

**ИНСТИТУТ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ  
ГОСУДАРСТВЕННЫХ СЛУЖАЩИХ  
Российской академии государственной службы  
при Президенте Российской Федерации**

**КАФЕДРА ЭКСПЛУАТАЦИИ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ,  
СЕТЕЙ И СИСТЕМ**

**В.Э. Воротницкий, М.А. Калинкина**

**Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в  
электрических сетях**

**Учебно-методическое пособие**

**Москва - 2002**

УДК

**В.Э. Воротницкий, М.А. Калинкина.** Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Учебно-методическое пособие. – М.: ИПКГосслужбы, 2000.

В учебно-методическом пособии описаны методики и программы для расчета, нормирования и снижения потерь электроэнергии в электрических сетях.

В пособии представлены методическое и программное обеспечение для расчета и нормирования технических потерь электроэнергии в электрических сетях по ступеням напряжения. Рассмотрены также структура коммерческих потерь и мероприятия по снижению технических и коммерческих потерь электроэнергии.

Пособие предназначено для директоров и главных инженеров энергосбытов, ПЭС, муниципальных электрических сетей; начальников и главных инженеров РЭС и территориальных управлений Госэнергонадзора; руководителей и специалистов диспетчерских служб энергосистем и ПЭС, занимающихся расчетами, анализом и снижением технических и коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях.

ISBN

© Воротницкий В.Э., Калинкина М.А., 2000  
© Институт повышения квалификации  
государственных служащих, 2000

# Содержание

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>5</b>
<b>1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ .....</b>	<b>7</b>
<b>2. МЕТОДЫ И ПРОГРАММЫ РАСЧЕТА ТЕХНИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ .....</b>	<b>11</b>
<b>2.1. Методы расчета условно-постоянных потерь электроэнергии.....</b>	<b>11</b>
<b>2.2. Схемно-технические методы расчета переменных потерь     электроэнергии в линиях и трансформаторах .....</b>	<b>15</b>
2.2.1. Схемно-технические методы расчета потерь электроэнергии в системообразующих транзитных электрических сетях, участвующих в обмене мощностью между РАО и АО-энерго .....	16
2.2.2. Схемно-технические методы расчета переменных потерь электроэнергии в замкнутых самобалансирующихся электрических сетях напряжения 110 кВ.....	17
2.2.3. Схемно-технические методы расчета переменных потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 35-6 (10) кВ.....	19
2.2.4. Методы расчета переменных потерь электроэнергии в распределительных сетях 0,4 кВ .....	24
2.2.5. Методика совместного расчета потерь электроэнергии в распределительных сетях 6 (10) и 0,4 кВ.....	28
<b>3. СТРУКТУРА КОММЕРЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ .....</b>	<b>30</b>
<b>3.1. Погрешности измерений отпущенной в сеть     и полезно отпущенной электроэнергии потребителям .....</b>	<b>30</b>
<b>3.2. Коммерческие потери, обусловленные занижением     полезного отпуска из-за недостатков энергосбытовой деятельности .....</b>	<b>31</b>
3.2.1. Потери при выставлении счетов .....	31
3.2.2. Потери от хищений электроэнергии .....	32
<b>3.3. Коммерческие потери электроэнергии, обусловленные     наличием бесхозных потребителей .....</b>	<b>34</b>
<b>3.4. Коммерческие потери, обусловленные неодновременностью     оплаты за электроэнергию бытовыми потребителями .....</b>	<b>34</b>
<b>3.5. Погрешности расчета технических потерь электроэнергии     в электрических сетях .....</b>	<b>34</b>
<b>3.6. Терминология в области коммерческих потерь электроэнергии .....</b>	<b>35</b>
<b>4. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ .....</b>	<b>35</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ.....</b>	<b>41</b>
<b>ОЦЕНКА ПОГРЕШНОСТЕЙ РАСЧЕТА ТЕХНИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ .....</b>	<b>41</b>

<b>П.1. Общие положения .....</b>	<b>42</b>
<b>П.2. Структура погрешностей, методы и результаты их оценки на примере АО «Мосэнерго».....</b>	<b>42</b>
П.2.1. Переменные потери электроэнергии в замкнутой электрической сети 110 кВ и выше.....	43
П.2.2. Переменные потери электроэнергии в силовых трансформаторах подстанций.....	43
П.2.3. Переменные потери электроэнергии в линиях 35 кВ.....	44
П.2.4. Переменные и постоянные потери электроэнергии в синхронных компенсаторах подстанций .....	45
П.2.5. Переменные потери электроэнергии в электрических сетях 6 (10) кВ .....	45
П.2.6. Переменные потери электроэнергии в электрических сетях 0,4 кВ.....	46
П.2.7. Переменные потери электроэнергии в токоограничивающих реакторах.....	46
П.2.8. Потери электроэнергии на корону в ВЛ 220 кВ.....	47
П.2.9. Постоянные потери электроэнергии в КЛ 220 и 110 кВ.....	47
П.2.10. Постоянные потери электроэнергии в измерительных трансформаторах и электросчетчиках .....	47
П.2.11. Потери электроэнергии на холостой ход в трансформаторах.....	48
П.2.12. Постоянные потери электроэнергии на собственные нужды .....	49
<b>П.3. Влияние среднеквадратической погрешности расчета потерь электроэнергии в одном фидере распределительной сети на среднеквадратическую погрешность расчета суммарных потерь электроэнергии .....</b>	<b>50</b>
<b>ЛИТЕРАТУРА .....</b>	<b>52</b>

## Введение

Потери электроэнергии в электрических сетях – важнейший показатель экономичности их работы, наглядный индикатор состояния системы учета электроэнергии, эффективности энергосбытовой деятельности энергоснабжающих организаций.

Этот индикатор все отчетливее свидетельствует о накапливающихся проблемах, которые требуют безотлагательных решений в развитии, реконструкции и техническом перевооружении электрических сетей, совершенствовании методов и средств их эксплуатации и управления, в повышении точности учета электроэнергии, эффективности сбора денежных средств за поставленную потребителям электроэнергию и т.п.

По мнению международных экспертов, относительные потери электроэнергии при ее передаче и распределении в электрических сетях большинства стран можно считать удовлетворительными, если они не превышают 4-5 %. Потери электроэнергии на уровне 10 % можно считать максимально допустимыми с точки зрения физики передачи электроэнергии по сетям [1]. Это подтверждается и докризисным уровнем потерь электроэнергии в большинстве энергосистем бывшего СССР, который не превышал, как правило, 10 %. Так как сегодня этот уровень вырос в 1,5-2, а по отдельным электросетевым предприятиям – даже в 3 раза, очевидно, что причиной этого роста является увеличение доли коммерческой составляющей. Эта доля во многих случаях уже составляет до 50 % от общей величины потерь электроэнергии.

Становится все более очевидным, что резкое обострение проблемы снижения потерь электроэнергии в электрических сетях требует активного поиска новых путей ее решения, новых подходов к выбору соответствующих мероприятий, а главное, к организации работы по снижению потерь.

Эти пути и подходы должны выбираться и реализовываться с учетом того, что:

- произошли весьма существенные изменения в системе управления энергетикой, хозяйственной деятельности АО-энерго, во взаимоотношениях энергоснабжающих организаций между собой и потребителями;
- вышел ряд новых Законов РФ: «Об энергосбережении», «Об обеспечении единства измерений», а также новые отраслевые документы: РД 34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. СПО ОРГРЭС, М.: 1995; РД 34.11.333-97. Типовая методика выполнения измерения количества электрической энергии. АО «ВНИИЭ», М.: 1997 и др.;
- разработаны усовершенствованные методы и программы расчета технических потерь электроэнергии, которые все больше интегрируются с интенсивно развивающимися программными средствами АСДУ, АСКУЭ и АСУ энергосистем и ПЭС;
- с акционированием энергосистем, созданием ФОРЭМ изменились критерии принятия оптимальных решений при строительстве и реконструкции электрических сетей, разработке и внедрении технических мероприятий по снижению потерь;
- с ростом коммерческой составляющей потерь значительно повысилась роль мероприятий по совершенствованию расчетного и технического учета электроэнергии, выявлению ее хищений [2];

- возникла проблема формирования тарифов на электроэнергию и их защиты в региональных энергетических комиссиях с учетом нормативов потерь в сетях по ступеням напряжения: 110 кВ и выше, 6 (10)-35 кВ и 0,4 кВ;
- повысилась актуальность расчета нормативов потерь электроэнергии для стимулирования их снижения и для учета в коммерческих расчетах между АО-энерго и РАО «ЕЭС России» в условиях ФОРЭМ.

В связи с резким сокращением инвестиций в развитие и техническое перевооружение электрических сетей, в совершенствование систем управления их режимами, учета электроэнергии, возник ряд негативных тенденций, отрицательно влияющих на уровень потерь в сетях. В частности:

- из-за недостатка регулируемых компенсирующих устройств и общего спада нагрузки увеличились избытки зарядной мощности в системообразующих сетях 220 кВ и выше, возросли до опасных пределов уровни напряжения в узлах, что привело к соответствующему росту потерь электроэнергии на корону в ВЛ 220 кВ и выше, в стали силовых трансформаторов;
- из-за старения сетей увеличилось число ремонтов, аварий, отказов оборудования, что приводит к неоптимальным режимам работы сетей и соответствующему росту технических потерь;
- все больший экономический ущерб энергоснабжающим организациям наносит низкий технический уровень существующей системы учета электроэнергии, ее физический и моральный износ, несоответствие современным требованиям, которое с течением времени лишь увеличивается.

Анализ данных о приборах учета электроэнергии находящихся в эксплуатации на объектах РАО «ЕЭС России», показал, что только 40 % этих приборов удовлетворяет требованиям нормативных документов. Около 80 % однофазных счетчиков, в основном класса 2.5, требуют замены на новые счетчики класса 2.0. Явно недостаточно счетчиков для учета отпуска по ступеням напряжения, особенно в сетях 6 (10) и 0,4 кВ, хотя, как известно, именно в этих сетях сосредоточена основная часть коммерческих потерь.

Из вышеотмеченного следует, что на фоне происходящих изменений хозяйственного механизма в энергетике, кризиса экономики в стране проблема снижения потерь электроэнергии в электрических сетях не только не утратила свою актуальность, а наоборот выдвинулась в одну из задач обеспечения финансовой стабильности энергоснабжающих организаций.

Цель настоящего учебного пособия – рассмотреть с учетом современных экономических условий основные направления развития и совершенствования методов и средств расчета, нормирования и снижения потерь электроэнергии в электрических сетях энергоснабжающих организаций: РАО «ЕЭС России», АО-энерго, муниципальных электрических сетях.

## 1. Основные понятия и определения

При решении задач расчета, анализа, нормирования и снижения потерь электроэнергии в электрических сетях применяют следующие основные понятия и определения [3-5]:

1) *отчетные абсолютные потери электроэнергии*  $\Delta W_{\text{отч}}$ , определяемые как разность электроэнергии, отпущенной в электрическую сеть  $W_{\text{ос}}$  и полезно отпущенной потребителям  $W_{\text{по}}$ .

Отпуск электроэнергии в сеть энергосистемы (предприятия электрических сетей) определяется как разность между поступлением электроэнергии ( $W_{\text{п}}$ ) от соседних энергосистем (предприятий электрических сетей), отпуском электроэнергии с шин собственных станций ( $W_{\text{ош}}$ ) и передачей электроэнергии за пределы энергосистемы (предприятия электрических сетей) ( $W_{\text{о}}$ ):

$$W_{\text{ос}} = W_{\text{п}} + W_{\text{ош}} - W_{\text{о}}. \quad (1)$$

Электричество  $W_{\text{ос}}$  определяется по показаниям счетчиков электроэнергии, установленных на границе раздела электрических сетей энергоснабжающей организации (АО-энерго) и оптового покупателя электроэнергии (муниципальной городской электрической сети).

Электричество  $W_{\text{по}}$  для промышленных, строительных и приравненных к ним потребителей, бюджетных и других организаций, кроме бытовых потребителей (население), также определяется по показаниям счетчиков. Для бытовых потребителей значение  $W_{\text{по}}$  определяется по платежам  $\Pi_{\text{б}}$  через сберкассы и средневзвешенному расчетному тарифу  $T_{\text{б}}$  на электроэнергию:

$$W_{\text{по}} = \Pi_{\text{б}} / T_{\text{б}}; \quad (2)$$

2) *отчетные относительные потери электроэнергии:*

$$\Delta W_{\text{отч}}^* = \frac{\Delta W_{\text{отч}}}{W_{\text{ос}}}; \quad (3)$$

3) *технические потери электроэнергии*, обусловленные физическими процессами передачи, распределения и трансформации электроэнергии, определяются расчетным путем в соответствии с нормативными документами:

$$\Delta W_{\text{т}} = \Delta W_{\text{уп}} + \Delta W_{\text{нп}}, \quad (4)$$

где  $\Delta W_{\text{уп}}$  – условно-постоянная составляющая технических потерь электроэнергии;  
 $\Delta W_{\text{нп}}$  – нагрузочные (переменные) потери.

Условно-постоянные потери электроэнергии – это практически не зависящие от нагрузки потери электроэнергии в:

- стали силовых трансформаторов и автотрансформаторов 6-1150 кВ,  $\Delta W_X$ ;
- на корону в линиях 220-1150 кВ,  $\Delta W_K$ ;
- шунтирующих реакторах 220-750 кВ,  $\Delta W_{ШР}$ ;
- батареях статических конденсаторов,  $\Delta W_{БСК}$ ;
- синхронных компенсаторах (СК) и генераторах, переведенных в режим СК,  $\Delta W_{СК}$  и  $\Delta W_{ГСК}$ ;
- изоляции кабельных линий электропередач 110 кВ и выше,  $\Delta W_{КЛ}$ ;
- измерительных трансформаторах тока, напряжения и счетчиках,  $\Delta W_{ТТ}$ ,  $\Delta W_{ТН}$ ,  $\Delta W_{СЧ}$ ;
- а также определяемый по счетчикам расход электроэнергии на собственные нужды (СН) подстанций,  $\Delta W_{СН}$ :

$$\Delta W_{УП} = \Delta W_X + \Delta W_K + \Delta W_{ШР} + \Delta W_{БСК} + \Delta W_{ГСК} + \Delta W_{КЛ} + \Delta W_{ТТ} + \Delta W_{ТН} + \Delta W_{СЧ} + \Delta W_{СН} \quad (5)$$

Переменные потери электроэнергии – это зависящие от нагрузки потери электроэнергии в:

- линиях 0,4-1150 кВ,  $\Delta W_{НЛ}$ ;
- обмотках силовых трансформаторов и автотрансформаторов 6-1150 кВ,  $\Delta W_{НТ}$ ;
- токоограничивающих реакторах подстанций,  $\Delta W_{НР}$ ;
- обмотках синхронных компенсаторов,  $\Delta W_{НСК}$ :

$$\Delta W_{НП} = \Delta W_{НЛ} + \Delta W_{НТ} + \Delta W_{НР} + \Delta W_{НСК} \quad (6)$$

4) *коммерческие потери электроэнергии:*

$$\Delta W_K = \Delta W_{Отч} - \Delta W_T = W_{ОС} - W_{ПО} - \Delta W_T; \quad (7)$$

5) *фактический небаланс электроэнергии в электрической сети [5] по определению равен коммерческим потерям, отнесенным к отпуску электроэнергии в сеть:*

$$НБ_\phi = (W_{ОС} - W_{ПО} - \Delta W_T) / W_{ОС} \quad (8)$$

6) *допустимый небаланс электроэнергии в электрической сети [5]:*

$$НБ_d = \pm \sqrt{\sum_{i=1}^{n_0} \delta_{oi}^2 d_{oi}^2 + \sum_{j=1}^{n_n} \delta_{nj}^2 d_{nj}^2}, \quad (9)$$



где  $\delta_{oi}, (\delta_{ij})$  – суммарная относительная погрешность  $i$ -го ( $j$ -го) измерительного комплекса, состоящего из трансформатора напряжения, трансформатора тока и счетчика, измеряющего отпущенную в сеть (потребленную) электроэнергию;

$d_{oi}, (d_{ij})$  – доля электроэнергии, отпущенной (потребленной) через  $i$ -й ( $j$ -й) измерительный комплекс;

$n_o$  – число измерительных комплексов, учитывающих электроэнергию, отпущенную в электрическую сеть;

$n_{п}$  – число измерительных комплексов, учитывающих потребленную (полезный отпуск) электроэнергию.

Формула (9) не учитывает погрешность расчета потерь электроэнергии и справедлива для электрической сети, в которой  $W_{oc}$  и  $W_{по}$  полностью определяются по показаниям счетчиков электроэнергии. Однако, как было отмечено выше, часть полезного отпуска для бытовых потребителей определяется по платежам через сберкассы (2). В докризисной экономике положительные и отрицательные отклонения объема этих платежей от средней необходимой оплаты носили, как правило, случайный характер. В условиях кризиса падения платежеспособности населения отклонение оплаты за электроэнергию от средней стало содержать, кроме случайной, все более заметную систематическую составляющую, обусловленную недоплатами за электроэнергию.

Таким образом, с учетом допустимых погрешностей расчета потерь и объемов оплаты за электроэнергию бытовыми потребителями формулу (9) следует дополнить. В частности:

а) для сравнительно устойчивого состояния экономики страны и стабильной оплаты за электроэнергию бытовыми потребителями со случайными отклонениями от средней формула (9) должна быть представлена в виде:

$$НБ_{д} = \sqrt{\sum_{i=1}^{n_o} \delta_{oi}^2 d_{oi}^2 + \sum_{j=1}^{n_{п}} (\delta_{поj}^2 d_{поj}^2 + \delta_{фoj}^2 d_{фoj}^2 + \delta_{пj}^2 d_{пj}^2)}, \quad (10)$$

где  $\delta_{поj}, \delta_{фoj}, \delta_{пj}$  – соответственно, погрешность измерительных комплексов, учитывающих часть полезного отпуска потребителей по показаниям расчетных счетчиков электроэнергии; допустимые среднеквадратические отклонения в оплате за электроэнергию потребителями, рассчитываемыми через сберкассы; среднеквадратическая погрешность расчета суммарных технических потерь электроэнергии в электрической сети;

$d_{поj}, d_{фoj}, d_{пj}$  – соответственно, доли полезного отпуска электроэнергии, пропущенной через измерительные расчетные комплексы; оплаченной через сберкассы; потерянной в электрических сетях. Потери в данном случае рассматриваются как часть полезного отпуска;

б) для учета систематических недоплат за электроэнергию в условиях кризиса формулу (10) необходимо дополнить долей полезного отпуска  $\Delta_{пн}$ , обусловленной допустимой недоплатой за электроэнергию бытовыми потребителями:

$$\text{НБ}_д = \sqrt{\sum_{i=1}^{n_o} \delta_{oi}^2 d_{oi}^2 + \sum_{i=1}^{n_n} (\delta_{poj}^2 d_{poj}^2 + \delta_{foj}^2 d_{foj}^2 + \delta_{nij}^2 d_{nij}^2)} + \Delta_{пн}. \quad (11)$$

В формуле (11)  $\Delta_{пн}$  определяется в долях от отпуска электроэнергии в сеть. Методику расчета  $\Delta_{пн}$  еще предстоит разработать.

Фактический небаланс электроэнергии в электрических сетях не должен превышать его допустимого значения, т.е. должно выполняться соотношение:

$$\text{НБ}_ф \leq \text{НБ}_д; \quad (12)$$

7) *нормативные абсолютные потери электроэнергии в электрической сети* - это сумма расчетных технических потерь и допустимого небаланса, обусловленного нормированной погрешностью измерений электроэнергии, допустимыми объемами недоплаты электроэнергии бытовыми потребителями и погрешностями расчета технических потерь:

$$\Delta W_{\text{НОРМ}} = \Delta W_T + \text{НБ}_д \cdot W_{\text{ОС}}; \quad (13)$$

8) *нормативные относительные потери электроэнергии:*

$$\Delta W_{\text{НОРМ}*} = (\Delta W_T / W_{\text{ОС}} + \text{НБ}_д) \cdot 100\%. \quad (14)$$

Нормативные абсолютные и относительные потери электроэнергии в электрических сетях АО-энерго определяются по нормативным характеристикам, представляющим собой реальные паспортные данные оборудования электрических сетей, их схемы и режимы работы, фактические отпуска электроэнергии в сеть.

9) *допустимые коммерческие потери электроэнергии:*

$$\Delta W_{\text{Кдоп}} = \text{НБ}_д \cdot W_{\text{ОС}}. \quad (15)$$

Из приведенных выше понятий, определений и формул следует, что одним из основных направлений дальнейшего совершенствования работ по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях является переход от простого расчета и нормирования технических потерь к расчетам фактических и допустимых небалансов электроэнергии с учетом технических потерь. Сравнение этих небалансов позволяет:

- выявить места их наибольшей величины;
- проанализировать причины наличия этих небалансов;
- наметить пути их уменьшения.

В наибольшей степени сказанное относится к локализации и снижению коммерческой составляющей потерь.

## 2. Методы и программы расчета технических потерь электроэнергии

Расчеты технических потерь электроэнергии и их структуры должны выполняться для:

- нормирования потерь, выбора и оценки эффективности мероприятий по их снижению;
- расчета и анализа фактических небалансов электроэнергии в электрических сетях, выявления и локализации коммерческой составляющей потерь, разработки и внедрения мероприятий по совершенствованию учета электроэнергии;
- учета потерь в тарифах на электроэнергию для потребителей, присоединенных к электрическим сетям различных ступеней напряжения: 110 кВ и выше, 35-6 (10) кВ и 0,4 кВ.

Методы расчета технических потерь электроэнергии в электрических сетях делятся на пять групп, в зависимости от конфигурации сетей, уровня напряжения и информационной обеспеченности расчетов:

- 1) методы расчета потерь в системообразующих электрических сетях 330 кВ и выше с межсистемными реверсивными перетоками мощности и электроэнергии;
- 2) методы расчета потерь в замкнутых самобалансирующихся сетях 110 кВ и выше;
- 3) методы расчета в радиальных сетях 35-110 кВ;
- 4) методы расчета в радиальных сетях 6 (10) кВ;
- 5) методы расчета в сетях 0,4 кВ.

Основным направлением совершенствования методов расчета потерь является их максимально возможная адаптация к информационной обеспеченности расчетов в каждой конкретной энергосистеме, электросетевом предприятии с обязательной оценкой доверительных интервалов результатов расчетов в зависимости от объема используемой исходной информации.

Главная цель такого совершенствования – повышение точности и достоверности результатов расчетов потерь и их структуры.

Основными направлениями совершенствования программного обеспечения расчетов потерь электроэнергии являются:

- максимально возможная интеграция разрабатываемых программных средств с базами данных оборудования и параметров электрических сетей, функциональными подсистемами АСУП, АСДУ и АСКУЭ энергосистем и ПЭС;
- использование современных человеко–машинных интерфейсов для подготовки данных и выдачи результатов расчетов, их автоматического контроля;
- переход от расчетов потерь к расчету балансов электроэнергии с учетом потерь.

### 2.1. Методы расчета условно-постоянных потерь электроэнергии

2.1.1. Условно-постоянные потери электроэнергии рассчитывают по формуле (5) и относят к ступени напряжения, соответствующей номинальному напряжению оборудования сетей, находящегося под напряжением и на балансе данной

энергоснабжающей организации. Например, потери в стали трансформаторов 220/110/10 кВ относят к напряжению 220 кВ, трансформаторов 110/35/10 кВ – к напряжению 110 кВ, а те и другие вместе - к напряжению 110 кВ и выше и т.д.

2.1.2. Потери электроэнергии в стали силовых трансформаторов и автотрансформаторов 6-1150 кВ определяют для каждого силового трансформатора, находящегося под напряжением и на балансе данной энергоснабжающей организации, с разбивкой по ступеням напряжения ВН, СН, по формуле:

$$\Delta W_X = \sum_{i=1}^{n_T} \Delta P_{Xi} \cdot T_i \cdot \left( \frac{U_{CPI}}{U_{НОМi}} \right)^2, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (16)$$

где  $\Delta P_X$  – номинальное значение потерь мощности холостого хода в силовом трансформаторе, определяемое по его паспортным данным, кВт;

$T$  – число часов работы силового трансформатора в расчетном периоде, ч;

$n_T$  – число трансформаторов, шт.;

$U_{CP}$  – среднее значение фактического напряжения обмотки высшего напряжения трансформатора за расчетный период  $T$ , кВ;

$U_{НОМ}$  – номинальное напряжение трансформатора, кВ.

Допускается для укрупненной оценки нормативов потерь в стали силовых трансформаторов не учитывать величину  $U_{CP}$ , т.е. считать ее равной величине  $U_{НОМ}$ .

Если в данной энергоснабжающей организации отсутствует информация о паспортных данных каждого трансформатора 6 (10) кВ и продолжительности его работы, допускается вычислять потери по усредненным справочным данным в зависимости от номинальной мощности трансформаторов и их количества по формулам:

для трансформаторов 6 кВ

$$\Delta W_{X6} = \left( \begin{array}{l} 0,25 \cdot n_{20-40} + 0,35 \cdot n_{50-63} + 0,6 \cdot n_{100} + \\ + 1,0 \cdot n_{160-180} + 0,66 \cdot n_{250} + 0,92 \cdot n_{320-400} + \\ + 1,3 \cdot n_{560-630} + 2,5 \cdot n_{1000} \end{array} \right) \cdot T, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (17)$$

для трансформаторов 10 кВ

$$\Delta W_{X10} = \left( \begin{array}{l} 0,19 \cdot n_{20-40} + 0,26 \cdot n_{50-63} + 0,36 \cdot n_{100} + \\ + 0,56 \cdot n_{160-180} + 0,82 \cdot n_{250} + 1,05 \cdot n_{320-400} + \\ + 1,56 \cdot n_{560-630} + 2,45 \cdot n_{1000} \end{array} \right) \cdot T, \text{ кВт}\cdot\text{ч}. \quad (18)$$

В формулах (17), (18):

$n_{20-40}$ ,  $n_{50-63}$  и т.д. – суммарное количество распределительных трансформаторов 6 или 10 кВ мощностью 20-40 кВ·А, 50-63 кВ·А и т.д., находящихся в работе и на балансе АО-энерго по состоянию на последнее число расчетного периода; числовые коэффициенты при  $n$  – усредненные значения потерь мощности холостого хода, кВт, трансформаторов соответствующей мощности.

Примечание: по формулам (17) и (18) вычисляют потери электроэнергии в стали распределительных трансформаторов, установленных в электрических сетях 6 (10) кВ, и

трансформаторов 6 (10) кВ собственных нужд подстанций, если счетчики расхода электроэнергии на СН установлены на стороне НН этих трансформаторов. Если счетчики установлены на стороне ВН трансформаторов СН, потери в этих трансформаторах входят в расход электроэнергии на СН подстанций.

2.1.3. Потери электроэнергии на корону в линиях 220-1150 кВ определяют для каждой линии, находящейся под напряжением и на балансе данной энергоснабжающей организации по формуле:

$$\Delta W_{\text{к}} = \sum_{j=1}^{n_{\text{л}}} l_j \sum_{i=1}^4 \Delta P_{\text{ки}} \cdot t_{ji}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (19)$$

где  $\Delta P_{\text{к}}$  – удельные потери мощности на корону, кВт/км;

$l$  – протяженность данной ВЛ, км;

$t_i$  – продолжительность  $i$ -го вида погоды: изморози, снега, дождя, хорошей погоды в расчетном периоде  $T$ , ч;

$n_{\text{л}}$  – количество линий, в которых рассчитывают потери электроэнергии на корону, шт.

*Примечание:* рекомендуется пользоваться уточненными значениями удельных потерь мощности на корону для конкретного климатического района и для уточнения расчетов учитывать по соответствующим программам фактические напряжения на линиях. При этом формула (19) приобретает вид:

$$\Delta W_{\text{к}} = \sum_{j=1}^{n_{\text{л}}} l_j \left( \frac{U_{\text{срj}}}{U_{\text{номj}}} \right)^2 \sum_{i=1}^4 \Delta P_{\text{киj}} \cdot t_{ji}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (20)$$

где  $U_{\text{срj}}$  – среднее значение фактического напряжения на  $j$ -й линии в течение расчетного периода  $T$ , ч;

$U_{\text{номj}}$  – номинальное напряжение  $j$ -й линии, кВ.

2.1.4. Потери электроэнергии в шунтирующих реакторах 220-750 кВ рассчитывают по формуле, аналогичной (16):

$$\Delta W_{\text{шр}} = \sum_{i=1}^{n_{\text{р}}} \Delta P_{\text{хрi}} \cdot T_i \cdot \left( \frac{U_{\text{срi}}}{U_{\text{номi}}} \right)^2, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (21)$$

где  $\Delta P_{\text{хр}}$  – номинальное значение потерь мощности холостого хода шунтирующего реактора, определяемое по его паспортным данным, кВт;

$T$  – число часов работы реактора в расчетном периоде, ч;

$n_{\text{р}}$  – количество шунтирующих реакторов, находящихся под напряжением и на балансе данной энергоснабжающей организации, шт.;

$U_{\text{ср}}$  – среднее значение фактического напряжения на шунтирующем реакторе, кВ;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение шунтирующего реактора, кВ.

Допускается для укрупненной оценки нормативов потерь в шунтирующих реакторах не учитывать величину  $U_{\text{ср}}$ , т.е. считать ее равной величине  $U_{\text{ном}}$ .

2.1.5. Потери электроэнергии в батареях статических конденсаторов определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{БСК}} = \sum_{i=1}^{n_{\text{К}}} \Delta P_{\text{О}i} \cdot Q_{\text{К}i} \cdot T_{\text{К}i}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (22)$$

где  $\Delta P_{\text{О}}$  – удельные номинальные потери мощности в конденсаторах, кВт/квар, принимаемые 0,002 для конденсаторов выше 1000 В и 0,004 – для конденсаторов до 1000 В;

$Q_{\text{К}}$  – располагаемая мощность батареи, квар;

$T_{\text{К}}$  – число часов работы батареи в течение расчетного периода, ч;

$n_{\text{К}}$  – количество батарей статических конденсаторов, шт.

2.1.6. Условно-постоянные потери электроэнергии в синхронных компенсаторах (СК) и генераторах, работающих в режиме СК (ГСК), определяют по формулам:

$$\Delta W_{\text{СК}} = k_{\text{н}} \sum_{i=1}^{n_{\text{СК}}} \Delta P_{\text{нСК}i} T_{\text{СК}i}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (23)$$

$$\Delta W_{\text{ГСК}} = k_{\text{н}} \sum_{i=1}^{n_{\text{ГСК}}} \Delta P_{\text{нГСК}i} T_{\text{ГСК}i}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (24)$$

где  $k_{\text{н}}$  – доля потерь в СК и ГСК, не зависящая от нагрузки, отн.ед.;

$\Delta P_{\text{нСК}}$ ,  $\Delta P_{\text{нГСК}}$  – потери мощности в СК при номинальной реактивной нагрузке и генераторе в режиме СК по паспортным данным, кВт;

$T_{\text{СК}}$ ,  $T_{\text{ГСК}}$  – число часов СК и ГСК в течение расчетного периода, ч;

$n_{\text{СК}}$ ,  $n_{\text{ГСК}}$  – количество СК и ГСК, соответственно, шт.

2.1.7. Потери электроэнергии в изоляции кабельных линий электропередачи 110-500 кВ определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{КЛ}} = \sum_{i=1}^{n_{\text{К}}} Q_{\text{О}i} \cdot l_{\text{К}i} \cdot \text{tg}\delta_i \cdot T_i, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (25)$$

где  $Q_{\text{О}}$  – удельная зарядная мощность кабеля по его паспортным данным, квар/км;

$l_{\text{К}}$  – протяженность кабельной линии, км;

$\text{tg}\delta$  – тангенс угла диэлектрических потерь по данным заводов-изготовителей кабелей.

При отсутствии таких данных допускается принимать  $\text{tg}\delta=0,004$ ;

$T$  – число часов работы кабельной линии в отчетном периоде, ч;

$n_{\text{К}}$  – число кабельных линий 110-500 кВ, находящихся в работе и на балансе энергоснабжающей организации, шт.

2.1.8. Потери электроэнергии в трансформаторах тока определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{ТТ}} = 0,025 \cdot n_{\text{ТТ}} \cdot T, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (26)$$

где 0,025 – среднее значение потерь мощности в трансформаторе тока любого типа и напряжения, кВт;

$n_{ТТ}$  – общее количество ТТ, установленных и находящихся в работе в электрических сетях энергоснабжающей организации, шт.;

$T$  – число часов в отчетном периоде, ч.

2.1.9. Потери электроэнергии в трансформаторах напряжения определяют по формуле:

$$\Delta W_{ТН} = 0,1 \cdot n_{ТН} \cdot T, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (27)$$

где 0,1 – среднее значение потерь мощности в трансформаторе напряжения любого типа и номинального напряжения, кВт;

$n_{ТН}$  – общее количество ТН, установленных и находящихся в работе в электрических сетях энергоснабжающей организации, шт.;

$T$  – число часов в отчетном периоде, ч.

2.1.10. Потери электроэнергии в счетчиках электроэнергии определяют по формулам:

а) для трехфазных счетчиков:

$$\Delta W_{ЗСЧ} = 0,003 \cdot n_{ЗСЧ} \cdot T, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (28)$$

б) для однофазных счетчиков:

$$\Delta W_{1СЧ} = 0,002 \cdot n_{1СЧ} \cdot T, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (29)$$

где 0,002-0,003 – средние значения потерь мощности в однофазном и трехфазном счетчиках любого типа, кВт;

$n_{ЗСЧ}$ ,  $n_{1СЧ}$  – количество трехфазных и однофазных счетчиков электроэнергии, находящихся на балансе энергоснабжающей организации, шт.;

$T$  – число часов в отчетном периоде, ч.

2.1.11. Расход электроэнергии на СН подстанций определяют по показаниям счетчиков, установленных на присоединениях трансформаторов СН, в сумме и с разбивкой по ступеням напряжения: 1150, 750, 500, 200, 110 и 35 кВ. При этом абоненты, не относящиеся к СН, присоединенные к этим трансформаторам, должны иметь собственные расчетные счетчики электроэнергии и расчет по ним должен осуществляться в установленном порядке.

## **2.2. Схемно-технические методы расчета переменных потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах**

### 2.2.1. Схемно-технические методы расчета потерь электроэнергии в системообразующих транзитных электрических сетях, участвующих в обмене мощностью между РАО и АО-энерго

К системообразующим транзитным электрическим сетям относятся замкнутые электрические сети напряжения 330 кВ и выше РАО "ЕЭС России" и замкнутые сети 110 кВ и выше АО-энерго, участвующие в обмене мощностью с РАО и между энергосистемами.

Для таких сетей и режимов их работы достаточную точность расчета технических потерь электроэнергии обеспечивают за счет применения "метода прямого счета" по формуле:

$$\Delta W = 3 \sum_{i=1}^n R_i \cdot \sum_{j=1}^m I_{ij}^2 \cdot \Delta t_{ij} \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (30)$$

где  $m$  – число  $j$ -х промежутков времени  $\Delta t_{ij}$  за расчетный период, в течение которого токовая нагрузка  $I_{ij}$   $i$ -го элемента сети с сопротивлением  $R_i$  остается практически неизменной.

Из формулы (30) видно, что чем меньше величина  $\Delta t_{ij}$ , тем точнее результат расчета. Следовательно, наиболее точным для данного класса сетей является определение потерь мощности по результатам расчетов установившихся режимов (УР) "в темпе процесса" по одной из известных программ с использованием текущих значений телеизмерений (ТИ) и непрерывным контролем телесигналов (ТС), т.е. коммутационного состояния сети.

Исходная информация при этом разделяется на условно-постоянную и переменную.

В состав условно-постоянной информации входят данные о: составе ТИ и ТС; местах их расстановки; схемах подстанций; параметрах схемы замещения электрической сети; названиях элементов; допустимых пределах изменения параметров; базовых режимах и т.п. Условно постоянная информация один раз заносится в локальную ИБ и корректируется по мере необходимости.

В состав переменной информации входят ТС и ТИ.

Исходная схема замещения электрической сети представляется в традиционной форме в виде массива узлов и массива ветвей.

В результате расчета УР определяют уровни напряжения в узлах сети, фазовые углы напряжения, потоки активной и реактивной мощности по ветвям схемы сети, потери активной и реактивной мощности в сети, а также отклонения модулей напряжения, потоков активной мощности и токов контролируемых линий от допустимых пределов. Потери активной мощности умножают по формуле (30) на их длительность, соответствующую дискретности расчетов и определяют суммарные переменные потери электроэнергии в линиях и трансформаторах транзитных системообразующих сетей за расчетный период.



## 2.2.2. Схемно-технические методы расчета переменных потерь электроэнергии в замкнутых самобалансирующихся электрических сетях напряжения 110 кВ

Электрические сети данной группы отличаются от рассмотренных выше более стабильными во времени режимами работы и, в то же время, значительно меньшим объемом известной исходной информации о режимах. Практически в большинстве АО-энерго имеется информация о графиках нагрузки в узлах сети лишь в дни контрольных замеров (зимний максимум и летний минимум).

В зависимости от имеющейся информации о режимах применяют в основном три метода расчета, приведенные в порядке увеличения точности расчетов [3]:

- 1) по числу часов наибольших потерь;
- 2) по числу дней наибольших потерь;
- 3) по характерным суточным режимам.

### 2.2.2.1. Расчет переменных потерь электроэнергии по числу часов наибольших потерь

Переменные потери активной мощности  $\Delta P_i$  в линиях и трансформаторах расчетной схемы определяют по максимальным нагрузкам (зимний контрольный замер) по результатам расчета УР по одной из известных программ.

Потери электроэнергии за расчетный период определяют по формуле:

$$\Delta W_i = \Delta P_i \cdot \tau_{110i}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (31)$$

где  $\tau_{110}$  – число часов наибольших потерь за расчетный период, задаваемое для групп элементов сетей 110 кВ и выше, ч.

Суммарные потери электроэнергии определяют по формуле:

$$\Delta W_{\Sigma} = \sum_{i=1}^N \Delta W_i, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (32)$$

где  $N$  – число групп элементов, по которым ведется расчет потерь электроэнергии, шт.

### 2.2.2.2. Расчет переменных потерь электроэнергии по числу дней наибольших потерь $D$

Рассчитывают переменные потери электроэнергии за сутки контрольного замера, число дней наибольших потерь и потери электроэнергии за расчетный период.

Определяют потери активной мощности в каждой линии или трансформаторе (или заданной их совокупности) расчетной схемы для "к" установившихся режимов ( $k=1-24$ ), вычисленных по усредненным почасовым графикам активной и реактивной нагрузок каждого узла в контрольные сутки.

Для каждой линии и трансформатора (или их совокупности) расчетной схемы потери электроэнергии за сутки определяют по формуле [6]:

$$\Delta W_{\text{сут}i} = \sum_{k=1}^n \Delta P_{ik} \cdot t_k, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (33)$$

где  $\Delta P_{ik}$  – потери активной мощности в  $i$ -м элементе в соответствии с  $k$ -й ступенью суточного графика нагрузки, кВт;

$t_k$  - продолжительность в часах каждой ступени графика, ч;

$n$  - число ступеней графика (до 24), шт.;

$i$  – текущий индекс элемента сети или их группы.

Потери электроэнергии в каждом элементе сети за расчетный ( $j$ ) период определяют по формуле:

$$\Delta W_{ij} = \Delta W_{\text{сут}i} \cdot D_j, \text{ кВт}\cdot\text{ч} \quad (34)$$

и за год:

$$\Delta W_{\text{год}i} = \sum_{j=1}^m \Delta W_{ij}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (35)$$

где  $m$  - число характерных периодов расчетного года.

Далее определяют суммарные нагрузочные потери электроэнергии за год по формуле (32).

### 2.2.2.3. Расчет потерь электроэнергии за характерные сутки периода года и с учетом их количества в рассматриваемом периоде

При наличии в энергосистеме суточных графиков активной и реактивной нагрузок каждого узла за характерные сутки, по программе расчета УР вычисляют характерные суточные режимы (от 1 до 24) и определяют потери электроэнергии за расчетные сутки по формуле (33).

Умножая потери электроэнергии за сутки ( $\Delta W_{ij\text{сут}}^k$ ) на число характерных суток в  $j$ -м периоде аналогичных суткам с номером  $k$  ( $d_j^k$ ), получают потери электроэнергии в  $j$ -м периоде. Например, за рабочие сутки, число которых  $d_j^k$ :

$$\Delta W_{ij}^k = \Delta W_{\text{сут}ij}^k \cdot d_j^k, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (36)$$

и потери за  $j$ -й период:

$$\Delta W_{ij} = \sum_{k=1}^n \Delta W_{\text{сут}ij}^k \cdot d_j^k, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (37)$$

и далее по формуле (35) – потери электроэнергии за год в  $i$ -м элементе ( $i$ -й группе элементов).

Обычно в качестве характерных суток принимаются: зимние и летние контрольные рабочие сутки, зимние и летние выходные и праздничные сутки.

Суммарные потери электроэнергии в энергосистеме, как и в предыдущих способах, определяют по формуле (32).

Одной из разновидностей метода характерных суток является метод расчета по ежесуточным потерям по формуле:

$$\Delta W_{ij} = \sum_{j=1}^{n_c} \Delta W_{jic}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (38)$$

где  $n_c$  - число суток в расчетном периоде;

$\Delta W_{jic}$  - потери электроэнергии в электрических сетях в  $j$ -е сутки, могут быть рассчитаны по формуле:

$$\Delta W_{ic} = \Delta P_{MCi} \cdot \tau_{Ci}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (39)$$

где  $\Delta P_{MCi}$  - потери мощности в час суточного максимума нагрузки  $i$ -х суток, кВт;

$\tau_{Ci}$  - число часов наибольших потерь  $i$ -х суток, определяемое по суммарному графику нагрузки энергосистемы.

По определению, сумма переменных потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах системообразующих транзитных сетей 220-330 кВ и выше и замкнутых самобалансирующихся электрических сетей 110 кВ и выше АО-энерго составляет переменные потери электроэнергии в линиях и трансформаторах сетей ВН – 110 кВ и выше.

### **2.2.3. Схемно-технические методы расчета переменных потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 35-6 (10) кВ**

Переменные потери электроэнергии в электрических сетях 35-6(10) кВ вычисляют по формулам [3]:

а) если имеется информация об отпуске электроэнергии в рассчитываемую электрическую сеть:

$$\Delta W = \frac{W_A^2 + W_P^2}{U_C^2 \cdot T} \cdot R_{\text{э}} \cdot k_{\text{фг}}^2, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (40)$$

где  $W_A$ ,  $W_P$  – задаваемая в качестве исходных данных активная и реактивная электроэнергия, отпущенная в рассматриваемую электрическую сеть за расчетный период  $T$ , кВт·ч и квар·ч;

$U_C$  – среднее за период  $T$  напряжение на шинах 35-6 (10) кВ питающей подстанции, кВ;

$k_{\text{фг}}$  – коэффициент формы графика нагрузки головного участка распределительной линии 35-6(10) кВ, определяемый по формуле:

$$k_{\text{фр}}^2 = 0,5 + 0,125 \cdot (1 + \alpha)^2 / \alpha, \text{ отн.ед.}, \quad (41)$$

где  $\alpha$  - отношение минимального к максимальному значению токов нагрузки головного участка рассчитываемой электрической сети, по умолчанию  $\alpha$  принимается равным 0,4:

$$\alpha = I_{\text{min}} / I_{\text{max}}, \text{ отн.ед.}; \quad (42)$$

б) если информация об отпуске электроэнергии в рассчитываемую электрическую сеть отсутствует, но имеются данные о зимних контрольных замерах токов головных участков  $I_{\text{max}}$ :

$$\Delta W = 3 \cdot I_{\text{max}}^2 \cdot R_{\text{э}} \cdot \tau_{35-6(10)} \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (43)$$

где  $\tau_{35-6(10)}$  – число часов наибольших потерь для электрических сетей 35-6 (10) кВ [6].

В формулах (40), (43) эквивалентное сопротивление сетей 6 (10) кВ вычисляют по формуле:

$$R_{\text{э}} = \frac{\sum_{i=1}^m R_i \cdot S_{\text{Ti}}^2}{S_{\text{T}\Sigma}^2}, \text{ Ом}, \quad (44)$$

где  $R_i$  – активное сопротивление  $i$ -го участка сети (линии и трансформатора). Для абонентских трансформаторов  $R_i=0$ ;

$S_{\text{Ti}}$  – суммарная установленная мощность трансформаторов, получающих питание по участку с сопротивлением  $R_i$  (включая абонентские трансформаторы), кВ·А;

$m$  – количество участков сети, шт.;

$S_{\text{T}\Sigma}$  – суммарная установленная мощность трансформаторов, присоединенных к рассматриваемой сети, кВ·А.

Для электрических сетей 35 кВ в формулу (44) вместо установленной мощности трансформаторов подставляют токовые нагрузки участков:

$$R_{\text{э}} = \frac{\sum_{i=1}^m R_i \cdot I_i^2}{\left( \sum_{i=1}^m I_i \right)^2}, \text{ Ом}, \quad (45)$$

где  $I_i$  – ток на  $i$ -м участке сети.

По формулам (40)÷(45) рассчитывают потери электроэнергии в каждой распределительной линии с последующим суммированием результатов расчета по центрам питания, предприятиям и ступеням напряжения в целом. При этом эквивалентное

сопротивление группы линий, питающихся от одной подстанции, для всего предприятия или сети АО-энерго в целом вычисляются по одной из формул:

а) если известны отпуска электроэнергии в каждую распределительную линию:

$$R_{\Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^K (W_{Ai}^2 + W_{Pi}^2) \cdot R_i}{\left( \sum_{i=1}^K W_{Ai} \right)^2 + \left( \sum_{i=1}^K W_{Pi} \right)^2}, \text{ Ом}, \quad (46)$$

где  $W_{Ai}$ ,  $W_{Pi}$  – отпуск электроэнергии в  $i$ -ю распределительную линию, кВт·ч и квар·ч;

$R_i$  – эквивалентное сопротивление  $i$ -й распределительной линии, Ом;

$K$  – количество линий, шт.

б) если известны замеры токов ( $I_i$ ) по головным участкам распределительных линий в максимум нагрузки:

$$R_{\Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^K R_i \cdot I_i^2}{\left( \sum_{i=1}^K I_i \right)^2}, \text{ Ом}. \quad (47)$$

Для повышения точности расчета потерь электроэнергии сопротивление провода воздушной линии необходимо определять с учетом его температуры ( $\theta_{пр}$ ):

$$R_{\theta} = R_0 (1 + \alpha(\theta_{пр} - 20)), \text{ Ом}, \quad (48)$$

где  $R_0$  – приводимое в справочниках сопротивление провода при температуре  $+20$  °С,  $\alpha$  – температурный коэффициент, который для сталеалюминевых проводов принимается равным 0,004.

Описанные выше методы расчета потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях 35-6(10) кВ реализованы в программе РТП 3.1 [7]. Программа позволяет достаточно легко, быстро и наглядно формировать расчетные схемы электрических сетей, в удобном виде представлять результаты расчета и все необходимые данные для анализа этих результатов.

Алгоритм формирования расчетной схемы позволяет рассчитывать сеть нескольких номинальных напряжений (предусмотрен ввод переходных блок-трансформаторов) (рис. 1), а также оценивать режимные последствия оперативных переключений (предусмотрена возможность переключения части одного или нескольких фидеров через точки токораздела с одного центра питания на другой без редактирования самой схемы).

С помощью программы за один рабочий день один оператор может ввести информацию для расчета технических потерь по 30 распределительным линиям 6 (10) кВ средней сложности.

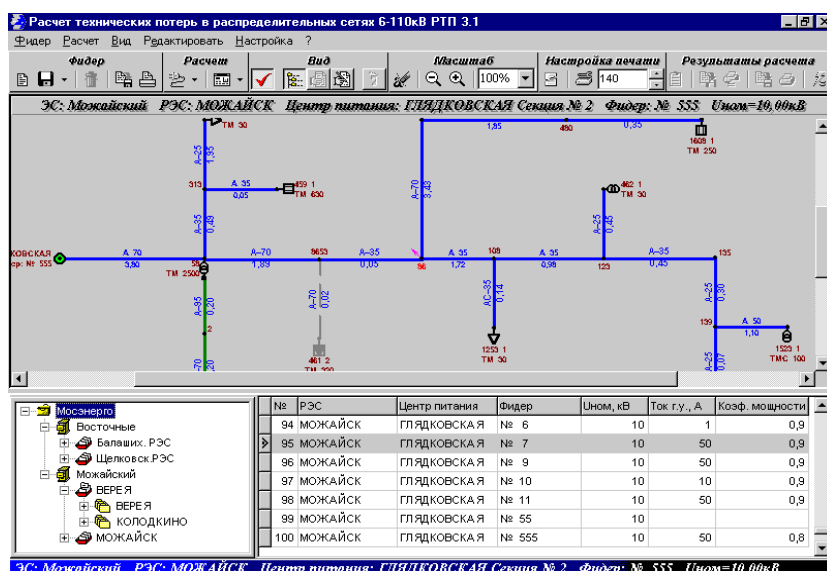


Рис. 1.

Расчет потерь мощности осуществляется по каждому фидеру отдельно или по группе фидеров с предварительно введенными исходными данными для расчета. Расчет установившегося режима включает в себя определение токов и потоков мощностей по ветвям, уровней напряжения в узлах, нагрузочных потерь мощности и электроэнергии в линиях и трансформаторах, а также потерь холостого хода по справочным данным, коэффициентов загрузки линий и трансформаторов. Программа позволяет учитывать и комбинировать различные варианты задания исходных данных, как на головном участке фидера, так и на трансформаторах. На головном участке фидера могут быть заданы замер тока в режимный день или отпуск электроэнергии за расчетный период, а на распределительных трансформаторах: активная и реактивная мощность, активная мощность и коэффициент мощности, коэффициент загрузки, ток на высокой или на низкой стороне трансформатора. В зависимости от вида исходной информации для расчета потерь мощности и электроэнергии будут использоваться разные методики.

Расчет потерь мощности и напряжения ведется итерационным путем с контролем баланса полной мощности в рассматриваемой сети по формуле:

$$\dot{S}_{ГУ} - \sum_{i=1}^{n_L} \Delta \dot{S}_{Л_i} - \sum_{j=1}^{n_T} \Delta \dot{S}_{Т_j} - \sum_{j=1}^{n_T} \dot{S}_{Н_j} \leq \varepsilon, \quad (49)$$

где  $\dot{S}_{ГУ}$  – заданная мощность головного участка, кВ·А;

$\Delta \dot{S}_{Л_i}$  – нагрузочные потери мощности в  $i$ -й линии, кВ·А;

$\Delta \dot{S}_{Т_j}$  – суммарные потери мощности (нагрузочные и холостого хода) в  $j$ -м трансформаторе, кВ·А;

$\dot{S}_{Н_j}$  – нагрузка на  $j$ -м трансформаторе, кВ·А;

$\varepsilon$  – заданная точность;

$n_L$  и  $n_T$  – количество линий и трансформаторов, соответственно, шт.

Потери мощности на участках сети вычисляются по формуле:

$$\Delta \dot{S}_{ij} = \frac{P_{ij}''^2 + Q_{ij}''^2}{U_j^2} (r_{ij} + jx_{ij}) = \frac{P_{ij}'^2 + Q_{ij}'^2}{U_i^2} (r_{ij} + jx_{ij}), \text{ кВ}\cdot\text{А.} \quad (50)$$

Потери напряжения:

$$\Delta U_{ij} = \frac{P_{ij}' \cdot r_{ij} + Q_{ij}' \cdot x_{ij}}{U_i} = \frac{P_{ij}'' \cdot r_{ij} + Q_{ij}'' \cdot x_{ij}}{U_j}, \text{ кВ.} \quad (51)$$

В формулах (50, 51)  $P'_{ij}$  – мощность в начале  $ij$ -го участка, кВт,  $P''_{ij}$  – мощность в конце  $ij$ -го участка, кВт.

Одновременно с расчетом потерь мощности ведется расчет потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (52)$$

где  $\tau$  – время потерь, рассчитываемое по формуле [3]:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 8760, \text{ ч.} \quad (53)$$

Результаты расчета по каждому фидеру сохраняются в файле, в котором они суммируются по центрам питания, районам электрических сетей, и всем электрическим сетям в целом (рис. 2), что позволяет проводить подробный анализ результатов. Для наглядности некоторые результаты выводятся на расчетную схему фидера – токи в ветвях, напряжения в узлах, токовые нагрузки на трансформаторах.

Сводные результаты расчета потерь по эл. сетям								
Потери мощности		Потери электроэнергии		Потери мощности СН и НН		Потери электроэнергии СН и НН		
А	В	С	Д	Е	Г	Н	И	
№ п/п	Наименование структурного подразделения	Дата расчета	Ущ, кВт	Iгу, А	Кэф. мощности	Pг, кВт	dPил, кВт	dPит, кВт
	ЦП: Пост 194 Кислородная			188,95		1785,5	57,291	4,1
	РЭС: Балаших. РЭС			520,95		5779,26	145,584	29,848
10	Фидер № 16	29.11.99	6,3	100,0	0,9	982,07	33,03	14,583
	ЦП: Пост 115 Чкалово			100,0		982,07	33,03	14,583
11	Фидер № 1	29.11.99	10,5	50,0	0,9	818,39	16,442	3,478
12	Фидер № 2	29.11.99	10,5	1				
13	Фидер № 33	29.11.99	10,5					
14	Фидер № 34	29.11.99	10,5					
	ЦП: Пост 206 Фрязино							
	РЭС: Щаповск. РЭС			400,0		5892,44	195,376	34,565
	ЭС: Восточные			920,95		11671,69	340,96	64,412

Рис. 2.

Детальные результаты расчета состоят из двух таблиц с подробной информацией о параметрах режима и результатах расчета по ветвям и узлам фидера.

В программе предусмотрены различные проверки исходных данных и результатов расчета: ток головного участка должен быть больше суммарного тока холостого хода установленных трансформаторов, отсутствие замкнутых контуров в сети, коэффициенты загрузки трансформаторов должны быть меньше 100 %, контролируются ограничения допустимых токов в линиях по формуле:

$$I_{\text{доп}} = \min \{ I_{\text{доп.Н}} ; I_{\text{доп.ТТ}} ; I_{\text{доп.ПЗ}} \}, \text{ А,} \quad (54)$$

где  $I_{\text{доп.Н}}$  – длительно допустимый ток по нагреву провода;

$I_{\text{доп.ТТ}}$  – допустимый ток измерительного трансформатора тока;

$I_{\text{доп.РЗ}}$  – ток срабатывания релейной защиты.

Расчет потерь электроэнергии по известному отпуску электроэнергии в сеть за расчетный период выполняется по формуле (40) с сохранением результатов расчета по каждому фидеру в таблице (рис. 3).

№ п.п.	Наименование структурного подразделения	Отпуск энергии в сеть тыс. кВтч	Потери энергии, тыс. кВтч			Потери энергии от отпуска, %		
			Линии	Трансформаторы Х.х. Нагр.	Всего	Линии	Трансформаторы Х.х. Нагр.	Всего
1:	2п ВЭС	200,0:	2,718:	2,641:	1,469:			
	Балаших РЭС	200,0:	2,718:	2,641:	1,469:			
2:	Фидер № 6	1500,0:	283,668:	23,135:	12,653:			
	Пст 19 КРАФ	1500,0:	283,668:	23,135:	12,653:			
3:	Фидер № 2	1000,0:	35,645:	2,622:	29,077:			
	Пст 206 Фрязино	1000,0:	35,645:	2,622:	29,077:	67,343:	3,564:	0,262:
	Щетковск РЭС	2500,0:	319,312:	25,757:	41,73:	386,8:	12,772:	1,03:
	<b>Восточные</b>	<b>2700,0:</b>	<b>322,031:</b>	<b>28,398:</b>	<b>43,799:</b>	<b>393,627:</b>	<b>11,927:</b>	<b>1,052:</b>
4:	№ 2	500,0:	13,56:	3,007:	6,16:	22,727:	2,712:	0,601:
	ВЕРЯ	500,0:	13,56:	3,007:	6,16:	22,727:	2,712:	0,601:
	ВЕРЯ	500,0:	13,56:	3,007:	6,16:	22,727:	2,712:	0,601:
5:	№ 9	700,0:	19,491:	6,6:	7,128:	33,219:	2,784:	0,943:
6:	№ 55	200,0:	1,639:	8,666:	1,008:	11,312:	0,819:	4,333:
7:	№ 555	500,0:	15,76:	7,376:	4,207:	27,344:	3,152:	1,475:
	ГЛЯДКОВСКАЯ	1400,0:	36,89:	22,642:	12,344:	71,875:	2,635:	1,617:
	МОЖАЙСК	1400,0:	36,89:	22,642:	12,344:	71,875:	2,635:	1,617:
	<b>Можайский</b>	<b>1900,0:</b>	<b>50,449:</b>	<b>25,649:</b>	<b>18,503:</b>	<b>94,602:</b>	<b>2,655:</b>	<b>1,35:</b>

Рис. 3.

#### 2.2.4. Методы расчета переменных потерь электроэнергии в распределительных сетях 0,4 кВ

Методы расчета потерь в электрических сетях 0,4 кВ можно условно разделить на две основные группы: без ввода схемы электрической сети (по удельным параметрам, по потере напряжения в электрически удаленной от ТП точке сети); с вводом схемных параметров сети и нагрузок, в зависимости от типа и способа задания нагрузок (коммунально-бытовая нагрузка равномерно распределена, промышленная нагрузка сосредоточена в узлах в виде установленной мощности, потребленной электроэнергии за месяц, год и т.п., нагрузка задана вероятностными суточными графиками и т.д.). Методики расчета режимов и технических потерь электроэнергии учитывают характерные особенности этих сетей: различное исполнение участков, неравномерность загрузки фаз (определяемая по нагрузкам головного участка сети 0,4 кВ), неодинаковость фазных напряжений на шинах питающей ТП.

Метод расчета потерь электроэнергии по падению напряжения в электрически удаленной точке сети получил наиболее широкое распространение, так как удобен своей простой расчета, не требует ввода расчетной схемы линии 0,4 кВ и информации о нагрузках у потребителей, что является наиболее затруднительным.

В соответствии с [3] переменные потери электроэнергии в распределительной линии 0,4 кВ определяют по формуле:



$$\Delta W_* = K_{н/м} \cdot K_{дп} \cdot \Delta U \cdot \frac{\tau}{T_{\max}}, \quad \% , \quad (55)$$

где  $\Delta U$  – потери напряжения в максимум нагрузки от шин 0,4 кВ ТП 6 (10) кВ до наиболее электрически удаленного узла сети, %;

$K_{н/м}$  – коэффициент связи потерь напряжения с потерями мощности, в общем случае зависящий от конфигурации сети, плотности нагрузки и других факторов. Для приближенных вычислений по [3]  $K_{н/м}$  принимают равным 0,7; для городских сетей – 0,76 [4];

$K_{дп}$  – коэффициент дополнительных потерь, учитывающий неравномерность загрузки фаз сети 0,4 кВ, рассчитываемый по формуле:

$$K_{дп} = 3 \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{(I_A + I_B + I_C)^2} \left( 1 + 1,5 \frac{R_H}{R_\Phi} \right) - 1,5 \frac{R_H}{R_\Phi}, \quad \text{отн.ед.}, \quad (56)$$

где  $I_A, I_B, I_C$  – измеренные токовые нагрузки фаз, А;

$R_H$  и  $R_\Phi$  – сопротивления нулевого и фазного проводов, Ом.

Время потерь  $\tau$  вычисляется по формуле (53).

Для уточнения результатов расчета по описанной методике коэффициент связи потерь напряжения с потерями мощности рассчитывается по формуле с учетом разветвленности сети:

$$K_{н/м} = K_{раз} \cdot 2r / (2r \cdot \cos^2 \varphi + x \cdot \sin 2\varphi), \quad (57)$$

где  $r$  и  $x$  – активное и реактивное сопротивления головного участка линии 0,4 кВ,  $K_{раз}$  – коэффициент разветвленности схемы.

Коэффициент разветвленности рассчитывается по формулам, которые были получены для идеализированных схем, представленных на рис. 4. Переход от линии, состоящей из одного участка длиной  $L$  и нагрузкой  $P$  производится для схем варианта А - путем его разбиения на  $n$  участков с длиной  $L/mn$  и равномерным отбором мощности  $P/kn$  и для схем варианта Б - разбиением на  $n$  участков с длиной  $L/mn$  и отбором мощности  $P/mn$  при количестве лучей  $m$ .

Для схем типа А коэффициент разветвленности рассчитывается по формуле:

$$K_{раз} = \frac{6a + k^2(n+1)(2n+1)}{3k(2 + kn(n+1))}, \quad (58)$$

где  $a$  – количество тупиковых ветвей, отходящих от магистрали.

Для схем типа Б коэффициент разветвленности рассчитывается по формуле:

$$K_{раз} = \frac{2n^2 + n(6m^2 - 3) + 1}{3n(2m^2 + n - 1)}. \quad (59)$$

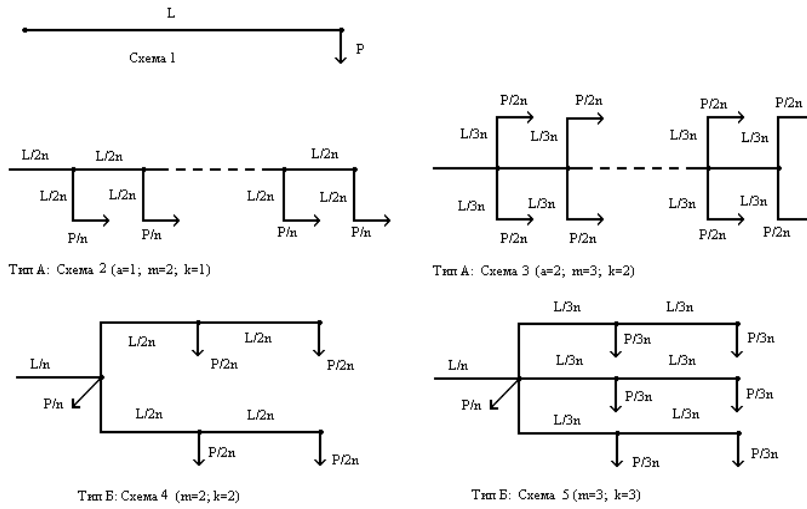


Рис. 4.

Описанная методика реализована в программе РТП 3.2. Ввод исходных данных для расчета выполняется для каждого распределительного трансформатора фидера 6 (10) кВ (рис. 5).

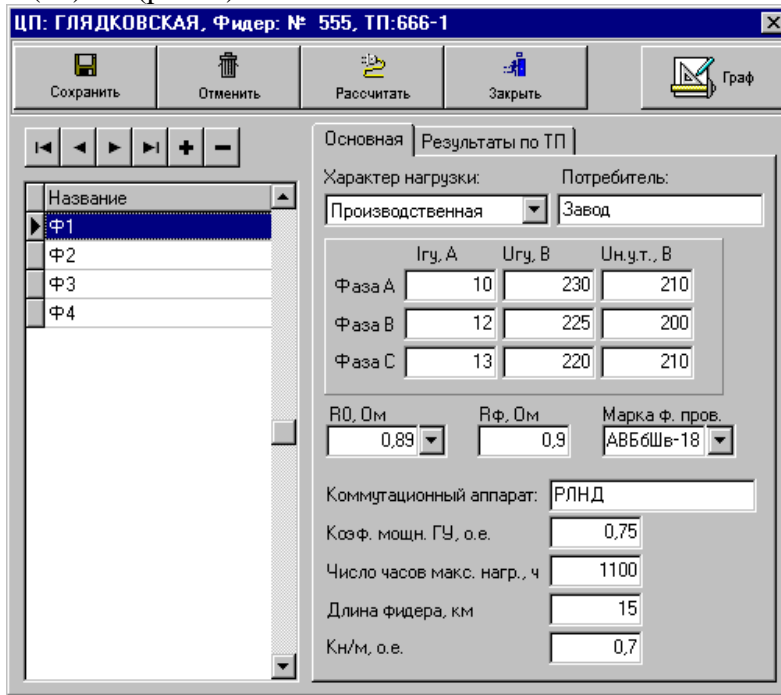


Рис. 5.

A №	B Объект расчета	G dP, %	H dP, кВт	I dW, %	J dW, тыс.кВт.ч
7	Ф3	3,08	0,91	1,42	0,837
8	Ф4	4,05	1,4	1,79	0,986
	ТП-666 секц.№1	3,89	3,77	1,76	3,083
	Фидер: № 555	3,89	4	1,76	3,192
9	Ф1	1,84	0,04	0,8	0,02
	ТП-460 секц.№1	1,84	0,04	0,8	0,02
10	Ф1	8,19	0,89	3,59	0,586
	ТП-4599 секц.№1	8,19	0,89	3,59	0,586
	Фидер: № 11-2	7,1	0,93	3,22	0,606
	ЦП: ГЛЯДКОВСКАЯ Секц.№2	4,04	5,35	1,84	3,989
	РЭС: МОЖАЙСК	4,04	5,35	1,84	3,989
	ЭС: Можайский	4,04	5,35	1,84	3,989

Рис. 6.

Результаты расчета по каждой линии 0,4 кВ можно сохранять в таблице, где они суммируются по ТП, фидерам 6 (10) кВ, центрам питания, районам электрических сетей (рис. 6). Таблица содержит и исходные данные.

При известных схемах сети по контрольным измерениям уровней напряжения на шинах ТП, току головного участка в максимум нагрузки, установленной мощности и характеру потребителей сети 0,4 кВ имеется возможность рассчитывать максимальный установившийся режим с определением уровней напряжения в узлах, потерь напряжения и мощности на участках. В зависимости от характера потребителей и способа задания нагрузок расчет должен выполняться по разным методикам. Потери электроэнергии при этом могут быть рассчитаны по времени наибольших потерь, определяемому по характеру потребителей и току головного участка распределительной линии.

Для электрических сетей с коммунальной нагрузкой принимается допущение о равномерном её распределении по длине сети [8], для расчета потерь электроэнергии вычисляется эквивалентный ток потерь мощности каждого участка сети:

$$I_{\text{Экв}}^2 = \frac{1}{3} I_{\text{P}_i}^2 + I_{\text{P}_i} \cdot I_{\text{C}_i} + I_{\text{C}_i}^2, \text{ A}, \quad (60)$$

где  $I_{\text{P}}$  – равномерно распределенная по длине токовая нагрузка,  $I_{\text{C}}$  – сосредоточенная токовая нагрузка, приходящаяся на одну фазу.

Для каждого участка по формуле (56) вычисляется коэффициент дополнительных потерь, возникающих из-за неравномерности загрузки фаз. Рассчитываются потери мощности на каждом участке:

$$\Delta P_i = 3 \cdot K_{\text{дн}_i} \cdot I_{\text{Экв}_i}^2 \cdot R_i, \text{ кВт}. \quad (61)$$

Промышленная или смешанная нагрузка принимается сосредоточенной в узлах электрической сети. Ее значение может быть задано установленной мощностью или потребляемой электроэнергией за месяц, квартал или год. Расчет аналогичен описанному выше для сети 6(10)-35 кВ с учетом различного исполнения участков и коэффициента дополнительных потерь от несимметрии нагрузок.

Наиболее точной и вместе с тем наиболее трудоемкой, требующей максимального объема исходной информации является методика расчета, основанная на контрольных замерах уровней напряжения на шинах ТП, пофазного тока головного участка в максимум нагрузки; установленной мощности, характеру и типовым графикам нагрузки потребителей, отпуску электроэнергии в сеть 0,4 кВ или потреблению электроэнергии присоединенными к сети потребителями.

Одновременное знание контрольных замеров нагрузки по сетям 0,4 кВ и электропотребления позволяет привести их в определенное соответствие через расчет серии установившихся режимов по ступеням типовых графиков нагрузки с накоплением результатов расчета потерь мощности за характерные сутки. Расчет токораспределения в сети, потокораспределения и потерь напряжения в ней осуществляется известными методами для вечернего и дневного максимума [9]. Потери мощности принимаются равными максимальным потерям, рассчитанным для дневного и вечернего максимума. Расчет потерь напряжения проводится для режима, в котором потери мощности наибольшие. Эта методика в максимальной степени соответствует требованиям задачи выявления и оценки коммерческих потерь электроэнергии. Результаты расчетов могут быть использованы для определения характерных точек сети с максимальным и минимальным отклонениями напряжения, для выбора законов регулирования в центрах питания распределительных сетей 0,4-10 кВ.

Таким образом, первые методики могут рассматриваться как временные, оценочные при недостаточно развитой системе информационного обеспечения расчетов режимов и потерь в сетях 0,4 кВ.

Последняя методика является на сегодняшний день наиболее точной и наиболее перспективной. Переход к ней должен осуществляться поэтапно от отдельных наиболее загруженных узлов нагрузки и наиболее протяженных сетей 0,4 кВ к участкам, районам электрических сетей, ПЭС и энергосистеме в целом.

### ***2.2.5. Методика совместного расчета потерь электроэнергии в распределительных сетях 6 (10) и 0,4 кВ***

Для расчета потерь электроэнергии в распределительных сетях 6 (10) кВ в качестве нагрузок на трансформаторах 6 (10)/0,4 кВ предлагается использовать исходные данные введенные для расчета сети 0,4 кВ. Такой совместный расчет электрической сети 6 (10) кВ и всех питающихся от нее распределительных линий 0,4 кВ позволяет:

- уточнить потокораспределение, потери напряжения, мощности и электроэнергии в сети 6 (10) кВ за счет более точных нагрузок потребителей, питающихся от ТП;
- учесть влияние несимметрии нагрузки в сетях 0,4 кВ на нагрузочные потери мощности в распределительных трансформаторах 6 (10)/0,4;
- рассчитать баланс нагрузок и электроэнергии по сетям 6 (10)-0,4 кВ с учетом технических потерь мощности и электроэнергии в них;
- определить участки сети с недопустимым небалансом электроэнергии.

При расчете нагрузки мощности на стороне 0,4 кВ трансформатора по исходным данным, введенным для расчета сети 0,4 кВ, используются формулы:

$$P_{\text{Hr}} = U_A \cdot \sum_{i=1}^n I_{Ai} \cdot \cos\varphi_i + U_B \cdot \sum_{i=1}^n I_{Bi} \cdot \cos\varphi_i + U_C \cdot \sum_{i=1}^n I_{Ci} \cdot \cos\varphi_i, \quad (62)$$

$$\cos\varphi_{\text{Hr}} = \frac{U_A \cdot \sum_{i=1}^n I_{Ai} \cdot \cos\varphi_i + U_B \cdot \sum_{i=1}^n I_{Bi} \cdot \cos\varphi_i + U_C \cdot \sum_{i=1}^n I_{Ci} \cdot \cos\varphi_i}{U_A \cdot \sum_{i=1}^n I_{Ai} + U_B \cdot \sum_{i=1}^n I_{Bi} + U_C \cdot \sum_{i=1}^n I_{Ci}}, \quad (63)$$

где  $I_{Ai}$ ,  $I_{Bi}$  и  $I_{Ci}$  – фазные токи  $i$ -й линии 0,4 кВ, отходящей от данного трансформатора, А;

$\cos\varphi_i$  – коэффициент мощности  $i$ -й линии 0,4 кВ, отн.ед.;

$U_A$ ,  $U_B$  и  $U_C$  – фазные напряжения на стороне 0,4 кВ данного трансформатора, кВ;

$n$  – количество линий 0,4 кВ, отходящих от данного трансформатора, шт.

Расчет средневзвешенных токов каждой фазы трансформатора на стороне 0,4 кВ можно выполнять по формуле:

$$I_{\text{Ат}} = \left( \sum_{i=1}^n I_{Ai} \cdot \cos\varphi_i \right) / \cos \left[ \arctg \left( \sum_{i=1}^n I_{Ai} \cdot \sin\varphi_i / \sum_{i=1}^n I_{Ai} \cdot \cos\varphi_i \right) \right]. \quad (64)$$

Токи  $I_{\text{Вт}}$  и  $I_{\text{Ст}}$  вычисляются аналогично.

Обычно нагрузочные потери мощности в трансформаторе определяются для режима с симметричной нагрузкой на стороне 0,4 кВ. Для учета увеличения нагрузочных потерь мощности в распределительных трансформаторах от несимметричной нагрузки их значение умножается на коэффициент увеличения потерь  $K_{\text{Ут}}$ , рассчитываемый по формуле:

$$K_{\text{Ут}} = 3 \cdot (I_{\text{Ат}}^2 + I_{\text{Вт}}^2 + I_{\text{Ст}}^2) / (I_{\text{Ат}} + I_{\text{Вт}} + I_{\text{Ст}})^2, \quad (65)$$

где  $I_{\text{Ат}}$ ,  $I_{\text{Вт}}$  и  $I_{\text{Ст}}$  – фазные токи нагрузки на стороне 0,4 кВ распределительных трансформаторов.

По контрольным измерениям пофазных нагрузок, выполненным в одной из центральных энергосистем России, был проведен анализ влияния несимметрии нагрузок в сетях 0,38 кВ на коэффициент увеличения потерь в распределительных трансформаторах. Показано, что нагрузочные потери увеличиваются от несимметрии нагрузки трансформаторов в среднем для энергосистемы на 8-10%. Для отдельных трансформаторов увеличение потерь составляет 40-60%, а в некоторых случаях – 100% и выше.

### 3. Структура коммерческих потерь электроэнергии

В идеальном случае коммерческие потери электроэнергии в электрической сети, определяемые по формуле (7), должны быть равны нулю. В реальных условиях отпуск в сеть, полезный отпуск и технические потери определяются с погрешностями. **Разности этих погрешностей фактически и являются структурными составляющими коммерческих потерь.** Они должны быть по возможности сведены к минимуму за счет выполнения соответствующих мероприятий. Если такая возможность отсутствует, необходимо внести поправки к показаниям электросчетчиков, компенсирующие систематические погрешности измерений электроэнергии.

#### 3.1. Погрешности измерений отпущенной в сеть и полезно отпущенной электроэнергии потребителям

Как показал анализ, проведенный в АО «ВНИИЭ», погрешность измерений электроэнергии в общем случае может быть разбита на более чем 30 составляющих.

Рассмотрим наиболее значимые составляющие погрешностей измерительных комплексов (ИК), в которые могут входить: трансформатор тока (ТТ), трансформатор напряжения (ТН), счетчик электроэнергии (СЭ), линия присоединения СЭ к ТН.

К основным составляющим погрешностей измерений отпущенной в сеть и полезно отпущенной электроэнергии относятся:

- 1) погрешности измерений электроэнергии в нормальных условиях работы ИК, определяемые классами точности ТТ, ТН и СЭ;
- 2) дополнительные погрешности измерений электроэнергии в реальных условиях эксплуатации ИК, обусловленные:
  - заниженным против нормативного коэффициентом мощности нагрузки (дополнительной угловой погрешностью);
  - влиянием на СЭ магнитных и электромагнитных полей различной частоты;
  - недогрузкой и перегрузкой ТТ, ТН и СЭ;
  - несимметрией и уровнем подведенного к ИК напряжения;
  - работой СЭ в неотапливаемых помещениях с недопустимо низкой температурой и т.п.;
  - недостаточной чувствительностью СЭ при их малых нагрузках, особенно в ночные часы;
- 3) систематические погрешности, обусловленные сверхнормативными сроками службы ИК. В частности, из результатов проверки Мособлэнергонадзором состояния приборов учета электроэнергии у бытовых потребителей электроэнергии в городах Московской области установлено, что 81 % электросчетчиков общего количества проверенных подлежит замене и не соответствуют ГОСТ 6570-75 по погрешностям измерений. При этом 51 % электросчетчиков имеют в среднем отрицательную погрешность минус

13 %. В Клинских электрических сетях Московской области в начале 90-х годов в соответствии с планом были проверены около 300 однофазных счетчиков электроэнергии. Погрешность и порог чувствительности всех счетчиков оказались в норме. После 8 лет эксплуатации та же партия из 300 счетчиков вновь была подвергнута проверке. При этом погрешность 32 счетчиков при их 100 %-ной нагрузке составила минус 4,3 %, а порог их чувствительности увеличился с 11 до 20 Вт;

- 3) погрешности, связанные с неправильными схемами подключения электросчетчиков, ТТ и ТН, в частности, нарушениями фазировки подключения счетчиков;
- 4) погрешности, обусловленные неисправными приборами учета электроэнергии;
- 5) погрешности снятия показаний электросчетчиков из-за:
  - ошибок или умышленных искажений записей показаний;
  - неодновременности или невыполнения установленных сроков снятия показаний счетчиков, нарушения графиков обхода счетчиков;
  - ошибок в определении коэффициентов пересчета показаний счетчиков в электроэнергию.

Следует заметить, что согласно формуле (7), при одинаковых знаках составляющих погрешностей измерений отпуска в сеть и полезного отпуска коммерческие потери будут уменьшаться, а при разных - увеличиваться. Это означает, что с точки зрения снижения коммерческих потерь электроэнергии необходимо проводить согласованную техническую политику повышения точности измерений отпуска в сеть и полезного отпуска. В частности, если мы, например, будем односторонне уменьшать систематическую отрицательную погрешность измерений  $W_{OC}$  (модернизировать систему учета), не меняя погрешность измерений  $W_{ПО}$ , коммерческие потери при этом возрастут, что, кстати, имеет место на практике.

## **3.2. Коммерческие потери, обусловленные занижением полезного отпуска из-за недостатков энергосбытовой деятельности**

Эти потери включают две составляющие: потери при выставлении счетов и потери от хищений электроэнергии.

### ***3.2.1. Потери при выставлении счетов***

Эта коммерческая составляющая обусловлена:

- неточностью данных о потребителях электроэнергии, в том числе, недостаточной или ошибочной информацией о заключенных договорах на пользование электроэнергией;
- ошибками при выставлении счетов, в том числе невыставленными счетами потребителям из-за отсутствия точной информации по ним и постоянного контроля за актуализацией этой информации;
- отсутствием контроля и ошибками в выставлении счетов клиентам, пользующимся специальными тарифами;
- отсутствием контроля и учета откорректированных счетов и т.п.

### **3.2.2. Потери от хищений электроэнергии**

Это одна из наиболее существенных составляющих коммерческих потерь, которая является предметом заботы энергетиков в большинстве стран мира.

Опыт борьбы с хищениями электроэнергии в различных странах обобщается специальной «Экспертной группой по изучению вопросов, касающихся кражи электроэнергии и неоплаченных счетов (неплатежей)». Группа организована в рамках исследовательского комитета по экономике и тарифам международной организации UNIPED. Согласно отчету, подготовленному этой группой в декабре 1998 г., термин «кража электроэнергии» применяется только в тех случаях, когда электроэнергия не учитывается или не полностью регистрируется по вине потребителя, либо когда потребитель вскрывает счетчик или нарушает систему подачи электропитания с целью снижения учитываемого счетчиком расхода потребляемой электроэнергии.

Обобщение международного и отечественного опыта по борьбе с хищениями электроэнергии показало, что в основном этими хищениями занимаются бытовые потребители. Имеют место кражи электроэнергии, осуществляемые промышленными и торговыми предприятиями, но объем этих краж нельзя считать определяющим.

Хищения электроэнергии имеют достаточно четкую тенденцию к росту, особенно в регионах с неблагополучным теплоснабжением потребителей в холодные периоды года. А также практически во всех регионах в осенне-весенние периоды, когда температура воздуха уже сильно понизилась, а отопление еще не включено.

Существуют три основных группы способов хищений электроэнергии: механические, электрические, магнитные.

#### **Механические способы хищений электроэнергии**

Механическое вмешательство в работу (механическое вскрытие) счетчика, которое может принимать различные формы, включая:

- сверление отверстий в донной части корпуса, крышке или стекле счетчика; вставка (в отверстие) различных предметов типа пленки шириной 35 мм, иглы и т.п. для того, чтобы остановить вращение диска или сбросить показания счетчика;
- перемещение счетчика из нормального вертикального в полугоризонтальное положение для того, чтобы снизить скорость вращения диска;
- самовольный срыв пломб, нарушение в центровке осей механизмов (шестерен) для предотвращения полной регистрации расхода электроэнергии;
- раскатывание стекла при вставке пленки, которая остановит дисковое вращение.

Обычно механическое вмешательство оставляет след на счетчике, но его трудно обнаружить, если счетчик не будет полностью очищен от пыли и грязи и осмотрен опытным специалистом.

К механическому способу хищения электроэнергии можно отнести достаточно широко распространенные в России умышленные повреждения СЭ бытовыми потребителями или хищения счетчиков, установленных на лестничных клетках жилых домов. Как показал анализ, динамика умышленных разрушений и хищений счетчиков



практически совпадает с наступлением холодов при недостаточном отоплении квартир. В данном случае разрушения и хищения счетчиков следует рассматривать как своеобразную форму протеста населения против неспособности местных администраций обеспечить нормальные жилищные условия. Усугубление ситуации с теплоснабжением населения неизбежно приводит к росту коммерческих потерь электроэнергии, что уже подтверждается печальным опытом дальневосточных и некоторых сибирских энергосистем.

### **Электрические способы хищений электроэнергии**

Наиболее распространенным в России электрическим способом хищений электроэнергии является так называемый «наброс» на выполненную голым проводом воздушную линию. Достаточно широко используются также такие способы как:

- инвертирование фазы тока нагрузки;
- применение различного типа «отмотчиков» для частичной или полной компенсации тока нагрузки с изменением её фазы;
- шунтирование токовой цепи счетчика – установка так называемых «закороток»;
- заземление нулевого провода нагрузки;
- нарушение чередования фазного и нулевого проводов в сети с заземленной нейтралью питающего трансформатора.

Если счетчики включаются через измерительные трансформаторы, могут применяться также:

- отключение токовых цепей ТТ;
- замена нормальных предохранителей ТН на перегоревшие и т.п.

### **Магнитные способы хищений электроэнергии**

Применение магнитов с внешней стороны счетчика может повлиять на его рабочие характеристики. В частности, можно при использовании индукционных счетчиков старых типов с помощью магнита замедлить вращение диска. В настоящее время новые типы счетчиков производители стараются защитить от влияния магнитных полей. Поэтому этот способ хищений электроэнергии становится все более ограниченным.

### **Другие способы хищений электроэнергии**

Существует целый ряд способов хищений электроэнергии чисто российского происхождения, например, хищения за счет частой смены владельцев той или иной фирмы с перманентным переоформлением договоров на поставку электроэнергии. В этом случае Энергосбыт не в состоянии уследить за изменением владельцев и получить с них плату за электроэнергию.

В ограниченном методическом пособии невозможно перечислить все способы хищений. Наша задача показать сложный комплексный характер проблемы снижения коммерческих потерь.

### **3.3. Коммерческие потери электроэнергии, обусловленные наличием бесхозных потребителей**

Кризисные явления в стране, появление новых акционерных обществ привели к тому, что в большинстве энергосистем в последние годы появились и уже довольно значительное время существуют жилые дома, общежития, целые жилые поселки, которые не стоят на балансе каких-либо организаций. Электро- и теплоэнергию, поставляемые в эти дома, жильцы никому не оплачивают. Попытки энергосистем отключить неплательщиков не дают результатов, так как жители вновь самовольно подключаются к сетям. Электроустановки этих домов никем не обслуживаются, их техническое состояние грозит авариями и не обеспечивает безопасность жизни и имуществу граждан.

### **3.4. Коммерческие потери, обусловленные неодновременностью оплаты за электроэнергию бытовыми потребителями – так называемой «сезонной составляющей»**

Эта весьма существенная составляющая коммерческих потерь электроэнергии имеет место в связи с тем, что бытовые потребители объективно не в состоянии одновременно снять показания счетчиков и оплатить за электроэнергию. Как правило, платежи отстают от реального электропотребления, что, безусловно, вносит погрешность в определение фактического полезного отпуска бытовым потребителем и в расчет фактического небаланса электроэнергии по формуле (2), так как отставание может составлять от одного до трех месяцев и более. Как правило, в осенне-зимние и зимне-весенние периоды года имеют место недоплаты за электроэнергию, а в весенне-летние и летне-осенние периоды эти недоплаты в определенной мере компенсируются. В докризисный период эта компенсация была практически полной, и потери электроэнергии за год редко когда имели коммерческую составляющую. В настоящее время осенне-зимние и зимне-весенние сезонные недоплаты за электроэнергию намного превышают в большинстве случаев суммарную оплату в другие периоды года. Поэтому коммерческие потери имеют место по месяцам, кварталам и за год в целом.

### **3.5. Погрешности расчета технических потерь электроэнергии в электрических сетях**

Как видно из формулы (7), коммерческие потери электроэнергии нельзя измерить. Их можно с той или иной погрешностью вычислить. Значение этой погрешности зависит не только от погрешностей измерений  $W_{OC}$  и  $W_{ПО}$ , объема хищений электроэнергии, наличия «бесхозных потребителей», других рассмотренных выше факторов, но и от погрешности расчета технических потерь электроэнергии. Чем более точными будут расчеты технических потерь электроэнергии, тем, очевидно, точнее будут оценки коммерческой составляющей, тем объективнее можно определить их структуру и наметить мероприятия по их снижению.

В соответствии с отраслевой инструкцией [3] погрешности расчета технических потерь электроэнергии делятся на информационные и методические. В АО «ВНИИЭ» на примере одной из центральных энергосистем России выполнена оценка погрешностей расчетов технических потерь по всем структурным составляющим [см. Приложение]. Среднеквадратическая погрешность расчета суммарных потерь электроэнергии в электрических сетях этой энергосистемы составила около 0,7 %.

Как известно, с наибольшей погрешностью вычисляются потери электроэнергии в электрических сетях 6 (10) кВ и, особенно, в сетях 0,4 кВ из-за погрешностей и неполноты исходной информации о нагрузках этих сетей. Для оценки влияния этих погрешностей на погрешность расчета суммарных потерь электроэнергии в сетях энергосистемы, в АО «ВНИИЭ» были выполнены специальные расчеты. Эти расчеты показали, что при изменении среднеквадратических погрешностей расчета потерь в одном фидере 0,4-10 кВ в диапазоне от 10 до 100 % среднеквадратическая погрешность расчета суммарных потерь электроэнергии изменялась в диапазоне 0,65–0,94 %.

### **3.6. Терминология в области коммерческих потерь электроэнергии**

За рубежом термин «коммерческие потери» применяется только к той их части, которая обусловлена недостатками энергосбытовой коммерческой деятельности энергокомпаний. В целом, коммерческие потери, определяемые в отечественной практике по формуле (7), за рубежом принято называть «нетехническими» потерями электроэнергии. Поскольку в этом есть определенная логика, исходя из рассмотренной выше структуры, представляется целесообразным ввести и у нас термин «нетехнические потери электроэнергии», включающие в себя:

- а) погрешности измерений отпущенной в сеть и полезно отпущенной электроэнергии – «метрологические потери» (см. разд. 3.1);
- б) коммерческие потери, обусловленные:
  - занижением полезного отпуска из-за недостатков энергосбытовой деятельности (см. разд. 3.2);
  - наличием бесхозных потребителей (см. разд. 3.3);
  - сезонной составляющей (см. разд. 3.4);
- в) погрешности расчета технических потерь электроэнергии в сетях (см. разд. 3.5).

## **4. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии**

Основной эффект в снижении технических потерь электроэнергии может быть получен за счет технического перевооружения, реконструкции, повышения надежности работы и пропускной способности электрических сетей, сбалансированности их режимов, т.е. за счет внедрения капиталоемких мероприятий. Эти мероприятия нашли отражение в концепциях развития и техперевооружения электрических сетей на период до 2010 г., разработанных институтами Энергосетьпроект и РОСЭП (Сельэнергопроект).

Основными из этих мероприятий, кроме достаточно хорошо известных [10], для системообразующих электрических сетей 110 кВ и выше являются:

- налаживание серийного производства и широкое внедрение регулируемых компенсирующих устройств для оптимизации потоков реактивной мощности и снижения недопустимых или опасных уровней напряжения в узлах сетей, в том числе: управляемых шунтируемых реакторов, статических компенсаторов реактивной мощности;
- строительство новых линий электропередачи и повышение пропускной способности существующих линий для выдачи активной мощности от «запертых» электростанций для ликвидации дефицитных узлов и завышенных транзитных потоков;
- развитие нетрадиционной и возобновляемой энергетики для выдачи малых мощностей в удаленные дефицитные узлы электрических сетей, в том числе: малых ГЭС, ветроэлектростанций, приливных, геотермальных ГЭС и т.п.

Очевидно, на ближайшую и удаленную перспективу останутся актуальными оптимизация режимов электрических сетей по активной и реактивной мощности, регулирование напряжения в сетях, оптимизация загрузки трансформаторов, выполнение работ под напряжением и т.п.

К приоритетным мероприятиям по снижению технических потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 0,4-35 кВ относятся:

- использование 10 кВ в качестве основного напряжения распределительной сети;
- увеличение доли сетей напряжением 35 кВ;
- сокращение радиуса действия и строительство ВЛ 0,4 кВ в трехфазном исполнении по всей длине;
- применение самонесущих изолированных и защищенных проводов для ВЛ напряжением 0,4-10 кВ;
- использование максимального допустимого сечения провода в электрических сетях 0,4-10 кВ с целью адаптации их пропускной способности к росту нагрузок в течение всего срока службы;
- разработка и внедрение нового более экономичного электрооборудования, в частности, распределительных трансформаторов с уменьшенными активными и реактивными потерями холостого хода, встроенных в КТП и ЗТП конденсаторных батарей;
- применение столбовых трансформаторов малой мощности 6-10/0,4 кВ для сокращения протяженности сетей 0,4 кВ и потерь электроэнергии в них;
- более широкое использование устройств автоматического регулирования напряжения под нагрузкой, вольтодобавочных трансформаторов, средств местного регулирования напряжения для повышения качества электроэнергии и снижения ее потерь;
- комплексная автоматизация и телемеханизация электрических сетей, применение коммутационных аппаратов нового поколения, средств дистанционного определения мест повреждения в электрических сетях для сокращения длительности неоптимальных ремонтных и послеаварийных режимов, поиска и ликвидации аварий;

- повышение достоверности измерений в электрических сетях на основе использования новых информационных технологий, автоматизации обработки телеметрической информации.

Необходимо сформулировать новые подходы к выбору мероприятий по снижению технических потерь и оценке их сравнительной эффективности в условиях акционирования энергетики, когда решения по вложению средств принимаются уже не с целью достижения максимума «народнохозяйственного эффекта», а получения максимума прибыли данного АО, достижения запланированных уровней рентабельности производства, распределения электроэнергии и т.п.

Рассмотренная нами структура коммерческих потерь (гл. 3) электроэнергии позволяет наметить пути их снижения.

Основной стратегический путь этого снижения – совершенствование учета отпущенной в электрическую сеть и полезно потребленной электроэнергии. Мероприятия по совершенствованию и повышению точности учета электроэнергии достаточно хорошо известны. Их типовой перечень включен в отраслевую инструкцию [10], а некоторые дополнения к нему рекомендованы в циркуляре РАО «ЕЭС России» от 23.0.99 №01-99 (Э) [11].

На сегодняшний день становится все более очевидным, что главными направлениями совершенствования системы учета электроэнергии являются:

- замена старых, отработавших свой ресурс индукционных счетчиков класса точности 2,5 на новые. Это позволит в среднем повысить учитываемый полезный отпуск электроэнергии на 10-12 %;
- поверка и метрологическая аттестация ТТ и ТН в рабочих условиях эксплуатации, создание и внедрение соответствующих поверочных средств для измерительных трансформаторов всех ступеней напряжения;
- установка дополнительных СЭ, ТТ и ТН, обеспечивающих учет отпуска и потерь электроэнергии по ступеням напряжения;
- совершенствование и внедрение аттестованных в установленном порядке программ расчета технических потерь электроэнергии [7];
- активизация внедрения автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) на электрических станциях, подстанциях, у крупных потребителей с постепенным переходом к внедрению АСКУЭ бытового потребления;
- информационная и функциональная увязка АСКУЭ и автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ) ПЭС и МГЭС;
- создание автоматизированных баз данных по потребителям электроэнергии (юридическим и физическим лицам) с их привязкой к электрическим сетям для: контроля за динамикой объема потребления электроэнергии по месяцам и годам и ее соответствия динамике объема выпускаемой продукции, например; расчета и анализа фактических и допустимых небалансов электроэнергии по электрическим сетям;
- корректировка ПУЭ, строительных норм и правил проектной документации для защиты бытовых электросчетчиков от хищений и разрушения потребителями, ужесточение мер ответственности за эти хищения и разрушения;

– широкое внедрение счетчиков прямого включения с предоплатой.

Практическая реализация перечисленных мероприятий требует значительных капиталовложений и времени и позволит уменьшить коммерческие потери электроэнергии максимум на 50 %.

В условиях общего спада нагрузки и отсутствия средств на развитие, реконструкцию и техперевооружение электрических сетей становится все более очевидным, что каждый вложенный рубль в совершенствование системы учета сегодня окупается значительно быстрее, чем затраты на повышение пропускной способности сетей и даже на компенсацию реактивной мощности.

Остальные 50 % коммерческих потерь — это хищения электроэнергии. В борьбе с хищениями электроэнергии практически нет мелочей. Она должна вестись планомерно, постоянно и по всем направлениям возможных хищений, начиная с оснащения контролеров приборами по выявлению скрытых проводок, образцовыми однофазными счетчиками, токоизмерительными клещами на телескопических изолирующих штангах для измерения токов на вводах и т.п., до: замены голых проводов на вводах в частные владения на изолированные кабели; выноса приборов учета за границу частных владений; применения счетчиков электроэнергии, защищенных от хищений электроэнергии, в том числе установки счетчиков совместно с УЗО и т.п.

В выявлении и ликвидации хищений электроэнергии очень важен учет «человеческого фактора», под которым понимается [12]:

- обучение и повышение квалификации персонала;
- осознание персоналом важности для предприятия в целом и его работников лично эффективного решения поставленной задачи;
- мотивация персонала, моральное и материальное стимулирование;
- связь с общественностью, широкое оповещение о целях и задачах снижения коммерческих потерь, ожидаемых и получаемых результатах;
- ужесточение мер уголовной, административной и материальной ответственности за хищения электроэнергии.

Для того чтобы требовать от персонала Энергосбыта, предприятий и работников электрических сетей выполнения нормативных требований по поддержанию системы учета электроэнергии на должном уровне, достоверному расчету технических потерь и выполнению мероприятий по снижению потерь, персонал должен **знать** эти нормативные требования и **уметь** их выполнять. Кроме того, он должен хотеть их выполнять, т.е. быть морально и материально заинтересованным в фактическом, а не формальном снижении потерь. Для этого необходимо проводить систематическое обучение персонала не только теоретически, но и практически, с переаттестацией и контролем усвоения знаний (экзаменами). Обучение должно проводиться для всех уровней — от руководителей подразделений, служб и отделов до рядовых исполнителей.

Руководители должны знать и уметь решать общие задачи управления процессом снижения потерь в сетях, исполнители — уметь решать конкретные задачи. Обучение должно преследовать не только цели получения новых знаний и навыков, но и обмена передовым опытом, распространения этого опыта во всех предприятиях энергосистемы.

Однако одних знаний и умений недостаточно. В энергосистеме должна быть разработана, утверждена и эффективно действовать система поощрения за снижение потерь электроэнергии в сетях, выявление хищений электроэнергии с обязательным оставлением части полученной прибыли от снижения потерь (до 50 %) в распоряжении персонала, получившего эту прибыль.

Очень важен контроль со стороны руководителей энергосистемы, предприятий электросетей и Энергосбыта за эффективностью работы контролеров, мастеров и монтеров РЭС с целью предотвращения получения личного дохода непосредственно с виновников хищений, «помощи» потребителям по несанкционированному подключению к сетям и т.п.

В конечном счете, в энергосистеме должен быть создан такой экономический механизм, который бы ставил в прямую зависимость рост зарплаты персонала от его квалификации, его активности и эффективности действий в области снижения потерь, если, конечно, действия этого персонала влияют на значение потерь.

Для эффективного решения перечисленных задач должна быть существенно повышена роль и активность служб метрологии энергосистем и ПЭС энергосбытов и их отделений в части:

- контроля технического состояния и соблюдения сроков госповерки приборов расчетного и калибровки приборов технического учета электроэнергии;
- разработки мероприятий по совершенствованию схемы расстановки приборов расчетного и технического учета электроэнергии в общесистемных и распределительных сетях;
- устранения причин появления на электростанциях и подстанциях 220 кВ и выше фактического небаланса электроэнергии, превышающего допустимый;
- разработки и выполнения мероприятий по дальнейшему совершенствованию учета выработанной станциями и отпущенной потребителям электроэнергии;
- создания и использования автоматизированных рабочих мест метролога (АРМ-метролог) в электросетевых предприятиях и на электростанциях для более достоверного расчета допустимых небалансов электроэнергии на электростанциях, подстанциях и в сетях с учетом баз данных по реальным метрологическим характеристикам, счетчиков, ТТ и ТН;
- разработка и внедрение в энергосистемах местных методик выполнения измерений электрической мощности и электроэнергии на основе типовых методик (РД 34.11.334-97 и РД 34.11.333-97 [11]).

С учетом рассмотренных выше структуры коммерческих потерь электроэнергии и мероприятий по их снижению, на основании Закона РФ «Об обеспечении единства измерений» и ГОСТ Р 8.563-96 «ГСИ. Методики выполнения измерений», представляется целесообразным разработать Типовую методику выполнения измерений потерь электроэнергии в электрических сетях энергоснабжающих организаций.

Это позволит привести методы выполнения измерений отчетных и расчета технических потерь в строгое соответствие с Законом РФ и с ГОСТ Р 8.563-96, повысить объективность оценки погрешностей потерь электроэнергии и, в конечном счете, более обоснованно подойти к выбору мероприятий по снижению потерь.

Из структуры коммерческих потерь электроэнергии следует также, что эти потери укрупнено можно представить в виде суммы двух составляющих [1]:

$$\Delta W_{\text{к}} = \Delta W_{\text{кв}} + \Delta W_{\text{кс}}, \quad (66)$$

где  $\Delta W_{\text{кв}}$  – потери, обусловленные погрешностями, неполным учетом и хищениями электроэнергии;  $\Delta W_{\text{кс}}$  - потери при выставлении счетов.

В связи с ростом дебиторской задолженности по уже выставленным счетам (потерь при востребовании оплаты,  $\Delta W_{\text{кв}}$ ) все более актуальным становится максимально возможное уменьшение этой задолженности. Международные эксперты предлагают включать  $\Delta W_{\text{кв}}$  в состав коммерческих потерь, т.к. потери при востребовании оплаты, не увеличивая абсолютную величину коммерческих потерь, в целом могут наносить экономике энергопредприятия (АО-энерго, муниципальной городской электрической сети) ущерб, не меньший, чем сумма ( $\Delta W_{\text{кв}} + \Delta W_{\text{кс}}$ ), умноженная на среднеотпускной тариф.

Такой подход имеет принципиальное значение. Именно в этом случае задача снижения потерь приобретает законченный смысл и превращается из частной проблемы совершенствования учета и борьбы с хищениями электроэнергии в более общую комплексную задачу обеспечения финансовой и экономической устойчивости энергопредприятия. В соответствии с таким подходом более комплексным должен быть подбор участников работы по снижению коммерческих потерь. По существу, в этой работе должен принимать участие персонал всего энергопредприятия.

Из изложенного следует, что:

- а) величина коммерческих потерь зависит от большого количества факторов, а точность оценки, в первую очередь, от точности учета отпущенной в сеть и потребленной энергии, а также от точности расчета технических потерь;
- б) коммерческие потери должны рассчитываться не только в киловатт-часах, как составляющая баланса электроэнергии, но и в денежном выражении, как финансовые убытки энергопредприятия, как явно упущенная его выгода в форме недополученной прибыли, включающая в себя потери при востребовании оплаты за поставленную клиентам электроэнергию;
- в) коммерческие потери как, в прочем, и потери электроэнергии в целом, не являются фатально неизбежными. Они могут и должны быть снижены в результате активной, целенаправленной деятельности энергопредприятия, которая должна осуществляться в соответствии со специально разработанным проектом.



**Оценка погрешностей расчета технических потерь электроэнергии**

## П.1. Общие положения

Погрешность расчета потерь электроэнергии зависит от объема и достоверности исходной информации. Чем менее полная информация имеется для расчетов, тем, очевидно, более простой и менее точный метод расчета можно применить. Этим обусловлена методическая погрешность расчетов.

В то же время при одном и то же объеме исходной информации, она может быть представлена с различной погрешностью, что, в свою очередь, может внести дополнительную (информационную) погрешность в результаты расчетов потерь.

Методическая и информационная погрешности являются, как правило, случайными величинами. Поэтому под погрешностью расчетов потерь обычно понимают относительную среднеквадратическую погрешность:

$$\Delta_{\Pi} = \frac{\sigma}{\Delta W_p} 100, \%$$

Если потери электроэнергии являются случайной величиной, распределенной по нормальному закону, то среднеквадратическое отклонение может быть определено по максимальному и минимальному значениям потерь и правилу «трех сигм» по формуле:

$$\sigma = \frac{\Delta W_{\max} - \Delta W_{\min}}{2t},$$

где  $t$  – параметр, зависящий от доверительной вероятности.

Из этой формулы следует, что интервал неопределенности потерь электроэнергии можно рассчитать по формулам:

$$\left. \begin{aligned} \Delta W_{\min} &= \Delta W_p \left( 1 - \frac{t \cdot \Delta_{\Pi}}{100} \right) \\ \Delta W_{\max} &= \Delta W_p \left( 1 + \frac{t \cdot \Delta_{\Pi}}{100} \right) \end{aligned} \right\}, \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

где  $\Delta W_p$  – расчетное значение потерь электроэнергии;

$\Delta_{\Pi}$  – относительная среднеквадратическая погрешность расчета;

$t$  – параметр, принимаемый обычно равным 2, соответствующий доверительной вероятности 95,4%, означающий, что с такой вероятностью фактические потери электроэнергии попадут в интервал:  $\Delta W_{\max, \min} = \Delta W_p \cdot (1 \pm 2 \cdot \Delta_{\Pi} / 100)$ .

## П.2. Структура погрешностей, методы и результаты их оценки на примере АО «Мосэнерго»

Структура, методы оценки погрешностей и их эмпирические значения для отдельных составляющих приведены в [1].

### ***П.2.1. Переменные потери электроэнергии в замкнутой электрической сети 110 кВ и выше***

Среднеквадратическая погрешность расчета нагрузочных потерь электроэнергии в замкнутой сети энергосистемы 110 кВ и выше при использовании метода характерных суток рассчитывается по формуле:

$$\Delta_{\text{НПС}} = \frac{\sqrt{2 \cdot N_{\text{P}}^2 \cdot N_{\text{C}}^2 + 1000}}{N_{\text{P}} \cdot N_{\text{C}}}, \%,$$

где  $N_{\text{P}}$  – число режимов, рассчитываемых для суточного графика;

$N_{\text{C}}$  – число характерных суток, для которых рассчитываются значения  $\Delta W_{\text{НПС}}$ .

Для АО «Мосэнерго»  $N_{\text{P}}=1$  и  $N_{\text{C}}=365$ ,  $\Delta_{\text{НПС}}=1,42 \%$ .

Интервал неопределенности потерь электроэнергии с 95,4 % доверительной вероятностью определяется по формуле:

$$\left. \begin{aligned} \Delta W_{\text{НПС min}} &= \Delta W_{\text{НПС}} \left( 1 - \frac{2 \cdot \Delta_{\text{П}}}{100} \right) \\ \Delta W_{\text{НПС max}} &= \Delta W_{\text{НПС}} \left( 1 + \frac{2 \cdot \Delta_{\text{П}}}{100} \right) \end{aligned} \right\}.$$

По результатам расчетов технических потерь:

$$\Delta W_{\text{НПС}} = \Delta W_{\text{Л220}} + \Delta W_{\text{Л110}} = 239,710 + 400,182 = 639,893 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{НПС min}} = 639,893 \cdot (1 - 2 \cdot 1,42 / 100) = 621,761 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{НПС max}} = 639,893 \cdot (1 + 2 \cdot 1,42 / 100) = 658,026 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч}$$

### ***П.2.2. Переменные потери электроэнергии в силовых трансформаторах подстанций***

Среднеквадратическая погрешность расчета переменных потерь электроэнергии в трансформаторах  $i$ -й ступени напряжения вычисляется по формуле:

$$\Delta_{\text{НТ}} = \frac{\Delta_{\text{НТ}i}}{\sqrt{n_{\text{Т}i}}}, \%,$$

где  $\Delta_{\text{НТ}i}$  – среднеквадратическая погрешность расчета потерь электроэнергии в одном трансформаторе  $i$ -й ступени напряжения;

$n_{\text{Т}i}$  – количество трансформаторов данной ступени напряжения.

Ориентировочные значения среднеквадратических погрешностей расчета переменных потерь в одном трансформаторе с учетом погрешности измерения тока и расчета времени потерь  $\tau$  представлены в табл. 1.

Таблица 1

$U_{н}, \text{кВ}$	220	110	35
$\Delta_{HTi}, \%$	12	14	16
$n_{Ti}$	141	795	470

С учетом этой таблицы:

$$\Delta_{HT220} = \frac{12}{\sqrt{141}} = \frac{12}{11,87} = 1,01\%$$

$$\Delta_{HT110} = \frac{14}{\sqrt{795}} = \frac{14}{28,19} = 0,5\%$$

$$\Delta_{HT35} = \frac{16}{\sqrt{470}} = \frac{16}{21,68} = 0,74\%$$

Интервалы неопределенности переменных потерь электроэнергии представлены в табл. 2.

Таблица 2

$U_{н}, \text{кВ}$	220	110	35
$\Delta_{HT}, \%$	1,01	0,5	0,74
$\Delta W_{HT}, \text{млн.кВт}\cdot\text{ч}$	34,929	88,734	14,611
$\Delta W_{HT\min}, \text{млн.кВт}\cdot\text{ч}$	34,224	87,853	14,395
$\Delta W_{HT\max}, \text{млн.кВт}\cdot\text{ч}$	35,636	89,615	14,827

### ***П.2.3. Переменные потери электроэнергии в линиях 35 кВ***

Среднеквадратическая погрешность расчета переменных потерь электроэнергии в  $n_{35}$  распределительных линиях 35 кВ вычисляется по формуле:

$$\Delta_{H35} = \frac{20}{\sqrt{n_{35}}},$$

где 20 – среднеквадратическая погрешность расчета потерь электроэнергии в одной линии 35 кВ с учетом погрешности замера максимального тока и времени наибольших потерь  $\tau$ ,  $n_{35}$  – количество линий 35 кВ, равное 409.

$$\Delta_{Л35} = \frac{20}{\sqrt{409}} = 0,99\%$$

Интервал неопределенности переменных потерь электроэнергии в линиях 35 кВ:

$$\Delta W_{НЛ35\min} = 65,167 \cdot (1 - 2 \cdot 0,99 / 100) = 63,878 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{НЛ35max}} = 65,167 \cdot (1 + 2 \cdot 0,99 / 100) = 66,456 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч}$$

### ***П.2.4. Переменные и постоянные потери электроэнергии в синхронных компенсаторах подстанций***

Среднеквадратическая погрешность расчета переменных и постоянных потерь электроэнергии в синхронных компенсаторах 110-500 кВ определяется по формуле:

$$\Delta_{\text{СК}} = \frac{10}{\sqrt{n_{\text{СК}}}}, \%$$

где 10 – среднеквадратическая погрешность расчета переменных и постоянных потерь электроэнергии в одном синхронном компенсаторе, %;

$n_{\text{СК}}$  – количество СК данной ступени напряжения.

С учетом количества СК:

$$\Delta_{\text{СК500}} = \frac{10}{\sqrt{10}} = 3,16\%$$

$$\Delta_{\text{СК220}} = \frac{10}{\sqrt{6}} = 4,08\%$$

$$\Delta_{\text{СК110}} = \frac{10}{\sqrt{13}} = 2,78\%$$

Таблица 3

U <sub>н</sub> , кВ	500	220	110
$\Delta_{\text{СК}}$ , %	3,16	4,08	2,78
$\Delta W_{\text{СК}}$ , млн.кВт·ч	64,39	26,69	32,113
$\Delta W_{\text{СКmin}}$ , млн.кВт·ч	60,32	24,51	30,328
$\Delta W_{\text{СКmax}}$ , млн.кВт·ч	68,46	28,87	33,898

### ***П.2.5. Переменные потери электроэнергии в электрических сетях 6 (10) кВ***

Среднеквадратическая погрешность расчета переменных потерь электроэнергии в электрических сетях 6 (10) кВ определяется по формуле:

$$\Delta_{\text{Н6-10}} = \frac{30}{\sqrt{n_{\text{ф6-10}}}}, \%$$

где 30 – среднеквадратическая погрешность расчета переменных потерь электроэнергии в одном фидере 6 (10) кВ, %;

$n_{\text{ф6-10}}$  – количество фидеров 6 (10) кВ, равное 1400.

$$\Delta_{\text{Н6-10}} = \frac{10}{\sqrt{1400}} = 0,80\%$$

Интервал неопределенности переменных потерь электроэнергии в сетях 6 (10) кВ:

$$\Delta W_{H6-10\min} = 253,813 \cdot (1 - 2 \cdot 0,80 / 100) = 249,743 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{H6-10\max} = 253,813 \cdot (1 + 2 \cdot 0,80 / 100) = 252,883 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч}$$

### ***П.2.6. Переменные потери электроэнергии в электрических сетях 0,4 кВ***

Среднеквадратическая погрешность расчета потерь электроэнергии в электрических сетях 0,4 кВ определяется по формуле:

$$\Delta_{H0,4} = \frac{40}{\sqrt{n_{\phi 0,4}}}, \%$$

где 40 – среднеквадратическая погрешность расчета переменных потерь электроэнергии в одном фидере 0,4 кВ, %;

$n_{\phi 0,4}$  – количество фидеров 0,4 кВ, равное 30000.

$$\Delta_{H0,4} = \frac{40}{\sqrt{30000}} = \frac{40}{173,2} = 0,23\%$$

Интервал неопределенности переменных потерь электроэнергии в сетях 0,4 кВ:

$$\Delta W_{H0,4\min} = 120,153 \cdot (1 - 2 \cdot 0,23 / 100) = 119,598 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{H0,4\max} = 120,153 \cdot (1 + 2 \cdot 0,23 / 100) = 120,708 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч}$$

### ***П.2.7. Переменные потери электроэнергии в токоограничивающих реакторах***

Среднеквадратическая погрешность расчета переменных потерь электроэнергии в токоограничивающих реакторах определяется по формуле:

$$\Delta_{HP} = \frac{20}{\sqrt{n_p}}, \%$$

где 20 – среднеквадратическая погрешность расчета переменных потерь электроэнергии в одном реакторе, %;

$n_p$  – количество реакторов, равное 1527.

$$\Delta_{HP} = \frac{20}{\sqrt{1527}} = \frac{20}{39} = 0,51\%$$

Интервал неопределенности переменных потерь электроэнергии в токоограничивающих реакторах:

$$\Delta W_{HP\min} = 19,23 \cdot (1 - 2 \cdot 0,51 / 100) = 19,03 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{HP\max} = 19,23 \cdot (1 + 2 \cdot 0,51 / 100) = 19,42 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч}$$

### ***П.2.8. Потери электроэнергии на корону в ВЛ 220 кВ***

Среднеквадратическая погрешность расчета потерь электроэнергии на корону в ВЛ 220 кВ определяется по формуле:

$$\Delta_{\text{ВЛ}220} = \frac{10}{\sqrt{n_{\text{л}220}}}, \%,$$

где 10 – среднеквадратическая погрешность расчета потерь электроэнергии на корону в одной линии 220 кВ, %;

$n_{\text{л}220}$  – количество линий 220 кВ, равное 158.

$$\Delta_{\text{ВЛ}220} = \frac{10}{\sqrt{158}} = \frac{10}{12,57} = 0,80\%$$

Интервал неопределенности потерь на корону электроэнергии на корону в ВЛ 220 кВ:

$$\Delta W_{\text{ВЛ}220\text{min}} = 139,394 \cdot (1 - 2 \cdot 0,80 / 100) = 137,176 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ВЛ}220\text{max}} = 139,394 \cdot (1 + 2 \cdot 0,80 / 100) = 141,611 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч}$$

### ***П.2.9. Постоянные потери электроэнергии в КЛ 220 и 110 кВ***

Среднеквадратическая погрешность расчета потерь электроэнергии в КЛ 220 и 110 кВ определяется по формуле:

$$\Delta_{\text{КЛ}i} = \frac{10}{\sqrt{n_{\text{кли}}}},$$

где 10 – среднеквадратическая погрешность расчета потерь электроэнергии в одной кабельной линии, %;

$n_{\text{кли}}$  – количество кабельных линий  $i$ -й ступени напряжения.

Таблица 4

U <sub>н</sub> , кВ	220	110
Δ <sub>КЛ</sub> , %	1,826	0,778
ΔW <sub>КЛ</sub> , млн.кВт·ч	28,475	24,877
ΔW <sub>КЛmin</sub> , млн.кВт·ч	27,435	24,490
ΔW <sub>КЛmax</sub> , млн.кВт·ч	29,515	25,264

### ***П.2.10. Постоянные потери электроэнергии в измерительных трансформаторах и электросчетчиках***

Среднеквадратическая погрешность расчета потерь электроэнергии в измерительных трансформаторах и электросчетчиках определяется по формуле:

$$\Delta_{\text{ТТ,ТН,СЧ}} = \frac{20}{\sqrt{k}}, \%,$$

где  $k$  – число элементов каждого типа.

$$\Delta_{\text{СЧ}} = \frac{20}{\sqrt{689470}} = 0,02 \%$$

Интервал неопределенности потерь электроэнергии в электросчетчиках:

$$\Delta W_{\text{СЧmin}} = 13,266 \cdot (1 - 2 \cdot 0,02 / 100) = 13,259 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{СЧmax}} = 13,266 \cdot (1 + 2 \cdot 0,02 / 100) = 13,272 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч}$$

Таблица 5

Измерительные трансформаторы тока:

U <sub>н</sub> , кВ	500	220	110	35	6-10
Δ <sub>ТТ</sub> , %	1,36	0,25	0,13	0,22	0,07
ΔW <sub>ТТ</sub> , млн.кВт·ч	0,047	1,382	5,538	1,861	16,711
ΔW <sub>ТТmin</sub> , млн.кВт·ч	0,046	1,375	5,524	1,853	16,688
ΔW <sub>ТТmax</sub> , млн.кВт·ч	0,049	1,389	5,552	1,869	16,735

Таблица 6

Измерительные трансформаторы напряжения:

U <sub>н</sub> , кВ	500	220	110	35	6-10
Δ <sub>ТН</sub> , %	3,29	0,81	0,44	0,68	0,39
ΔW <sub>ТН</sub> , млн.кВт·ч	0,032	0,913	1,819	0,767	5,147
ΔW <sub>ТНmin</sub> , млн.кВт·ч	0,030	0,898	1,803	0,756	5,107
ΔW <sub>ТНmax</sub> , млн.кВт·ч	0,035	0,928	1,835	0,777	5,187

### ***П.2.11. Потери электроэнергии на холостой ход в трансформаторах***

Среднеквадратическая погрешность расчета потерь холостого хода в трансформаторах 500 кВ, определяемых суммированием потерь для каждого трансформатора, вычисляется по формуле:

$$\Delta_{\text{ТХ500}} = \frac{2}{\sqrt{n_{\text{Т500}}}}, \%,$$

где  $n_{\text{Т500}}$  – число трансформаторов 500 кВ.

$$\Delta_{\text{ТХ500}} = \frac{2}{\sqrt{16}} = 0,5 \%$$



Интервал неопределенности потерь электроэнергии холостого хода в трансформаторах 500 кВ:

$$\Delta W_{\text{ТХ}500\text{min}} = 70,419 \cdot (1 - 2 \cdot 0,5 / 100) = 69,715 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ТХ}500\text{max}} = 70,419 \cdot (1 + 2 \cdot 0,5 / 100) = 71,123 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч}$$

Среднеквадратическая погрешность расчета потерь холостого хода в трансформаторах 220 кВ:

$$\Delta_{\text{ТХ}220} = \frac{5}{\sqrt{n_{\text{Т}220}}}, \%$$

$$\Delta_{\text{ТХ}220} = \frac{5}{\sqrt{141}} = 0,42 \%$$

Интервал неопределенности потерь электроэнергии холостого хода в трансформаторах 220 кВ:

$$\Delta W_{\text{ТХ}220\text{min}} = 161,941 \cdot (1 - 2 \cdot 0,42 / 100) = 160,577 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч.}$$

$$\Delta W_{\text{ТХ}220\text{max}} = 161,941 \cdot (1 + 2 \cdot 0,42 / 100) = 163,305 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч.}$$

Среднеквадратическая погрешность расчета потерь холостого хода в трансформаторах остальных ступеней напряжения:

$$\Delta_{\text{ТХ}110,35,6-10} = \frac{10}{\sqrt{n_{\text{Т}}}}, \%$$

Таблица 7

U <sub>н</sub> , кВ	110	35	6 (10)	СН 6(10)	ВДТ
Δ <sub>ТХ</sub> , %	0,36	0,46	0,08	0,27	0,83
ΔW <sub>ТХ</sub> , млн.кВт·ч	345,53	44,54	148,6 3	12,61	11,32
ΔW <sub>ТХmin</sub> , млн.кВт·ч	343,08	44,13	148,4 1	12,54	11,13
ΔW <sub>ТХmax</sub> , млн.кВт·ч	347,98	44,96	148,8 6	12,68	11,50

### ***П.2.12. Постоянные потери электроэнергии на собственные нужды***

Среднеквадратическая погрешность расчета потерь на собственные нужды вычисляется по формуле:

$$\Delta_{\text{СН}} = \frac{2,5}{\sqrt{n_{\text{СН}}}}, \%$$

Таблица 8

U <sub>н</sub> , кВ	500	220	110	35
Δ <sub>СН</sub> , %	0,068	0,068	0,068	0,068

$\Delta W_{CH}$ , МЛН.кВт·ч	35,290	46,156	60,019	10,435
$\Delta W_{CHmin}$ , МЛН.кВт·ч	35,242	46,094	59,938	10,421
$\Delta W_{CHmax}$ , МЛН.кВт·ч	35,338	46,219	60,100	10,450

Доверительный интервал суммарных потерь электроэнергии в электрических сетях АО «Мосэнерго» вычисляется по формулам:

$$\left. \begin{aligned} \Delta W_{\min \Sigma} &= \Delta W_{P\Sigma} (1 - 2 \cdot \Delta_{\Sigma}) \\ \Delta W_{\max \Sigma} &= \Delta W_{P\Sigma} (1 + 2 \cdot \Delta_{\Sigma}) \end{aligned} \right\}$$

где  $\Delta W_{P\Sigma}$  – суммарные расчетные потери электроэнергии по всем структурным составляющим;

$\Delta_{\Sigma}$  – среднеквадратичное отклонение суммарных потерь, определяемое по формуле:

$$\Delta_{\Sigma} = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{n_c} (\Delta W_{\max i} - \Delta W_{\min i})^2}}{4 \cdot \Delta W_{P\Sigma}}, \%$$

где  $n_c$  – число суммарных структурных составляющих потерь.

$$\Delta_{\Sigma} = \frac{\sqrt{1517,24}}{4 \cdot 2417,247} = 0,40 \%$$

$$\Delta W_{\min \Sigma} = 2417,247 \cdot (1 - 2 \cdot 0,40 / 100) = 2397,77 \text{ МЛН.кВт·ч}$$

$$\Delta W_{\max \Sigma} = 2417,247 \cdot (1 + 2 \cdot 0,40 / 100) = 2436,72 \text{ МЛН.кВт·ч}$$

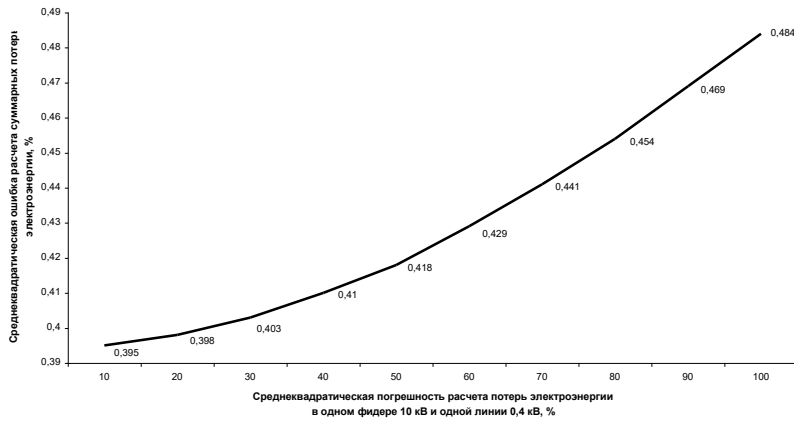
Среднеквадратическая погрешность расчета суммарных потерь электроэнергии в электрических сетях АО Мосэнерго равна 0,71 %.

### **П.3. Влияние среднеквадратической погрешности расчета потерь электроэнергии в одном фидере распределительной сети на среднеквадратическую погрешность расчета суммарных потерь электроэнергии**

Как известно, с наибольшей погрешностью вычисляются потери электроэнергии в электрических сетях 6 (10) кВ и, особенно в сетях 0,4 кВ, из-за погрешностей и неполноты исходной информации о нагрузках этих сетей. Поэтому представляет особый интерес оценка влияния погрешности расчета потерь в распределительных сетях на величину погрешности расчета суммарных потерь. С этой целью построена зависимость среднеквадратической ошибки расчета суммарных потерь электроэнергии от изменения среднеквадратической ошибки расчета потерь электроэнергии в одном фидере распределительной сети 6 (10) кВ и сети 0,4 кВ в диапазоне от 10 до 100 %.

При одновременном изменении среднеквадратических погрешностей расчета потерь электроэнергии в одном фидере распределительной сети 6 (10) кВ и в одной линии

электрической сети 0,4 кВ в диапазоне от 10 до 100 % среднеквадратическая погрешность расчета суммарных потерь электроэнергии увеличилась с 0,39 до 0,48 % (см. рис.).



Проведенный анализ показал, что влияние среднеквадратической погрешности расчета потерь электроэнергии в одном фидере распределительной сети 6 (10) кВ и 0,4 кВ на среднеквадратическую погрешность расчета суммарных потерь электроэнергии незначительно.

## Литература

1. Бохмат И.С, Воротницкий В.Э., Татаринов Е.П. Снижение коммерческих потерь в электроэнергетических системах. // Электрические станции, 1998. – №9;
2. Воротницкий В.Э., Эдельман В.И., Броерская Н.А., Калинкина М.А. О принципах нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях. // Вестник ФЭК России, 1998. – № 11-12;
3. И 34–7-030–87. Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электроэнергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. - М.: СПО Союзтехэнерго, 1987;
4. Методические указания по определению потерь электроэнергии и их снижению в городских электрических сетях напряжением 10(6)–0,4 кВ Местных советов. - М.: ОНТИ АКХ, 1981;
5. РД 34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. - М.: СПО ОРГРЭС, 1995;
6. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем/ В.Э. Воротницкий, Ю.С. Железко, В.Н. Казанцев и др.; Под ред. В.Н. Казанцева. – М.: Энергоатомиздат, 1983;
7. Воротницкий В.Э., Заслонов С.В., Калинкина М.А. Программа расчета технических потерь мощности и электроэнергии в распределительных сетях 6-10 кВ. // Электрические станции, 1999. – №8;
8. Пospelов Г.Е., Сыч Н.М. Потери мощности и энергии в электрических сетях. /Под ред. Г.Е. Пospelова. – М.: Энергоиздат, 1981;
9. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства./ Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения. Москва, 1981;
10. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений, СПО Союзтехэнерго, М.:1987;
11. Сборник нормативных и методических документов по измерениям, коммерческому и техническому учету электрической энергии и мощности. Издательство «НЦ ЭНАС», М.:1998;
12. В.Э. Воротницкий, Я.Т. Загорский, В.Н. Апраткин, В.А. Западнов. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в городских электрических сетях. // Электрические станции, 2000. – №5.

Вы можете получить интересующую Вас информацию по телефонам:

Кафедра «Эксплуатации ...»  
ИПКГосслужбы

тел. (095) 953-38-71  
факс (095) 953-27-82

или

АО «Научно-исследовательский институт электроэнергетики» (АО «ВНИИЭ»), 115201,  
Москва, Каширское шоссе, д. 22, корп. 3.

Воротницкий Валерий Эдуардович

тел/факс (095) 113-08-27

Калинкина Маргарита Анатольевна

тел. (095) 113-19-11

Валерий Эдуардович Воротницкий  
Маргарита Анатольевна Калинин

**Расчет, нормирование и снижение  
потерь электроэнергии в электрических сетях**

**Учебно-методическое пособие**

Научный редактор – к.т.н. П.П. Кутлер  
Компьютерная верстка - Т.В. Гаранова

Лицензия № 040853 от 31.10.97 г.

Сдано в набор ???.?.2000. Подписано в печать ???.?.2000.  
Формат 60x90 1/6. Печать офсетная. Объем 1,2 печ.л.  
Тираж 300 экз. Цена договорная. Заказ

Институт повышения квалификации государственных  
служащих. 113035, Москва, ул. Садовническая, 77,  
корп. 2, стр. 1.

Отпечатано на участке множительной техники  
ИПКГосслужбы