

## ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ И ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИИ

УДК 621.316.11.001

А.А. Герасименко, Е.В. Пузырев

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ НОРМАТИВНЫХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

*Рассмотрена общая характеристика структуры потерь электроэнергии и подход к расчёту технической составляющей потерь в распределительных сетях 0,38–35 кВ. Представлен способ оценки нормативной величины технологических потерь электроэнергии. Приводится пример расчёта норматива потерь для фрагмента распределительной сети без хищения и в условиях безучётного потребления электроэнергии.*

**Ключевые слова:** электроэнергия, распределительные электрические сети, нормативные потери.

А.А. Gerasimenko, E.V. Puzyrev

### THE DETERMINATION OF THE NORMATIVE ELECTRIC POWER LOSS AMOUNT IN DISTRIBUTIVE ELECTRIC NETWORKS

*The general characteristic of the electric power loss structure and the approach to calculation of the loss technical component in distributive networks 0,38–35 kV are considered. The way for the assessment of the electric power technological loss standard size is presented. The calculation example of the loss standard for a fragment of the distributive network without theft and in the conditions of non-accounting electricity consumption is given.*

**Key words:** electric power, distributive electric networks, standard losses.

**Общая постановка задачи.** Распределительные электрические сети (РЭС) 0,38–35 кВ, составляющие наиболее массовую и разветвлённую часть электрических сетей электроэнергетических систем, концентрируют в себе около половины общей величины технических потерь электрической энергии (ЭЭ). Однако на фоне более масштабных задач электроэнергетической отрасли роль РЭС нередко недооценивается, что может оказать влияние на социальные и экономические последствия в дальнейшем [1]. Наряду с этим в качестве ключевой задачи реформирования правительство России ставит повышение эффективности работы предприятий электроэнергетики в условиях обеспечения надёжности и бесперебойности электроснабжения добросовестных потребителей [2]. Уровень технологических потерь ЭЭ в РЭС является индикатором общего состояния системы учёта ЭЭ и эффективности работы электросетевых компаний. Поэтому нормирование потерь можно отнести к организационным инструментам стимулирования электросетевых организаций по снижению темпов роста тарифов на ЭЭ [3]. Задача нормирования заключается в максимально возможном учёте всех факторов [3–5], существенно влияющих на величину нормы технологического расхода ЭЭ. Нормативы технологических потерь ЭЭ утверждаются Министерством энергетики Российской Федерации и рассчитываются в соответствии с установленными методами [6]. При нормировании потерь ЭЭ необходимо учитывать специфику электрической сети, разбивку по классам напряжения, характер возможного снижения потерь. На рост безучётного потребления ЭЭ прямое влияние оказывает повышение тарифов и снижение уровня жизни, поэтому эффективным организационным мероприятием является снижение коммерческой составляющей потерь ЭЭ. Ряд мероприятий по снижению потерь в электрических сетях представлен в [2, 3, 7–9].

**Характеристика задачи нормирования потерь.** Высокая точность расчёта технических потерь обеспечивается учётом ряда составляющих относительной погрешности. С метрологической точки зрения предел допустимого значения относительной погрешности измерительного комплекса должен соответствовать значению, определяемому по формуле [3]

$$\delta = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_L^2 + \delta_C^2 + \delta_\theta^2 + \sum_{j=1}^n \delta_{ДСj}^2}, \quad (1)$$

где 1,1 – коэффициент, который учитывает особенность метрологической поверки приборов;  $\delta_I, \delta_U, \delta_C$  – относительные погрешности трансформатора тока, трансформатора напряжения и счётчика;  $\delta_L$  – потеря напряжения во вторичной цепи трансформатора напряжения;  $\delta_\theta$  – относительные угловые погрешности трансформатора тока, трансформатора напряжения;  $\delta_{ДС}$  – допустимая дополнительная погрешность счётчика от j-го влияющего фактора (например: отклонение температуры окружающего воздуха, напряжения, частоты магнитного поля).

Значение допустимого небаланса, который отражает наибольшее допустимое значение потерь ЭЭ, определяется на основании допустимых погрешностей измерительных комплексов [10], учитывающих отпуск и поступление ЭЭ на энергообъектах

$$НБ_{доп} = \pm \sqrt{\sum_{i=1}^m \delta_{\Pi i}^2 \cdot d_{\Pi i}^2 + \sum_{j=1}^n \delta_{Oj}^2 \cdot d_{Oj}^2}, \quad (2)$$

где  $\delta_{\Pi i} (\delta_{Oj})$  – суммарная относительная погрешность измерительного комплекса, учитывающего поступившую (отпущенную) в сеть ЭЭ;  $d_{\Pi i} (d_{Oj})$  – доля ЭЭ, поступившей (отпущенной) в сеть через измерительный комплекс; m – число измерительных комплексов, учитывающих ЭЭ, поступившую на шины электростанции; n – число измерительных комплексов, учитывающих отпущенную с шин ЭЭ.

С одной стороны, такие расчёты имеют достаточно высокую точность, но с другой – учёт множества данных и всех составляющих погрешности  $\delta$  в реальных условиях эксплуатации практически не представляется возможным. Поэтому при оценочных расчётах норматива необходимо базироваться на доступных, регистрируемых в РЭС и постоянно обновляемых данных отпуска ЭЭ.

В большинстве стран, в том числе и в России, суммарные коммерческие потери ЭЭ определяют по нижеприведенной формуле (3). При нормировании используют укрупнённую структуру потерь ЭЭ [2, 11]. Сравнивая фактические (отчётные) потери с нормативными потерями ЭЭ в сетях, можно определить сверхнормативные потери [3, 12]. Фактические потери в сети за учётный период (например, за месяц)  $\Delta W_{отч}$  определяются разностью поступившей ЭЭ (отпуск ЭЭ) в сеть  $W$  от источников и оплаченной потребителями ЭЭ  $W_{эн}$

$$\Delta W_{отч} = W - W_{эн}. \quad (3)$$

Отчётные потери ЭЭ можно представить

$$\Delta W_{отч} = \Delta W_{техн} \pm W_{нб}, \quad (4)$$

где  $\Delta W_{техн}$  – технические потери в элементах сети с учётом потерь от токов утечки;  $W_{нб}$  – небаланс ЭЭ в сети. Из выражений (3) и (4) следует, что

$$W_{нб} = W - W_{эн} - \Delta W_{техн}. \quad (5)$$

Небаланс ЭЭ можно представить в виде суммы двух составляющих. Первая обусловлена погрешностью измерений  $\Delta W_{нб.метр}$  – метрологический небаланс, вторая – коммерческими потерями  $\Delta W_{комм}$

$$W_{нб} = \Delta W_{нб.метр} + \Delta W_{комм}. \quad (6)$$

Если возникновению метрологического небаланса  $\Delta W_{нб.метр}$  способствуют погрешности информационно-измерительных систем, то коммерческие потери обусловлены ошибками снятия, обработкой показаний счётчиков, а большая часть – безучётным отпуском или хищением ЭЭ. При этом норматив потерь ЭЭ должен включать в себя техническую составляющую и потери из-за неточности измерительной системы и измерений. При определении этих величин необходимо учитывать соответствующую погрешность

$$\Delta W_{норм} = \Delta W_{техн} + \delta W, \quad (7)$$

где  $\Delta W_{техн}$  – фактическое значение технических потерь ЭЭ, определённое с учётом мероприятий по снижению потерь электроэнергии;  $\delta W$  – наибольшее допустимое положительное значение метрологического небаланса и допустимой величины коммерческих потерь. Обе составляющие  $\delta W$  анализируются ниже под термином «коммерческие потери».

Величина норматива не постоянна и определяется минимизируемыми техническими потерями, качеством измерений с контролем электрических режимов и потоков ЭЭ за отчётный период. Для уменьшения убытков от отчётных потерь ЭЭ необходимо следовать долговременной программе снижения потерь, согласованной с районной энергетической комиссией (РЭК). Значительное снижение потерь можно обеспечить за счёт уменьшения коммерческих потерь [13, 14]. Составляющая коммерческих потерь, обусловленная погрешностями приборов учёта ЭЭ, включает в себя:

- погрешность измерительного комплекса – трансформаторы тока и напряжения, счётчики при работе в нормативных условиях;
- отрицательная и положительная систематическая погрешность измерительного комплекса, которая обусловлена ненормальными рабочими условиями;
- систематическая отрицательная погрешность счётчиков с просроченными сроками поверки.

Зарубежный опыт показывает, что увеличение инвестиций для реализации организационных мер по снижению коммерческой составляющей потерь даёт большую прибыль, нежели использование традиционных методов снижения технических потерь с соответствующими капиталовложениями [15]. Практика указывает на то, что работы энергетических предприятий, направленные на поиск новой стратегии снижения коммерческих потерь, являются эффективными как в техническом, так и экономическом плане.

Международные эксперты считают, что потери ЭЭ приемлемы, если они составляют не более 4–6%, а уровень потерь в 10–12 % считается максимально возможным [7]. В настоящее время потери ЭЭ в сетях электроснабжающих организаций являются одной из ключевых слагаемых, которые определяют значение тарифа на ЭЭ. Поэтому не менее важным становится учёт потерь от токов утечки по гирляндам изоляторов в сетях различного класса напряжения. Поскольку расчёты подвергаются даже самые малые составляющие потерь в трансформаторах, счётчиках, ВЧ-связи, кабельных линиях, опускать такие потери недопустимо. С увеличением загрязнённости атмосферы число изоляторов в гирлянде возрастает. Например, для линий электропередач класса 6–35 кВ в районе с 7-м уровнем загрязнённости число изоляторов возрастает в 2 раза по сравнению с первым уровнем. Так, для одного из АО-энерго России годовые потери [3, 16] из-за токов утечки для 2-го уровня загрязнённости составляют в долях:

- Для сетей 6–10 кВ 17,6 млн кВт·ч с долей потерь 17,6 %.
- Для сетей 35 кВ – 4,2 млн кВт·ч с долей потерь 8,0 %.

**Расчёт технических потерь и представление результатов.** Как правило, для отдельных подстанций РЭС известна потреблённая ЭЭ. Наиболее доступны данные о составе схемы, параметрах элементов сети, а также многорежимности – изменении параметров электрического режима. Из-за недостатка режимной информации использовать метод непосредственного интегрирования не представляется возможным, поэтому, применяя определённый метод расчёта потерь, необходимо учитывать возможность получения достоверной информации и погрешность метода. Все эти факторы способствуют применению упрощённых практических методов расчёта и оценки потерь ЭЭ, которые по своей точности соответствуют точности и полноте данных РЭС, её информационной обеспеченности. В [4] рассматриваются различные методики определения величины нормативных потерь, приоритетность выбора той или иной методики расчёта технологического расхода ЭЭ.

Предлагаемая методика нормирования опирается на алгоритм расчёта технической составляющей потерь ЭЭ. Информация о многорежимности учитывается при помощи коэффициента формы (8) и эквивалентного напряжения центра питания (9):

$$k_{\phi} = \frac{\sqrt{d}}{W_{P\text{ omn}} + W_{Q\text{ omn}}} \left( W_{P\text{ omn}} \cdot \sum_k \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^d W_{Pki\text{ сут}}^2}}{W_{k\text{ сут}}^P} \cdot \frac{n_{\text{сут}k}}{n_{\text{мес}}} + W_{Q\text{ omn}} \cdot \sum_k \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^d W_{Qki\text{ сут}}^2}}{W_{k\text{ сут}}^Q} \cdot \frac{n_{\text{сут}k}}{n_{\text{мес}}} \right), \quad (8)$$

$$U_{\phi} = \sqrt{0,9U_{\text{max}}^2 + 0,1U_{\text{min}}^2}, \text{ где} \quad (9)$$

где  $W_{P\text{ omn}}$ ,  $W_{Q\text{ omn}}$  – отпуск активной и реактивной ЭЭ через головной участок фидера за месяц;  $d$  – число интервалов постоянства суточного графика нагрузки;  $W_{k\text{ сут}}^P$ ,  $W_{k\text{ сут}}^Q$  – отпуск активной и реактивной ЭЭ через головной участок фидера за одни характерные сутки;  $W_{Pki\text{ сут}}$ ,  $W_{Qki\text{ сут}}$  – ЭЭ на  $i$ -м интервале осреднения суточного графика нагрузки;  $k = I, II, III$  – номера характерных суток;  $n_{\text{сут}k}$  – количество характерных суток в рассматриваемом месяце;  $n_{\text{мес}}$  – количество суток в рассматриваемом месяце;  $U_{\text{max}}$ ,  $U_{\text{min}}$  – напряжение на шинах центра питания в режиме наибольших и наименьших нагрузок;  $U_{\phi}$  – эквивалентное напряжение центра питания РЭС, с учётом которого выполняется расчёт базового установившегося режима и принимаются потери активной мощности в элементах сети [17, 18].

При практическом применении методики пользуются усреднённым значением коэффициента формы, определяемого по данным головного учёта [17, 18]. При этом не учитываются индивидуальные особенности режимов электропотребления различных фрагментов распределительных сетей, что приводит к возникновению погрешности. Однако такое допущение на величину потерь влияет незначительно, так как наибольшая доля потерь (до 75–85%) приходится на головные участки РЭС, графики нагрузок которых более заполнены по отношению к нагрузкам узлов и, соответственно, характеризуются малой изменчивостью значения коэффициента формы.

**Оценка величины нормативных потерь электроэнергии.** Для удобства и наглядности предложено [3, 12, 17, 18] технические потери выражать через параметр – отпуск ЭЭ в сеть, который фиксируется в РЭС ежемесячно и отражается в официальной отчётности. Для инженерного расчёта нужно оценить интервал, в котором потери могут находиться с определённой достоверностью из-за неполноты располагаемой информации о схеме сети, нагрузках, пропуске ЭЭ, погрешности методик расчёта. Оценка интервала достоверности выполнена методом статистических испытаний (метод Монте-Карло). Для статистически представительной выборки схем РЭС погрешность расчёта технических потерь, соответствующая уровню достоверности 0,95 для нагрузочных потерь  $\delta_H$  и потерь холостого режима  $\delta_X$ , определяется [12, 17, 19]:

$$\delta = \frac{\Delta W_p - \Delta W_{\text{эм}}}{\Delta W_{\text{эм}}} \cdot 100\%, \quad (10)$$

где  $\Delta W_p$ ,  $\Delta W_{\text{эм}}$  – расчётные и эталонные значения потерь ЭЭ в сети.

Эталонные значения потерь ЭЭ определяются как результат расчёта потерь для исходной неэквивалентной схемы замещения сети и полной информации по режиму сети из  $d = T/\Delta t$  почасовых (поинтервальных) расчётов установившихся режимов

$$\Delta W_{\text{нагр}}^{\text{эм}} = \sum_{j=1}^d \Delta P_j t_j, \quad \Delta W_x^{\text{эм}} = G_x T \cdot \sum_{i=1}^d U_i^2. \quad (11)$$

Определены значения  $\delta_H = (6,0-9,0) \%$  и  $\delta_x = (0,5-1,5) \%$ , а также определена возможность распространения оценок  $\delta_H$  и  $\delta_x$  в целом на распределительные электрические сети. Снижение методических ошибок расчётных методов можно обеспечить с помощью коэффициентов учёта влияния внутрисуточного хода температуры и электропотребления [12, 20], корректирующих коэффициентов для систематической и случайной составляющих ошибок [3, 21], динамических поправок в зависимости от загрузки и структуры сети [12, 19]. В итоге на основе сочетания детерминированного [17, 18] и статистического [22] алгоритмов можно снизить систематическую погрешность расчёта потерь ЭЭ до значений, близких к нулевым [23, 24].

Как средневзвешенная величина для средних значений  $\delta_H$ ,  $\delta_x$  определяется относительная погрешность суммарных технических потерь

$$\delta_{техн} = \frac{\delta_H \Delta W_{нагр} + \delta_x \Delta W_x}{\Delta W_{нагр} + \Delta W_x} \quad (12)$$

Границы диапазона достоверности суммарных технических потерь ЭЭ от расчётной величины  $\Delta W_{техн}^{расч}$  составят

$$\Delta W_{техн}^{\min} = (1 - \delta_{техн}) \cdot \Delta W_{техн}^{расч}; \quad \Delta W_{техн}^{\max} = (1 + \delta_{техн}) \cdot \Delta W_{техн}^{расч} \quad (13)$$

Значения  $\delta_{техн}$  и границ доверительного интервала зависят от загрузки сети. При изменении соотношения нагрузочных потерь и потерь холостого хода в диапазоне  $\Delta W_{нагр}^{\Sigma} / \Delta W_x^{\Sigma} = 1 \div 10$  изменение относительной погрешности (12) и границ доверительного интервала (13) для среднего значения данных  $\delta_H = 0,075$ ,  $\delta_x = 0,010$  оценивается в пределах от 4,3 до 7,0 %. Значения в пределах данного интервала могут соответствовать фактическим потерям ЭЭ.

Метрологические потери ЭЭ определяют по данным метрологических характеристик и режимам работы приборов учёта [3, 10]. Для РЭС сбор необходимой информации для нескольких сотен фидеров представляет достаточно трудоёмкую задачу. Согласно методике расчёта нормативов технологических потерь [25], недоучёт ЭЭ, обусловленный погрешностями трансформаторов тока, учитывается в зависимости от их загрузки  $\beta_{ТТ}$ .

Для трансформаторов тока с номинальным током  $I_{ном} < 1000$  А:

$$\beta_{ТТ} < 0,05, \quad \Delta_{ТТ} = \left( 0 - 20\beta_{ТТ} \right) K_{ТТ}; \quad (14)$$

$$0,05 < \beta_{ТТ} < 0,2, \quad \Delta_{ТТ} = \left( 167 - 3,333\beta_{ТТ} \right) K_{ТТ}; \quad (15)$$

$$\beta_{ТТ} > 0,2, \quad \Delta_{ТТ} = \left( 6,25 - 0,625\beta_{ТТ} \right) K_{ТТ}. \quad (16)$$

Для трансформаторов тока с номинальным током  $I_{ном} > 1000$  А:

$$\Delta_{ТТ} = \left( 5 - 0,5\beta_{ТТ} \right) \frac{2000}{I_{ном}} K_{ТТ}, \quad (17)$$

где  $\Delta_{ТТ}$  – погрешность трансформаторов тока;  $\beta_{ТТ}$  – отношение фактического тока присоединения к номинальному току трансформатора тока;  $k_{ТТ}$  – класс точности прибора.

Недоучёт ЭЭ, обусловленный погрешностями измерительных трансформаторов напряжения  $\Delta_{ТН}$ , принимается равным половине класса точности. Недоучёт ЭЭ, обусловленный погрешностями индукционного счётчика, определяется по следующей формуле:

$$\Delta_{СЧ} = -0,2 \cdot T_{ПОВ} \cdot K_{СЧ}, \quad (18)$$

где  $K_{СЧ}$  – класс точности счётчика;  $T_{ПОВ}$  – срок службы счётчика после последней поверки. Для электронного счётчика  $\Delta_{СЧ} = 0$ .

С другой стороны, расчёты допустимых значений метрологической погрешности учёта ЭЭ показали, что величина погрешности составляет от 0,3 до 0,5% отпуска ЭЭ в сеть [3, 26]. Приведенные формулы отражают минимальные значения недоучёта ЭЭ и учитывают не все типы систем учёта ЭЭ.

В общем случае введём в нижеприведенные формулы параметр  $\mu$  погрешности учёта ЭЭ. Тогда для средних условий, приняв допустимую величину ЭЭ  $\mu \cdot W$ , оценим нормативно-допустимые пределы недоучёта потерь ЭЭ:

$$\Delta W_{норм}^{min} = \Delta W_{техн}^{min} - \Delta W_{нб.мет} = (1 - \delta_{техн}) \Delta W_{техн}^{расч} - \mu \cdot W; \quad (19)$$

$$\Delta W_{норм}^{max} = \Delta W_{техн}^{max} + \Delta W_{нб.мет} = (1 + \delta_{техн}) \Delta W_{техн}^{расч} + \mu \cdot W. \quad (20)$$

С учётом (13) и (20) расчётный допустимый недоучёт ЭЭ составит не более

$$\delta W = \Delta W_{норм}^{max} - \Delta W_{норм}^{min} = (1 + \delta_{техн}) \Delta W_{техн}^{расч} + \mu \cdot W - (1 - \delta_{техн}) \Delta W_{техн}^{расч},$$

тогда

$$\delta W = 2\delta_{техн} \Delta W_{техн}^{расч} + \mu \cdot W. \quad (21)$$

Доля технических потерь ЭЭ от поступившей в сеть составит

$$\eta = \Delta W_{техн}^{расч} / W. \quad (22)$$

Наибольшая допустимая величина недоучёта потерь ЭЭ – метрологический и расчётный небаланс с учётом (22) равен

$$\delta W = \Delta W_{норм}^{max} - \Delta W_{норм}^{min} = (2\eta \cdot \delta_{техн} + \mu) \cdot W. \quad (23)$$

В результате расчётный норматив отчётных потерь составит

$$\Delta W_{норм} = \Delta W_{техн}^{расч} + (2\eta \cdot \delta_{техн} + \mu) \cdot W. \quad (24)$$

Получим значение норматива потерь, выраженное через переданную в сеть ЭЭ

$$\Delta W_{норм} = (\eta + 2\eta \cdot \delta_{техн} + \mu) \cdot W. \quad (25)$$

Необходимо отметить, что нормативное значение потерь – величина не постоянная и зависит в большей степени от одного фактора – отпуска ЭЭ в сеть и в меньшей мере от информационной обеспеченности. В нормальных условиях передачи ЭЭ для отчётных потерь в сети (1) должно выполняться условие [27]

$$\Delta W_{отч} \leq W_{норм} = \Delta W_{расч} + \delta W . \quad (26)$$

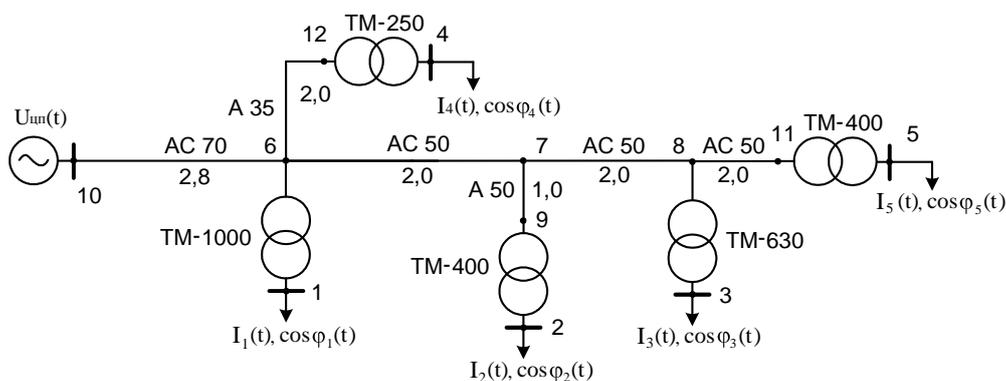
Если отчётные потери ЭЭ превышают расчётное значение норматива (25)  $\Delta W_{отч} > \Delta W_{норм}$ , то это указывает на наличие хищений. Если же  $\Delta W_{отч} < \Delta W_{норм}^{min}$  – это указывает на несовершенство математической модели сети или намеренное занижение потерь.

На данный момент на основании директивных документов коммерческая составляющая не входит в состав норматива потерь. Тариф будет ниже, если включить в него часть коммерческих потерь, которую можно оценить через допустимый недоучёт потерь ЭЭ (21)

$$\delta W_* = \frac{\delta W}{W} \cdot 100\% = (2\eta \cdot \delta_{техн} + \mu) \cdot 100\% . \quad (27)$$

Поэтому в норматив необходимо включить определённую обоснованную часть коммерческих потерь, величина которых должна быть согласована Федеральной энергетической комиссией для каждого предприятия электрических сетей [2, 3].

**Пример определения норматива потерь.** Рассмотрим пример расчёта норматива потерь ЭЭ для фрагмента распределительной сети (рис.).



Фрагмент распределительной сети

Неравномерность электропотребления учитывается графиками нагрузок трёх характерных суток июня 2012 года:

- рабочие сутки с наибольшей нагрузкой (вторник, среда, четверг – 12 суток);
- рабочие сутки со сниженной нагрузкой (понедельник, пятница – 9 суток);
- выходные сутки (суббота, воскресенье – 9 суток).

Параметры трансформаторов и воздушных линий электропередач представлены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1

Параметры трансформаторов для фрагмента сети

Участок сети	Тип трансформатора	$U_{ном}$ , кВ		$R_T$ , Ом	$X_T$ , Ом	$G_T$ , мкСм	$B_T$ , мкСм
		10	0,4				
6 – 1	TM-1000/10	10	0,4	1,22	5,36	22,7	127
8 – 3	TM-630/10	10	0,4	1,91	8,73	15,0	114
9 – 2	TM-400/10	10	0,4	3,44	10,70	10,0	76,0
11 – 5	TM-400/10	10	0,4	3,44	10,70	10,0	76,0
12 – 4	TM-250/10	10	0,4	5,92	17,0	10,5	52,0

Таблица 2

## Параметры линий электропередач для фрагмента сети

Участок сети	Марка провода ВЛ	Длина, км	$R_{ВЛ}$ , Ом	$X_{ВЛ}$ , Ом
10 – 6	АС 70/11	2,8	1,29	0,955
6 – 12	А 35	2,0	1,84	0,732
6 – 7	АС 50/8	2,0	1,30	0,700
7 – 8	АС 50/8	2,0	1,30	0,700
7 – 9	А 50	1,0	0,64	0,355
8 – 11	АС 50/8	2,0	1,30	0,700

В пределах рассматриваемых характерных суток изменения нагрузок приняты постоянными. Изменение электропотребления рабочих и выходных суточных режимов моделируется с помощью отраслевых графиков [9] (табл. 3, 5, 7). Графики коэффициента мощности соответствующих нагрузок рабочих суток принимаются одинаковыми. Известны режимы напряжения центра питания рабочих, выходных суток и внутрисуточное изменение температуры воздуха (табл. 4, 6, 8, 9). Источником исходной информации служат замеры, проведенные в данном фрагменте сети.

Таблица 3

## Графики нагрузок для первых характерных суток – вторник, среда, четверг

Нагрузка 1 – ремонтно-механическая промышленность				
Режим	1	2	3	4
$I_1$ , А	40,0	48,0	57,0	45,0
$I_{1хитц}$ , А	42,0	50,0	59,0	47,0
$\cos \varphi_1$	0,55	0,70	0,80	0,65
Нагрузка 2 – пищевая промышленность				
Режим	1	2	3	4
$I_2$ , А	12,0	23,0	18,5	15,0
$I_{2хитц}$ , А	12,5	24,0	19,5	16,0
$\cos \varphi_2$	0,95	0,85	0,90	0,95
Нагрузка 3 – деревообрабатывающая промышленность				
Режим	1	2	3	4
$I_3$ , А	16,0	36,0	30,0	22,0
$I_{3хитц}$ , А	17,0	37,0	31,0	23,0
$\cos \varphi_3$	0,75	0,80	0,85	0,80
Нагрузка 4 – электроосвещение жилых домов				
Режим	1	2	3	4
$I_4$ , А	5,0	10,0	3,0	14,0
$I_{4хитц}$ , А	5,5	10,5	3,5	14,5
$\cos \varphi_4$	0,90	0,95	0,95	0,85
Нагрузка 5 – пищевая промышленность				
Режим	1	2	3	4
$I_5$ , А	10,5	22,5	17,0	15,0
$I_{5хитц}$ , А	11,0	23,0	17,5	15,5
$\cos \varphi_5$	0,85	0,75	0,70	0,90

Таблица 4

График напряжения центра питания

$U_{шт}^{раб}$ , кВ	10,7	10,8	10,8	10,7
---------------------	------	------	------	------

Таблица 5

Графики нагрузок для вторых характерных суток – понедельник, пятница

Нагрузка 1 – ремонтно-механическая промышленность				
Режим	1	2	3	4
$I_1$ , А	30,0	36,0	43,0	34,0
$I_{1хщц}$ , А	32,0	38,0	45,0	36,0
$\cos \varphi_1$	0,55	0,70	0,80	0,65
Нагрузка 2 – пищевая промышленность				
Режим	4	2	3	4
$I_2$ , А	9,0	18,0	13,5	11,0
$I_{2хщц}$ , А	9,5	18,5	14,0	11,5
$\cos \varphi_2$	0,95	0,85	0,90	0,95
Нагрузка 3 – деревообрабатывающая промышленность				4
Режим	1	2	3	4
$I_3$ , А	12,0	27,0	22,5	16,5
$I_{3хщц}$ , А	13,0	28,0	23,5	17,5
$\cos \varphi_3$	0,75	0,80	0,85	0,80
Нагрузка 4 – электроосвещение жилых домов				
Режим	1	2	3	4
$I_4$ , А	6,0	11,0	4,0	13,0
$I_{4хщц}$ , А	6,5	11,5	4,5	13,5
$\cos \varphi_4$	0,90	0,95	0,95	0,85
Нагрузка 5 – пищевая промышленность				
Режим	1	2	3	4
$I_5$ , А	7,5	16,5	12,0	10,5
$I_{5хщц}$ , А	8,0	17,0	12,5	11,0
$\cos \varphi_5$	0,85	0,75	0,70	0,90

Таблица 6

График напряжения центра питания

$U_{шт}^{раб}$ , кВ	10,6	10,7	10,7	10,7
---------------------	------	------	------	------

Таблица 7

## Графики нагрузок для третьих характерных суток – суббота, воскресенье

Нагрузка 1 – ремонтно-механическая промышленность				
Режим	1	2	3	4
$I_1, A$	12,0	14,5	17,0	13,5
$I_{1хщц}, A$	14,0	16,5	19,0	15,5
$\cos \varphi_1$	0,50	0,60	0,70	0,60
Нагрузка 2 – пищевая промышленность				
Режим	1	2	3	4
$I_2, A$	3,5	7,0	5,5	4,5
$I_{2хщц}, A$	4,0	7,5	6,0	5,0
$\cos \varphi_2$	0,65	0,60	0,60	0,65
Нагрузка 3 – деревообрабатывающая промышленность				
Режим	1	2	3	4
$I_3, A$	4,5	10,5	9,0	6,5
$I_{3хщц}, A$	5,5	11,5	10,0	7,5
$\cos \varphi_3$	0,55	0,50	0,45	0,50
Нагрузка 4 – электроосвещение жилых домов				
Режим	1	2	3	4
$I_4, A$	3,0	6,0	3,5	16,0
$I_{4хщц}, A$	3,5	6,5	4,0	16,5
$\cos \varphi_4$	0,80	0,85	0,80	0,85
Нагрузка 5 – пищевая промышленность				
Режим	1	2	3	4
$I_5, A$	3,0	5,5	4,0	2,5
$I_{5хщц}, A$	3,5	6,0	4,5	3,0
$\cos \varphi_5$	0,45	0,50	0,45	0,50

Таблица 8

## График напряжения центра питания

$U_{щц}^{обс}, kV$	10,5	10,5	10,5	10,5
--------------------	------	------	------	------

Таблица 9

## График суточного изменения температуры

$t, ^\circ C$	12	17	22	15
---------------	----	----	----	----

Примечание: при расчёте потерь ЭЭ и известном значении пропуска ЭЭ через головной участок фидера принимаем среднеарифметическое значение температуры  $t = 16,5 ^\circ C$  за июнь 2012 года – 30 дней.

Для расчёта параметров месячного режима работы фрагмента сети использовалась промышленная программа Reg10pvt [17, 18]. Эталонные значения норматива потерь для трёх характерных суток определяются методом непосредственного суммирования.

Потреблённая ЭЭ в узлах РЭС:

$$W_{ЭП k} = \sum_m \sum_{i=1}^d P_{mi} \Delta t_i, \quad (28)$$

$$W_{ЭП} = \sum_k n_{сум k} W_{ЭП k}. \quad (29)$$

Потери ЭЭ в сети:

$$\Delta W_k = \sum_{i=1}^d \Delta P_i \cdot \Delta t_i, \quad (30)$$

$$\Delta W_{эм} = \sum_k n_{сум k} \cdot \Delta W_k. \quad (31)$$

Отпущенная в сеть ЭЭ:

$$W_{омн k} = \sum_{i=1}^d P_i^{\Gamma Y} \Delta t_i, \quad (32)$$

$$W_{омн} = \sum_k n_{сум k} W_{омн k}, \quad (33)$$

где  $\Delta P$  – суммарные потери активной мощности в распределительной сети;  $n_{сум k}$  – количество характерных суток ( $n_{сум k} = 12, 9, 9$ );  $\Delta t$  – длительность интервала осреднения ( $\Delta t = 6$  часов);  $d$  – количество интервалов осреднения графика нагрузки ( $d = 4$ );  $m$  – количество потребителей ( $m=5$ );  $k = I, II, III$  – номера характерных суток.

Предполагается, что получаемый результат не содержит погрешности математического моделирования, поэтому в рамках задачи при оценке точности модели его можно рассматривать в качестве эталонного, известного по результатам замеров. Моделирование несанкционированного электропотребления выполняется путём наложения графиков хищений на графики учтённого потребления ЭЭ. Предполагается, что наличие хищений ЭЭ не оказывает влияния на изменение коэффициента мощности в течение суток.

В таблице 10 представлены результаты расчёта эталонных потерь ЭЭ и потерь ЭЭ, полученных в программном комплексе REG10PVT (расчётных потерь) на основе известного пропуска ЭЭ через распределительную сеть.

Таблица 10

Результаты расчёта потерь электроэнергии в распределительной сети за месяц

Режим	Без хищения, эталон	Без хищения, REG10PVT	С хищением, эталон	С хищением, REG10PVT
$W_{P\ omn}$ , кВт·ч	861289	861289	910390	910390
$W_{Q\ omn}$ , кВар·ч	721897	721897	762628	762628
$W_{P\ номр}$ , кВт·ч	812815	814114	857682	858165
$W_{Q\ номр}$ , кВар·ч	629201	-	603452	-
$\Delta W_{БЛ}$ , кВт·ч	34225	34234	37570	38310
$\Delta W_{TP}^{нагр}$ , кВт·ч	8984	8200	9230	9195
$\Delta W_{TP}^{xx}$ , кВт·ч	5234	4740	4774	4718
$\Delta W_{техн}^{расч}$ , кВт·ч	48443	47174	51574	52223
$\Delta W_{отч}$ , кВт·ч	48474	47175	117166	52224

На основе данных таблицы 10, в соответствии с представленными выражениями, определим норматив потерь электрической энергии в рассматриваемой сети. Приведем расчёт норматива потерь электрической энергии без хищения и без динамической поправки. В расчётах принимаем  $\mu = 0,5 \%$ .

Относительная погрешность суммарных технических потерь составит

$$\delta_{техн} = \frac{0,075\Delta W_n + 0,010\Delta W_x}{\Delta W_n + \Delta W_x} = \frac{0,075 \cdot (34234 + 8200) + 0,010 \cdot 4740}{34234 + 8200 + 4740} = 0,0685.$$

Границы диапазона достоверности суммарных технических потерь:

$$\begin{aligned} \Delta W_{техн}^{max} &= (1 + \delta_{техн}) \Delta W_{техн}^{расч} = (1 + 0,0685) \cdot 47174 = 50404 \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \\ \Delta W_{техн}^{min} &= (1 - \delta_{техн}) \Delta W_{техн}^{расч} = (1 - 0,0685) \cdot 47174 = 43944 \text{ кВт}\cdot\text{ч}. \end{aligned}$$

Интервал, в котором могут находиться технические потери, составляет

$$\Delta W_{техн} \in [3944, 50404].$$

Нормативно-допустимые пределы потерь ЭЭ в сети с учётом метрологической погрешности:

$$\begin{aligned} \Delta W_{норм}^{max} &= \Delta W_{техн}^{max} + 0,005W = 50404 + 0,005 \cdot 861289 = 54710 \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \\ \Delta W_{норм}^{min} &= \Delta W_{техн}^{min} - 0,005W = 43944 - 0,005 \cdot 861289 = 39638 \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \\ \text{тогда} \quad \Delta W_{норм} &\in [9638, 54710]. \end{aligned}$$

Метрологический и расчётный небаланс равен

$$\delta W = \Delta W_{норм}^{max} - \Delta W_{техн}^{min} = 54710 - 43944 = 10766 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Доля потерь от общего потока ЭЭ

$$\eta = \frac{\Delta W_{техн}^{расч}}{W} \cdot 100\% = \frac{47174}{861289} \cdot 100\% = 5,48 \%$$

Норматив отчётных потерь ЭЭ составит:

$$\begin{aligned} \Delta W_{норм} &= \Delta W_{техн}^{расч} + \delta W = 47174 + 10766 = 57941 \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \\ \Delta W_{отч} &= W - W_{опл} = 861289 - 814114 = 47175 \text{ кВт}\cdot\text{ч}. \end{aligned}$$

В результате имеем  $\Delta W_{отч} = 47175 < \Delta W_{норм} = 57941$ , то есть соблюдается условие  $\Delta W_{отч} \leq \Delta W_{норм} = \Delta W_{техн}^{расч} + \delta W$ . Это указывает на то, что безучётное электропотребление отсутствует.

Приведем расчёт норматива потерь электрической энергии с хищением и без учёта динамической поправки. Фактическое потребление электроэнергии с хищением возросло и составило 858165 кВт·ч. Соответственно, отпуск ЭЭ возрос, возросли потери ЭЭ, а оплаченная ЭЭ потребителями осталась такой же, что и без хищения – 814114 кВт·ч.

Относительная погрешность суммарных технических потерь составит

$$\delta_{техн} = \frac{0,075\Delta W_n + 0,010\Delta W_x}{\Delta W_n + \Delta W_x} = \frac{0,075 \cdot (38310 + 9195) + 0,010 \cdot 4718}{38310 + 9195 + 4718} = 0,0691.$$

Границы диапазона достоверности суммарных технических потерь:

$$\begin{aligned}\Delta W_{техн}^{max} &= (1 + \delta_{техн}) \Delta W_{техн}^{расч} = (1 + 0,0691) \cdot 52223 = 55834 \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \\ \Delta W_{техн}^{min} &= (1 - \delta_{техн}) \Delta W_{техн}^{расч} = (1 - 0,0691) \cdot 52223 = 48613 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.\end{aligned}$$

Интервал, в котором могут находиться технические потери, составляет

$$\Delta W_{техн} \in [48613, 55834].$$

Нормативно-допустимые пределы потерь ЭЭ в сети с учётом метрологической погрешности:

$$\begin{aligned}\Delta W_{норм}^{max} &= \Delta W_{техн}^{max} + 0,005W = 55834 + 0,005 \cdot 910390 = 60386 \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \\ \Delta W_{норм}^{min} &= \Delta W_{техн}^{min} - 0,005W = 48613 - 0,005 \cdot 910390 = 44062 \text{ кВт}\cdot\text{ч},\end{aligned}$$

тогда

$$\Delta W_{норм} \in [44062, 60386].$$

Недоучёт потерь ЭЭ может быть определен

$$\delta W = \Delta W_{норм}^{max} - \Delta W_{техн}^{min} = 60386 - 48613 = 11772 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Доля потерь от общего потока ЭЭ

$$\eta = \frac{\Delta W_{техн}^{расч}}{W} \cdot 100\% = \frac{52223}{910390} \cdot 100\% = 5,74 \text{ \%}.$$

Норматив отчётных потерь ЭЭ составит:

$$\Delta W_{норм} = \Delta W_{техн}^{расч} + \delta W = 52223 + 11772 = 63995,$$

условие  $\Delta W_{отч} \leq \Delta W_{норм} = \Delta W_{техн}^{расч} + \delta W$  не выполняется.

$$\Delta W_{отч} = W - W_{опл} = 910390 - 814114 = 96276.$$

Имеем превышение отчётной величины потерь над расчётным нормативом:  
 $\Delta W_{отч} = 96276 > \Delta W_{норм} = 63995$ .

Это указывает на наличие безучётного потребления ЭЭ в данном фрагменте сети.

С учётом влияния загрузки сети  $\xi$  и структуры схемы  $k_Z$  на оценку нагрузочных составляющих потерь ЭЭ в линиях и трансформаторах введём поправку в погрешность расчёта нагрузочных потерь ЭЭ [11, 19]. Загрузку сети оценим по формуле

$$\xi = \frac{\sqrt{W_P^2 + W_Q^2}}{TS_{НОМ\Sigma}^T}, \quad (34)$$

где  $W_P$ ,  $W_Q$  – отпуск активной и реактивной ЭЭ через головной участок фидера за месяц, кВт·ч, кВар·ч;

$S_{НОМ\Sigma}^T$  – суммарная номинальная мощность трансформаторов рассматриваемой сети, кВА;  $T$  – интервал времени, за который отпущена ЭЭ, часов (например, месяц).

Структуру схемы учтём отношением суммарного полного сопротивления линий электропередач к суммарному полному сопротивлению трансформаторов

$$k_z = \frac{\sum Z_j^W}{\sum Z_i^T} > 0,05, \quad \frac{\sum Z_j^W}{\sum Z_i^T} \leq 0,05, \quad (35)$$

где  $\sum Z_j^W$  – значение суммарного сопротивления линий электропередач;  $\sum Z_i^T$  – значение суммарного сопротивления трансформаторов.

Аппроксимирующие функции зависимостей  $\delta_{BL} = \varphi(\xi)$  и  $\delta_{TP}^{назр} = \psi(\xi)$  погрешностей расчёта нагрузочных потерь ЭЭ в линиях и трансформаторах представлены в виде полиномов второй степени [12, 19].

Для схем РЭС с  $k_z > 0,05$  имеем:

$$\delta_{BL} = -1,15 + 1,38\xi - 11,00\xi^2; \quad \delta_{TP}^{назр} = -5,79 + 9,99\xi - 10,97\xi^2. \quad (36)$$

Для схем РЭС с  $k_z \leq 0,05$ :

$$\delta'_{BL} = 0,97 - 2,91\xi - 0,05\xi^2; \quad \delta'_{TP}^{назр} = -1,91 - 0,05\xi - 2,20\xi^2. \quad (37)$$

Функции (36), (37) позволяют в процессе расчёта [12, 18], в зависимости от загрузки сети  $\xi$  и структуры схемы  $k_z$ , вводить в расчётные значения потерь ЭЭ поправки в виде  $\Delta W_i^P \cdot \left( + \frac{\delta}{100} \right)$ , где  $\Delta W_i^P$  – расчётные значения нагрузочных потерь ЭЭ в линиях и трансформаторах для фрагмента сети (табл. 10). В нашем случае  $k_z = 0,159 > 0,05$ , для расчёта используем полиномы (36). При этом получим следующие значения:

- Без хищения ЭЭ  $\xi = 58,2\%$ ,  $\delta_{BL} = -4,077$ ,  $\delta_{TP}^{назр} = -3,693$ .
- С хищением ЭЭ  $\xi = 61,5\%$ ,  $\delta_{BL} = -4,467$ ,  $\delta_{TP}^{назр} = -3,797$ .

Уточнённые значения расчётных нагрузочных потерь приведены в таблице 11.

Таблица 11

**Нагрузочные потери ЭЭ с учётом динамической поправки**

Нагрузочные потери, кВт·ч	Без хищения и без поправки	Без хищения с поправкой	С хищением и без поправки	С хищением и с поправкой
$\Delta W_{BL}$	34234	32838	38310	36598
$\Delta W_{TP}^{назр}$	8200	7897	9195	8845

Таким образом, учёт влияния структуры схемы наряду с загрузкой сети даёт более узкий интервал погрешности расчёта нагрузочных составляющих потерь ЭЭ в линиях  $\Delta W_{BL}$  и трансформаторах  $\Delta W_{TP}^{назр}$ , а следовательно, уточняет оценку коммерческой составляющей потерь ЭЭ.

**Выводы**

1. Предложенная методика определения норматива потерь с различным уровнем информационной обеспеченности в распределительных сетях эффективна при оценке потерь ЭЭ и выявлении очагов безучётного электропотребления.
2. Предлагаемый алгоритм позволяет рассчитывать норматив потерь через фиксируемый в официальной отчётности параметр – отпуск электроэнергии в сеть – с приемлемой для практических и инженерных расчётов точностью.

Литература

1. Журавлёв В., Грицай М., Артамонов И. Распределительные сети нового поколения // Электрика. – 2007. – № 2.
2. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: руководство для практ. расчётов. – М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.
3. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчёт, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: НЦ ЭНАС, 2004. – 280 с.
4. Дерзкий В. Методические аспекты нормирования технологического расхода электроэнергии в распределительных сетях // ЭСКО. – 2005. – № 10. – С. 8.
5. Вуколов В.Ю., Папков Б.В. Особенности расчета нормативов потерь для ЭСО // Энергосистема: управление, конкуренция, образование: сб. докл. III Междунар. науч.-практ. конф. Т. 2. – Екатеринбург: Изд-во УГТУ, 2008. – С. 187–191.
6. Приказ Минэнерго РФ от 30.12.2008 № 326 (под ред. От 01.02.2010) «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям. – URL: <http://www.rao-ees.ru>.
7. Снижение потерь электроэнергии в системах электроснабжения в свете пересмотра нормативов, инструкций и методик по их расчёту и обоснованию / В.Г. Гольдштейн, Ю.П. Кубарьков, Е.А. Молочников [и др.] // Электроэнергетика глазами молодёжи: мат-лы III Междунар. науч.-практ. конф. (г. Екатеринбург, 22–26 октября 2012 г.). – 2012. – С. 373–378.
8. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практ. расчётов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 176 с.
9. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие. – 3-е изд., перераб. – М.: КНОРУС, 2012. – 648 с.
10. Загорский Я.Т., Жданова Ю.Е., Комкова Е.В. Метрологические аспекты при повышении точности измерений и нормировании допустимого небаланса электроэнергии // Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях – 2002: сб. докл. Междунар. науч.-техн. семинара. – М.: ЭНАС, 2002.
11. Герасименко А.А., Бобров А.Э., Тихонович А.В. Оценка нормативных потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях // Оптимизация режимов работы электротехнических систем: межвуз. сб. науч. тр. – Красноярск, 2006. – С. 184–199.
12. Герасименко А.А., Куценов Д.А., Тимофеев Г.С. Уточнение технической и коммерческой составляющих потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях // Изв. вузов, Электромеханика. – 2005. – № 5. – С. 38–43.
13. Воротницкий В.Э. Норматив потерь электроэнергии в электрических сетях. Как его определить и выполнить? // Новости электротехники. – 2003. – № 6. – С. 50–55.
14. Воротницкий В.Э., Апряткин В.Н. Коммерческие потери электроэнергии в электрических сетях. Структура и мероприятия по их снижению // Новости электротехники. – 2002. – № 4 (16).
15. Бохмат И.С., Воротницкий В.Э., Татаринев Е.П. Снижение коммерческих потерь в электроэнергетических системах // Электрические станции. – 1998. – № 9. – С. 53–59.
16. Потери электроэнергии в электрических сетях, зависящие от погодных условий / Ю.С. Железко, В.А. Костюшко, С.В. Крылов [и др.] // Электрические станции. – 2004. – № 11. – С. 42–48.
17. Герасименко А.А., Тимофеев Г.С. Методика, алгоритм и программа расчёта технических потерь электроэнергии в распределительных сетях энергосистем // Вестник электроэнергетики. – 2001. – № 4.
18. Герасименко А.А., Тимофеев Г.С. Расчёт потерь электроэнергии и рабочих режимов в распределительных сетях энергосистем // Оптимизация режимов работы систем электроприводов: межвуз. сб. науч. тр. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. – С. 75–95.
19. Герасименко А.А., Тимофеев Г.С., Куценов Д.А. Определение технической и коммерческой составляющих потерь электроэнергии с учётом схемно-режимных и атмосферных факторов. – М.: ВИНТИ, 2004. – 30 с.
20. Герасименко А.А., Тимофеев Г.С. Учёт внутримесячного хода температуры проводов воздушных линий и электропотребления при расчёте потерь электроэнергии в распределительных сетях // Энергосистема: управление, качество, безопасность: сб. докл. Всерос. науч.-практ. конф. – Екатеринбург, 2001. – С. 435–440.
21. Железко Ю.С. Систематические и случайные погрешности методов расчёта нагрузочных потерь электроэнергии // Электрические станции. – 2001. – №12. – С. 19–27.
22. Герасименко А.А., Шульгин И.В. Стохастический метод расчёта нагрузочных потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях // Электрические станции. – 2013. – № 4. – С. 44–59.

23. Герасименко А.А., Куценов Д.А. Совместное применение детерминированного и статистического алгоритмов для определения потерь электроэнергии в распределительных сетях // Энергосистема: управление, качество, конкуренция: сб. докл. II Всерос. науч.-техн. конф. – Екатеринбург, 2004. – С. 128–132.
24. Герасименко А.А., Тихонович А.В., Шульгин И.В. Комбинированный подход к определению потерь электроэнергии в распределительных сетях // Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии: тр. Всерос. науч.-техн. конф. с междунар. участием. – Тольятти: Изд-во ТГУ, 2007. – Ч.1. – С. 80–84.
25. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Нормирование технологических потерь электроэнергии в сетях – новая методология расчёта // Новости электротехники. – 2003. – № 5. – С. 23–27.
26. Железко Ю.С. Недоучёт электроэнергии, допустимые небалансы и их отражение в нормативах потерь // Электрические станции. – 2003. – № 11.
27. Об учёте электроэнергии при её производстве, передаче и распределении / К.А. Гамбурян, Л.В. Егуазян, В.И. Сааков [и др.] // Электрические станции. – 2001. – № 8. – С. 24–28.



УДК 631.365.29 (571.54)

Е.И. Горобцов

### РАЗРАБОТКА ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИИ СУБЛИМАЦИОННОЙ СУШКИ ПЛОДОВ И ПЛОДОВЫХ КУЛЬТУР С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СВЧ- И УЗ-ИЗЛУЧЕНИЙ

*В статье в полной мере представлен и раскрыт вопрос о разработке энергосберегающей технологии сублимационной сушки плодов и плодовых культур с использованием СВЧ- и УЗ- излучений, также затрагиваются вопросы о других способах сушки и их эффективности. Наглядно представлена усовершенствованная технология сублимационной сушки плодов без операции бланширования, приводится подробное описание установки, прилагаются соответствующие чертежи.*

**Ключевые слова:** энергосберегающая технология, плодовые культуры, сублимационная сушка, СВЧ-излучение, УЗ-излучение.

E.I. Gorobtsov

### THE DEVELOPMENT OF ENERGY SAVING TECHNOLOGY FOR THE FRUIT AND FRUIT CROP SUBLIMATION DRYING USING MICROWAVE AND ULTRASONIC RADIATION

*The development issue of the energy saving technology for the fruit and fruit crop sublimation drying with the use of the microwave and ultrasonic radiation is fully presented and revealed, the issues of other drying ways and their efficiency are also raised. The advanced fruit sublimation drying technology without scalding operation is visually presented, the detailed description of installation is provided, the corresponding drawings are attached.*

**Key words:** energy saving technology, fruit crops, sublimation drying, microwave radiation, ultrasonic radiation.

**Актуальность статьи.** В развитых странах мира вопросы здорового питания имеют ранг государственной политики и успешно реализуются. В России также принята "Концепция государственной политики в области здорового питания населения Российской Федерации". Обеспечить ее выполнение можно совершенствуя технологии получения продуктов, в том числе и длительного хранения, сохраняющих максимум питательных веществ, заложенных природой. Поэтому работы по созданию и совершенствованию машин и технологий для производства продуктов длительного хранения постоянно актуальны [1–8].

Одним из надежных методов консервирования пищевых продуктов является сушка. Производство сушеных плодов и ягод является важным путем удовлетворения потребностей различных отраслей пищевой промышленности, в том числе и садоводческой, и населения в этих продуктах, содержащих в концентрированном виде наиболее питательные и биологически активные вещества (БАВ).

В настоящее время в мировой практике и в России используются разные способы сушки растительного сырья: конвективный, сублимационный, СВЧ-сушка, кондуктивный, инфракрасный (ИК), каждый из них имеет как свои достоинства, так и существенные недостатки. Основной классификацией сушилок является их разделение по конструктивным признакам на барабанные, коридорные (туннельные), ленточные, шахт-