

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Северо-Кавказский федеральный университет»

Дополнительная профессиональная образовательная программа
профессиональной переподготовки «Электроэнергетика и электротехника»
на выполнение нового вида профессиональной деятельности в области
электроэнергетики и электротехники

Конспект лекций

по дисциплине

«Повышение экономичности работы электрических сетей»

Содержание

Лекция 1. Основные понятия и терминология в области потерь электроэнергии	3
Лекция 2. Методы расчета нагрузочных потерь электрической энергии	5
Лекция 3. Методы расчета условно–постоянных потерь электроэнергии.....	21
Лекция 4. Расчет потерь, обусловленных допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии	30
Лекция 5. Анализ технических потерь электрической энергии	34
Лекция 6. Нетехнические (коммерческие) потери электроэнергии.....	39
Лекция 7. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии.....	52

Лекция 1. Основные понятия и терминология в области потерь электроэнергии

Баланс электрической энергии – система показателей, характеризующая за определенный период времени равенство потребляемой электрической энергии в электрической сети и потерь в электрических сетях объему поступившей электрической энергии в сеть с учетом отпущенной за границы балансовой принадлежности.

Объем электроэнергии, отпущенной в электрическую сеть (отпуск в сеть) – определяется как разность объемов электроэнергии поступившей в электрическую сеть (поступление в сеть) и отпущенной из электрической сети (отдача из сети):

$$W_{\text{OC}} = W_{\text{ПОСТ}} - W_{\text{ОТП}}$$

Отчетные (фактические) абсолютные потери электроэнергии – определяются как разность объемов электроэнергии, отпущенной в электрическую сеть и потребленной энергопринимающими устройствами и нижестоящими организациями включая расход электроэнергии на производственные (с учетом хозяйственных) нужды подстанций:

$$\Delta W_{\text{ОТЧ}} = W_{\text{OC}} - W_{\text{П}} - W_{\text{ПН}}$$

Отчетные (фактические) относительные потери электроэнергии – определяется по выражению:

$$\Delta W_{\text{ОТЧ}\%} = \frac{\Delta W_{\text{ОТЧ}}}{W_{\text{OC}}}$$

Технические потери электроэнергии – потери электроэнергии, обусловленные физическими процессами передачи, распределения и трансформации электроэнергии и определяется расчетным путем:

$$\Delta W_{\text{T}} = \Delta W_{\text{H}} + \Delta W_{\text{УП}}$$

где ΔW_{H} – нагрузочные (переменные) потери электроэнергии;

$\Delta W_{\text{УП}}$ – условно–постоянные потери электроэнергии.

Коммерческие (нетехнические) потери электроэнергии:

$$\Delta W_K = \Delta W_{\text{отч}} - \Delta W_T = W_{\text{ос}} - W_{\text{п}} - W_{\text{пн}} - \Delta W_T$$

Абсолютные потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии – определяются как предельное значение величины допустимого небаланса электроэнергии в целом по электрической сети.

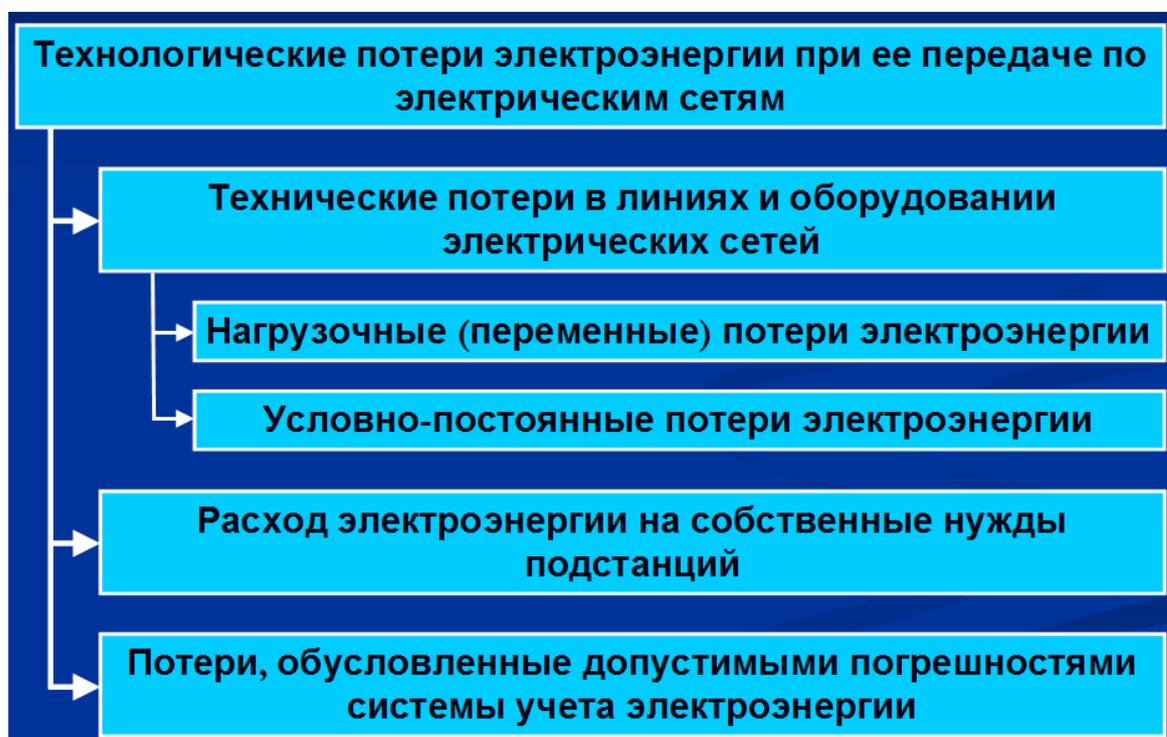
Относительные потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии – определяются для ТСО по выражению:

$$\Delta W_{\text{погр}\%} = \frac{\Delta W_{\text{погр}} \cdot 100}{\Delta W_{\text{ос}}}$$

Абсолютные технологические потери электроэнергии – определяется по выражению:

$$\Delta W_{\text{ТПЭ}} = \Delta W_T + \Delta W_{\text{погр}} = \Delta W_{\text{н}} + \Delta W_{\text{уп}} + \Delta W_{\text{погр}}$$

Структура технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям



Лекция 2. Методы расчета нагрузочных потерь электрической энергии

Нагрузочные потери электроэнергии включают в себя потери в:

- воздушных и кабельных линиях;
- трансформаторах (автотрансформаторах);
- шинопроводах;
- токоограничивающих реакторах.



Методы на рисунке приведены в порядке понижения их точности (сверху–вниз)

2.1 Методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии в отдельных элементах электрических сетей

Нагрузочные потери электроэнергии в каждом элементе электрических сетей могут быть рассчитаны одним из двух методов в зависимости от информационной обеспеченности (методы представлены в порядке понижения точности получаемых результатов расчета):

- 1) оперативных расчетов;
- 2) средних нагрузок.

2.1.1 Метод оперативных расчетов

Нагрузочные потери электроэнергии в ВЛ, КЛ, шинопроводе или двухобмоточном трансформаторе за базовый период определяются по формуле:

$$\Delta W_{н\ j} = 3 \cdot R \cdot \sum_{j=1}^M (I_j^2 \cdot \Delta t_j) \cdot 10^{-3} = R \cdot \sum_{j=1}^M \left(\frac{P_j^2 + Q_j^2}{U_j^2} \cdot \Delta t_j \right) \cdot 10^3$$

где R – активное сопротивление ВЛ, КЛ, шинопровода или двухобмоточного трансформатора, Ом;

I_j – токовая нагрузка ВЛ, КЛ, шинопровода или двухобмоточного трансформатора, принимаемая на интервале времени Δt_j неизменной, А;

P_j, Q_j – значения активной и реактивной мощности ВЛ, КЛ, шинопровода или двухобмоточного трансформатора, принимаемые на интервале времени Δt_j неизменными, МВт, Мвар, соответственно;

U_j – значение напряжения на ВЛ, КЛ, шинопровода или двухобмоточного трансформатора, принятое на интервале Δt_j неизменным, кВ;

Δt_j – интервал времени, в течение которого нагрузка элемента сети с сопротивлением R принимается неизменной;

M – количество интервалов времени Δt_j в базовом периоде.

Нагрузочные потери электроэнергии в автотрансформаторе

(трехобмоточном трансформаторе) за базовый период определяются по формуле:

$$\Delta W_{нТРj} = \sum_{j=1}^M 3 \cdot (I_{АТ(ТР)Вj}^2 \cdot R_{АТ(ТР)В} + I_{АТ(ТР)Сj}^2 \cdot R_{АТ(ТР)С} + I_{АТ(ТР)Hj}^2 \cdot R_{АТ(ТР)H}) \cdot \Delta t_j \cdot 10^{-3} =$$

$$\sum_{j=1}^M \left(\frac{P_{АТ(ТР)Вj}^2 + Q_{АТ(ТР)Вj}^2}{U_{АТ(ТР)Вj}^2} \cdot R_{АТ(ТР)В} + \frac{P_{АТ(ТР)Сj}^2 + Q_{АТ(ТР)Сj}^2}{U_{АТ(ТР)Сj}^2} \cdot R_{АТ(ТР)С} + \right.$$

$$\left. + \frac{P_{АТ(ТР)Hj}^2 + Q_{АТ(ТР)Hj}^2}{U_{АТ(ТР)Hj}^2} \cdot R_{АТ(ТР)H} \right) \cdot \Delta t_j \cdot 10^3$$

где $P_{АТ(ТР)Вj}$, $P_{АТ(ТР)Сj}$, $P_{АТ(ТР)Hj}$, $Q_{АТ(ТР)Вj}$, $Q_{АТ(ТР)Сj}$, $Q_{АТ(ТР)Hj}$, $I_{АТ(ТР)Вj}$, $I_{АТ(ТР)Сj}$, $I_{АТ(ТР)Hj}$ – значения активной и реактивной мощностей, токовых нагрузок по обмоткам автотрансформатора (трехобмоточного трансформатора), принимаемые на интервале Δt_j неизменными, МВт, Мвар, А, соответственно;

$U_{АТ(ТР)Вj}$, $U_{АТ(ТР)Сj}$, $U_{АТ(ТР)Hj}$ – значения напряжения по высшей, средней и низшей обмоткам автотрансформатора (трехобмоточного трансформатора) на интервале времени Δt_j , кВ;

$R_{АТ(ТР)В}$, $R_{АТ(ТР)С}$, $R_{АТ(ТР)H}$ – активные сопротивления обмоток автотрансформатора (трехобмоточного трансформатора), Ом.

При отсутствии измерений на низкой стороне автотрансформаторов на каждом интервале времени Δt_j расчетного периода T допускается выполнять расчет потерь электроэнергии по данным обмоток высшего и среднего напряжения.

Нагрузочные потери электроэнергии в токоограничивающем реакторе за базовый период определяются по формуле:

$$\Delta W_{нТОР} = 3 \cdot \Delta P_{нТОР} \cdot \sum_{j=1}^M \left(\frac{I_j}{I_H} \right)^2 \cdot \Delta t_j$$

где $\Delta P_{нТОР}$ – значение потерь активной мощности в фазе реактора при его номинальном токе, кВт;

I_H – значение номинального тока, А;

I_j – значение рабочего тока, принимаемого на интервале Δt_j неизменными, А.

2.1.2 Метод средних нагрузок

Нагрузочные потери электроэнергии в ВЛ, КЛ, шинопроводе или двухобмоточном трансформаторе за базовый период определяются по формуле:

$$\Delta W_n = k_k \cdot \Delta P_{cp} \cdot T \cdot k_\phi^2$$

, кВт·ч, (19)

где ΔP_{cp} – потери мощности в ВЛ, КЛ, шинопроводе или двухобмоточном трансформаторе при средних за базовый период нагрузках, кВт;

k_ϕ^2 – квадрат коэффициента формы графика за базовый период, о.е.;

k_k – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки (принимается равным 0,99), о.е.;

T – число часов в базовом периоде, ч.

Коэффициент формы графика определяется по формуле:

$$k_\phi^2 = \frac{1 + 2k_3}{3k_3}$$

где k_3 – коэффициент заполнения графика определяется по формуле:

$$k_3 = \frac{W_o}{P_{\max} T} = \frac{T_{\max}}{T} = \frac{P_{cp}}{P_{\max}}$$

где W_o – отпуск электроэнергии в сеть за время T , кВт·ч;

T_{\max} – число часов использования наибольшей нагрузки сети.

При отсутствии данных о коэффициенте заполнения графика нагрузки, допускается $k_3 = 0,5$.

Нагрузочные потери мощности при средних за базовый период нагрузках в ВЛ, КЛ, шинопроводе или двухобмоточном трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta P_{cp} = 3 \cdot I_{cp}^2 \cdot R \cdot 10^{-3} = \frac{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2}{U_{cp}^2} \cdot R = \frac{P_{cp}^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U_{cp}^2} \cdot R \cdot 10^3$$

где P_{cp} , Q_{cp} – средние значения активной и реактивной мощности за базовый период T , МВт, Мвар;

$\operatorname{tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности, о.е.;

U_{cp} – среднее напряжение элемента за базовый период T , кВ;

I_{cp} – среднее значение токовой нагрузки;

R – активное сопротивление ВЛ, КЛ, шинпровода или двухобмоточного трансформатора, Ом.

Средняя нагрузка определяется по формулам:

$$P_{cp} = \frac{W_T}{T},$$
$$I_{cp} = \frac{W_T}{\sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot T \cdot \cos \varphi},$$

Где W_T – электроэнергия в узле за базовый период T , кВт·ч.

Нагрузочные потери электроэнергии в автотрансформаторе (трехобмоточном трансформаторе) за базовый период определяются по формуле:

$$\Delta W_{нАТ(ТP)} = k_{\kappa} \cdot \Delta P_{cp} \cdot T \cdot k_{\phi}^2$$

где ΔP_{cp} – потери мощности в автотрансформаторе (трехобмоточном трансформаторе) при средних за базовый период нагрузках, кВт.

Нагрузочные потери мощности при средних за базовый период нагрузках в автотрансформаторах (трехобмоточных трансформаторах) определяются по формуле:

$$\begin{aligned} \Delta P_{нАТ(ТP)} &= 3 \cdot (I_{CPAT(ТP)B}^2 \cdot R_{AT(ТP)B} + I_{CPAT(ТP)C}^2 \cdot R_{AT(ТP)C} + I_{CPAT(ТP)H}^2 \cdot R_{AT(ТP)H}) \cdot 10^{-3} = \\ &= \left(\frac{P_{CPAT(ТP)B}^2 + Q_{CPAT(ТP)B}^2}{U_{CPAT(ТP)B}^2} \cdot R_{AT(ТP)B} + \frac{P_{CPAT(ТP)C}^2 + Q_{CPAT(ТP)C}^2}{U_{CPAT(ТP)C}^2} \cdot R_{AT(ТP)C} + \right. \\ &+ \left. \frac{P_{CPAT(ТP)H}^2 + Q_{CPAT(ТP)H}^2}{U_{CPAT(ТP)H}^2} \cdot R_{AT(ТP)H} \right) \cdot 10^3 = \left(\frac{P_{CPAT(ТP)B}^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U_{CPAT(ТP)B}^2} \cdot R_{AT(ТP)B} + \right. \\ &+ \left. \frac{P_{CPAT(ТP)C}^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U_{CPAT(ТP)C}^2} \cdot R_{AT(ТP)C} + \frac{P_{CPAT(ТP)H}^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U_{CPAT(ТP)H}^2} \cdot R_{AT(ТP)H} \right) \cdot 10^3 \end{aligned}$$

где $P_{CPAT(ТP)B}$, $P_{CPAT(ТP)C}$, $P_{CPAT(ТP)H}$, $Q_{CPAT(ТP)B}$, $Q_{CPAT(ТP)C}$, $Q_{CPAT(ТP)H}$, $I_{CPAT(ТP)B}$, $I_{CPAT(ТP)C}$, $I_{CPAT(ТP)H}$ – средние значения активной и реактивной мощностей, токовых нагрузок за базовый период T по обмоткам

автотрансформатора (трехобмоточного трансформатора), МВт, Мвар, А, соответственно;

$U_{CP AT(TP) В}$, $U_{CP AT(TP) С}$, $U_{CP AT(TP) Н}$ – средние значения напряжения за базовый период T по высшей, средней и низшей обмоткам автотрансформатора (трехобмоточного трансформатора), кВ;

$tg\phi$ – коэффициент реактивной мощности, о.е.;

$R_{AT(TP) В}$, $R_{AT(TP) С}$, $R_{AT(TP) Н}$ – активные сопротивления обмоток автотрансформатора, Ом.

Средняя нагрузка определяется для каждой обмотки отдельно.

При отсутствии измерений на низкой стороне автотрансформаторов за базовый период T допускается выполнять расчет потерь электроэнергии по данным обмоток высшего и среднего напряжения.

Нагрузочные потери мощности в токоограничивающем реакторе с использованием среднего рабочего тока за базовый период T :

$$\Delta W_{нТОР} = k_{\kappa} \cdot \Delta P_{нТОР\text{ ср}} \cdot T \cdot k_{\phi}^2$$

где $\Delta P_{н\text{ ТОР}\text{ ср}}$ – потери мощности в токоограничивающем реакторе при средних за базовый период нагрузках узлов, кВт.

Нагрузочные потери мощности при средних за базовый период нагрузках в токоограничивающем реакторе определяются по формуле:

$$\Delta P_{нТОР} = 3 \cdot \Delta P_{нТОР\text{ ср}} \cdot \left(\frac{I_{cp}}{I_n} \right)^2,$$

где I_{cp} – значение среднего рабочего тока в базовом периоде T , А.

2.2 Методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии в электрической сети в целом

Нагрузочные потери электроэнергии в электрической сети в целом за T часов (D дней) могут быть рассчитаны одним из пяти следующих методов в зависимости от объема имеющейся информации о схемах и нагрузках сетей

(методы расположены в порядке снижения точности расчета):

- 1) оперативных расчетов;
- 2) расчетных суток;
- 3) средних нагрузок;
- 4) числа часов наибольших потерь мощности;
- 5) оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети.

Потери мощности в сети при использовании для расчета потерь электроэнергии методов 1–4 рассчитываются на основе заданной схемы сети и нагрузок ее элементов, определенных с помощью измерений или с помощью расчета нагрузок элементов электрической сети в соответствии с законами электротехники.

Потери электроэнергии по методам 2–4 могут рассчитываться за каждый месяц расчетного периода с учетом схемы сети, соответствующей данному месяцу. Допускается рассчитывать потери за расчетные интервалы, включающие в себя несколько месяцев, схемы сетей в которых могут рассматриваться как неизменные. Потери электроэнергии за базовый период определяют как сумму потерь, рассчитанных для входящих в базовый период месяцев (расчетных интервалов).

2.2.1 Метод оперативных расчетов

Метод оперативных расчетов состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W = 3 \cdot \sum_{i=1}^n R_i \cdot \sum_{j=1}^m I_{ij}^2 \cdot \Delta t_{ij} \cdot 10^{-3}$$

где n – число элементов сети;

Δt_{ij} – интервал времени, в течение которого токовую нагрузку I_{ij} i -го элемента сети с сопротивлением R_i принимают неизменной;

m – число интервалов времени.

Токовые нагрузки элементов сети определяются на основе данных диспетчерских ведомостей, оперативных измерительных комплексов и автоматизированных систем учета электрической энергии.

2.2.2 Метод расчетных суток

Метод расчетных суток состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{н j} = k_{л} k_{ф.м}^2 \Delta W_{сут} D_{эkv j}$$

где $\Delta W_{сут}$ – потери электроэнергии за сутки расчетного месяца со среднесуточным отпуском электроэнергии в сеть $W_{ср.сут}$ и конфигурацией графиков нагрузки в узлах, соответствующей контрольным замерам, кВт·ч;

$k_{л}$ – коэффициент, учитывающий влияние потерь в арматуре ВЛ и принимаемый равным 1,02 для линий напряжением 110 кВ и выше и равным 1,0 для линий более низких напряжений;

$k_{ф.м}^2$ – квадрат коэффициента формы графика суточных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу дней в месяце контрольных замеров);

$D_{эkv j}$ – эквивалентное число дней в j -м расчетном интервале, определяемое по формуле:

$$D_{эkv j} = \sum_{i=1}^{N_j} W_{м i}^2 D_{м i} / W_{м.р}^2,$$

где $W_{м i}$ – отпуск электроэнергии в сеть в i -м месяце с числом дней $D_{м i}$, кВт·ч;

$W_{м.р}$ – то же, в базовом месяце, кВт·ч;

N_j – число месяцев в j -м расчетном интервале.

При расчете потерь электроэнергии за месяц $D_{эkv j} = D_{м i}$.

Потери электроэнергии за расчетные сутки $\Delta W_{сут}$ определяются как сумма потерь мощности, рассчитанная для каждого часового интервала расчетных суток.

Потери электроэнергии в базовом периоде определяются как сумма потерь во всех расчетных интервалах года. Допускается определять годовые потери электроэнергии на основе расчета $\Delta W_{\text{сут}}$ для зимнего дня контрольных замеров, принимая в формуле $N_j = 12$.

Коэффициент $k_{\text{ф.м}}^2$ определяется по формуле:

$$k_{\text{ф.м}}^2 = \sum_{i=1}^{D_{\text{м}}} W_i^2 / (W_{\text{ср.сут}}^2 D_{\text{м}}),$$

где W_i – отпуск электроэнергии в сеть за i -й день месяца, кВт·ч;

$D_{\text{м}}$ – число дней в месяце.

При отсутствии данных об отпуске электроэнергии в сеть за каждые сутки месяца коэффициент $k_{\text{ф.м}}^2$ определяется по формуле:

$$k_{\text{ф.м}}^2 = \frac{(D_{\text{р}} + k_{\text{w}}^2 D_{\text{н.р}}) D_{\text{м}}}{(D_{\text{р}} + k_{\text{w}} D_{\text{н.р}})^2},$$

где $D_{\text{р}}$, $D_{\text{н.р}}$ – число рабочих и нерабочих дней в месяце ($D_{\text{м}} = D_{\text{р}} + D_{\text{н.р}}$);

k_{w} – отношение значений энергии, потребляемой в средний нерабочий и средний рабочий дни $k_{\text{w}} = W_{\text{н.р}} / W_{\text{р}}$.

2.2.3 Метод средних нагрузок

Метод средних нагрузок состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{\text{н.ж}} = k_{\text{л}} k_{\text{к}} \Delta P_{\text{ср}} T_j k_{\text{ф}}^2$$

где $\Delta P_{\text{ср}}$ – потери мощности в сети при средних за расчетный интервал нагрузках узлов, кВт;

$k_{\text{ф}}^2$ – квадрат коэффициента формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный интервал;

$k_{\text{к}}$ – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки различных ветвей сети;

T_j – продолжительность j -го расчетного интервала, ч.

Коэффициент формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный

интервал определяется по формуле:

$$k_{\phi}^2 = \sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i / (P_{cp}^2 T)$$

где P_i – значение нагрузки на i -й ступени графика продолжительностью Δt_i , кВт;

m – число ступеней графика на расчетном интервале;

P_{cp} – средняя нагрузка сети за расчетный интервал, кВт.

Коэффициент k_k в формуле принимается равным 0,99.

Для сетей 6–20 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений P_i и P_{cp} в формуле могут использоваться значения тока головного участка I_i и I_{cp} . В этом случае коэффициент k_k принимают равным 1,02.

Допускается определять коэффициент формы графика за расчетный интервал по формуле:

$$k_{\phi}^2 = k_{\phi.c}^2 \cdot k_{\phi.m}^2 \cdot k_{\phi.N}^2$$

где $k_{\phi.c}^2$ – квадрат коэффициента формы суточного графика дня контрольных замеров;

$k_{\phi.N}^2$ – квадрат коэффициента формы графика месячных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу месяцев в расчетном интервале), рассчитываемый по формуле:

$$k_{\phi.N}^2 = \sum_{i=1}^{N_j} W_{mi}^2 / (N_j \cdot W_{cp.мес}^2),$$

где W_{mi} – отпуск электроэнергии в сеть за i -й месяц расчетного интервала, кВт·ч;

$W_{cp.мес}$ – среднемесячный отпуск электроэнергии в сеть за месяцы расчетного интервала, кВт·ч .

При расчете потерь за месяц $k_{\phi.N}^2 = 1$.

При отсутствии графика нагрузки значение k_{ϕ}^2 определяется по формуле:

$$k_{\phi}^2 = \frac{1 + 2k_3}{3k_3}.$$

Коэффициент заполнения графика суммарной нагрузки сети k_3 определяется по формуле:

$$k_3 = \frac{W_o}{P_{\max} T} = \frac{T_{\max}}{T} = \frac{P_{cp}}{P_{\max}}$$

где W_o – отпуск электроэнергии в сеть за время T , кВт·ч;

T_{\max} – число часов использования наибольшей нагрузки сети.

Средняя нагрузка i -го узла определяется по формуле:

$$P_{cpi} = \frac{W_i}{T}$$

где W_i – энергия, потребленная (генерированная) в i -м узле за время T , кВт·ч.

2.2.4 Метод числа часов наибольших потерь мощности

Метод числа часов наибольших потерь мощности состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{nj} = k_l k_k \Delta P_{\max} T_j \tau_o$$

где ΔP_{\max} – потери мощности в режиме наибольшей нагрузки сети, кВт;

τ_o – относительное число часов наибольших потерь мощности, определенное по графику суммарной нагрузки сети за расчетный интервал.

Относительное число часов наибольших потерь мощности определяется по формуле:

$$\tau_o = \sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i / (P_{\max}^2 T_j)$$

где P_{\max} – наибольшее значение из m значений P_i в расчетном интервале, кВт.

Коэффициент k_k в формуле принимается равным 1,03. Для сетей 6–20 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений P_i и P_{\max} в формуле могут использоваться значения тока головного участка I_i и I_{\max} . В этом случае коэффициент k_k принимается равным 1,0.

Допускается определять относительное число часов наибольших потерь мощности за расчетный интервал по формуле:

$$\tau_o = \tau_c \cdot \tau_m \cdot \tau_N$$

где τ_c – относительное число часов наибольших потерь мощности, рассчитанное для суточного графика дня контрольных замеров.

Значения τ_m и τ_N рассчитывается по формулам:

$$\tau_m = \frac{D_p + k_w^2 D_{н.р}}{D_m},$$

$$\tau_N = \sum_{i=1}^{N_j} W_{mi}^2 / (N_j W_{м.р}^2),$$

где $W_{м.р}$ – отпуск электроэнергии в сеть в расчетном месяце, кВт.

При расчете потерь за месяц $\tau_N = 1$.

При отсутствии графика нагрузки значение τ_o определяется по формуле:

$$\tau_o = \frac{k_3 + 2k_3^2}{3}$$

2.2.5 Группа методов оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети

Группу методов оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети применяется для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях напряжением 0,4 кВ.

Нагрузочные потери электроэнергии в сети 0,4 кВ рассчитываются следующими методами:

- оценки потерь электроэнергии на основе зависимости потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети;
- расчета потерь электроэнергии в линиях 0,4 кВ в зависимости от величины падения напряжения;
- поэлементного расчета потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и ее режимных параметров.

Потери электроэнергии в N линиях 0,4 кВ со средним сечением

головных участков $F_{г\text{ ср}}$, мм², отпускem электроэнергии в линии $W_{0,4}$, тыс. кВт·ч, за период D , дней, рассчитываются в соответствии с методом оценки потерь электроэнергии на основе зависимости потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети (*) по формуле:

$$\Delta W = k_{0,4} \cdot \left(\frac{W_{0,4}}{N} \right)^2 \cdot \frac{(1 - d_n)^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) \cdot L_{\text{экв}}}{F_{г\text{ ср}} \cdot D} \cdot \frac{1 + 2 \cdot k_3}{3 \cdot k_3},$$

где $L_{\text{экв}}$ – эквивалентная суммарная длина линий, км;

$\operatorname{tg} \varphi$ – средний коэффициент реактивной мощности;

$k_{0,4}$ – коэффициент, учитывающий характер распределения нагрузок по длине линии и неодинаковость нагрузок фаз;

d_n – доля электроэнергии, потребляемая на расстоянии 1–2 пролета от ТП, по отношению к суммарному отпуску в сеть 0,4 кВ.

Примечание:

Метод оценки потерь электроэнергии на основе зависимости потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети может применяться для расчета потерь электроэнергии в совокупности линий общим количеством не менее суммарного количества линий, отходящих от 100 шт. ТП 6–20/0,4 кВ или более. Для электрических сетей меньшего объема применяются:

– метод поэлементного расчета потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и ее режимных параметров.

– метод расчета потерь электроэнергии в линиях 0,4 кВ в зависимости от величины падения напряжения.

Эквивалентная суммарная длина N линий определяется по формуле*:

$$L_{\text{экв}} = L_m + 0,44 L_{2-3} + 0,22 L_1, \text{ км}$$

где L_m – суммарная длина магистралей N линий 0,4 кВ, км;

L_{2-3} – суммарная длина двухфазных и трехфазных ответвлений N линий 0,4 кВ, км;

L_1 – суммарная длина однофазных ответвлений N линий 0,4 кВ, км.

* *Примечания:*

1. При определении магистрали одной линии 0,4 кВ рассчитывается наибольшее расстояние от шин 0,4 кВ распределительного трансформатора 6–20/0,4 кВ до наиболее удаленного потребителя присоединенного к трехфазной или двухфазной линии.

2. При определении эквивалентной длины линии в длину ответвления не включаются электрические сети, относящиеся к общедомовому имуществу многоквартирных жилых домов (в том числе внутридомовые электрические сети), а также ответвления к жилым домам, если граница балансовой принадлежности (эксплуатационной ответственности) находится на опоре.

При наличии алюминиевых, стальных и медных проводов в магистрали или ответвлениях в формулу подставляют длины линий, определяемые по следующей формуле:

$$L = L_a + 4 L_c + 0,6 L_{\text{мед}}, \text{ км}$$

где L_a , L_c , $L_{\text{мед}}$ – длины алюминиевых, стальных и медных проводов, соответственно, км.

Коэффициент $k_{0,4}$ определяют по формуле:

$$k_{0,4} = k_u (7,78 - 2,67d_p - 1,48d_p^2) \cdot (1,25 + 0,14 \cdot d_p)$$

где d_p – доля энергии, отпускаемой населению по отношению к суммарному отпуску в сеть 0,4 кВ, о.е.;

k_u – коэффициент, принимаемый равным 1 для линии 400/230 В и равным 3 для линии 220/127 В.

Коэффициент $F_{\text{г ср}}$ определяется по формуле:

$$F_{\text{г ср}} = \frac{\sum_{i=1}^N F_{\text{гi}} \cdot L_{\text{гi}}}{\sum_{i=1}^N L_{\text{гi}}}, \quad \text{мм}^2,$$

где $F_{\text{гi}}$ – сечение головного участка i -ой линии, мм²;

$L_{\text{гi}}$ – длина головного участка i -ой линии, км.

При отсутствии данных о коэффициенте заполнения графика и (или) коэффициенте реактивной мощности, принимается $k_3 = 0,5$; $\text{tg } \varphi = 0,6$.

При отсутствии учета электроэнергии, отпускаемой в линии 0,4 кВ, ее значение определяется, вычитанием из энергии, отпущенной в сеть 6–20 кВ, потерь в оборудовании 6–20 кВ и энергии, отпущенной в трансформаторные подстанции (далее – ТП) 6–20/0,4 кВ, энергии, отпущенной потребителям, подключенным к шинам ТП и линии 0,4 кВ, находящиеся на балансе

потребителей.

Для реализации метода расчета потерь электроэнергии в линиях 0,4 кВ в зависимости от величины падения напряжения производятся измерения уровней фазных напряжений на шинах ТП и в электрически удаленной точке магистральной линии в режиме максимальной нагрузки. По данным измерений определяется абсолютная и относительная величина потерь напряжения (ΔU) в процентах по отношению к среднему фазному напряжению на шинах 0,4 кВ ТП 6–20/0,4 кВ.

Потери электроэнергии в линии напряжением 0,4 кВ (от % отпуска электроэнергии в сеть) определяются по формуле:

$$\Delta W_{\%} = 0,7 K_{\text{нер}} \Delta U \frac{\tau}{T_{\text{макс}}},$$

где ΔU – потеря напряжения в максимум нагрузки сети от шин ТП до наиболее электрически удаленного электроприемника, %;

$K_{\text{нер}}$ – коэффициент, учитывающий неравномерность распределения нагрузок по фазам.

Если измеренные уровни фазных напряжений на шинах ТП различны, то при определении ΔU напряжение на шинах ТП принимается как среднее арифметическое из трех измеренных значений. Если в электрически удаленной точке магистральной линии в режиме максимальной нагрузки фазное напряжение измерялось на трехфазном вводе и получены все фазные напряжения, в качестве расчетного принимается минимальное из трех измеренных значений.

Коэффициент $K_{\text{нер}}$ определяется по формуле:

$$K_{\text{нер}} = 3 \frac{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2}{(I_a + I_b + I_c)^2} \cdot \left(1 + 1,5 \frac{R_n}{R_{\phi}}\right) - 1,5 \frac{R_n}{R_{\phi}},$$

где I_a, I_b, I_c – измеренные токовые нагрузки фаз;

R_n/R_{ϕ} – отношение сопротивлений нулевого и фазного проводов.

При отсутствии данных о токовых нагрузках фаз следует принимать:

– для линий с $R_n/R_{\phi} = 1$ $K_{\text{нер}} = 1,13$;

– для линий с $R_n/R_\phi=2$ $K_{нер}=1,2$.

Отношение τ/T_{\max} принимают в соответствии со следующими данными:

T_{\max} ч	2000	3000	4000	5000	6000
τ/T_{\max}	0,46	0,52	0,6	0,72	0,77

Относительные потери электроэнергии, %, в K линиях 0,4 кВ определяются по формуле:

$$\Delta W_{\% \Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^K \cdot \Delta W_{\%}^i \cdot I_i}{\sum_{i=1}^K I_i},$$

где $\Delta W_{\%}^i$ – относительные потери электроэнергии в i -й линии;

I_i – максимальная нагрузка головного участка i -й линии.

При необходимости точного расчета потерь электроэнергии в электрических сетях 0,4 кВ и при наличии достаточного количества исходной информации, а также при расчете потерь электроэнергии в отдельных линиях 0,4 кВ рекомендуется использовать методы поэлементного расчета потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и ее режимных параметров.

Расчеты потерь электроэнергии в линиях 0,4 кВ в зависимости от величины падения напряжения и поэлементные расчеты потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и ее режимных параметров допускается проводить по случайной выборке распределительных линий 0,4 кВ, питающихся от не менее чем 20 % суммарного количества ТП 6–20/0,4 кВ, если это количество превышает 100 шт.

Лекция 3. Методы расчета условно–постоянных потерь электроэнергии

Условно–постоянные потери включают:

- потери на холостой ход силовых трансформаторов (автотрансформаторов);
- потери на корону в воздушных линиях (далее – ВЛ) 110 кВ и выше;
- потери в синхронных компенсаторах, батареях статических конденсаторов, статических тиристорных компенсаторах, шунтирующих реакторах (далее – ШР);
- потери в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (далее – СППС);
- потери в системе учета электроэнергии (трансформаторах тока (далее – ТТ), трансформаторах напряжения (далее – ТН), счетчиках и соединительных проводах);
- потери в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений;
- потери в устройствах присоединений высокочастотной связи (далее – ВЧ связи);
- потери в изоляции кабелей;
- потери от токов утечки по изоляторам ВЛ;
- расход электроэнергии на собственные нужды (далее – СН) подстанций (далее – ПС);
- расход электроэнергии на плавку гололеда.

Потери электроэнергии холостого хода (далее – ХХ) в силовом трансформаторе (автотрансформаторе) определяются на основе приведенных в паспортных данных оборудования потерь мощности холостого хода по формуле:

$$\Delta W_X = \Delta P_X \cdot \sum_{i=1}^m T_{Pi} \left(\frac{U_i}{U_{НОМ}} \right)^2$$

Потери электроэнергии в ШР определяются по приведенной выше

формуле на основе приведенных в паспортных данных оборудования потерь мощности, также допускается определять потери в ШР на основе данных таблицы 1.

Потери электроэнергии в сборных шинах распределительных устройств подстанций определяются на основе данных таблицы 1.

Таблица 1 – Потери электроэнергии в шунтирующих реакторах и соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций

Вид оборудования	Удельные потери электроэнергии при напряжении, кВ											
	6	10	15	20	35	60	110	154	220	330	500	750
ШР, тыс. кВт·ч/МВА в год	84	84	74	65	36	35	32	31	29	26	20	19
СПИС, тыс. кВт·ч на ПС в год	1,3	1,3	1,3	1,3	3	6	11	18	31	99	415	737

Примечание:

Значения потерь, приведенные в таблице, соответствуют году с числом дней 365.

При расчете потерь в високосном году применяется коэффициент $k = 366/365$.

Потери электроэнергии в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств ТП 6–20/0,4 кВ не рассчитываются.

Потери электроэнергии в статических компенсирующих устройствах – батареях статических конденсаторов (далее – БК) и статических тиристорных компенсаторах (далее – СТК) – определяются по формуле:

$$\Delta W_{СК} = (0,4 + 0,1 \cdot \beta_Q^2) \cdot \Delta P_{НОМ} \cdot T_P$$

где β_Q – коэффициент максимальной нагрузки СК в базовом периоде;

$\Delta P_{НОМ}$ – потери мощности в режиме номинальной загрузки СК в соответствии с паспортными данными, кВт.

Допускается определять потери в СК на основе данных таблицы 2.

Таблица 2 – Потери электроэнергии в синхронных компенсаторах

Вид оборудования	Потери электроэнергии, тыс.кВт·ч в год, при номинальной мощности СК, МВА								
	5	7,5	10	15	30	50	100	160	320
СК	400	540	675	970	1570	2160	3645	4725	10260

Примечания:

1. При мощности СК, отличной от приведенной в таблице, потери электроэнергии определяются с помощью линейной интерполяции.

2. Значения потерь, приведенные в таблице, соответствуют году с числом дней 365. При расчете потерь в високосном году применяется коэффициент $k = 366/365$

Потери электроэнергии в статических компенсирующих устройствах – батареях статических конденсаторов (далее – БК) и статических тиристорных компенсаторах (далее – СТК) – определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{КУ}} = \Delta P_{\text{КУ}} \cdot S_{\text{КУ}} \cdot T_{\text{р}}$$

При отсутствии паспортных данных оборудования значение $\Delta P_{\text{КУ}}$ принимается равным:

- для БК – 0,003 кВт/квар,
- для СТК – 0,006 кВт/квар

Потери электроэнергии в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений, устройствах присоединения ВЧ связи, измерительных трансформаторах напряжения определяются по таблице 3

Таблица 3 – Потери электроэнергии в вентильных разрядниках (РВ), ограничителях перенапряжений (ОПН), измерительных трансформаторах тока (ТТ) и напряжения (ТН) и устройствах присоединения ВЧ связи (УПВЧ)

Класс напряжения, кВ	Потери электроэнергии, тыс. кВт·ч в год, по видам оборудования				
	РВ	ОПН	ТТ	ТН	УПВЧ
6	0,009	0,001	0,06	1,54	0,01
10	0,021	0,001	0,1	1,9	0,01
15	0,033	0,002	0,15	2,35	0,01
20	0,047	0,004	0,2	2,7	0,02
35	0,091	0,013	0,4	3,6	0,02
110	0,60	0,22	1,1	11,0	0,22
154	1,05	0,40	1,5	11,8	0,30
220	1,59	0,74	2,2	13,1	0,43
330	3,32	1,80	3,3	18,4	2,12
500	4,93	3,94	5,0	28,9	3,24
750	4,31	8,54	7,5	58,8	4,93

Примечания:

1. Потери электроэнергии в УПВЧ даны на одну фазу, для остального оборудования – на три фазы.
2. Потери в трех однофазных ТН принимаются равными потерям в одном трехфазном ТН.
3. Потери электроэнергии в ТТ напряжением 0,4 кВ принимаются равными 0,05 тыс.кВт·ч/год.
4. Значения потерь, приведенные в таблице, соответствуют году с числом дней 365. При расчете потерь в високосном году применяется коэффициент $k = 366/365$.
5. Потери электроэнергии в ТТ и ТН включают потери в счетчиках, входящих в состав измерительных комплексов.

Потери электроэнергии в электрических счетчиках прямого включения 0,22–0,66 кВ принимаются в соответствии со следующими данными, кВт·ч в год на один счетчик:

- однофазный, индукционный – 18,4;
- трехфазный, индукционный – 92,0;
- однофазный, электронный – 21,9;
- трехфазный, электронный – 73,6.

Потери электроэнергии на корону определяются на основе данных об удельных потерях мощности, приведенных в таблице 4, и о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода. При этом к периодам хорошей погоды (для целей расчета потерь на корону) относят погоду с влажностью менее 100 % и гололед; к периодам влажной погоды – дождь, мокрый снег, туман.

При отсутствии данных о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода потери электроэнергии на корону определяются по таблице 5 в зависимости от региона расположения линии. Распределение субъектов Российской Федерации по регионам приведено в таблице 6.

При расчете потерь электроэнергии на корону на линиях с сечениями, отличающимися от приведенных в таблицах 4 и 5, значения таблиц 4 и 5, умножаются на отношение F_t/F_ϕ , где F_t – суммарное сечение проводов фазы, приведенное в таблицах 4 и 5; F_ϕ – фактическое сечение проводов линии.

Влияние рабочего напряжения линии на потери на корону учитывается умножением данных, приведенных в таблицах, на коэффициент, определяемый по формуле:

$$K_{U_{\text{кор}}} = 6,88 \cdot U_{\text{отн}}^2 - 5,88 \cdot U_{\text{отн}}$$

где $U_{\text{отн}}$ – отношение рабочего напряжения линии к его номинальному значению.

В случае отрицательного значения коэффициента, определяемого по формуле, (при низких рабочих напряжениях) значение коэффициента

принимается равным нулю.

Таблица 4 – Удельные потери мощности на корону

Напряжение ВЛ, тип опоры, число и сечение проводов в фазе	Суммарное сечение проводов в фазе, мм ²	Удельные потери мощности на корону, кВт/км, при видах погоды			
		хорошая	сухой снег	влажная	изморозь
750–5х240	1200	3,9	15,5	55,0	115,0
750–4х600	2400	4,6	17,5	65,0	130,0
500–3х400	1200	2,4	9,1	30,2	79,2
500–8х300	2400	0,1	0,5	1,5	4,5
330–2х400	800	0,8	3,3	11,0	33,5
220ст–1х300	300	0,3	1,5	5,4	16,5
220ст/2–1х300	300	0,3	1,4	5,0	15,4
220жб–1х300	300	0,4	2,0	8,1	24,5
220жб/2–1х300	300	0,4	1,8	6,7	20,5
220–3х500	1500	0,02	0,05	0,27	0,98
154–1х185	185	0,12	0,35	1,20	4,20
154/2–1х185	185	0,09	0,26	0,87	3,06
110ст–1х120	120	0,013	0,04	0,17	0,69
110ст/2–1х120	120	0,008	0,025	0,13	0,47
110жб–1х120	120	0,018	0,06	0,30	1,10
110жб/2–1х120	120	0,01	0,035	0,17	0,61

Примечания:

1. Вариант 500–8х300 соответствует ВЛ 500 кВ, построенной в габаритах 1150 кВ, вариант 220–3х500 – ВЛ 220 кВ, построенной в габаритах 500 кВ.
2. Варианты 220/2–1х300, 154/2–1х185 и 110/2–1х120 соответствуют двухцепным ВЛ. Потери во всех случаях приведены в расчете на одну цепь.
3. Индексы «ст» и «жб» обозначают стальные и железобетонные опоры.
4. Для линий на деревянных опорах применяют данные, приведенные в таблице для линий на стальных опорах.
5. Значения потерь, приведенные в таблице, соответствуют году с числом дней 365. При расчете потерь в високосном году применяется коэффициент $k = 366/365$.

Таблица 5 – Удельные годовые потери электроэнергии на корону

Напряжение ВЛ, кВ, число и сечение проводов в фазе	Удельные потери электроэнергии на корону, тыс.кВт·ч/км в год, в регионе						
	1	2	3	4	5	6	7
750–5х240	193,3	176,6	163,8	144,6	130,6	115,1	153,6
750–4х600	222,5	203,9	189,8	167,2	151,0	133,2	177,3
500–3х400	130,3	116,8	106,0	93,2	84,2	74,2	103,4
500–8х300	6,6	5,8	5,2	4,6	4,1	3,5	5,1
330–2х400	50,1	44,3	39,9	35,2	32,1	27,5	39,8
220ст–1х300	19,4	16,8	14,8	13,3	12,2	10,4	15,3
220ст/2–1х300	18,0	15,6	13,8	12,4	11,8	9,7	14,3
220жб–1х300	28,1	24,4	21,5	19,3	17,7	15,1	22,2
220жб/2–1х300	24,0	20,7	18,3	16,5	15,1	12,9	19,0
220–3х500	1,3	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	1,0
154–1х185	7,2	6,3	5,5	4,9	4,6	3,9	5,7
154/2–1х185	5,2	4,6	4,0	3,6	3,4	2,9	4,2
110ст–1х120	1,07	0,92	0,80	0,72	0,66	0,55	0,85
110ст/2–1х120	0,71	0,61	0,54	0,48	0,44	0,37	0,57
110жб–1х120	1,71	1,46	1,28	1,15	1,06	0,88	1,36
110жб/2–1х120	0,93	0,8	0,7	0,63	0,57	0,48	0,74

Примечания:

1. Вариант 500–8х300 соответствует ВЛ 500 кВ, построенной в габаритах 1150 кВ, вариант 220–3х500 – ВЛ 220 кВ, построенной в габаритах 500 кВ.
2. Варианты 220/2–1х300, 154/2–1х185 и 110/2–1х120 соответствуют двухцепным ВЛ. Потери во всех случаях приведены в расчете на одну цепь.
3. Индексы «ст» и «жб» обозначают стальные и железобетонные опоры.
4. Для линий на деревянных опорах применяют данные, приведенные в таблице для линий на стальных опорах.
5. Значения потерь, приведенные в таблице, соответствуют году с числом дней 365. При расчете потерь в високосном году применяется коэффициент $k = 366/365$.

Таблица 6 – Распределение субъектов Российской Федерации по регионам

№ региона	Территориальные образования, входящие в регион
1	Республика Саха (Якутия), Хабаровский край Области: Камчатская, Магаданская, Сахалинская.
2	Республики: Карелия, Коми Области: Архангельская, Калининградская, Мурманская
3	Области: Вологодская, Ленинградская, Новгородская, Псковская
4	Республики: Марий Эл, Мордовия, Татарстан, Удмуртская, Чувашская Области: Белгородская, Брянская, Владимирская, Воронежская, Ивановская, Калужская, Кировская, Костромская, Курская, Липецкая, Московская, Нижегородская, Орловская, Пензенская, Пермская, Рязанская, Самарская, Саратовская, Смоленская, Тамбовская, Тверская, Тульская, Ульяновская, Ярославская
5	Республики: Дагестан, Ингушетия, Кабардино–Балкария, Карачаево–Черкесская, Калмыкия, Северная Осетия–Алания, Чеченская Края: Краснодарский, Ставропольский Области: Астраханская, Волгоградская, Ростовская
6	Республика Башкортостан Области: Курганская, Оренбургская, Челябинская
7	Республики: Бурятия, Хакасия, Алтай Края: Алтайский, Красноярский, Приморский Области: Амурская, Иркутская, Кемеровская, Новосибирская, Омская, Свердловская, Томская, Тюменская, Читинская

Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам воздушных линий определяются на основе данных об удельных потерях мощности, приведенных в таблице 7, и о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода.

По влиянию на токи утечки виды погоды объединяются в 3 группы: 1 группа – хорошая погода с влажностью менее 90 %, сухой снег, изморозь, гололед; 2 группа – дождь, мокрый снег, роса, хорошая погода с влажностью 90 % и более; 3 группа – туман.

Таблица 7 – Удельные потери мощности от токов утечки по изоляторам ВЛ

Группа погоды	Удельные потери мощности от токов утечки по изоляторам, кВт/км, на ВЛ напряжением, кВ										
	6	10	15	20	35	110	154	220	330	500	750
1	0,011	0,017	0,025	0,033	0,035	0,055	0,063	0,069	0,103	0,156	0,235
2	0,094	0,153	0,227	0,302	0,324	0,510	0,587	0,637	0,953	1,440	2,160
3	0,154	0,255	0,376	0,507	0,543	0,850	0,978	1,061	1,587	2,400	3,600

При отсутствии данных о продолжительностях различных погодных условий годовые потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ принимаются по данным таблицы 8.

Таблица 8 – Удельные годовые потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ

Номер региона	Удельные потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ, тыс. кВт·ч/км в год, при напряжении, кВ										
	6	10	15	20	35	110	154	220	330	500	750
1	0,21	0,33	0,48	0,64	0,69	1,08	1,24	1,35	2,01	3,05	4,58
2	0,22	0,35	0,52	0,68	0,73	1,15	1,32	1,44	2,15	3,25	4,87
3	0,28	0,45	0,67	0,88	0,95	1,49	1,71	1,86	2,78	4,20	6,31
4	0,31	0,51	0,75	1,00	1,07	1,68	1,93	2,10	3,14	4,75	7,13
5	0,27	0,44	0,65	0,87	0,92	1,46	1,68	1,82	2,72	4,11	6,18
6	0,22	0,35	0,52	0,68	0,73	1,15	1,32	1,44	2,15	3,25	4,87
7	0,16	0,26	0,39	0,51	0,55	0,86	0,99	1,08	1,61	2,43	3,66

Примечание – Значения потерь, приведенные в таблице, соответствуют году с числом дней 365. При расчете потерь в високосном году применяется коэффициент $k = 366/365$.

Расход электроэнергии на плавку гололеда определяется на основе приборов учета, установленных на устройствах плавки гололеда. При отсутствии таких приборов учета допускается использование данных

таблицы 9 в зависимости от района расположения ВЛ по гололеду.

Таблица 9 – Удельный расход электроэнергии на плавку гололеда

Число проводов в фазе и сечение, мм ²	Суммарное сечение проводов в фазе, мм ²	Удельный расход электроэнергии на плавку гололеда, тыс. кВт·ч/км в год, в районе по гололеду			
		1	2	3	4
4x600	2400	0,171	0,236	0,300	0,360
8x300	2400	0,280	0,381	0,479	0,571
3x500	1500	0,122	0,167	0,212	0,253
5x240	1200	0,164	0,223	0,280	0,336
3x400	1200	0,114	0,156	0,197	0,237
2x400	800	0,076	0,104	0,131	0,158
2x300	600	0,070	0,095	0,120	0,143
1x330	330	0,036	0,050	0,062	0,074
1x300	300	0,035	0,047	0,060	0,071
1x240	240	0,033	0,046	0,056	0,067
1x185	185	0,030	0,041	0,051	0,061
1x150	150	0,028	0,039	0,053	0,064
1x120	120	0,027	0,037	0,046	0,054
1x95 и менее	95	0,024	0,031	0,038	0,044

Примечания:

1. Удельный расход приведен в расчете на три фазы.
2. Значения расхода, приведенные в таблице, соответствуют году с числом дней 365. При расчете расхода в високосном году применяется коэффициент $k = 366/365$.

Потери электроэнергии в изоляции силовых кабелей принимаются в соответствии с данными заводов–изготовителей оборудования. При отсутствии данных завода–изготовителя расчетные потери принимаются в соответствии с таблицей 10.

Расход электроэнергии СН подстанций определяется на основе приборов учета, установленных на высшей стороне трансформаторов собственных нужд (далее – ТСН). При установке прибора учета на низшей стороне ТСН потери электроэнергии в ТСН, рассчитанные в соответствии с настоящей Инструкцией, добавляются к показанию счетчика.

В случае отсутствия приборов учета электроэнергии на СН ПС 10(6)/0,4 кВ удельный расход электроэнергии (кВт·ч/кВ·А) определяется по результатам энергетического обследования.

Таблица 10 – Удельные потери электроэнергии в изоляции кабелей

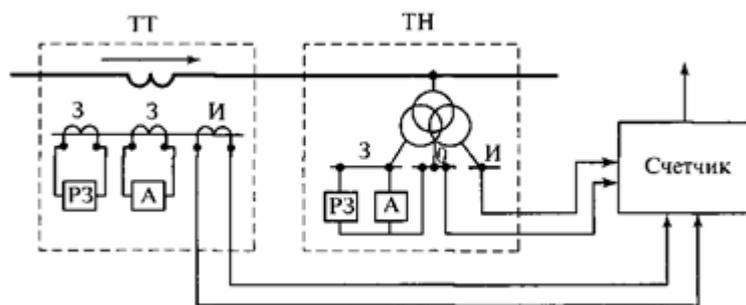
Сечение, мм ²	Удельные потери электроэнергии в изоляции кабеля, тыс. кВт·ч/км в год, при номинальном напряжении, кВ					
	6	10	20	35	110	220
10	0,14	0,33	–	–	–	–
16	0,17	0,37	–	–	–	–
25	0,26	0,55	1,18	–	–	–
35	0,29	0,68	1,32	–	–	–
50	0,33	0,75	1,52	–	–	–
70	0,42	0,86	1,72	4,04	–	–
95	0,55	0,99	1,92	4,45	–	–
120	0,60	1,08	2,05	4,66	26,6	–
150	0,67	1,17	2,25	5,26	27,0	–
185	0,74	1,28	2,44	5,46	29,1	–
240	0,83	1,67	2,80	7,12	32,4	–
300	–	–	–	–	35,2	80,0
400	–	–	–	–	37,4	90,0
500	–	–	–	–	44,4	100,0
625	–	–	–	–	49,3	108,0
800	–	–	–	–	58,2	120,0

Лекция 4. Расчет потерь, обусловленных допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии

Составляющей потерь, которая, которая не входит в технические потери, является составляющая, обусловленная погрешностями приборов учета электроэнергии. Это нашло отражение в Постановлении ФЭК РФ от 14.05.03 N37-Э. Однако там не сказано, о каких погрешностях идет речь. А таких как минимум три:

- допускаемая погрешность измерительного комплекса (ИК), в общем случае состоящего из трансформатора тока, трансформатора напряжения и счетчика при нормальных условиях их эксплуатации;
- систематическая погрешность ИК (как отрицательная, так и положительная), обусловленная ненормированными рабочими условиями применения ИК;
- систематическая отрицательная погрешность старых индукционных счетчиков, отработавших свой ресурс, и счетчиков с просроченными сроками поверки.

Под системой учета электроэнергии понимается совокупность измерительных комплексов, обеспечивающих измерение поступления и отпуска электроэнергии из сети и включающих в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), напряжения (ТН), электрические счетчики, соединительные провода и кабели. Измерительные комплексы могут быть объединены в автоматизированную систему учета электроэнергии (см. рисунок).



Общая схема учета электроэнергии

Субъекты рынка взаимно согласовывают схему размещения приборов коммерческого учета на энергообъектах с учетом границ балансовой принадлежности оборудования и взаимных интересов сторон.

Определение метрологических характеристик конкретного измерительного комплекса проводят в соответствии с РД 34.11.333-97 «Учет электрической энергии и мощности на энергообъектах» типовая методика выполнения измерений количества электроэнергии.

Численное значение расчета коммерческих потерь из-за погрешности измерений электроэнергии в нормальных условиях работы измерительного комплекса определяется предельными допускаемыми погрешностями измерительных комплексов, учитывающих прием электроэнергии в сеть, отпуск электроэнергии из сети и потребление электроэнергии энергопринимающими устройствами и субъектами.

Расчет потерь электроэнергии, обусловленных допустимой погрешностью системы учета, осуществляется для нормальных условий работы элементов системы учета и без учета угловых погрешностей, поэтому используется упрощенная формула расчета погрешности измерительного канала активной электроэнергии:

$$\delta = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{СЧ}^2 + \delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2 + \delta_{Л}^2},$$

где $\delta_{сч}$, $\delta_{ТТ}$, $\delta_{ТН}$ – основные допустимые погрешности счетчиков, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения при нормальных условиях (принимаются по значению классов точности), %;

$\delta_{л}$ – предел допустимых потерь напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН, %.

Погрешность от потери напряжения в линии соединения счетчика с ТН принята случайной, как малозначащая величина.

Однако при определении структуры потерь по энергоснабжающей организации в целом невозможно ориентироваться на наличие таких данных для сотен и тысяч точек учета и приходится использовать усредненную оценку их возможных погрешностей. Изложенная ниже методика такой

оценки применима к большим объектам (АО-энерго, ПЭС, РЭС и городским сетям), в меньшей степени к подстанциям и практически неприменима к конкретным точкам учета. Абсолютные потери электроэнергии (тыс. кВт·ч), обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии ($\Delta W_{\text{погр.Б}}$), определяются как предельное значение величины допустимого небаланса ЭЭ в целом по электрической сети с учетом данных за базовый период по формуле:

$$\Delta W_{\text{погр.Б}} = 0,01 \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n \delta_i^2 \cdot W_i^2 + \sum_{j=1}^m \delta_j^2 \cdot W_j^2 + \frac{\delta_3^2}{k_3} \cdot W_3^2 + \frac{\delta_1^2}{k_1} \cdot W_1^2},$$

где δ_i (δ_j) – погрешность измерительного канала принятой (отданной) активной электроэнергии по электрической сети, %;

W_i (W_j) – прием (отдача) электроэнергии, зафиксированные измерительными каналами активной электроэнергии по электрической сети, тыс. кВт·ч;

n – количество точек учета, фиксирующих прием электроэнергии, шт.;

m – количество точек учета, фиксирующих отдачу электроэнергии, в том числе крупным потребителям, шт.;

k_3 – количество точек учета трехфазных потребителей (за минусом, учтенных в « m »), шт.;

k_1 – количество точек учета однофазных потребителей (за минусом, учтенных в « m »), шт.;

W_3 – потребление электроэнергии трехфазными потребителями (за минусом, учтенных в « m »), тыс. кВт·ч;

W_1 – потребление электроэнергии однофазными потребителями (за минусом, учтенных в « m »), тыс. кВт·ч.

В этом случае, при расчете потерь, обусловленных погрешностью системы учета электроэнергии, учитываются только случайные составляющие небаланса электроэнергии, которые определяются как предельное значение допустимого небаланса электроэнергии.

Относительные потери электроэнергии, обусловленные допустимыми

погрешностями системы учета электроэнергии, для ТСО в базовом периоде равны:

$$\Delta W_{\text{погр.Б, \%}} = \frac{W_{\text{погр.Б}} \cdot 100}{W_{\text{ос.Б}}},$$

где $W_{\text{ос.Б}}$ – отпуск электроэнергии в сеть в целом по электрической сети за базовый период.

Относительные потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии, для ФСК и МСК в базовом периоде равны:

$$\Delta W_{\text{погр.Б, \%}} = \frac{W_{\text{погр.Б}} \cdot 100}{W_{\text{отп.Б}}},$$

где $W_{\text{отп.Б}}$ – отпуск электроэнергии из сети в целом по электрической сети за базовый период.

Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии, по уровням напряжения распределяются пропорционально отпуску в сеть по уровням напряжения, как в базовом, так и в регулируемом периодах.

Лекция 5. Анализ технических потерь электрической энергии

Анализ потерь электроэнергии проводится для решения следующих основных задач:

- выявления зон и конкретных элементов электрической сети с повышенным уровнем технических потерь;
- выявления фидеров 6-20 кВ и линий 0,4 кВ с повышенными коммерческими потерями;
- выявления и оценки резервов сетевой компании по снижению потерь электроэнергии;
- оценки влияния основных факторов, характеризующих схему сети и режимы ее работы (например, отпуска электроэнергии, уровня рабочего напряжения, рабочих схем сети, плотности тока и т.д.), при их различных значениях на уровень технологических потерь электроэнергии;
- оценки влияния на технологические потери поступления и отпуска электроэнергии;
- анализа небалансов электроэнергии на подстанциях и в сетях;
- интервального анализа структуры потерь электроэнергии, основанного на представлении каждой составляющей потерь в виде интервала неопределенности ее значений;
- разработки мероприятий по снижению потерь электроэнергии и определения их фактической эффективности.

В качестве первичного критерия достоверности расчета могут использоваться приведенные ниже предельные значения технологических потерь по уровням напряжения от отпуска в сеть без учета объема передачи электроэнергии потребителям, непосредственно подключенным к шинам подстанций:

330-750 кВ	до 4 %
220-110 кВ	до 6 %
35 кВ	до 8 %
6(10) кВ	до 10 %
0,4 кВ	до 14 %

Значения относительных потерь электроэнергии, определенные от отпуска электроэнергии в собственную сеть без учета объема передачи электроэнергии потребителям, непосредственно подключенным к шинам подстанций, не должны превышать предельные значения.

Необходимо провести анализ расчета технологических потерь электроэнергии за базовый период на соответствие методам, изложенным в Инструкции Приказа Минэнерго № 326.

При проведении анализа расчетов нагрузочных потерь электроэнергии необходимо обратить внимание на исходные данные, существенно влияющие на точность расчета.

Для метода средних нагрузок:

- коэффициент формы графика в узлах нагрузки и центрах питания;
- коэффициент мощности нагрузки;
- температура провода;
- отпуск в сеть;

Для метода числа часов наибольших потерь мощности:

- число часов использования наибольшей нагрузки сети (T_{\max}) и относительное число часов наибольших потерь мощности (τ_0) для каждого расчетного участка сети;
- коэффициент мощности нагрузки;
- температура провода;
- отпуск в сеть.

Не допускается применение метода оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети для расчета в отдельных линиях 0,4 кВ, так как это может приводить к завышению потерь.

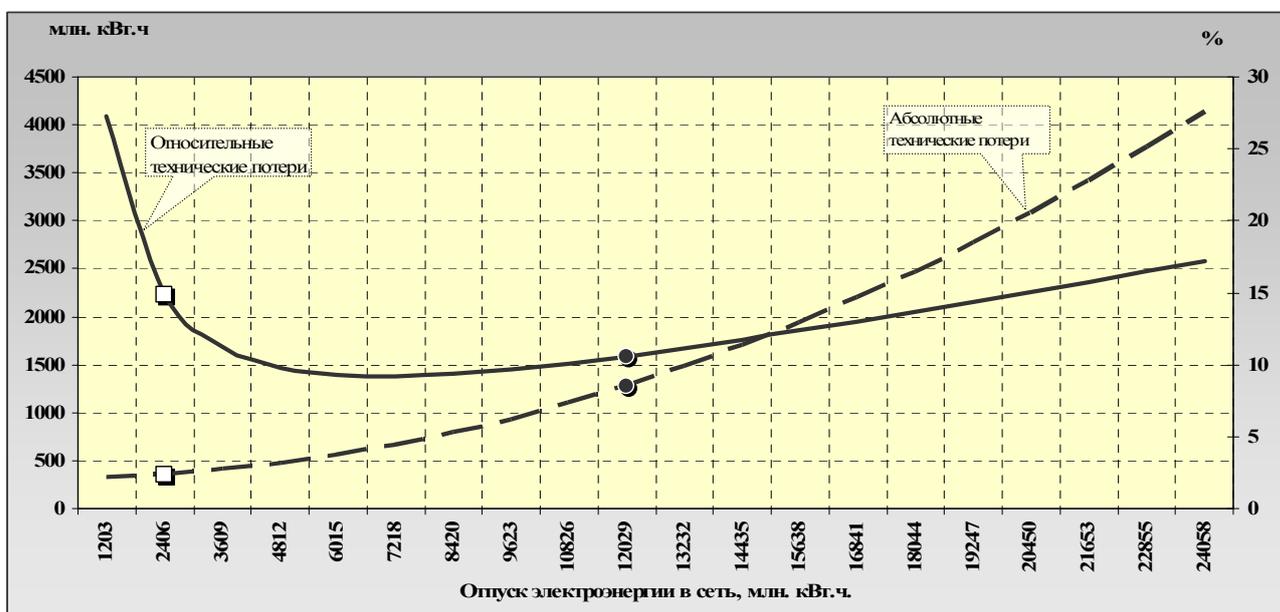
При анализе технических потерь следует обращать внимание на участки сети:

- с большой долей условно-постоянных потерь электроэнергии, что может быть следствием низкой загрузки электрической сети;
- с большой долей нагрузочных потерь электроэнергии, что может быть

следствием высокой загрузки электрической сети.

При недогруженности электрической сети (коэффициент загрузки трансформаторов 10-15 %) увеличение отпуска электроэнергии в ней будет приводить к уменьшению относительных технических потерь электроэнергии (рисунок, маркер "Квадрат").

Если электрическая сеть сильно загружена (коэффициент трансформаторов 60-80 %), увеличение отпуска электроэнергии будет приводить к увеличению относительных технических потерь электроэнергии (рисунок, маркер "Круг").



Динамика изменения относительных и абсолютных технических потерь электроэнергии при изменении отпуска электроэнергии в сеть

Целесообразно провести выборочную проверку результатов расчета для сети (элементов сети), имеющей высокий процент относительных потерь электроэнергии на соответствующем уровне напряжения.

Загрузка линии электропередачи определяется следующим образом:

$$k_{з.л} = \frac{I_{cp}}{I_{max}} = \frac{W \cdot 10^3}{I_{max} \cdot T \cdot U_{cp}}, \text{ о.е.},$$

где I_{cp} – средний ток по линии за базовый период, А;

W – электроэнергия по линии за базовый период, тыс. кВт·ч;

U_{cp} – среднее напряжение линии за базовый период, кВ;

I_{max} – максимально допустимый ток по линии из условий термической стойкости, релейной защиты и т.п., А;

T – расчетный период, ч.

Кроме коэффициента загрузки для анализа режимов работы линий электропередачи можно использовать среднюю плотность тока головного участка:

$$j_{cp} = \frac{I_{cp}}{F_{gy}} = \frac{W \cdot 10^3}{F_{gy} \cdot T \cdot U_{cp} \cdot \cos \varphi}, \text{ А/мм}^2,$$

где F_{gy} – сечение головного участка линии, мм².

Загрузка силового двухобмоточного трансформатора определяется следующим образом:

$$k_{зТ} = \frac{P_{cp}}{S_{mp} \cdot \cos \varphi} = \frac{W_{HH}}{S_{mp} \cdot T \cdot \cos \varphi}, \text{ о.е.},$$

где P_{cp} – средняя мощность на низшей стороне трансформатора;

$S_{тр}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ·А;

$\cos \varphi$ - средний коэффициент мощности трансформатора;

W_{HH} – электроэнергия на низшей стороне трансформатора за базовый период, тыс. кВт·ч.

Важно провести анализ коэффициента мощности нагрузки при расчете нагрузочных потерь электроэнергии. В случае низкого коэффициента мощности, необходимо запросить подтверждающие данные, например, результаты измерений активной и реактивной мощностей в режимные дни на головных участках сети.

При анализе расчета технических потерь сети 0,4 кВ необходимо обращать внимание на следующее:

- удельные потери электроэнергии, как правило, должны находиться в диапазоне от 2 до 20 тыс. кВт·ч/км. Если удельные потери превышают верхний предел указанного диапазона значений удельных потерь, необходим

тщательный анализ результатов расчетов и исходных данных;

- плотность тока, как правило, не должна превышать 2,5 А. Если плотность тока превышает 2,5 А, необходим тщательный анализ результатов расчетов и исходных данных;

- средняя протяженность одной линии 0,4 кВ, как правило, не должна превышать 1,5 км;

- среднее количество линий 0,4 кВ, отходящих от секции 0,4 кВ трансформаторной подстанции, должно находиться в диапазоне 2-5 линий. Для городских электрических сетей верхний предел этого диапазона может быть выше;

- среднее сечение воздушных линий электропередачи 0,4 кВ находится, как правило, в пределах 16-50 мм², на магистральных участках 35-70 мм²;

- потеря напряжения в максимум нагрузки сети от шин ТП до наиболее электрически удаленного электроприемника не должна превышать отклонение $\pm 5\%$.

При определении потерь электроэнергии, обусловленных допустимыми погрешностями приборов учета, для электрической сети сетевой компании, состоящей из отдельных объектов (ПЭС, РЭС и т.д.), не допускается суммировать потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета, определенных для отдельных объектов, входящих в электрическую сеть.

Значение потерь электроэнергии, обусловленных допустимыми погрешностями приборов учета, для сетевой компании, как правило, должны находиться в диапазоне от 0,2 до 1 % от отпуска в сеть.

Лекция 6. Нетехнические (коммерческие) потери электроэнергии

Структура фактических потерь электроэнергии состоит из многих составляющих. Ранее их часто укрупнено объединяли в две большие группы: технические и коммерческие потери. К первым относили нагрузочные, условно-постоянные потери и расход электроэнергии на собственные нужды подстанций. Все остальные потери, в том числе инструментальные погрешности измерений, относили ко второй группе потерь. В такой классификации есть определенные условности. Расход электроэнергии на собственные нужды не является по своей сути «чистыми» техническими потерями, и учитывается электросчетчиками. Так же и метрологические погрешности, в отличие от других составляющих коммерческих потерь, имеют иную природу возникновения. Поэтому «коммерческие потери» изначально трактовались довольно обширно, есть даже такое определение, как «допустимый уровень коммерческих потерь» - значение коммерческих потерь электроэнергии, обусловленное погрешностями системы учета электроэнергии (электросчетчиков, трансформаторов тока и напряжения) при соответствии системы учета требованиям ПУЭ.

В настоящее время при классификации потерь электроэнергии более часто употребляется термин «технологические потери электроэнергии», определение которого установлено Приказом Минэнерго РФ от 30.12.08 № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям». Собирательное выражение «коммерческие потери электроэнергии» на сегодняшний день не закреплено в законодательстве, но встречается в отраслевых нормативно-технических документах. В одном из них под коммерческими потерями понимается разность между отчетными и техническими потерями, при этом «техническими потерями электроэнергии» считается весь «технологический расход электроэнергии на ее транспорт по электрическим сетям,

определяемый расчетным путем».

Также, в форме федерального статистического наблюдения № 23-Н «Сведения о производстве и распределении электрической энергии», утвержденной Приказом Федеральной службы государственной статистики от 01.10.2012 г. № 509, используется отчетный показатель «коммерческие потери». Его определение в рамках формы 23-Н звучит как «данные о количестве электроэнергии, не оплаченной абонентами», без приведения формулы расчета. В отраслевых же отчетных документах сетевых компаний, например в формах 2-рег, 46-ЭЭ (передача), указываются только фактические потери, а в макетах 7-энерго подробная структура технологических потерь. Коммерческие потери, а также нетехнические или нетехнологические, в этих формах не указываются.

В таблицах для обоснования и экспертизы технологических потерь электроэнергии на регулируемый период, заполняемых сетевыми организациями, математическая разность между фактическими и технологическими потерями электроэнергии называется «нетехнические потери электроэнергии», хотя логичнее назвать их «нетехнологические».

Чтобы избежать путаницы в применяемой терминологии, в укрупненной структуре фактических потерь электроэнергии более корректно обозначить две группы:

1. Технологические потери.
2. Коммерческие потери.

Технологические потери включают в себя технические потери в электрических сетях, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии, расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, и потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии.

Они не являются убытками предприятия в полной мере этого слова, так как стоимость их нормативного объема учитывается в тарифе на передачу электроэнергии. Средства на покрытие финансовых издержек, связанных с

приобретением электроэнергии для компенсации технологических потерь в рамках установленного норматива, поступают в сетевую компанию в составе собранной выручки за передачу электроэнергии.

Технические потери электроэнергии можно рассчитать по законам электротехники, допустимые погрешности приборов учета – на основании их метрологических характеристик, а расход на собственные нужды подстанций определить по показаниям электросчетчиков.

Коммерческие потери невозможно измерить приборами и рассчитать по самостоятельным формулам. Они определяются математически как разность между фактическими и технологическими потерями электроэнергии и не подлежат включению в норматив потерь электроэнергии. Затраты, связанные с их оплатой, не компенсируются тарифным регулированием.

Применяемое определение «коммерческие» (англ. «commerce» – «торговля») для этого вида потерь, подчеркивает связь убытка с процессом оборота товара, которым является электроэнергия. Потери электроэнергии, относимые к категории коммерческих, большей частью являются электропотреблением, которое по разным причинам не зафиксировано документально. Поэтому оно не учтено как отдача из сетей, и никому из потребителей не предъявлено к оплате.

В соответствии с действующим законодательством, сетевые организации обязаны оплачивать фактические потери электрической энергии, возникшие в принадлежащих им объектах сетевого хозяйства, следовательно, и коммерческие потери в их составе. Коммерческие потери электроэнергии в отличие от технологических являются прямым финансовым убытком сетевых компаний. Являясь, с одной стороны, причиной денежных расходов сетевого предприятия, они в то же время являются и его упущенной выгодой от неоплаченной передачи электроэнергии. Поэтому сетевые организации в большей степени, чем другие участники рынка электроэнергии, заинтересованы в максимально точном учете электроэнергии и правильности расчетов её объемов в точках поставки на

границах своей балансовой принадлежности.

Можно говорить о некорректности перекладывания на сетевые компании всей финансовой ответственности за коммерческие потери электроэнергии, поскольку причины их возникновения, а также эффективность их выявления и устранения зависят не только от электросетевых компаний. Но факт остается фактом: коммерческие потери электроэнергии являются «головной болью» в первую очередь сетевых организаций.

В то же время несовершенство нормативно- правовой базы, отсутствие у сетевых предприятий прямых договорных отношений по энергоснабжению с потребителями, недостаточное финансирование и невозможность значительного увеличения штата сотрудников, контролирующих электропотребление, ограничивает возможности сетевых организации в выявлении и устранении причин возникновения коммерческих потерь электроэнергии.

Величина коммерческих потерь электроэнергии зависит от значений других структурных показателей баланса электроэнергии. Чтобы узнать объем коммерческих потерь электроэнергии за определенный период, необходимо сначала составить баланс электроэнергии рассматриваемого участка электрической сети, определить фактические потери и рассчитать все составляющие технологических потерь электроэнергии. Дальнейший анализ потерь электроэнергии помогает локализовать их участки и выявить причины их возникновения для последующего выбора мероприятий по их снижению.

Основные причины коммерческих потерь электроэнергии можно объединить в следующие группы:

1. Инструментальные, связанные с погрешностями измерений количества электроэнергии.
2. Погрешности определения величин отпуска электроэнергии в сеть и полезного отпуска потребителям.
3. Несанкционированное электропотребление.

4. Погрешности расчета технологических потерь электроэнергии.

Рассмотрим более подробно.

1. Работа измерительных комплексов электроэнергии сопровождается инструментальной погрешностью, величина которой зависит от фактических технических характеристик приборов учета и реальных условий их эксплуатации. Требования к измерительным приборам, установленные законодательными и нормативно–техническими документами, влияют в конечном итоге на максимально допустимую величину недоучета электроэнергии, которая входит в состав нормативных технологических потерь. Отклонение фактического недоучета электроэнергии от расчетного допустимого значения относится к коммерческим потерям.

Основные причины, приводящие к появлению коммерческих «инструментальных» потерь:

- перегрузка вторичных цепей измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН),
- низкий коэффициент мощности ($\cos \varphi$) измеряемой нагрузки,
- влияние на счетчик электроэнергии магнитных и электромагнитных полей различной частоты,
- несимметрия и значительное падение напряжения во вторичных измерительных цепях,
- отклонения от допустимого температурного режима работы,
- недостаточный порог чувствительности счетчиков электроэнергии,
- завышенный коэффициент трансформации измерительных ТТ,
- систематические погрешности индукционных электросчетчиков.

Также на результат измерений влияют следующие факторы, наличие которых во многом определяется существующим в сетевой организации уровнем контроля состояния и правильности работы используемого парка приборов учета:

- сверхнормативные сроки службы измерительных комплексов,
- неисправность приборов учета,

- ошибки при монтаже приборов учета, в т. ч. неправильные схемы их подключения, установка измерительных ТТ с различными коэффициентами трансформации в разные фазы одного присоединения и т.п.

До сих пор в эксплуатации имеются устаревшие, выработавшие свой ресурс индукционные электросчетчики класса точности 2,5. Причем такие приборы учета встречаются не только у потребителей – граждан, но и у потребителей - юридических лиц.

Согласно действовавшему до 2007 г. ГОСТ 6570-96 «Счетчики активной и реактивной энергии индукционные», срок эксплуатации счетчиков электроэнергии с классом точности 2,5 был ограничен первым межповерочным интервалом, а с 01.07.97 выпуск счетчиков класса 2,5 прекращен.

Индукционные счетчики класса точности 2,5 исключены из Государственного реестра средств измерений, они не производятся и не принимаются на поверку. Срок поверки для однофазного индукционного счетчика составляет 16 лет, а трехфазного – 4 года. Поэтому, по срокам межповерочного интервала, трехфазные индукционные электросчетчики класса точности 2,5 не должны применяться для коммерческого учета электроэнергии уже несколько лет.

Действующий в настоящее время ГОСТ Р 52321-2005 (МЭК 62053-11:2003) распространяется на электромеханические (индукционные) счетчики ватт-часов классов точности 0,5; 1 и 2. Для индукционных электросчетчиков класса 2,5 в настоящее время нет действующих нормативных документов, устанавливающих метрологические требования.

Можно сделать вывод о том, что применение в настоящее время однофазных индукционных электросчетчиков с классом точности 2,5 в качестве средств измерения не соответствует положениям Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ "Об обеспечении единства измерений".

2. Погрешности определения величин отпуска электроэнергии в сеть и полезного отпуска потребителям обусловлены следующими факторами:

- Искажения данных о фактических показаниях счетчиков электроэнергии на любом этапе операционного процесса. Сюда относятся ошибки при визуальном снятии показаний счетчиков, неточная передача данных, неправильный ввод информации в электронные базы данных и т.п.

- Несоответствие информации о применяемых приборах учета, расчетных коэффициентах, их фактическим данным. Ошибки могут возникать уже на этапе заключения договора, а также при неточном внесении информации в электронные базы данных, их несвоевременной актуализации и т.п. Сюда же следует отнести случаи замены приборов учета без одновременного составления актов и фиксации показаний снятого и установленного счетчика, коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов.

- Неурегулированные договорные условия в области электроснабжения и оказания услуг по передаче электроэнергии в отношении состава точек поставки, приборов учета и применяемых алгоритмов расчета потерь в электрооборудовании при их установке не на границе балансовой принадлежности. Подобные ситуации могут приводить не только к ошибкам в расчетах, особенно при смене владельца объекта, реструктуризации организаций - потребителей электроэнергии и т.п., но и к фактическому «бездоговорному» электроснабжению объектов в отсутствие официального внесения конкретных точек поставки в договоры энергоснабжения или оказания услуг по передаче электроэнергии.

- Неодновременность снятия показаний приборов учета электроэнергии, как у потребителей, так и по точкам поступления электроэнергии в сеть (отдачи из сети).

- Несоответствие календарных периодов выявления и включения неучтенной электроэнергии в объемы её передачи.

- Установка приборов учета не на границе балансовой принадлежности сетей, неточности и погрешности применяемых алгоритмов расчета потерь электрической энергии в элементах сети от границы балансовой

принадлежности до точки измерения, либо отсутствие таких алгоритмов для «дорасчета» потерь электроэнергии.

- Определение количества переданной электроэнергии расчетными методами в отсутствие приборов учета или его неисправности.

- «Безучетное» электроснабжение, с определением количества потребленной электроэнергии по установленной мощности электроприемников, а также с применением других нормативно-расчетных методик. Такие случаи нарушают положения Федерального закона № 261 - ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009, в части оснащения приборами учета электрической энергии и их ввода в эксплуатацию.

- Недостаточная оснащенность приборами учета электрической энергии границ балансовой принадлежности электрических сетей, в т.ч. с многоквартирными жилыми домами.

- Наличие бесхозных сетей, отсутствие работы по установлению их балансодержателей.

- Применение замещающей (расчетной) информации за время недоучета электроэнергии при неисправности прибора учета.

3. Несанкционированное электропотребление.

К данной категории следует отнести так называемые «хищения» электроэнергии, к которым относят несанкционированное присоединение к электрическим сетям, подключение электроприемников помимо электросчетчика, а также любые вмешательства в работу приборов учета и иные действия с целью занижений показаний счетчика электроэнергии. Сюда же следует отнести и несвоевременное сообщение в энергоснабжающую организацию о неисправностях приборов учета.

Несанкционированное электропотребление электроэнергии часто составляют основную долю коммерческих потерь, особенно в сети 0,4кВ. Всевозможными способами хищений электроэнергии занимаются в

большинстве своем бытовые потребители, особенно в частном жилом секторе, но имеются случаи хищения электроэнергии промышленными и торговыми предприятиями, преимущественно небольшими.

Объемы хищений электроэнергии возрастают в периоды пониженной температуры воздуха, что свидетельствует о том, что основная часть не учитываемой электроэнергии в этот период расходуется на отопление.

4. Погрешности расчетов технологических потерь электроэнергии:

Поскольку коммерческие потери - расчетная величина, получаемая математически, то погрешности определения технологического расхода электроэнергии имеют прямое влияние на значение коммерческих потерь. Погрешности расчетов технологических потерь обусловлены применяемой методикой расчетов, полнотой и достоверностью информации. Точность расчетов нагрузочных потерь электроэнергии, проводимых методами оперативных расчетов или расчетных суток, несомненно выше, чем при расчетах по методу средних нагрузок или обобщенным параметрам сети. К тому же, реальные технические параметры элементов электрической сети зачастую имеют отклонения от справочных и паспортных значений, применяемых в расчетах, что связано с продолжительностью их эксплуатации и фактическим техническим состоянием электрооборудования. Информация о параметрах электрических режимов работы сети, расходах электроэнергии на собственные нужды, также не обладает идеальной достоверностью, а содержит некоторую долю погрешности. Все это определяет суммарную погрешность расчетов технологических потерь. Чем выше их точность, тем более точным будет и расчет коммерческих потерь электроэнергии.

Пути снижения коммерческих потерь

Мероприятия, направленные на снижение коммерческих потерь электроэнергии определяются причинами их возникновения. Многие мероприятия по снижению коммерческих потерь электроэнергии, достаточно подробно освещены в научно-технической литературе. Основной перечень

мероприятий, направленных на совершенствование приборов учета электроэнергии приведен в отраслевой инструкции.

Мероприятия по снижению коммерческих потерь электроэнергии можно условно разделить на две группы:

1. Организационные, повышающие точность расчетов показателей баланса электроэнергии, в т.ч. полезного отпуска потребителям.
2. Технические, в основном связанные с обслуживанием и совершенствованием систем учета электроэнергии.

К основным организационным мероприятиям следует отнести следующие:

- Проверка наличия актов разграничения балансовой принадлежности по точкам поставки внешнего и внутреннего сечения учета электроэнергии, своевременная фиксация всех точек поставки электроэнергии, проверка на соответствие с договорными условиями.

- Формирование и своевременная актуализация баз данных о потребителях электроэнергии и группах учета, с привязкой их к конкретным элементам схемы электрической сети.

- Сверка фактических технических характеристик приборов учета и применяемых в расчетах.

- Проверка наличия и правильности алгоритмов «дорасчета» потерь при установке приборов учета не на границе балансовой принадлежности.

- Своевременная сверка показаний приборов учета, максимальная автоматизация операционной деятельности по расчетам объемов электроэнергии для исключения влияния «человеческого фактора».

- Исключение практики «безучетного» электроснабжения.

- Выполнение расчетов технологических потерь электроэнергии, повышение точности их расчетов.

- Контроль фактических небалансов электроэнергии на ПС, своевременное принятие мер по устранению сверхдопустимых отклонений.

- Расчеты «пофидерных» балансов электроэнергии в сети, балансов по

ТП 10(6)/0,4 кВ, в линиях 0,4 кВ, для выявления «очагов» коммерческих потерь электроэнергии.

- Выявление хищений электроэнергии.

- Обеспечение персонала, выполняющего проверки приборов учета и выявление хищений электроэнергии, необходимым инструментом и инвентарем. Обучение методам выявления хищений электроэнергии, повышение мотивации дополнительным материальным вознаграждением с учетом эффективности работы.

К основным техническим мероприятиям, направленным на снижение коммерческих потерь электроэнергии, следует отнести следующие:

- Инвентаризация измерительных комплексов электроэнергии, маркирование их знаками визуального контроля, пломбирование электросчетчиков, измерительных трансформаторов, установка и пломбирование защитных кожухов клеммных зажимов измерительных цепей.

- Своевременная инструментальная проверка приборов учета, их поверка и калибровка.

- Замена счетчиков электроэнергии и измерительных трансформаторов на приборы учета с повышенными классами точности.

- Устранение недогрузки и перегрузки трансформаторов тока и напряжения, недопустимого уровня потерь напряжения в измерительных цепях ТН.

- Установка приборов учета на границах балансовой принадлежности, в т.ч. пунктов учета электроэнергии на границе раздела балансовой принадлежности, проходящей по линиям электропередач.

- Совершенствование расчетного и технического учета электроэнергии, замена устаревших измерительных приборов, а также приборов учета с техническими параметрами, не соответствующими законодательным и нормативно-техническим требованиям.

- Установка приборов учета за пределами частных владений.

- Замена «голых» алюминиевых проводов ВЛ-0,4 кВ на СИП, замена вводов в здания, выполненных голым проводом, на коаксиальные кабели.

- Внедрение автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ), как для промышленных, так и для бытовых потребителей.

Последнее из перечисленных мероприятий является наиболее эффективным в снижении коммерческих потерь электроэнергии, поскольку является комплексным решением основных ключевых задач, обеспечивая достоверное и дистанционное получение информации от каждой точки измерения, осуществляя постоянный контроль исправности приборов учета. Кроме того, максимально усложняется осуществление несанкционированного электропотребления, и упрощается выявление «очагов» потерь в кратчайшие сроки с минимальными трудозатратами. Ограничивающим фактором широкой автоматизации учета электроэнергии является дороговизна систем АИИС КУЭ. Реализацию данного мероприятия возможно осуществлять поэтапно, определяя приоритетные узлы электрической сети для автоматизации учета на основании предварительного энергетического обследования с оценкой экономической эффективности внедрения проекта.

Для решения вопросов по снижению коммерческих потерь электроэнергии также необходимо совершенствовать нормативно-правовую базу в области энергоснабжения и учета электроэнергии. В частности, применение нормативов потребления коммунальных услуг по электроснабжению должно побуждать абонентов к скорейшей установке приборов учета (устранения их неисправностей), а не к подсчету выгоды от их отсутствия. Процедура допуска представителей сетевых компаний для проверки состояния приборов учета и снятия их показаний у потребителей, в первую очередь у физических лиц, должна быть максимально проста, а ответственность за несанкционированное электропотребление усилена.

Коммерческие потери электроэнергии являются серьезным

финансовым убытком сетевых предприятий, отвлекают их денежные средства от решения других насущных задач в области электроснабжения.

Снижение коммерческих потерь электроэнергии является комплексной задачей, которая в своем решении требует разработки конкретных мероприятий на основе предварительного энергообследования и определения фактической структуры потерь электроэнергии и их причин.

Лекция 7. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии

7.1 Мероприятия по оптимизации режимов электрических сетей и совершенствованию их эксплуатации

– Оптимизация мест размыкания линий 6-35 кВ с двусторонним питанием.

– Оптимизация установившихся режимов электрических сетей по реактивной мощности и уровням напряжения.

– Оптимизация рабочих напряжений в центрах питания радиальных электрических сетей.

– Отключение трансформаторов в режимах малых нагрузок на подстанциях с двумя или более трансформаторами.

– Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой.

– Выравнивание нагрузок фаз в электрических сетях 0,38 кВ.

– Ввод в работу неиспользуемых средств автоматического регулирования напряжения (АРН).

– Выполнение ремонтных и эксплуатационных работ под напряжением.

– Сокращение продолжительности технического обслуживания и ремонта оборудования сетей.

– Сокращение продолжительности комплексных ремонтов присоединений, ячеек, подстанций, распределительных устройств и др..

– Снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций.

7.2 Мероприятия по строительству, реконструкции, техперевооружению и развитию электрических сетей, вводу в работу энергосберегающего оборудования

– Установка и ввод в работу устройств компенсации реактивной

мощности в электрических сетях: батарей конденсаторов; статических компенсаторов.

- Замена проводов на перегруженных линиях.
- Замена ответвлений от ВЛ 0,38 кВ к зданиям.
- Замена перегруженных, установка и ввод в эксплуатацию дополнительных силовых трансформаторов на действующих подстанциях.
- Замена недогруженных силовых трансформаторов и трансформаторов с повышенными потерями мощности в стали.
- Установка и ввод в работу устройств РПН на трансформаторах с ПБВ и вольтодобавочных регулировочных трансформаторов.
- Установка и ввод в работу на трансформаторах с РПН устройств автоматического регулирования коэффициента трансформации.
- Оптимизация загрузки электрических сетей за счет строительства линий и подстанций.
- Перевод на более высокое номинальное напряжение линий и подстанций.
- Разукрупнение распределительных линий 0,38-35 кВ.

7.3 Мероприятия по совершенствованию расчетного и технического учета, метрологического обеспечения измерений электроэнергии

- Инвентаризация измерительных комплексов учета электроэнергии, в том числе счетчиков, ТТ, ТН.
- Составление и ввод в действие местных инструкций по учету электроэнергии.
- Разработка, аттестация и ввод в действие местных методик выполнения измерений электрической энергии и мощности.
- Разработка, аттестация и ввод в действие типовой методики выполнения измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с

ТН.

– Разработка, аттестация и ввод в действие типовой методики выполнения измерений вторичной нагрузки ТТ в условиях эксплуатации.

– Разработка, аттестация и ввод в действие типовой методики выполнения измерений мощности нагрузки ТН в условиях эксплуатации.

– Составление паспортов-протоколов измерительных комплексов учета электроэнергии.

– Определение фактических рабочих условий применения средств измерений для каждого измерительного комплекса.

– Проверка правильности схем соединения измерительных ТТ, ТН и счетчиков.

– Проверка счетчиков электроэнергии.

– Калибровка счетчиков электроэнергии.

– Ремонт счетчиков.

– Проверка ТТ и ТН в условиях эксплуатации.

– Проверка ТН в условиях эксплуатации.

– Устранение недогрузки или перегрузки ТТ и ТН.

– Устранение недопустимых потерь напряжения в линиях соединения счетчиков с ТН.

– Компенсация индуктивной нагрузки ТН.

– Устранение недопустимых условий работы счетчиков: вибрации оснований, наклона корпуса (для индукционных счетчиков), защита от влияния внешних магнитных и электромагнитных полей.

– Установка электрообогрева счетчиков.

– Установка средств измерений повышенных классов точности: однофазных счетчиков, трехфазных счетчиков, ТТ, ТН.

– Установка отдельных счетчиков для потребителей, получающих электроэнергию от трансформаторов собственных нужд и не относящихся к потребителям собственных нужд.

- Установка отдельных счетчиков учета электроэнергии, расходуемой на собственные нужды подстанций.
- Установка отдельных счетчиков учета электроэнергии, расходуемой на хозяйственные нужды подстанций.
- Установка счетчиков потерь на линиях.
- Установка счетчиков технического учета на границах электрических сетей.
- Установка недостающих счетчиков, ТТ, ТН.
- Обеспечение своевременности и правильности снятия показаний счетчиков.
- Организация оптимальных маршрутов снятия показаний счетчиков.
- Разработка и ввод в действие АСКУЭ, в том числе АСКУЭ бытовых потребителей.
- Оснащение коттеджных поселков двухтарифными счетчиками.
- Установка безтрансформаторных счетчиков прямого включения в сетях 0,38 кВ при токах нагрузки до 60-100 А.
- Исключение расчетов по приборам учета, установленным не на границе балансовой принадлежности, особенно для энергоемких потребителей.
- Установка счетчиков расчетного учета на границах балансовой принадлежности с энергоемкими потребителями, ликвидация самообслуживания таких счетчиков..
- Установка счетчиков, защищенных от влияния низкого качества электроэнергии.
- Организация согласованного учета электроэнергии между энергоснабжающей организацией и энергоемкими потребителями.
- Установка сигнализации о выходе из строя высоковольтных предохранителей трансформаторов напряжения (на подстанциях с дежурным персоналом).

7.4 Мероприятия по уточнению расчетов нормативов потерь, балансов электроэнергии по фидерам, центрам питания и электрической сети в целом

– Внедрение сертифицированного программного обеспечения для расчетов технических потерь электроэнергии в оборудовании сетей.

– Проведение ежемесячных расчетов.

– Создание баз данных по потребителям и потреблению электроэнергии.

– Привязка информации по потреблению электроэнергии абонентами к электрическим сетям и к результатам расчета потерь электроэнергии.

– Внедрение программного обеспечения для выполнения расчетов допустимых и фактических небалансов и количества неучтенной электроэнергии по фидерам 0,38-6(10) кВ с привязкой абонентов и их точек учета к узлам сети.

– Выполнение расчетов балансов электроэнергии с определением количества неучтенной электроэнергии по фидерам 0,38-6(10) кВ. Выявление фидеров с высоким уровнем коммерческих потерь электроэнергии.

– Внедрение программного обеспечения для выполнения расчетов допустимых и фактических небалансов электроэнергии по подстанциям.

– Расчет и анализ балансов электроэнергии по подстанциям и электрическим сетям в целом.

7.5 Мероприятия по выявлению, предотвращению и снижению хищений электроэнергии

– Оснащение контролеров и инспекторов транспортными средствами, образцовыми счетчиками, приборами для выявления скрытой проводки, приборами для определения правильности схем подключения счетчиков и правильности их работы, приборами для измерений токов на вводах без

входа в частные владения и т.п..

– Замена вводов в здания, выполненных голым проводом, на кабели от опоры ВЛ 0,38 кВ до счетчика потребителя.

– Вынос учета электроэнергии в шкафы учета за границы частного владения, доступ к которому будет иметь только контролер.

– Перенос расчетного учета из ТП (КТП) в выносные шкафы.

– Маркирование шкафов учета знаками визуального контроля.

– Организация контрольного съема показаний счетчиков у юридических лиц не реже одного раза в квартал и у физических лиц не реже одного раза в год.

– Исключение самосъема показаний счетчиков бытовыми абонентами: выставление счетов по факту потребления, выставление счетов на предоплату.

– Контроль и анализ динамики средней оплаты за электроэнергию.

– Установка настраиваемых автоматов по отключению нагрузки сверх заявленной потребителями.

– Пломбирование приборов учета современными невскрываемыми пломбами.

– Введение системы наказаний (прогрессирующих штрафов) за повторное незаконное пользование электроэнергией.

– Реконструкция внутридомовой проводки с целью индивидуального отключения абонентов-неплательщиков.

– Проведение рейдов по выявлению неучтенной электроэнергии (хищений) в производственном и коммунально-бытовом секторах.

– Проведение контрольных рейдов по отключениям потребителей в составе: представитель власти, электромонтер, контролер.

– Организация равномерного снятия показаний счетчиков строго в установленные сроки по группам потребителей.

– Установка счетчиков с предоплатой.

7.5 Мероприятия по выявлению, предотвращению и снижению хищений электроэнергии

– Оснащение контролеров и инспекторов транспортными средствами, образцовыми счетчиками, приборами для выявления скрытой проводки, приборами для определения правильности схем подключения счетчиков и правильности их работы, приборами для измерений токов на вводах без входа в частные владения и т.п..

– Замена вводов в здания, выполненных голым проводом, на кабели от опоры ВЛ 0,38 кВ до счетчика потребителя.

– Вынос учета электроэнергии в шкафы учета за границы частного владения, доступ к которому будет иметь только контролер.

– Перенос расчетного учета из ТП (КТП) в выносные шкафы.

– Маркирование шкафов учета знаками визуального контроля.

– Организация контрольного съема показаний счетчиков у юридических лиц не реже одного раза в квартал и у физических лиц не реже одного раза в год.

– Исключение самосъема показаний счетчиков бытовыми абонентами: выставление счетов по факту потребления, выставление счетов на предоплату.

– Контроль и анализ динамики средней оплаты за электроэнергию.

– Установка настраиваемых автоматов по отключению нагрузки сверх заявленной потребителями.

– Пломбирование приборов учета современными невскрываемыми пломбами.

– Введение системы наказаний (прогрессирующих штрафов) за повторное незаконное пользование электроэнергией.

– Реконструкция внутридомовой проводки с целью индивидуального отключения абонентов-неплательщиков.

– Проведение рейдов по выявлению неучтенной электроэнергии

(хищений) в производственном и коммунально-бытовом секторах.

– Проведение контрольных рейдов по отключениям потребителей в составе: представитель власти, электромонтер, контролер.

– Организация равномерного снятия показаний счетчиков строго в установленные сроки по группам потребителей.

– Установка счетчиков с предоплатой.

7.6 Мероприятия по совершенствованию организации работ, стимулированию снижения потерь, повышению квалификации персонала, контролю эффективности его деятельности

– Разработка (совершенствование) действенной системы материального стимулирования персонала за снижение потерь электроэнергии.

– Обучение персонала, в особенности контролеров и инспекторов, обмен опытом по передовым методам снижения потерь электроэнергии.

– Разработка и утверждение положения о распределении обязанностей и закреплении ответственности за снижение технических и коммерческих потерь внутри предприятия.

– Разработка и утверждение положения о распределении обязанностей и закреплении ответственности за снижение технических и коммерческих потерь (на договорной основе) между сетевой и сбытовой компаниями.

– Оснащение Энергосбытов необходимой вычислительной техникой и соответствующим программным обеспечением.

– Разработка базы данных по выявленным хищениям электроэнергии для контроля и анализа движения составленных актов по нарушениям потребителями договорных обязательств до их полной оплаты.

– Периодическая переаттестация работников, систематический контроль эффективности их работы.

– Разработка базы данных о контролерах и инспекторах по динамике и объемам выявленных ими хищений электроэнергии, обобщение и

распространение передового опыта, выявление недобросовестных работников.

– Заключение с бытовыми абонентами договоров энергоснабжения.

– Проведение пропагандистско-разъяснительной работы через средства массовой информации (телевидение, радио, прессу) об ущербе для потребителей фактов хищений электроэнергии, о мерах по борьбе с хищениями и принятых мерах по наказанию виновных.

– Организация взаимодействия с местными администрациями и правоохранительными органами, региональной тарифной комиссией и территориальным управлением Ростехнадзора по выявлению и предотвращению хищений электроэнергии, своевременной оплате за электроэнергию бытовыми и бюджетными потребителями.

7.7 Анализ расчетов по снижению потерь электрической энергии, полноты, достаточности и эффективности запланированных мероприятий по снижению фактических потерь до их технологического уровня

При проведении анализа эффективности внедренных мероприятий необходимо отметить наличие:

- снижения фактических потерь электроэнергии, в том числе технических и/или нетехнических;

- удержания фактических потерь электроэнергии на уровне предыдущего периода при наличии роста нагрузки электрической сети.

Отсутствие названных фактов указывает на неэффективность внедряемых мероприятий по снижению потерь электроэнергии.

При анализе программы мероприятий по снижению потерь электроэнергии необходимо обращать внимание на следующее:

- чем выше относительные потери электроэнергии в низковольтных сетях и чем больше доля коммунально-бытовых потребителей, тем более

широкий набор мероприятий должен быть направлен на снижение нетехнической составляющей потерь: замена старых индукционных счетчиков, защита приборов учета от несанкционированного доступа, проведение рейдов по выявлению безучетного и бездоговорного потребления, замена проводов на СИП, установка выносных шкафов учета на опоры или на фасады зданий, установка приборов учета с выносным трансформатором тока и т.д.;

- чем ниже загрузка распределительных электрических сетей, тем актуальнее замена систематически недогруженных трансформаторов и сезонные отключения трансформаторов;

- чем выше загрузка распределительных электрических сетей, тем актуальнее замена перегруженных и установка и ввод в работу дополнительных силовых трансформаторов, замена проводов на перегруженных линиях и т.д.

Необходимо обращать внимание на коэффициент мощности: чем он меньше, тем больше реактивная составляющая. Соответственно, в этом случае должны проводиться мероприятия, направленные на компенсацию реактивной мощности.

Дополнительно необходимо выполнить анализ ожидаемых эффектов от внедрения мероприятий по снижению потерь электроэнергии на корректность их значений.

В том числе необходимо выполнить оценку ожидаемых эффектов в процентах от фактических потерь электроэнергии и от отпуска электроэнергии в сеть.