

СОГЛАСОВАНО
Председатель СНТ «Ижберезка»

УТВЕРЖДАЮ
ИП Поздеев

**Расчет «Нормативов технологических потерь при передаче электроэнергии» в сетях
электропитания СНТ «Ижберезка»
на базовый 2023 год**

г. Ижевск 2024 г.

НОРМАТИВЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ПРИ ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

1. Общие сведения

Расчет нормативов технологических потерь электроэнергии (НТПЭ) проводился в соответствии с инструкцией по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, утвержденным приказом Минэнерго России от 30.10.2008 г. №326 (далее Методика).

Расчеты потерь электрической энергии за базовый (2023 г.) в сети 10-0,4 кВ выполнены в редакторе таблиц MS Excel методом средних нагрузок. При расчете НТПЭ объем электроэнергии протекающий по линиям электропередач рассчитан прямо пропорционально количеству подключенных абонентов в связи с большими фактическими потерями.

Целью проведения расчетов является определение нормативов технологических потерь при транспортировке электрической энергии от точки поставки до абонентов через сети СНТ «Ижберезка» за базовый год.

По результатам расчета технологические потери электрической энергии составили:

- в базовом 2023 г. 121,714 тыс. кВт ч или 7,73 % от суммарного потребления (1 574,640 тыс. кВтч).

1.1. Сведения об источниках электроснабжения и основных потребителях

Электроснабжение потребителей осуществляется от ПС Игерман фидер 2026. На балансе СНТ «Ижберезка» находятся: воздушная линия 10 кВ общей протяженностью 1,206 км; две трансформаторные подстанции КТП №1342 и КТП №1344 мощностью по 630 кВА каждая; воздушная линия электропередач (ВЛ) напряжением 0,4 кВ общей протяженностью 14,775 км.

Потребителями электроэнергии являются жилые дома и социально-бытовые объекты СНТ «Ижберезка».

2. Расчет НТПЭ при ее передаче по электрическим сетям.

Нормативные технологические потери электроэнергии на регулируемый период определены по результатам расчета технологических потерь в базовый период.

Технические потери электроэнергии состоят из условно-постоянных и нагрузочных потерь.

2.1 Расчет условно-постоянных потерь

Условно-постоянные потери ($\Delta W_{y-пб}$) в схеме электроснабжения СНТ «Ижберезка» включают в себя:

- потери на холостой ход силовых трансформаторов 10/0,4 кВ;
- потери от токов утечки в воздушных линиях 10 кВ;

2.1.1 Потери электроэнергии на холостой ход силовых трансформаторов подстанций.

Определяются исходя из потерь мощности холостого хода (паспортные данные, справочные данные) для конкретных типов силовых трансформаторов и по числу часов работы оборудования по формуле:

$$\Delta W_x = \Delta P_x \sum_{i=1}^m T_{pi} \left(\frac{U_i}{U_{ном}}\right)^2, \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

где ΔP_x - номинальное значение потерь мощности холостого хода в силовом трансформаторе, кВт;

T - число часов работы силового трансформатора в расчетном периоде, ч, T=8760 ч;

n_T — число трансформаторов, шт;

U_i — напряжение на высшей стороне трансформатора в i-м режиме, кВ;

$U_{ном}$ — номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора, кВ.

Так как оперативный контроль уровня фактического напряжения на высокой стороне отсутствует, при расчетах потерь в сети 10 кВ за среднее напряжение на вводах трансформаторов принято номинальное напряжение, $\left(\frac{U_i}{U_{ном}}\right)^2 = 1$

Суммарные потери электроэнергии на холостой ход силовых трансформаторов 10/0,4кВ представлены в приложении П-1.1 к расчету НТПЭ и составляют: в сети 10 кВ: 29,434 тыс.кВтч.

2.1.2 Расчет годовых потерь электроэнергии в измерительных ТТ и ТН, в соединительных проводах и сборных шинах подстанций (СПС) и в счетчиках электрической энергии

Потери в измерительных ТТ и ТН, счетчиках прямого включения, в соединительных проводах и сборных шинах подстанций определяем на основе удельных потерь в соответствии с таблицами 3 Методики. В зависимости от количества оборудования, удельные потери электроэнергии даны на три фазы. Данные для расчета сведены в таблицу 1.

Таблица 1.

Потери электроэнергии в оборудовании 10 кВ и 0,4 кВ.

Перечень оборудования	Уровень напряжения, кВ	Кол-во, шт.	Удельные потери, кВт·ч в год	Потери, кВтч
Трансформаторы тока напряжением 0,4 кВ	0,4	2	50	100

Итого в сети 10 кВ: - тыс. кВт·ч в год;

Итого в сети 0,4 кВ: 0,100 тыс. кВт·ч в год.

2.1.3 Расчет потерь от токов утечки в изоляторах ВЛ

Потери от токов утечки определяются на основе удельных потерь электроэнергии на единицу протяженности кабельных линий 10 кВ (табл. 10 Методики) в зависимости от напряжения в ВЛ. Данные расчета представлены в таблице 2.

Таблица 2.

Потери электроэнергии от токов утечки в изоляторах ВЛ 10 кВ

Протяженность ВЛ, км	Уровень напряжения, кВ	Удельные потери, тыс. кВт·ч в год	Потери, тыс. кВтч
1,206	10	0,31	0,374

Итого: 0,374 тыс. кВт·ч в год.

2.1.4 Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций

Учет расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций СНТ «Ижберезка» не осуществляется

2.1.5 Условно-постоянные потери за базовый период (2023 г.)

Условно-постоянные потери ($\Delta W_{у-пб}$) за базовый период 2023 г определяются как сумма составляющих, рассчитанных выше в п. 2.1:

$$\Delta W_{у-пб(СН)} = \Delta W_{хх} + \Delta W_{сч-} + \Delta W_{ту} + \Delta W_{СН-} = 29,907$$

2.2 Расчет нагрузочных потерь в силовых трансформаторах и ЛЭП 10-0,4 кВ

Нагрузочные потери электроэнергии в ЛЭП 10-0,4 кВ, определялись по методу средних нагрузок (п.15 методики) по формуле:

$$\Delta W = k_k \cdot k_l \cdot \Delta P_{ср} \cdot T \cdot k_{\phi}^2$$

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

k_{ϕ}^2 - коэффициент формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный период.

k_k - коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки различных ветвей сети, $k_k = 0,99$;

k_l - коэффициент, учитывающий влияние потерь в арматуре ВЛ, для ВЛ 10 кВ $k_l = 1,02$; для ВЛ 0,4 кВ $k_l = 1,0$;

T - Число часов в расчетном периоде, ч.

k_{ϕ}^2 определяется по формуле:

$$k_{\phi}^2 = \frac{1 + 2 \cdot k_3}{3 \cdot k_3} = 1,33$$

где: k_3 - коэффициент заполнения графика, при отсутствии суточных графиков нагрузки принимается 0,5.

Мощность нагрузочных потерь в ЛЭП 10÷0.4 кВ определяется по формуле:

$$\Delta P_{ср} = 3 \cdot I_{ср}^2 \cdot R$$

где R - Активное сопротивление элемента.

Мощность нагрузочных потерь в трансформаторах 10/0,4 кВ определяется по формуле:

$$\Delta P_{\text{ср}} = \frac{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}{S_{\text{ср}}^2} P_{\text{кз.тр}} = \frac{(W/T)^2 + ((W/T) \cdot \text{tg}\varphi)^2}{S_{\text{уст}}^2} P_{\text{кз.тр}}$$

где $P_{\text{ср}}$, $Q_{\text{ср}}$ - средние значения активной и реактивной мощности за расчетный период T , кВт, квар;

$\text{tg } \varphi = 0,6$ - коэффициент реактивной мощности (значение принято на основании статистических данных для предприятий с подобным набором электроприемников (оборудования)), о. е.;

$S_{\text{уст}}$ - установленная мощность трансформатора (тип и мощность трансформаторов представлена в приложении П-1.1 к расчету НТПЭ), кВА;

$P_{\text{кз.тр}}$ - номинальное значение потерь мощности короткого замыкания в силовом трансформаторе, определяемое по его паспортным данным представленным в приложении П-1.1 к расчету технологических потерь электроэнергии. При отсутствии паспортных данных значение потерь мощности короткого замыкания принимается согласно справочным данным;

W_T - электроэнергия, потребленная (сгенерированная) в узле за месяц, тыс.кВт·ч;

Средняя токовая нагрузка для ЛЭП 10 кВ определялась по формуле:

$$I_{\text{ср}} = \frac{W_T}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}} \cdot T \cdot \cos\varphi}$$

Для ЛЭП-0,4 кВ в случае подключения абонентов на всей протяженности применялся коэффициент усреднения 0,7 в связи с уменьшением силы тока от начала участка до конца участка линии ВЛ-0,4кВ. (сила тока на участке линии ЛЭП 0,4 кВ уменьшается в связи с подключенными потребителями на всей протяженности линии).

где W_T - электроэнергия потребленная (сгенерированная) в узле за год, тыс.кВт·ч;

U - напряжение на источнике питания сети;

$\cos \varphi = 0,93$ (значение принято на основании статистических данных для предприятий с подобным набором электроприемников (оборудования)), о.е.;

T - число часов в расчетном периоде.

Результаты расчета нагрузочных потерь в силовых трансформаторах и ЛЭП 10÷0,4 кВ, по месяцам 2023 года приведены в Приложении П-3.

Сведения о ЛЭП 10÷0,4 кВ приведены в Приложении П-2.

Нагрузочные потери в трансформаторах 10/0,4 кВ в базовом 2023 году составили 5,558 тыс. кВт·ч.

Нагрузочные потери в ВЛ 10 кВ в базовом 2023 году составили 0,436 тыс. кВт·ч.

Нагрузочные потери в ЛЭП 0,4 кВ в базовом 2023 году составили 85,813 тыс. кВт·ч.

Итоговые нагрузочные потери в базовом 2023г. составили:

$$\Delta W_{\text{НБ}} = \Delta W_{\text{НБ(СН2)}} + \Delta W_{\text{НБ(НН)}} = 91,807$$

в том числе по классам напряжений:

$$\Delta W_{\text{НБ(СН)}} = \Delta W_{\text{Н ТР}} + \Delta W_{\text{ВЛ10}} = 5,994 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч.}$$

$$\Delta W_{\text{НБ(НН)}} = \Delta W_{\text{ЛЭП0,4}} = 85,813 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч.}$$

2.3 Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям за базовый период (2023 г.)

Технологические потери определяются как сумма условно-постоянных и нагрузочных потерь и в базовом периоде составили:

$$\Delta W_{\text{ТПЭБ}} = \sum \Delta W_{\text{у-пб}} + \Delta W_{\text{НБ}} = 121,714 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

В процентах по отношению отпуска в сеть:

$$\Delta W_{\text{НТПЭБ}} = \frac{121,714}{1574,640} \cdot 100\% = 7,73\%$$

3. Итоговые сводные данные по объему потерь в сетях СНТ «Ижберезка» с разбивкой по уровню напряжения приведены в таблице 3, с разбивкой по питающим трансформаторным подстанциям приведены в таблице 4.

Таблица 3.

№ п/п	Наименование структурных составляющих	10 кВ		0,4 кВ		Всего	
		тыс. кВт·ч	%*	тыс. кВт·ч	%*	тыс. кВт·ч	%*
1	Отпуск электроэнергии в сеть	1574,640	100	1538,839	100	1574,640	100
2	Условно-постоянные потери электроэнергии	29,807	1,89	0,100	0,01	29,907	1,90
2.1	Холостой ход трансформаторов	29,434	1,87	0,000	0,00	29,434	1,87
2.2	Токи утечки в воздушных линиях	0,374	0,02	0,000	0,00	0,374	0,02
2.3	потери в измерительных ТТ	0,000	0,00	0,100	0,01	0,100	0,01
3	Нагрузочные потери электроэнергии	5,994	0,38	85,813	5,58	91,807	5,83
3.1	Трансформаторы	5,558	0,35	0,000	0,00	5,558	0,35
3.2	Линии электропередач	0,436	0,03	85,813	5,58	86,249	5,48
4	Технологические потери электроэнергии (п.2+п.3)	35,801	2,27	85,913	5,58	121,714	7,73

Таблица 4.

№ п/п	Наименование структурных составляющих	КТП 1342		КТП 1344		Всего	
		тыс. кВт·ч	%*	тыс. кВт·ч	%*	тыс. кВт·ч	%*
1	Отпуск электроэнергии в сеть	1013,760	100	560,880	100	1574,640	100
2	Условно-постоянные потери электроэнергии	14,769	1,46	15,139	2,70	29,907	1,90
2.1	Холостой ход трансформаторов	14,717	1,45	14,717	2,62	29,434	1,87
2.2	Токи утечки в воздушных линиях	0,002	0,00	0,372	0,07	0,374	0,02
2.3	потери в измерительных ТТ	0,050	0,00	0,050	0,01	0,100	0,01
3	Нагрузочные потери электроэнергии	55,745	5,50	36,061	6,43	91,807	5,83
3.1	Трансформаторы	4,254	0,42	1,304	0,23	5,558	0,35
3.2	Линии электропередач	51,491	5,08	34,757	6,20	86,249	5,48
4	Технологические потери электроэнергии (п.2+п.3)	70,514	6,96	51,200	9,13	121,714	7,73

Расчёты произвёл

С.Ю. Поздеев