lines and transformers, SCADA.*

### REFERENCES

1. *Vorotnickij V.E., Mogilenko A.V.* Snizhenie poter elektroenergii v raspredelitel'nyh elektricheskikh setyah [Reduction of electricity losses in distribution electric networks]. M.: Infra-Inzheneriya, 2023. 308 p. (In Russian)
2. *Savina N.V.* Sistemyj analiz poter' elektroenergii v raspredelitel'nyh elektricheskikh setyah v usloviyah neopredelyonnosti [System analysis of electricity losses in distribution electric networks in conditions of uncertainty]: avtoref. dis. ... d-ra tekhn. nauk: 05.14.02. Amurskij gos. un-t. Irkutsk, 2010. 49 p. (In Russian)
3. *Vorotnickij V.E.* Poteri elektroenergii v elektricheskikh setyah: analiz i opyt snizheniya [Electric power losses in electric networks: analysis and experience of reduction]. M.: NTF «Eneroprogress», 2003. 104 p. (In Russian)
4. *Vorotnickij V.E., Komkova E.V., Turkina O.V., Apriatkin V.N.* Metody i sredstva vyyavleniya bezuchotnogo potrebleniya elektricheskoy energii pri nalichii priborov uchyota [Methods and means of detecting unaccounted-for electric energy consumption in the presence of metering devices]. M.: Dialogelektro, 2006. 48 p. (In Russian)
5. *Osika L.K.* Raschyotnye modeli intellektual'nyh izmerenij (Smart Metering) v zadachah uchyota i sberezheniya elektroenergii: prakticheskoe posobie [Computational models of intelligent measurements (Smart Metering) in the tasks of accounting and saving electricity: a practical guide]. M.: MEI, 2013. 422 p. (In Russian)
6. *Vostroknutov N.G.* Elektricheskie schyotchiki i ih ekspluatatsiya [Electric meters and their operation]. 6-e izd., pererab. M.–L.: Gosenergoizdat, 1959. (In Russian)
7. *Andreeva L.V., Osika L.K., Tubinis V.V.* Kommercheskij uchyot elektroenergii na optovom i roznichnom rynkah [Commercial accounting of electricity in wholesale and retail markets] / Pod red. L.K. Osiki. M.: AVOK, 2010. (In Russian)



© The Author(s), 2025

<sup>1</sup> *Lev K. Osika (Ph.D. (Techn.)), Associate Professor, Dept. of Electric Power Systems.*

8. *Kangin V.V., Kangin M.V., Yamoldinov D.N.* Razrabotka SCADA-sistem: ucheb. posobie [Development of SCADA systems: a textbook], M.: Infra-Inzheneriya, 2023. 564 p. (In Russian)
9. *Gorelik T.G., Kumec I.E.* Vnedrenie SCADA-sistem dlya realizacii cifrovoj transformacii seti [Implementation of SCADA systems for the implementation of digital transformation of the network] // Izvestiya NTC Edinoj energeticheskoy sistemy. 2019. No. 1(80). Pp. 57–62. (In Russian)
10. STO 34.01-3.1-002-2016. Tipovye tekhnicheskie resheniya podstancij 6–110 kV. Standart organizacii [Standard Technical Solutions for 6–110 kV Substations. Corporate Standard]. (In Russian)
11. *Panashchatenko A.V., Yablokov A.A. i dr.* Sovremennye sredstva dlya organizacii intellektual'nogo ucheta elektroenergii v setyah 6 (10) kV [Modern Solutions for Smart Electricity Metering in 6 (10) kV Networks] // Elektroenergiya. Peredacha i raspredelenie. № 6 (63). 2020. (In Russian)
12. *Atabekov G.I.* Osnovy teorii cepej: uchebnik dlya vuzov [Fundamentals of the theory of circuits: a textbook for universities]. 8-e izd., ster. SPb.: Lan, 2024. 424 p. (In Russian)
13. STO 34.01-21.1-001-2017. Raspredelitelnye elektricheskie seti napryazheniem 0,4–110 kV. Trebovaniya k tekhnologicheskomu proektirovaniyu [Distribution Power Networks with Voltage of 0.4–110 kV. Requirements for Engineering Design. STO 34.01-5.1-009-2021]. STO 34.01-5.1-009-2021. Pribory ucheta elektroenergii. Obshchie tekhnicheskie trebovaniya [Electricity Metering Devices. General Technical Requirements.]. (In Russian)

*Original article submitted 15.03.2025*