

ПОРЯДОК РАСЧЕТА ВЕЛИЧИНЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАСХОДА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ЕЕ ПЕРЕДАЧУ ПО ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ, УЧИТЫВАЕМОЙ ПРИ ФИНАНСОВЫХ РАСЧЕТАХ ЗА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ МЕЖДУ ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИЕЙ И ПОТРЕБИТЕЛЕМ (АБОНЕНТОМ)

ПАРАДАК РАЗЛІКУ ВЕЛІЧЫНІ ТЭХНАЛАГІЧНАГА РАСХОДУ ЭЛЕКТРЫЧНАЙ ЭНЕРГІІ НА ЯЕ ПЕРАДАЧУ ПА ЭЛЕКТРЫЧНЫХ СЕТКАХ, ШТО ЎЛІЧВАЕЦЦА ПРЫ ФІНАНСАВЫХ РАЗЛІКАХ ЗА ЭЛЕКТРАЭНЕРГІЮ ПАМІЖ ЭНЕРГАЗАБЕСПЯЧЭНСКАЙ АРГАНІЗАЦЫЯЙ І СПАЖЫЎЦОМ (АБАНЕНТАМ)

Издание официальное

Министерство энергетики
Республики Беларусь

Минск

Ключевые слова: абонент, субабонент, технические потери электроэнергии, точка измерения электроэнергии, расчетный учет электроэнергии, граница балансовой принадлежности, транзитные перетоки электроэнергии, энергообеспечивающая организация

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН и ВНЕСЕН научно-исследовательским и проектно-изыскательским республиканским унитарным предприятием «БЕЛЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ» (РУП «Белэнергопроект»)

2 УТВЕРЖДЕН и ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 22 июня 2017 г. № 19

3 ВВЕДЕН ВЗАМЕН ТКП 460-2012

© Минэнерго, 2017

Настоящий технический кодекс установившейся практики не может быть воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Министерства энергетики Республики Беларусь

Издан на русском языке

Содержание

1	Область применения	1
2	Нормативные ссылки	1
3	Термины и определения, обозначения и сокращения	2
4	Общие положения	5
5	Исходные данные для расчета ТРЭТ	9
6	Методика расчета ТРЭТ	13
	6.1 Расчет условно-постоянных технических потерь электрической энергии	13
	6.2 Расчет условно-переменных технических потерь электрической энергии	15
	6.3 Специфика расчета ТРЭТ в случаях наличия у абонента расчетной (коммерческой) АСКУЭ	23
	6.4 Расчет ТРЭТ	24
	6.5 Итоговый расчет ТРЭТ	25
7	Расчет корректирующих поправок к данным учета по ТРЭТ и корректировка данных учета электрической энергии	25
8	Расчет ТРЭТ от транзитных перетоков, ТРЭТ в электрической сети абонента, связанной с передачей электрической энергии субабоненту	27
	Приложение А (рекомендуемое) Примеры Порядка расчета	30
	Приложение Б (рекомендуемое) Справочные данные для линий и трансформаторов	94
	Библиография	105

ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ

ПОРЯДОК РАСЧЕТА ВЕЛИЧИНЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАСХОДА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ЕЕ ПЕРЕДАЧУ ПО ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ, УЧИТЫВАЕМОЙ ПРИ ФИНАНСОВЫХ РАСЧЕТАХ ЗА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ МЕЖДУ ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИЕЙ И ПОТРЕБИТЕЛЕМ (АБОНЕНТОМ)

**ПАРАДАК РАЗЛІКУ ВЕЛІЧЫНІ ТЭХНАЛАГІЧНАГА РАСХОДУ ЭЛЕКТРЫЧ-
НАЙ ЭНЕРГІІ НА ЯЕ ПЕРАДАЧУ ПА ЭЛЕКТРЫЧНЫХ СЕТКАХ, ШТО
ЎЛІЧВАЕЦЦА ПРЫ ФІНАНСАВЫХ РАЗЛІКАХ ЗА ЭЛЕКТРАЭНЕРГІЮ
ПАМІЖ ЭНЕРГАЗАБЕСПЯЧЭНСКАЙ АРГАНІЗАЦЫЯЙ І СПАЖЫЎЦОМ
(АБАНЕНТАМ)**

Procedure for calculating values of technological electricity consumption in its transmission of electrical networks using in financial calculations for electricity supply between the organization and consumer

Дата введения 2017-09-01

1 Область применения

Настоящий технический кодекс применяется для определения ТРЭТ в участках электрических сетей между точкой измерения электрической энергии и границей балансовой принадлежности электрической сети при их несовпадении, ТРЭТ при транзите электроэнергии и ТРЭТ в электрической сети абонента при передаче электроэнергии субабоненту.

Действие настоящего технического кодекса распространяется на энергоснабжающие организации и потребителей электрической энергии (абонентов, субабонентов), заключивших с энергоснабжающей организацией договор электроснабжения, являющихся юридическими лицами или индивидуальными предпринимателями, зарегистрированными на территории Республики Беларусь, кроме бытовых абонентов.

Абонент энергоснабжающей организации по отношению к субабоненту является энергоснабжающей организацией.

2 Нормативные ссылки

В настоящем техническом кодексе использованы ссылки на следующие технические нормативные правовые акты (далее – ТНПА):

ТКП 45-4.04-149-2009 (02250) Системы электрооборудования жилых и общественных зданий. Правила проектирования

СТБ 2096-2010 Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии. Общие технические требования

СТБ ГОСТ Р 52320-2007 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть II. Счетчики электрической энергии

ГОСТ 12.1.009-76 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Термины и определения

ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление

ГОСТ 16504-81 Система государственных испытаний продукции. Испытания и контроль качества продукции. Основные термины и определения

ГОСТ 18311-80 Изделия электротехнические. Термины и определения основных понятий

ГОСТ 19431-84 Энергетика и электрификация. Термины и определения

ГОСТ 24291-90 Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения

ГОСТ 27744-88 Изоляторы. Термины и определения

ГОСТ 30331.1-95 Электроустановки зданий. Основные положения

Примечание – При пользовании настоящим техническим кодексом целесообразно проверять действие ТНПА по каталогу, составленному по состоянию на 1 января текущего года, и по его соответствующим информационным указателям, опубликованным в текущем году.

Если ссылочные ТНПА заменены (изменены), то при пользовании настоящим ТКП следует руководствоваться замененными (измененными) ТНПА. Если ссылочные ТНПА отменены без замены, то положение, в котором дана ссылка на них, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения, обозначения и сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящем техническом кодексе применяют термины, установленные ТКП 45-4.04-149 и СТБ 2096, СТБ ГОСТ Р 52320, ГОСТ 12.1.009, ГОСТ 12.1.030, ГОСТ 16504, ГОСТ 18311, ГОСТ 19431, ГОСТ 24291, ГОСТ 27744, ГОСТ 30331.1, [1], а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 высшее номинальное напряжение ТЭС: Наивысшее номинальное напряжение элементов электрической сети, входящих в ТЭС.

3.1.2 дискретность учета электроэнергии: Задаваемый наименьший интервал времени, за который счетчиком(ами) измеряется электроэнергия и (или) средняя мощность. В Республике Беларусь дискретность учета электроэнергии, как правило, составляет 0,5 часа.

3.1.3 дисперсионный коэффициент: Повышающий коэффициент при расчете потерь электрической энергии, учитывающий неравномерность графика нагрузки в расчетный период.

3.1.4 дорасчет: Определение необходимых исходных данных для расчета расчетным путем на основе имеющихся исходных данных.

3.1.5 достаточная информационная обеспеченность: Необходимое и достаточное условие применения метода или формулы, предполагающее возможность получения необходимых исходных данных от счетчика(ов) или дорасчета (3.1.4) в соответствии с настоящим техническим кодексом.

3.1.6 класс номинального напряжения трансформатора: Значение из шкалы классов номинального напряжения (6; 10; 35; 110; 220; 330; 750 кВ), ближайшее к номинальному напряжению трансформатора.

3.1.7 корректирующие поправки: Расчетные поправки к данным измерения активной и реактивной электроэнергии счетчиком(ами) с целью их приведения к точке учета электрической энергии при несовпадении точек измерения электрической энергии и разграничения балансовой принадлежности (границы балансовой принадлежности) или точки подключения абонента к электрическим сетям энергоснабжающей организации.

3.1.8 мощность нагрузки узла линии: Суммарная мощность нагрузки, обусловленной электроприемниками, подключенными непосредственно к данному узлу.

3.1.9 несальдированная величина потребления электроэнергии: Собственно величина потребления электроэнергии без вычитания величины выдачи (отдачи) электроэнергии в электрическую сеть ЭСО.

3.1.10 номинальное напряжение линии электропередачи: Класс номинального напряжения линии из шкалы классов номинального напряжения, кВ: 0,38/0,22; 6; 10; 35; 110; 220; 330; 750.

3.1.11 номинальное напряжение трансформатора: Высшее номинальное напряжение обмоток трансформатора.

3.1.12 одностипные линии: Линии одного номинального напряжения и исполнения (все воздушные либо все кабельные, один материал токоведущих жил), со сходным характером топологии и распределения нагрузки.

3.1.13 приведенная мощность нагрузки участка линии: Сумма установленных или расчетных мощностей нагрузки в узлах, запитанных через данный участок линии (непосредственно или транзитом).

3.1.14 приведенный расчетный ток нагрузки участка линии: Сумма расчетных или номинальных токов нагрузки в узлах, запитанных через данный участок линии (непосредственно или транзитом).

3.1.15 пропуск электрической энергии: Суммарное количество электрической энергии, переданной через элемент электрической сети в течение определенного времени.

3.1.16 расчетный учет электроэнергии; расчетный учет: Учет количества производимой, передаваемой, распределяемой, отпускаемой или потребляемой электрической энергии (мощности), а также поставляемой в электрическую сеть РУП-облэнерго электрической энер-

гии, выработанной блок-станцией, и (или) передаваемой по электрической сети РУП-облэнерго электрической энергии, выработанной блок-станцией, обособленным структурным подразделениям владельца блок-станции, и (или) ее транзитного перетока, данные которого признаются сторонами договора электроснабжения, договора электроснабжения с владельцем блок-станции и используются ими для взаиморасчетов по указанным договорам [1].

3.1.17 реверс мощности: Изменение направления потока активной и (или) реактивной энергии (мощности) в течение расчетного периода.

3.1.18 счетчик электрической энергии (мощности): Интегрирующий по времени прибор, предназначенный для измерения количества активной и (или) реактивной электрической энергии (мощности) [1].

3.1.19 тарифная зона: Промежутки времени суток, для которых применяются в расчетах между энергоснабжающей организацией и абонентом (потребителем) утвержденные в установленном законодательством порядке тарифы, дифференцированные по зонам суток, либо тарифные коэффициенты.

3.1.20 ток нагрузки узла линии: Суммарный ток нагрузки, обусловленной электроприемниками, подключенными непосредственно к данному узлу.

3.1.21 точка измерения электроэнергии: Физическая точка электроустановки, в которой проводятся прямые измерения величин и направления тока, напряжения и которая совпадает с точкой подключения трансформатора тока и (или) электросчетчика.

3.1.22 транзит электрической энергии (мощности):

1) Процесс транспортировки (передачи) электроэнергии (мощности) между двумя точками электрической сети, находящимися в собственности, хозяйственном ведении или оперативном управлении одного субъекта хозяйствования, по электрическим сетям, находящимся в собственности, хозяйственном ведении или оперативном управлении другого субъекта хозяйствования [1];

2) Процесс транспортировки (передачи) электроэнергии (мощности) от одного субъекта хозяйствования (энергоснабжающей организации) другому субъекту хозяйствования (абоненту/потребителю энергоснабжающей организации) через электрические сети, находящиеся в собственности, хозяйственном ведении или оперативном управлении третьего субъекта хозяйствования.

3.1.23 транзитная электрическая сеть: электрическая сеть, через которую электрическая энергия (мощность) передается потребителям или энергоснабжающим организациям, не являющимся владельцами этой электрической сети [1].

3.1.24 узлы линии: Точки питания, точки ответвлений (отпаек), точки присоединения нагрузки.

3.1.25 условно-переменные (нагрузочные) технические потери электроэнергии: Составляющая технологического расхода (потерь) электроэнергии, зависящая от загрузки электрической сети.

3.1.26 условно-постоянные технические потери электроэнергии: Составляющие технологического расхода электрической энергии на ее транспортировку в элементах электрической сети и в оборудовании, которые не зависят от токов нагрузки или принимаются независимыми от токов нагрузки вследствие отсутствия практики их непосредственного расчета в зависимости от токов нагрузки.

3.1.27 участок линии: Часть линии, ограниченная двумя узлами.

Для обозначения обязательности выполнения требований настоящего технического кодекса применяются слова «должен», «следует», «необходимо» и производные от них. Слова «как правило» означают, что данное требование является преобладающим, а отступление от него должно быть обосновано. Слово «допускается» означает, что данное требование применяется в виде исключения как вынужденное. Слово «рекомендуется» означает, что данное решение является одним из лучших, но не обязательным.

3.2 Сокращения

В настоящем техническом кодексе применяют следующие сокращения:

АСКУЭ – автоматизированная система контроля и учета электроэнергии;

ВЛ – воздушная линия электропередачи;

ГБП – граница балансовой принадлежности;

КЛ – кабельная линия электропередачи;

КРМ – компенсация реактивной мощности;

СЭ – счетчик электроэнергии;

ТН – трансформатор напряжения;

ТРЭТ – технологический расход электрической энергии на ее транспортировку;

ТТ – трансформатор тока;

ТЭС – транзитная электрическая сеть;

ЭСО – энергоснабжающая организация;

ЭЭ – электроэнергия.

4 Общие положения

4.1 Количество потребленной активной и реактивной энергии для расчетов между ЭСО и потребителем (абонентом) определяется на основании показаний средств расчетного учета ЭЭ, как правило, устанавливаемых в точке учета ЭЭ на ГБП между ЭСО и потребителем (абонентом).

4.2 В случае временной неисправности средств расчетного учета электрической энергии величина потребленной энергии определяется в соответствии с [1].

4.3 Настоящий технический кодекс регламентирует методологию и порядок расчета следующих видов ТРЭТ:

- 1) ТРЭТ между точкой измерения ЭЭ и ГБП в случае их несовпадения;
- 2) ТРЭТ, связанный с транзитом электрической энергии (мощности);
- 3) ТРЭТ в электрической сети абонента, связанный с передачей ЭЭ субабоненту.

Кроме того, настоящий технический кодекс регламентирует принцип разделения ответственности за ТРЭТ по пункту 1). Принцип разделения ответственности по перечислениям 2) и 3) регламентируется [1].

4.4 ТРЭТ включает в себя технические потери активной и реактивной составляющих ЭЭ в линиях электропередачи, силовых трансформаторах (включая потери холостого хода) и других элементах электрической сети, расположенных на участке электрической сети между точкой измерения ЭЭ и ГБП. Если договором электроснабжения или иным документом не предусмотрены финансовые расчеты за реактивную составляющую ЭЭ, расчет реактивных составляющих ТРЭТ не является обязательным.

4.5 Расчетным периодом для определения величины ТРЭТ является, как правило, один месяц. В то же время разработанная методика позволяет рассчитывать ТРЭТ для любого связанного или несвязанного периода времени. Распределение величины ТРЭТ по тарифным зонам суток расчетного периода допускается производить пропорционально количеству потребленной (выданной) в тарифных зонах суток ЭЭ.

4.6 В случаях, когда для целей расчетного учета электроэнергии применяются СЭ с функцией расчета потерь ЭЭ, ТРЭТ на участке электрической сети между точкой измерения ЭЭ и ГБП рекомендуется определять по этим СЭ. Иначе ТРЭТ должен определяться расчетным путем. Если счетчик имеет возможность определять только часть составляющих ТРЭТ, то допускается комбинированный подход, когда часть составляющих ТРЭТ определяется счетчиком, а остальная часть – расчетным путем.

4.7 ТРЭТ на участке электрической сети между точкой измерения ЭЭ и ГБП относится на одну из сторон договора электроснабжения в зависимости от того, где находится ГБП и на чьем балансе находится указанный участок.

4.8 Величина ТРЭТ учитывается в объемах полезного отпуска ЭЭ следующим образом: величина полезного отпуска ЭЭ, определенная на основании показаний средств расчетного учета электрической энергии,

изменяется на величину рассчитываемой корректирующей поправки в соответствии с разделом 7 настоящего технического кодекса.

4.9 В случаях, когда на объекте(ах) потребителя электроприемники отключены по причине сезонного характера работ либо по иной причине, а силовой(ые) трансформатор(ы) продолжает(ют) работать на холостом ходу (без нагрузки), ЭСО рассчитывает и предъявляет к оплате величину потерь холостого хода силовых трансформаторов и величину потерь в линии(ях), питающей(их) такой трансформатор.

По взаимной договоренности ЭСО и абонента расчет величины ТРЭТ на участке линии электропередачи, питающей силовой трансформатор, работающий на холостом ходу, ввиду ее незначительности допускается не проводить.

4.10 Допускается при обоюдном согласии ЭСО и абонента не учитывать потери в линиях (участках линий): 0,38/0,22 кВ – длиной до 25 м, 10(6) кВ – длиной до 100 м.

4.11 ТРЭТ рассчитывается исходя из величин потребленной (выданной) активной и реактивной ЭЭ за расчетный период на основании показаний расчетных СЭ и в соответствии со схемой электроснабжения, указанной в акте разграничения балансовой принадлежности электрических сетей, который прилагается к договору электроснабжения.

4.12 Для последовательно соединенных (смежных) элементов электрической сети на участке между точкой измерения ЭЭ и ГБП расчет ТРЭТ следует начинать с элемента, оснащенного расчетным СЭ. Для расчета технических потерь в смежном элементе данные учета корректируются с учетом потерь в предшествующем элементе, а дисперсионный коэффициент, время потребления и время выдачи (отдачи) активной и реактивной мощности для смежных элементов допускается использовать одинаковые – определенные для первого элемента (оснащенного расчетным СЭ). По согласованию сторон допускается использовать данные технического учета ЭЭ на смежных элементах сети.

С целью упрощения расчетов допускается при обоюдном согласии ЭСО и абонента при расчете потерь в смежном элементе схемы не учитывать потери в предшествующем элементе.

4.13 Для каждого случая несовпадения точки измерения ЭЭ и ГБП проводится свой отдельный расчет ТРЭТ. В Порядке расчета ТРЭТ (далее – Порядок), являющемся неотъемлемой частью договора электроснабжения, допускается не дублировать описание методов расчета для одинаковых схем участков сети между точкой измерения ЭЭ и ГБП. Если в разные месяцы года возможны случаи как наличия, так и отсутствия реверса активной ЭЭ (мощности), то допускается включать в Порядок описание и использовать для расчетов только метод расчета переменных (нагрузочных) потерь ЭЭ при возможности реверса ЭЭ (мощности) (6.2.2).

4.14 Порядок расчета величины ТРЭТ определяется представителями ЭСО в соответствии с настоящим техническим кодексом, согласовывается с потребителем (абонентом) и указывается в договоре электроснабжения в виде приложения (примерный вид формы порядка расчета приведен в приложении А к настоящему техническому кодексу). Данное требование в полной мере распространяется на абонентов, в свою очередь являющихся ЭСО по отношению к субабонентам.

4.15 Пересмотр порядка расчета величины ТРЭТ проводится при изменении схемы электроснабжения потребителя (в том числе нормальной схемы электроснабжения) и изменении ГБП и параметров элементов сети с момента фактического изменения после предоставления подтверждающих документов.

4.16 При появлении сомнений в правильности расчета и предъявления величины ТРЭТ потребитель (абонент) вправе потребовать от ЭСО предоставить подробный расчет.

4.17 В случае выявления ошибки в расчетах ЭСО проводит перерасчет за все расчетные месяцы, по которым выявлена ошибка, в пределах сроков исковой давности в соответствии с законодательством.

4.18 В суммарных величинах постоянной и переменной составляющих ТРЭТ по согласованию сторон и соответствующем обосновании также могут учитываться прочие постоянные и переменные потери ЭЭ, определение которых не регламентировано данным документом (например, расход ЭЭ в подстанционных распределительных устройствах, источниках основного и резервного питания в цепях автоматики, учета ЭЭ и др.).

4.19 Конечные результаты расчетов ТРЭТ и его составляющих в абсолютных единицах рекомендуется округлять до целых.

5 Исходные данные для расчета ТРЭТ

Таблица 5.1

Наименование переменной	Единица измерения	Обозначение	Возможные источники информации	Примечания
1 Число часов в расчетном периоде	ч	T	Определяется как число часов в расчетном месяце или как общая длительность временных промежутков данной тарифной зоны	–
2 Потребление (прием) активной ЭЭ из сети ЭСО за расчетный период (W_a – учет трехфазным счетчиком, W_{a1} – однофазным)	кВт·ч	W_a W_{a1}	1) Данные измерений СЭ, относящегося к данному элементу сети 2) Данные измерений счетчика, относящегося к смежному элементу сети с учетом потерь ЭЭ в смежном элементе 3) Данные технического учета ЭЭ (по согласованию)	–
3 Потребление (прием) реактивной ЭЭ из сети ЭСО за расчетный период	квар·ч	W_p	1) Данные измерений СЭ, относящегося к данному элементу сети 2) Данные измерений счетчика, относящегося к смежному элементу сети с учетом потерь ЭЭ в смежном элементе 3) Данные технического учета ЭЭ (по согласованию) 4) Результат дорасчета	–
4 Выдача (отдача) активной ЭЭ в сеть ЭСО за расчетный период	кВт·ч	W_a^{om}	1) Данные измерений СЭ, относящегося к данному элементу сети 2) Данные измерений счетчика, относящегося к смежному элементу сети с учетом потерь ЭЭ в смежном элементе 3) Данные технического учета ЭЭ (по согласованию)	При наличии реверса активной ЭЭ (мощности) за месяц

Продолжение таблицы 5.1

Наименование переменной	Единица измерения	Обозначение	Возможные источники информации	Примечания
5 Выдача (отдача) реактивной ЭЭ в сеть ЭСО за расчетный период	квар·ч	$W_p^{от}$	1) Данные измерений СЭ, относящегося к данному элементу сети 2) Данные измерений счетчика, относящегося к смежному элементу сети с учетом потерь ЭЭ в смежном элементе 3) Данные технического учета ЭЭ (по согласованию) 4) Результат дорасчета	При наличии реверса реактивной ЭЭ (мощности) за месяц
6 Максимум потребляемой активной мощности за расчетный период	кВт	P_{max}	1) Величина, определяемая счетчиком 2) Результат обработки получасовых профилей активной нагрузки за расчетный период 3) Величина, определяемая регистратором максимума активной мощности	–
7 Минимум потребляемой активной мощности за расчетный период	кВт	P_{min}	Результат обработки получасовых профилей активной нагрузки за расчетный период	Определяется для случая отсутствия реверса активной и реактивной ЭЭ (мощности)
8 Максимум выдаваемой (отданной) в сеть активной мощности за расчетный период	кВт	$P_{max}^{от}$	1) Величина, определяемая счетчиком 2) Результат обработки получасовых профилей активной нагрузки за расчетный период 3) Величина, определяемая регистратором максимума активной мощности	–

Продолжение таблицы 5.1

Наименование переменной	Единица измерения	Обозначение	Возможные источники информации	Примечания
9 Число часов соответственно потребления (приема) и выдачи (отдачи) активной мощности в расчетном периоде	ч	$T_a^{пр}, T_a^{от}$	1) Данные счетчиков 2) Данные информационно-измерительных систем 3) Данные оперативных журналов 4) Результаты расчетов	Определяются для случаев возможного реверса активной ЭЭ (мощности)
10 Число часов соответственно потребления (приема) и выдачи (отдачи) реактивной мощности в расчетном периоде	ч	$T_p^{пр}, T_p^{от}$	1) Данные счетчиков 2) Данные информационно-измерительных систем 3) Данные оперативных журналов 4) Результаты расчетов	Определяются для случаев возможного реверса реактивной ЭЭ (мощности)
11 Количество субабонентов	шт.	$n_{сб}$	Договоры на энергоснабжение между абонентом и субабонентами	–
12 Потребление активной ЭЭ субабонентами за расчетный период	кВт·ч	$W a_i^{сб}$ $i = 1 \div n_{сб}$	Данные измерений счетчиков субабонентов	–
13 Потребление реактивной ЭЭ субабонентами за расчетный период	квар·ч	$W p_i^{сб}$ $i = 1 \div n_{сб}$	Данные измерений счетчиков субабонентов	
14 Класс номинального напряжения трансформатора	кВ	$U_{нт}$	Паспортные или справочные данные	
15 Соответственно активные и реактивные потери холостого хода трансформатора	кВт квар	ΔP_{xx} ΔQ_{xx}	Протоколы испытаний, паспортные или справочные данные	

Продолжение таблицы 5.1

Наименование переменной	Единица измерения	Обозначение	Возможные источники информации	Примечания
16 Соответственно активное и индуктивное сопротивление трансформатора	Ом Ом	R_T X_T	Протоколы испытаний, паспортные или справочные данные	–
17 Класс номинального напряжения линии	кВ	$U_{нл}$	Паспортные или справочные данные	–
18 Количество линий в группе с общим учетом ЭЭ	шт.	nl	Схема сети	–
19 Длина линии	км	L_l	1) Данные, указанные в акте разграничения балансовой принадлежности электрических сетей и эксплуатационной ответственности сторон 2) Паспортные данные	–
20 Удельное активное сопротивление линии	Ом/км	r_0	Паспортные или справочные данные	–
21 Удельное индуктивное сопротивление линии	Ом/км	x_0	Паспортные или справочные данные	–
22 Удельная зарядная мощность линии	квар/км	q_0^3	Паспортные или справочные данные	–
23 Емкостная проводимость линии	$\text{См} \cdot 10^{-6}/\text{км}$	b_0	Паспортные или справочные данные	–
24 Длительность электрических режимов, отличных от нормального в течение расчетного периода	ч.	$T_{нн}$	1) Диспетчерские документы (журналы, ведомости) 2) Экспертная оценка, согласованная сторонами	–

Окончание таблицы 5.1

Примечания

1 Число часов работы за месяц элементов электрической сети Т принимается равным числу часов в расчетном месяце: январь, март, май, июль, август, октябрь, декабрь – 744 ч; апрель, июнь, сентябрь, ноябрь – 720 ч; февраль – 672 ч или 696 ч соответственно для невисокосного и високосного года.

2 При расчетах ТРЭТ для взаиморасчетов между абонентом и субабонентом при необходимости в качестве исходных данных могут использоваться результаты расчета ТРЭТ, рассчитанного для взаиморасчетов между абонентом и его ЭСО.

6 Методика расчета ТРЭТ

6.1 Расчет условно-постоянных технических потерь электрической энергии

Постоянные технические потери активной и реактивной ЭЭ в двухобмоточном и трехобмоточном трансформаторе (потери в стали), соответственно кВт·ч и квар·ч:

$$\Delta \bar{W}_a = T \cdot \Delta P_{xx}, \quad (1)$$

$$\Delta \bar{W}_p = T \cdot \Delta Q_{xx}. \quad (2)$$

Постоянные технические потери активной и реактивной ЭЭ в линии электропередачи, соответственно кВт·ч и квар·ч:

$$\Delta \bar{W}_a = \left. \begin{array}{l} \Delta P_{кор} \cdot T, \text{ для ВЛ номин. напряжения 110 кВ и выше} \\ Q_3 \cdot tg\delta \cdot T, \text{ для КЛ} \\ 0, \text{ для ВЛ номин. напряжения ниже 110 кВ} \end{array} \right\}; \quad (3)$$

$$\Delta \bar{W}_p = \left. \begin{array}{l} -Q_3 \cdot T, \text{ для ВЛ номин. напряжения 110 кВ и выше} \\ \text{и высоковольтных кабельных линий} \\ 0, \text{ для всех остальных линий} \end{array} \right\}; \quad (4)$$

где $\Delta P_{кор}$ – среднемесячные потери мощности на корону в ВЛ 110 кВ и выше определяются в соответствии с ТНПА, при этом для ВЛ 110 кВ потери на корону допускается не учитывать;

Q_3 – зарядная мощность ВЛ или КЛ, квар;

$tg\delta$ – тангенс угла диэлектрических потерь, для расчетов принимаются следующие значения:

Таблица 6.1 – Значения тангенса угла диэлектрических потерь $tg\delta$

Сечение одной жилы	Среднее число соединительных муфт, не включая концевые, на 1 км			
	от 0 до 4	5	6–0	Более 10
До 95 мм ² включительно	0,02	0,025	0,035	0,05
120 мм ² и выше	0,02	0,02	0,03	0,05

Если в потребительских кабелях не представляется возможным или сопряжено с большими сложностями получение данных о количестве соединительных муфт, допускается принимать в расчетах значение $tg\delta = 0,03$ при сечении одной жилы до $3 \times 95 \text{ мм}^2$ включительно и $tg\delta = 0,025$ – в остальных случаях.

Зарядная мощность воздушной линии Q_3 определяется по формулам (5) или (6), квар:

$$Q_3 = q_3 \cdot L_{л}, \quad (5)$$

$$Q_3 = b_0 \cdot 10^{-3} \cdot U_{нл}^2 \cdot L_{л}, \quad (6)$$

где $U_{нл}$ – номинальное напряжение линии электропередачи, В.

Потери в ТТ, относящихся к участку сети между ГБП и точкой(ами) измерения ЭЭ, определяются в соответствии с таблицей 6.2.

Таблица 6.2 – Средние месячные значения активной составляющей потерь электроэнергии в группе измерительных трансформаторов тока, $\Delta W_{ТТ}$, кВт·ч

Наименование показателя	Среднемесячные значения активной составляющей потерь электроэнергии в трехфазной группе измерительных трансформаторах тока				
	0,38	6	10	35	110
Номинальное напряжение, кВ	0,38	6	10	35	110
Полнофазная схема подключения СЭ	4,2	5,0	8,3	33,3	91,7
Неполнофазная схема подключения СЭ (схема Арона)	2,8	3,3	5,6	22,2	61,1

Потери в ТН, относящихся к участку сети между ГБП и точкой(ами) измерения ЭЭ, определяются в соответствии с таблицей 6.3.

Таблица 6.3 – Средние месячные значения активных потерь электроэнергии в трехфазном измерительном трансформаторе напряжения или группе однофазных измерительных трансформаторов напряжения, $\Delta W_{ТН}$, кВт·ч

Наименование показателя	Номинальное напряжение, кВ			
	6	10	35	110
Среднемесячные значения активных потерь электроэнергии	128	158	300	917

В суммарных величинах постоянной и переменной составляющих ТРЭТ по согласованию сторон и соответствующем обосновании также могут учитываться прочие постоянные и переменные потери ЭЭ, определение которых не регламентировано настоящим техническим кодексом (например, расход ЭЭ в подстанционных распределительных

устройствах, источниках основного и резервного питания в цепях автоматики, учета ЭЭ и др.).

6.2 Расчет условно-переменных технических потерь электрической энергии

6.2.1 Расчет условно-переменных технических потерь электрической энергии при невозможности реверса активной электрической энергии (мощности) за расчетный период

6.2.1.1 Если информацию о месячном потреблении реактивной энергии, W_p , по показаниям средств расчетного (технического) учета реактивной электрической энергии получить невозможно, то она должна рассчитываться по формуле (7), квар·ч:

$$W_p = W_a \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (7)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ выбирается из таблицы 6.4.

Таблица 6.4 – Значения $\operatorname{tg} \varphi$ для разных видов запитанных электроприемников и их групп

Виды потребителей		$\operatorname{tg} \varphi$
Для предприятий, использующих для целей производства асинхронные электродвигатели	Без КРМ	0,88
	С действующей неавтоматизированной КРМ	0,62
	С действующей автоматизированной КРМ	0,20
Для остальных потребителей		0,33

Дисперсионный коэффициент, учитывающий увеличение потерь в зависимости от неравномерности графика нагрузки, выбирается по таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Значения d для разных видов запитанных электроприемников и их групп

Режим работы электрооборудования предприятия	d
В одну смену	2,70
В две смены	1,70
В три смены	1,35
В три смены без выходных	1,02
Непрерывная работа	1,01
Примечание – Если элемент электрической сети, для которого рассчитывается ТРЭТ, запитывает электроприемники с разной сменностью работы, то по соглашению сторон d может выбираться по преобладающему признаку или определяться как средневзвешенное значение.	

Для последовательных участков без промежуточного отбора мощности допускается применять одинаковые дисперсионные коэффициенты.

6.2.1.2 Переменные технические потери активной и реактивной ЭЭ в двухобмоточном трансформаторе составят, соответственно кВт·ч и квар·ч:

$$\Delta \tilde{W}_a = \frac{W_a^2 + W_p^2}{T \cdot U_{нт}^2} \cdot R_T \cdot d \cdot 10^{-3}, \quad (8)$$

$$\Delta \tilde{W}_p = \frac{W_a^2 + W_p^2}{T \cdot U_{нт}^2} \cdot X_T \cdot d \cdot 10^{-3}. \quad (9)$$

Величины переменных технических потерь (активная и реактивная составляющие) в трехобмоточном трансформаторе определяются путем умножения соответствующих величин в двухобмоточном трансформаторе такой же мощности на коэффициент, равный 1,5. Это относится и к трансформаторам типов ТРДН, ТРДЦН.

При отсутствии счетчиков со стороны высшего напряжения величины W_a и W_p определяются как суммы соответствующих потоков ЭЭ по остальным обмоткам (нижнему и среднему напряжению).

6.2.1.3 Переменные технические потери активной и реактивной ЭЭ в линии электропередачи составят, соответственно кВт·ч и квар·ч:

$$\Delta \tilde{W}_a = \frac{W_a^2 + W_p^2}{T \cdot U_{нл}^2} \cdot R_{л} \cdot d \cdot 10^{-3}, \quad (10)$$

$$\Delta \tilde{W}_p = \left. \begin{array}{l} \frac{W_a^2 + W_p^2}{T \cdot U_{нл}^2} \cdot X_{л} \cdot d \cdot 10^{-3}, \\ \text{для высоковольтных ВЛ и КЛ} \\ 0, \text{ для низковольтных ВЛ и КЛ} \\ \text{(номинальное напряжение до 1 кВ)} \end{array} \right\}. \quad (11)$$

6.2.1.4 Для последовательно соединенных элементов электрической сети между точками учета и измерения ЭЭ без ответвлений при расчете нагрузочных потерь ЭЭ можно использовать одинаковый дисперсионный коэффициент. При этом последовательно соединенные элементы сети могут быть представлены эквивалентным активным и эквивалентным индуктивным сопротивлениями, определяемыми как суммы соответственно активных и индуктивных сопротивлений последовательно соединенных элементов.

6.2.1.5 Для однофазной линии номинального напряжения 0,22 кВ потери реактивной ЭЭ принимаются равными 0, а потери активной ЭЭ определяются следующим образом:

$$\Delta \tilde{W}_a = \frac{W_{a1}^2}{\cos^2 \varphi \cdot UH^2 \cdot T} \cdot R_n \cdot d \cdot 10^{-3}, \quad (12)$$

где $\cos \varphi = 0,995$; $UH = 0,22$ кВ, а активное сопротивление однофазной линии (участка однофазной линии) R_n определяется как сумма сопротивлений фазного и нулевого проводов:

$$R_n = R_\phi + R_0. \quad (13)$$

6.2.1.6 В случаях, когда транспорт электроэнергии от ЭСО к электроприемникам абонента осуществляется по линии с неразветвленной или древовидной схемой, с распределенной нагрузкой и с расчетным учетом «в голове»¹ (рисунок 6.1), для расчета ТРЭТ в этой линии по указанным формулам следует использовать ее эквивалентное сопротивление, определяемое по одной из формул:

$$R_3 = \frac{\sum_{i=1}^n [R_i \cdot In_i^2]}{\left[\sum_{k=1}^m [I_k] \right]^2} \quad (14)$$

$$R_3 = \frac{\sum_{i=1}^n [R_i \cdot Sn_i^2]}{\left[\sum_{k=1}^m [S_k] \right]^2} \quad (15)$$

где R_3 – эквивалентное активное сопротивление линии, Ом;
 n – количество участков линии, шт.;
 m – количество узлов линии, имеющих присоединенные нагрузки, шт.;

R_i – активное сопротивление i -го участка линии, Ом;
 I_k – расчетный или номинальный ток нагрузки в k -ом узле, А;
 S_k – расчетная или установленная мощность нагрузки в k -ом узле, кВА;
 In_i – приведенный расчетный ток нагрузки i -го участка, А;
 Sn_i – приведенная мощность нагрузки i -го участка, кВА.

Для линий 0,38 кВ и 0,22 кВ, где невозможно или сопряжено со значительными трудностями получение данных по каждому узлу об установленной или присоединенной мощности, расчетном токе, а также для линий наружного освещения 0,38 или 0,22 кВ возможно применение упрощенной формулы

¹ Наиболее частый пример – линия наружного освещения.

$$R_3 = 1000 \cdot \frac{\kappa \cdot \gamma \cdot \rho \cdot L_n}{3 \cdot F_r}, \quad (16)$$

где $\kappa = 0,44$ – для линии с неразветвленной схемой, $\kappa = 0,33$ – для линии с древовидной схемой;

$\gamma = 1$ – для трехфазной линии, $\gamma = 2$ – для однофазной линии;

F_r – сечение фазного провода головного участка, мм²;

L_n – суммарная длина участков линии, км;

ρ – удельное электрическое сопротивление материала провода (кабеля), Ом·мм²/м, принимается равным для меди – 0,018, для алюминия – 0,028, для стали – 0,125.

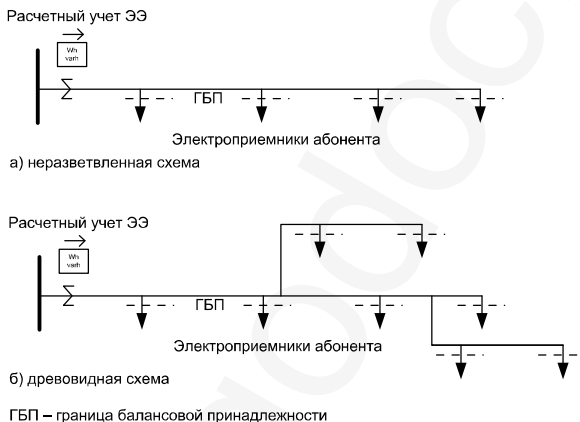


Рисунок 6.1 – Примеры неразветвленной и древовидной схемы линии с распределенной электрической нагрузкой

6.2.1.7 Индуктивные эквивалентные сопротивления для элементов электрической сети выше 0,38 кВ определяются аналогично активным сопротивлениям.

6.2.1.8 Для описанных в 6.2.1.6 случаев при расчете нагрузочных потерь ЭЭ в линиях 0,38 кВ в формулы (10)–(12) вместо R_n и X_n подставляются соответственно значения R_3 и X_3 .

6.2.1.9 Если ЭЭ транспортируется до точек раздела балансовой принадлежности ЭСО с абонентом(ами) по группе линий (две или более) номинального напряжения 0,38 или 0,22 кВ, а расчетный учет у этих линий один – общий в «голове» (рисунок 6.2), то расчет ТРЭТ в этих линиях производится с применением формул (10)–(13), но в расчете вместо R_n используется активное эквивалентное сопротивление группы линий R_3 , R_3 может быть определено по одной из формул:

$$R_э = \frac{\sum_{k=1}^n [Rл_k \cdot Ip_k^2]}{\left[\sum_{k=1}^n Ip_k \right]^2}, \quad (17)$$

$$R_э = \frac{\sum_{k=1}^n [Rл_k \cdot S_k^2]}{\left[\sum_{k=1}^n S_k \right]^2}, \quad (18)$$

$$R_э = \frac{1}{\sum_{k=1}^n \left(\frac{1}{Rл_k} \right)}, \quad (19)$$

где $R_э$ – эквивалентное активное сопротивление группы линий, Ом;

$Rл_k$ – активное сопротивление k -й линии, Ом;

n – количество линий в группе, шт.;

Ip_k – расчетный ток k -й линии (или ее головного участка), А. В качестве Ip_k могут быть использованы номинальные токи коммутационных аппаратов или трансформаторов тока, установленных на головных участках линий, А;

S_k – суммарная установленная или расчетная мощность электроприемников, запитанных от k -й линии, кВА.

Для линий группы, имеющих неразветвленную или древовидную структуру и распределенную нагрузку, можно определять сопротивления как эквивалентные по формулам (14)–(16).

Применение упрощенной формулы (19) допускается по согласованию сторон в тех случаях, когда получение данных о величинах Ip_k , S_k сопряжено со значительными трудностями.

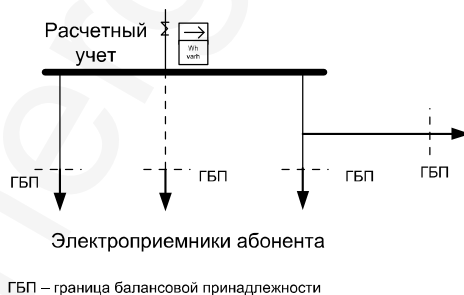


Рисунок 6.2 – Случай питания абонента по нескольким линиям с одним общим расчетным учетом электрической энергии

В особых случаях по согласованию сторон также допускается расчет эквивалентного сопротивления группы однотипных линий номинального

напряжения 0,38/0,22 кВ с общим учетом ЭЭ в один шаг по упрощенной формуле

$$R_3 = 1000 \cdot \frac{\kappa \cdot \gamma \cdot \rho \cdot L_n}{3 \cdot F_r \cdot n_n^2}, \quad (20)$$

где n_n – количество линий в данной группе, шт.;

F_r – сечение головного участка – среднее по группе или взятое по преобладающему признаку, мм².

Если по формуле (10) или (12) определяются технические потери активной ЭЭ для группы однотипных линий 0,38/0,22 кВ с общим учетом ЭЭ, в качестве R_l используется расчетное значение эквивалентного сопротивления группы (см. ниже) и при этом линии в группе имеют разную балансовую принадлежность, то результат расчета (суммарные потери ЭЭ в группе) распределяется поровну между линиями группы. В свою очередь для линий группы, имеющих участки разной балансовой принадлежности, балансовая принадлежность в расчетах определяется по балансовой принадлежности головного участка.

6.2.1.10 С целью упрощения проведения помесечных расчетов ТРЭТ при возможности принятия допущения о неизменности схемы допускается:

а) рассчитывать эквивалентные сопротивления линий и групп линий один раз в три года (срок пересмотра договорной документации потребителей) и использовать рассчитанные значения в помесечных расчетах ТРЭТ;

б) для случаев со стабильным характером потребления и графиком нагрузки – производить годовой расчет по базовому (последнему истекшему) году и распространять его с помесечным разделением равными частями по месяцам текущего года, с коррекцией по результатам годового расчета по текущему году после его истечения. Данное упрощение в общем случае требует согласования сторон, но безусловно распространяется на следующие категории потребителей:

- организации Минжилкомхоза (ЖРЭТ, горсвет, водоканал, трамвайно-троллейбусное управление, райкомхозы, организации ЖКХ);
- организации, оказывающие услуги населению в сельской местности;
- организации Минздрава (ФАП, больницы, поликлиники и др.);
- организации, оказывающие услуги связи.

6.2.1.11 Для расчета переменной составляющей ТРЭТ в участках сети со сложной топологией, расположенных между точкой измерения ЭЭ и ГБП, по соглашению сторон допускается использовать упрощенный метод, изложенный в разделе 8, по формулам (52), (53).

6.2.1.12 Если в течение расчетного периода происходили изменения схемы по отношению к нормальной схеме, приводящие к существенным

изменениям энергораспределения в участке сети, для которого рассчитывается ТРЭТ, нагрузочные потери ЭЭ умножаются на повышающий коэффициент $k_{нн}$, который определяется по формуле

$$k_{нн} = 1,7 \cdot \frac{T_{нн}}{T}, \quad (21)$$

где $T_{нн}$ – общая продолжительность электрических режимов, отличных от нормального, ч.

6.2.1.13 В случаях реверса реактивной ЭЭ (мощности) без реверса активной величина ТРЭТ рассчитывается в соответствии с 6.2.1, устанавливающим порядок расчета потерь при невозможности реверса активной мощности за расчетный период. При этом значение W_p принимается равным сумме абсолютных значений потребления (приема) и выдачи (отдачи) реактивной составляющей ЭЭ за расчетный период.

6.2.2 Расчет условно-переменных технических потерь электрической энергии при возможности реверса активной электрической энергии (мощности)

6.2.2.1 Расчет условно-переменных технических потерь ЭЭ в элементах электрической сети при возможности реверса активной ЭЭ (мощности) ведется раздельно для режимов потребления и выдачи (отдачи).

6.2.2.2 Если информацию о месячном потреблении и выдаче (отдаче) реактивной энергии по показаниям средств расчетного (технического) учета реактивной электрической энергии получить невозможно, то она определяется следующим образом, квар-ч:

$$W_p = W_a \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (22)$$

$$W_p^{om} = 0,6 \cdot W_a^{om}. \quad (23)$$

6.2.2.3 Если время приема и время выдачи (отдачи) активной мощности определить не представляется возможным, то эти величины можно определить по приближенной формуле

$$T_a^{om} = \frac{2 \cdot W_a^{om}}{P_m^{om}} - 1, \quad (24)$$

$$T_a = T - T_a^{om}. \quad (25)$$

Если время отдачи, определенное по (24) или иным образом, оказывается $T_a^{om} < 1$, то принимается:

$$T_a^{om} = 0, \quad T_a = T. \quad (26)$$

В случае применения формулы (26) расчет производится, как для случая без реверса, при этом к значениям потребления (приема) активной и реактивной ЭЭ прибавляются соответствующие абсолютные значения выдачи (отдачи) ЭЭ.

Аналогичным образом следует поступать, если $T_a < 1$. Тогда следует производить расчет, как для случая с отсутствием реверса, когда имеет место только выдача (отдача) ЭЭ.

Время потребления (приема) и время выдачи (отдачи) реактивной мощности могут быть рассчитаны аналогичным образом, как по формулам для активной мощности.

Если в течение расчетного периода потоки активной и реактивной мощности всегда были сонаправлены, то время приема и время выдачи (отдачи) реактивной мощности принимаются соответственно равными времени потребления (приема) и времени выдачи (отдачи) мощности.

6.2.2.4 Коэффициенты заполнения графика нагрузки при потреблении (приеме) и выдаче (отдаче) ЭЭ соответственно:

$$k3_a^{np} = \frac{W_a}{P_{\max} \cdot T_a^{np}}, \quad (27)$$

$$k3_a^{om} = \frac{W_a^{om}}{P_{\max} \cdot T_a^{om}}. \quad (28)$$

6.2.2.5 Дисперсионные коэффициенты при потреблении (приеме) и выдаче (отдаче) ЭЭ соответственно:

$$d^{np} = \frac{1 + 2 \cdot k3_a^{np}}{3 \cdot k3_a^{np}}, \quad (29)$$

$$d^{om} = \frac{1 + 2 \cdot k3_a^{om}}{3 \cdot k3_a^{om}}. \quad (30)$$

В случаях отсутствия достоверных исходных данных для расчета дисперсионных коэффициентов по формулам (27)–(30) соответствующие дисперсионные коэффициенты следует принимать равными 1,33.

6.2.2.6 Если в течение расчетного периода потоки активной и реактивной мощности всегда были однонаправленными, то полная (кажущаяся) ЭЭ определяется следующим образом:

при потреблении (приеме):

$$W_{np} = \sqrt{W_a^2 + W_p^2}, \quad (31)$$

при выдаче (отдаче):

$$W_{om} = \sqrt{(W_a^{om})^2 + (W_p^{om})^2}. \quad (32)$$

6.2.2.7 Если в течение расчетного периода потоки активной и реактивной мощности в отдельных режимах имели разное направление, то полная (кажущаяся) ЭЭ определяется следующим образом:

при потреблении (приеме):

$$W = W_a \cdot \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}; \quad (33)$$

при выдаче (отдаче):

$$W^{om} = W_a^{om} \cdot \sqrt{1 + tg^2 \varphi}, \quad (34)$$

где

$$tg \varphi = \frac{W_p + W_p^{om}}{W_a + W_a^{om}}. \quad (35)$$

6.2.2.8 Переменные технические потери активной и реактивной ЭЭ в двухобмоточном трансформаторе составят:

потери активной ЭЭ при потреблении (приеме) активной ЭЭ, кВт·ч:

$$\Delta \tilde{W}_a^{np} = \frac{(W)^2 \cdot R_T \cdot d^{np} \cdot 10^{-3}}{U_{нт}^2 \cdot T_a^{np}}; \quad (36)$$

потери активной ЭЭ при выдаче (отдаче) активной ЭЭ, кВт·ч:

$$\Delta \tilde{W}_a^{om} = \frac{(W^{om})^2 \cdot R_T \cdot d^{om} \cdot 10^{-3}}{U_{нт}^2 \cdot T_a^{om}}; \quad (37)$$

потери реактивной ЭЭ при потреблении (приеме) реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta \tilde{W}_p^{np} = \frac{(W)^2 \cdot X_T \cdot d^{np} \cdot 10^{-3}}{U_{нт}^2 \cdot T_p^{np}}; \quad (38)$$

потери реактивной ЭЭ при выдаче (отдаче) реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta \tilde{W}_p^{om} = \frac{(W^{om})^2 \cdot X_T \cdot d^{om} \cdot 10^{-3}}{U_{нт}^2 \cdot T_p^{om}}. \quad (39)$$

6.2.2.9 Величины потерь в трехобмоточном трансформаторе определяются путем умножения соответствующих величин в двухобмоточном трансформаторе такой же мощности на коэффициент 1,5. Это относится и к трансформаторам типов ТРДН, ТРДЦН.

6.2.2.10 Переменные технические потери активной и реактивной ЭЭ в линии электропередачи при наличии реверса ЭЭ (мощности) определяются по формулам, аналогичным (27)–(39), на основании формул (3), (4), (10)–(12). Для линий 0,38/0,22 кВ переменные потери реактивной ЭЭ принимаются равными нулю.

6.2.2.11 Для последовательно соединенных элементов электрической сети без ответвлений можно использовать одинаковый дисперсионный коэффициент. При этом последовательно соединенные элементы сети могут быть представлены эквивалентным активным и эквивалент-

ным индуктивным сопротивлениями, определяемыми как суммы соответственно активных и индуктивных сопротивлений последовательно соединенных элементов.

6.2.1.12 Действие 6.2.1.11 и 6.2.1.12 распространяется и на случаи с возможным реверсом активной мощности.

6.3 Специфика расчета ТРЭТ в случаях наличия у абонента расчетной (коммерческой) АСКУЭ

6.3.1 При наличии у абонентов расчетной (коммерческой) АСКУЭ с дискретностью учета не реже одного часа рекомендуется проводить расчет переменных потерь ЭЭ за месяц на основе соответствующих величин, рассчитываемых в темпе процесса или в отложенном режиме за каждый промежуток времени $t_{\text{опр}}$ между очередными измерениями ЭЭ.

6.3.2 Расчет переменных потерь ЭЭ для каждого промежутка времени (отдельно для активной и реактивной составляющих) проводится с использованием данных СЭ для этого промежутка по методам, изложенным в 6.1, 6.2. При этом для каждого промежутка расчетное время равно его длительности, т.е. $T = t_{\text{опр}}$. Дисперсионные коэффициенты d для расчета переменных (нагрузочных) потерь в линиях и трансформаторах принимают следующие значения:

Таблица 6.6 – Значения d для разных частот опроса СЭ при расчете ТРЭТ по данным АСКУЭ

Частота опроса СЭ с верхнего уровня(ей), $t_{\text{опр}}$	d
$t_{\text{опр}} \leq 3$ с	1,002
3 с $< t_{\text{опр}} \leq 180$ с	1,005
180 с $< t_{\text{опр}} \leq 1800$ с	1,008
1800 с $< t_{\text{опр}} \leq 3600$ с	1,01

Активная и реактивная составляющие суммарных переменных потерь ЭЭ за месяц определяются суммированием соответствующих величин, определенных за все входящие промежутки времени.

6.3.3 При наличии возможности получения от счетчиков в АСКУЭ величин модуля напряжения на шинах ВН трансформаторов рекомендуется проводить уточненный расчет постоянных потерь (потерь в стали) ЭЭ трансформаторов на каждом промежутке, соответственно кВт·ч и квар·ч:

$$\Delta \bar{W}_a = t_{\text{опр}} \cdot \Delta P_{xx} \cdot \frac{U^2}{U_{нт}^2}; \quad (40)$$

$$\Delta \bar{W}_p = t_{\text{опр}} \cdot \Delta Q_{xx} \cdot \frac{U^2}{U_{нт}^2}, \quad (41)$$

где U – среднее на промежутке времени значение модуля напряжения на шинах ВН, кВ.

Активная и реактивная составляющие ТРЭТ за месяц определяются суммированием соответствующих величин технических потерь, определенных за все входящие промежутки времени.

6.4 Расчет ТРЭТ

ТРЭТ (активная и реактивная составляющие) в линии электропередачи, трансформаторе, соответственно кВт·ч и квар·ч:

$$\Delta W_a = \Delta \bar{W}_a + \Delta \tilde{W}_a; \quad (42)$$

$$\Delta W_p = \Delta \bar{W}_p + \Delta \tilde{W}_p. \quad (43)$$

6.5 Итоговый расчет ТРЭТ

Суммарная величина ТРЭТ определяется как сумма полных потерь во всех расположенных на участке электрической сети между точкой измерения ЭЭ и ГБП элементах электрической сети и потерь в относящихся к данному участку сети ТТ.

7 Расчет корректирующих поправок к данным учета по ТРЭТ и корректировка данных учета электрической энергии

7.1 Постоянные потери активной ЭЭ при потреблении активной ЭЭ, кВт·ч:

$$\Delta \bar{W}_a^{np} = \Delta \bar{W}_a \cdot \frac{T^{np}}{T}. \quad (44)$$

7.2 Активная составляющая ТРЭТ при потреблении из сети активной ЭЭ, кВт·ч:

$$\Delta W_a^{np} = \Delta \bar{W}_a^{np} + \Delta \tilde{W}_a^{np}. \quad (45)$$

7.3 Постоянные потери активной ЭЭ при выдаче (отдаче) в сеть активной ЭЭ, кВт·ч:

$$\Delta \bar{W}_a^{om} = \Delta \bar{W}_a - \bar{W}_a^{np}. \quad (46)$$

7.4 Активная составляющая ТРЭТ при выдаче (отдаче) в сеть активной ЭЭ, кВт·ч:

$$\Delta W_a^{om} = \Delta \bar{W}_a^{om} + \Delta \tilde{W}_a^{om}. \quad (47)$$

7.5 Постоянные потери реактивной ЭЭ при потреблении реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta \bar{W}_p^{np} = \Delta \bar{W}_p \cdot \frac{T^{np}}{T}. \quad (48)$$

7.6 Реактивная составляющая ТРЭТ при потреблении из сети реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta W_p^{np} = \Delta \bar{W}_p^{np} + \Delta \tilde{W}_p^{np}. \quad (49)$$

7.7 Постоянные потери реактивной ЭЭ при выдаче (отдаче) в сеть реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta \bar{W}_p^{om} = \Delta \bar{W}_p - \Delta \bar{W}_p^{np}. \quad (50)$$

7.8 Реактивная составляющая ТРЭТ при выдаче (отдаче) в сеть реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta W_p^{om} = \Delta \bar{W}_p^{om} + \Delta \tilde{W}_p^{om}. \quad (51)$$

7.9 Корректирующие поправки для данных учета электроэнергии с учетом составляющих ТРЭТ для разных случаев наличия или отсутствия реверса активной и реактивной мощности сведены в таблицу 7.1.

7.10 Данные учета ЭЭ корректируются путем добавления к величинам потребления и отдачи активной и реактивной мощности соответствующих корректирующих поправок из таблицы 7.1. Если в результате коррекции обнаруживается отрицательная величина потребления активной и (или) реактивной мощности, то модуль соответствующей величины добавляется к аналогичной величине выдачи (отдачи), а данная позиция приравнивается к нулю. Аналогично, если в результате обнаруживается отрицательная величина выдачи (отдачи) активной и (или) реактивной мощности, то модуль соответствующей величины добавляется к аналогичной величине потребления, а данная позиция приравнивается к нулю. Приведенные значения данных учета ЭЭ с учетом поправок приведены в Таблице 7.2.

Таблица 7.1 – Корректирующие поправки к данным учета электрической энергии

Условия	Корректирующие поправки к данным учета ЭЭ			
	потребление активной ЭЭ за расчетный период	потребление реактивной ЭЭ за расчетный период	выдача (отдача) активной ЭЭ в сеть за расчетный период	выдача (отдача) реактивной ЭЭ в сеть за расчетный период
При отсутствии реверса активной мощности	$\delta W_a = \Delta W_a$	$\delta W_p = \Delta W_p$	$\delta W_a^{om} = 0$	$\delta W_p^{om} = 0$
При наличии реверса активной мощности	$\delta W_a = \Delta W_a^{np}$	$\delta W_p = \Delta W_p^{np}$	$\delta W_a^{om} = \Delta W_a^{om}$	$\delta W_p^{om} = \Delta W_p^{OT}$

Таблица 7.2 – Приведенные (скорректированные) данные учета электрической энергии

Условия	Корректируемые данные учета ЭЭ			
	потребление активной ЭЭ за расчетный период	потребление реактивной ЭЭ за расчетный период	выдача (отдача) активной ЭЭ в сеть за расчетный период	выдача (отдача) реактивной ЭЭ в сеть за расчетный период
СЭ со стороны ЭСО, ГБП со стороны абонента				
При отсутствии реверса активной мощности	$W_a' = W_a - \delta W_a$	$W_p' = W_p - \delta W_p$	$\delta W_a^{om} = 0$	$\delta W_p^{om} = 0$
При наличии реверса активной мощности	$W_a' = W_a - \delta W_a^{np}$	$W_p' = W_p - \delta W_p^{np}$	$\delta W_a^{om} = W_a^{om} + \delta W_a^{om}$	$\delta W_p^{om} = W_p^{om} + \delta W_p^{om}$
СЭ со стороны абонента, ГБП со стороны ЭСО				
При отсутствии реверса активной мощности	$W_a' = W_a + \delta W_a$	$W_p' = W_p + \delta W_p$	$\delta W_a^{om} = 0$	$\delta W_p^{om} = 0$
При наличии реверса активной мощности	$W_a' = W_a + \delta W_a^{np}$	$W_p' = W_p + \delta W_p^{np}$	$\delta W_a^{om} = W_a^{om} - \delta W_a^{om}$	$\delta W_p^{om} = W_p^{om} - \delta W_p^{om}$

8 Расчет ТРЭТ от транзитных перетоков, ТРЭТ в электрической сети абонента, связанной с передачей электроэнергии субабоненту

8.1 Поскольку определение указанных составляющих может быть сопряжено с серьезными техническими сложностями при заведомо несущественных результатах расчета, стороны по взаимной договоренности могут не учитывать указанные составляющие.

8.2 Расчет ТРЭТ от транзитных перетоков и расчет ТРЭТ в электрической сети абонента, связанный с передачей электроэнергии субабоненту, проводятся на основе одной и той же методики, приведенной ниже. С целью обеспечения универсальности и наглядности изложения методики вводятся понятия субъектов А, В и С, в зависимости от вида расчета играющих роль определенных субъектов (таблица 8.1).

Таблица 8.1 – Определение ролей субъектов А, В, С

Вид расчета	Субъект А	Субъект В	Субъект С
Расчет ТРЭТ от транзитных перетоков	ЭСО	Организация, в собственности, хозяйственном ведении или оперативном управлении которой находится ТЭС	Абонент ЭСО или та же ЭСО
Расчет ТРЭТ в электрической сети абонента, связанной с передачей электроэнергии субабоненту	ЭСО	Абонент ЭСО	Субабонент

ТРЭТ во внутренних электрических сетях субъекта В, обусловленный передачей ЭЭ от субъекта А к субъекту С, определяется следующим образом:

1) в электрических сетях субъекта В выделяется ТЭС;
 2) определяется высшее номинальное напряжение ТЭС;
 3) определяются величины суммарного поступления активной и реактивной ЭЭ в ТЭС за расчетный период, соответственно кВт·ч, квар·ч: W_a^{TP} и W_p^{TP} . В случаях реверса активной мощности за расчетный период поступлением ЭЭ является несальдированная величина потребления ЭЭ;

4) определяются величины суммарного поступления активной и реактивной ЭЭ в электрические сети субъекта С из ТЭС за расчетный период: W_a^{B-C} и W_p^{B-C} . В случаях реверса активной мощности за расчетный период поступлением ЭЭ является несальдированная величина потребления ЭЭ;

5) для ТЭС определяется ТРЭТ за расчетный месяц как сумма ТРЭТ элементов электрической сети, входящих в ТЭС, без учета потерь холостого хода трансформаторов (если это не оговорено иным образом с документальным подтверждением). Для последовательно соединенных элементов сети, входящих в ТЭС, при расчете переменных потерь применяются методы, изложенные в разделе 6. Для схем со сложной топологией допускается проводить упрощенный расчет переменных потерь по следующим формулам, соответственно кВт·ч и квар·ч:

$$\Delta \tilde{W}_a^{TP} = k \cdot W_a^{TP}; \quad (52)$$

$$\Delta \tilde{W}_p^{TP} = k \cdot W_p^{TP}, \quad (53)$$

где k выбирается из таблицы 8.2.

Таблица 8.2 – Значения коэффициента k

Высшее номинальное напряжение ТЭС, кВ	Наименьшее номинальное напряжение в точках раздела балансовой принадлежности между субъектами В и С, кВ		
	0,38	10(6)	35(110)
0,38	0,03	–	–
10(6)	0,025	0,01	–
35–110	0,033	0,018	0,007

Данный способ определения нагрузочных потерь ЭЭ в ТЭС допускается применять для расчета переменной составляющей ТРЭТ в участках сети со сложной топологией, расположенных между ГБП и точкой измерения ЭЭ.

6) если по ТЭС запитаны только электроприемники субъекта С, то переменные потери в ТЭС целиком относятся на субъект С, иначе они подлежат распределению между субъектами. На субъект С относится часть ТРЭТ в ТЭС:

$$\Delta W_a^{A-C} = \Delta W_a^{TP} \cdot \frac{W_a^{B-C}}{W_a^{TP}}; \quad (54)$$

$$\Delta W_p^{A-C} = \Delta W_p^{TP} \cdot \frac{W_p^{B-C}}{W_p^{TP}}; \quad (55)$$

7) если данные о величине выдачи (отдачи) реактивной энергии субъекту С из сети субъекта В за расчетный период по показаниям средств расчетного учета реактивной электрической энергии получить невозможно, то указанная величина рассчитывается по формуле, квар·ч:

$$W_p^{B-C} = W_a^{B-C} \cdot tg\varphi, \quad (56)$$

где $tg \varphi$ выбирается из таблицы 6.4.

Приложение А

(рекомендуемое)

Примеры Порядка расчета

А.1 Пример 1

А.1.1 К шинам 110 кВ понижающей ПС 330/110/10 кВ подключен абонентский силовой двухобмоточный трансформатор 110 кВ номинальной мощностью 25 000 кВА, от шин низшего напряжения которого питается предприятие, работающее в две смены, средства КРМ отсутствуют.

От электрических сетей предприятия питаются два субабонента, характер нагрузки – мелкое производство, односменный режим работы, расчет за активную ЭЭ, средства КРМ отсутствуют.

Требуется рассчитать:

ЭСО – ТРЭТ в абонентском трансформаторе между точкой измерения и ГБП между ЭСО и абонентом, корректирующие поправки к учету ЭЭ, скорректированные данные учета ЭЭ.

Абоненту – относящуюся на субабонентов активную составляющую ТРЭТ от передачи ЭЭ по сетям предприятия.

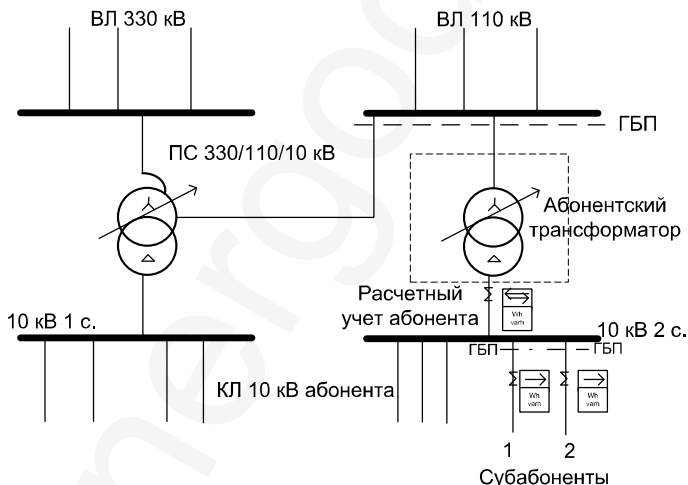


Рисунок А.1 – Общая схема энергообъектов

А.1.2 Пример Порядка расчета ТРЭТ для взаиморасчетов между ЭСО и абонентом

ОБРАЗЕЦ

Приложение № _____
к договору № _____
от «__» _____ 20__ г.

**Порядок расчета
технологического расхода электрической энергии
на ее транспортировку от точки расчетного учета до границы балансовой принадлежности энергоснабжающей организации, корректирующих поправок (ТКП 460-2017 (33240))**

(наименование абонента)

(наименование объекта, адрес)

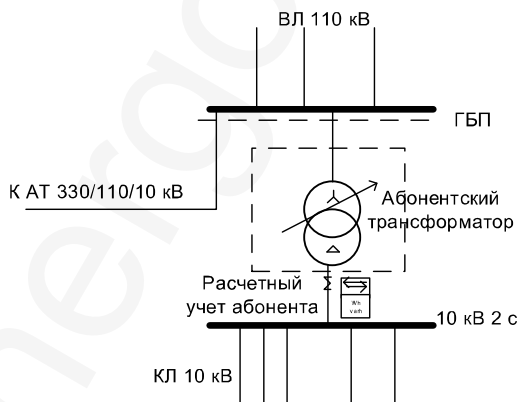


Рисунок А.2 – Расчетная схема

Таблица А.1 – Исходные данные

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Класс номинального напряжения трансформатора	кВ	U_{HT}
Потребление активной ЭЭ	кВт·ч	W_a
Потребление реактивной ЭЭ	квар·ч	W_p
Число часов в расчетном периоде	ч	T
Элементы схемы		
Двухобмоточный трансформатор		
Номинальная мощность	кВА	S_n
Активные потери холостого хода	кВт	ΔP_{xx}
Реактивные потери холостого хода	квар	ΔQ_{xx}
Активное сопротивление	Ом	R_T
Индуктивное сопротивление	Ом	X_T
Дополнительные сведения: 1) Реверс активной мощности невозможен, так как отсутствуют собственные источники. 2) Отсутствие средств КРМ.		

А.1.2.1 Порядок расчета

- 1) Реактивное потребление ЭЭ, квар·ч:

$$W_p = W_a \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (\text{A.1})$$

- 2) Постоянные технические потери (потери в стали) активной и реактивной ЭЭ в двухобмоточном трансформаторе, соответственно кВт·ч и квар·ч:

$$\Delta \bar{W}_a = T \cdot \Delta P_{xx}; \quad (\text{A.2})$$

$$\Delta \bar{W}_p = T \cdot \Delta Q_{xx}. \quad (\text{A.3})$$

- 3) Переменные технические потери активной и реактивной ЭЭ в двухобмоточном трансформаторе, соответственно кВт·ч и квар·ч:

$$\Delta \tilde{W}_a = \frac{W_a^2 + W_p^2}{T \cdot U_{HT}^2} \cdot R_T \cdot d \cdot 10^{-3}; \quad (\text{A.4})$$

$$\Delta \tilde{W}_p = \frac{W_a^2 + W_p^2}{T \cdot U_{HT}^2} \cdot X_T \cdot d \cdot 10^{-3}. \quad (\text{A.5})$$

- 4) Потери в трансформаторах тока 10 кВ ΔW_a^{TT} , кВт·ч, определяются по таблице 6.2. Потери в трансформаторах напряжения 10 кВ ΔW_a^{TH} , кВт·ч, определяются по таблице 6.3.

- 5) Активная составляющая ТРЭТ, кВт·ч, равна

$$\Delta W_a = \Delta \bar{W}_a + \Delta \tilde{W}_a + \Delta W_a^{TT} + \Delta W_a^{TH}. \quad (\text{A.6})$$

6) Реактивная составляющая ТРЭТ, квар·ч, равна

$$\Delta W_p = \Delta \tilde{W}_p + \Delta \tilde{W}'_p. \quad (\text{A.7})$$

7) Корректирующие поправки к данным активного и реактивного учета ЭЭ, соответственно кВт·ч и квар·ч:

$$\delta W_a = \Delta W_a; \quad (\text{A.8})$$

$$\delta W_p = \Delta W_p. \quad (\text{A.9})$$

8) Скорректированные данные активного и реактивного учета ЭЭ, соответственно кВт·ч и квар·ч:

$$W'_a = W_a + \delta W_a; \quad (\text{A.10})$$

$$W'_p = W_p + \delta W_p. \quad (\text{A.11})$$

9) Активная составляющая ТРЭТ без учета потерь холостого хода трансформатора, кВт·ч:

$$\Delta W'_a = \Delta \tilde{W}_a + \Delta W_a^{TT} + \Delta W_a^{TH}. \quad (\text{A.12})$$

10) Реактивная составляющая ТРЭТ без учета потерь холостого хода трансформатора, квар·ч:

$$\Delta W'_p = \Delta \tilde{W}'_p. \quad (\text{A.13})$$

А.1.2.2 Представление результатов расчета

Таблица А.2

Расчетный месяц: _____ года

Параметры	Единица измерения	Обозначение
ТРЭТ между точкой измерения ЭЭ и ГБП, активная составляющая	кВт·ч	ΔW_a
ТРЭТ между точкой измерения ЭЭ и ГБП, реактивная составляющая	квар·ч	ΔW_p
ТРЭТ между точкой измерения ЭЭ и ГБП без учета потерь холостого хода, активная составляющая	кВт·ч	$\Delta W'_a$
ТРЭТ между точкой измерения ЭЭ и ГБП без учета потерь холостого хода, реактивная составляющая	квар·ч	$\Delta W'_p$
Корректирующая поправка к данным учета – активная ЭЭ	кВт·ч	δW_a
Корректирующая поправка к данным учета – реактивная ЭЭ	квар·ч	δW_p
Данные учета потребления активной ЭЭ с учетом коррекции	кВт·ч	W'_a
Данные учета потребления реактивной ЭЭ с учетом коррекции	квар·ч	W'_p

А.1.2.3 Пример расчета с подстановкой числовых значений

Таблица А.3 – Исходные данные

Параметры	Единица измерения	Величина
Класс номинального напряжения трансформатора	кВ	110
Потребление активной ЭЭ	кВт·ч	7 000 000
Потребление реактивной ЭЭ	квар·ч	6 160 000
Число часов в расчетном периоде	ч	744
Элементы схемы		
Двухобмоточный трансформатор		
Номинальная мощность	кВА	25 000
Активные потери холостого хода	кВт	25
Реактивные потери холостого хода	квар	175
Активное сопротивление	Ом	2,54
Индуктивное сопротивление	Ом	55,5
Дополнительные сведения: 1) Реверс активной мощности невозможен, так как отсутствуют собственные источники. 2) Отсутствие средств КРМ.		

1) Реактивное потребление ЭЭ известно, расчет не требуется.

2) Постоянные технические потери (потери в стали) активной и реактивной ЭЭ в двухобмоточном трансформаторе, соответственно кВт·ч и квар·ч:

$$\Delta \bar{W}_a = T \cdot \Delta P_{xx} = 744 \cdot 25 = 18600 ;$$

$$\Delta \bar{W}_p = T \cdot \Delta Q_{xx} = 744 \cdot 175 = 130200 .$$

3) Переменные технические потери активной и реактивной ЭЭ в двухобмоточном трансформаторе, соответственно кВт·ч и квар·ч:

$$\Delta \tilde{W}_a = \frac{W_a^2 + W_p^2}{T \cdot U_{HT}^2} \cdot R_T \cdot d \cdot 10^{-3} = \frac{7000000^2 + 6160000^2}{744 \cdot 110^2} \cdot 2,54 \cdot 1,7 \cdot 10^{-3} = ;$$

$$= 41703$$

$$\Delta \tilde{W}_p = \frac{W_a^2 + W_p^2}{T \cdot U_{HT}^2} \cdot X_T \cdot d \cdot 10^{-3} = \frac{4800000^2 + 4224000^2}{744 \cdot 110^2} \cdot 55,5 \cdot 1,7 \cdot 10^{-3} =$$

$$= 911237,$$

где $d = 1,7$ (таблица 6.5, принято из условия преобладания нагрузки с режимом работы в две смены).

4) Потери в трансформаторах тока 10 кВ согласно таблице 6.2 $\Delta W_a^{TT} = 8,3$ кВт·ч, потери в трансформаторах напряжения 10 кВ согласно таблице 6.3 $\Delta W_a^{TH} = 158$ кВт·ч.

5) Активная составляющая ТРЭТ, кВт·ч, равна

$$\Delta W_a = \Delta \tilde{W}_a + \Delta \tilde{W}'_a + \Delta W_a^{TT} + \Delta W_a^{TH} = \\ = 18600 + 41703 + 8,3 + 158 = 60469$$

6) Реактивная составляющая ТРЭТ, квар·ч, равна

$$\Delta W_p = \Delta \tilde{W}_p + \Delta \tilde{W}'_p = 130200 + 911237 = 1041437 .$$

7) Корректирующие поправки к данным активного и реактивного учета ЭЭ (по таблице 7.1), соответственно кВт·ч и квар·ч:

$$\delta W_a = \Delta W_a = 60469 ;$$

$$\delta W_p = \Delta W_p = 1041437 .$$

8) Скорректированные данные активного и реактивного учета ЭЭ (по таблице 7.2), соответственно кВт·ч и квар·ч:

$$W'_a = W_a + \delta W_a = 7000000 + 60469 = 7060469 ;$$

$$W'_p = W_p + \delta W_p = 6160000 + 1041437 = 7201437 .$$

9) Активная составляющая ТРЭТ без учета потерь холостого хода трансформатора, кВт·ч:

$$\Delta W'_a = \Delta \tilde{W}'_a + \Delta W_a^{TT} + \Delta W_a^{TH} = 41703 + 8,3 + 158 = 41869 .$$

10) Реактивная составляющая ТРЭТ без учета потерь холостого хода трансформатора, квар·ч:

$$\Delta W'_p = \Delta \tilde{W}'_p = 911237 .$$

Таблица А.4 – Результаты расчета

Расчетный месяц: октябрь _____ года

Параметры	Единица измерения	Величина
ТРЭТ между точкой измерения ЭЭ и ГБП, активная составляющая	кВт·ч	60 469
ТРЭТ между точкой измерения ЭЭ и ГБП, реактивная составляющая	квар·ч	1 041 437
ТРЭТ между точкой измерения ЭЭ и ГБП без учета потерь холостого хода, активная составляющая	кВт·ч	41 869
ТРЭТ между точкой измерения ЭЭ и ГБП без учета потерь холостого хода, реактивная составляющая	квар·ч	911 237

Окончание таблицы А.4

Параметры	Единица измерения	Величина
Корректирующая поправка к данным учета –активная ЭЭ	кВт·ч	60 469
Корректирующая поправка к данным учета – реактивная ЭЭ	квар·ч	1 041 437
Данные учета потребления активной ЭЭ с учетом коррекции	кВт·ч	7 060 469
Данные учета потребления реактивной ЭЭ с учетом коррекции	квар·ч	7 201 437

А.1.3 Пример Порядка расчета ТРЭТ для взаиморасчетов между абонентом и субабонентом 1**ОБРАЗЕЦ**

Приложение № ____
к договору № ____
от «__» _____ 20__ г.

**Порядок расчета
относящейся на субабонента 1 активной составляющей ТРЭТ
от передачи электрической энергии по электрическим сетям абонента (ТКП 460-2017 (33240))**

(наименование абонента)

(наименование объекта, адрес)

Таблица А.5 – Исходные данные

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Поступление активной ЭЭ в трансформатор	кВт·ч	W_a
Поступление реактивной ЭЭ в трансформатор	квар·ч	W_p
Потребление активной ЭЭ субабонентом 1	кВт·ч	$W_a^{сб1}$
Потребление реактивной ЭЭ субабонентом 1	квар·ч	$W_p^{сб1}$

Окончание таблицы А.5

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Элементы схемы		
Двухобмоточный трансформатор		
ТРЭТ в трансформаторе без учета потерь холостого хода, активная составляющая	кВт·ч	$\Delta W_a'$
ТРЭТ в трансформаторе без учета потерь холостого хода, реактивная составляющая	квар·ч	$\Delta W_p'$
Примечание – ТРЭТ в трансформаторе – по данным ЭСО. В рассматриваемом случае в договоре электроснабжения нет пункта о необходимости компенсации абоненту части затрат, связанных с наличием потерь холостого хода трансформатора.		

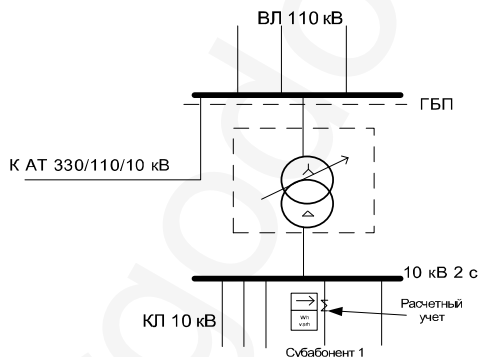


Рисунок А.3 – Расчетная схема

А.1.3.1 Порядок расчета

- 1) В ТЭС входит трансформатор 110 кВ номинальной мощностью 25 000 кВА.
- 2) Поступление ЭЭ (активная и реактивная составляющие) в ТЭС равно поступлению в трансформатор, соответственно кВт·ч и квар·ч:

$$W_a^{TP} = W_a ; \quad (\text{А.14})$$

$$W_p^{TP} = W_p . \quad (\text{А.15})$$

- 3) Относящаяся на субабонента 1 активная составляющая ТРЭТ в ТЭС, кВт·ч:

$$\Delta W_a^{TP(сб1)} = \Delta W_a' \cdot \frac{W_a^{сб1}}{W_a^{TP}} . \quad (\text{А.16})$$

4) Относящаяся на субабонента 1 реактивная составляющая ТРЭТ в ТЭС, квар·ч:

$$\Delta W_p^{TP(c61)} = \Delta W_p' \cdot \frac{W_p^{c61}}{W_p^{TP}} \quad (\text{A.17})$$

А.1.3.2 Представление результатов расчета

Таблица А.6

Расчетный месяц: _____ года

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Относящаяся на субабонента 1 активная составляющая ТРЭТ	кВт·ч	$\Delta W_a^{TP(c61)}$
Относящаяся на субабонента 1 реактивная составляющая ТРЭТ	квар·ч	$\Delta W_p^{TP(c61)}$

А.1.3.3 Пример расчета с подстановкой числовых значений

Таблица А.7 - Исходные данные

Параметры	Единица измерения	Величина
Поступление активной ЭЭ в трансформатор	кВт·ч	7 060 469
Поступление реактивной ЭЭ в трансформатор	квар·ч	7 201 437
Потребление активной ЭЭ субабонентом 1	кВт·ч	500 000
Потребление реактивной ЭЭ субабонентом 1	квар·ч	440 000
Элементы схемы		
Двухобмоточный трансформатор		
ТРЭТ в трансформаторе без учета потерь холостого хода, активная составляющая	кВт·ч	41 869
ТРЭТ в трансформаторе без учета потерь холостого хода, реактивная составляющая	квар·ч	911 237
Примечание – ТРЭТ в трансформаторе – по данным ЭСО. В рассматриваемом случае в договоре электроснабжения нет пункта о необходимости компенсации абоненту части затрат, связанных с наличием потерь холостого хода трансформатора.		

1) В ТЭС входит трансформатор 110 кВ номинальной мощностью 25 000 кВА.

2) Поступление ЭЭ (активная и реактивная составляющие) в ТЭС равно поступлению в трансформатор, соответственно кВт·ч и квар·ч:

$$W_a^{TP} = W_a = 7060469 ;$$

$$W_p^{TP} = W_p = 7201437 .$$

3) Относящаяся на субабонента 1 активная составляющая ТРЭТ в ТЭС, кВт·ч:

$$\Delta W_a^{TP(c61)} = \Delta W_a' \cdot \frac{W_a^{c61}}{W_a^{TP}} = 41869 \cdot \frac{500000}{7060469} = 2965 .$$

4) Относящаяся на субабонента 1 реактивная составляющая ТРЭТ в ТЭС, квар·ч:

$$\Delta W_p^{TP(c61)} = \Delta W_p' \cdot \frac{W_p^{c61}}{W_p^{TP}} = 911237 \cdot \frac{440000}{7201437} = 55676 .$$

Таблица А.8

Расчетный месяц: октябрь _____ года

Параметры	Единица измерения	Величина
Относящаяся на субабонента 1 активная составляющая ТРЭТ	кВт·ч	2 965
Относящаяся на субабонента 1 реактивная составляющая ТРЭТ	квар·ч	55 676

А.1.4 Пример Порядка расчета ТРЭТ для взаиморасчетов между абонентом и субабонентом 2

ОБРАЗЕЦ

Приложение № _____
к договору № _____
от «__» _____ 20__ г.

**Порядок расчета
относящейся на субабонента 2
активной составляющей ТРЭТ от передачи электрической энергии
по электрическим сетям абонента (ТКП 460-2017 (33240))**

(наименование абонента)

(наименование объекта, адрес)

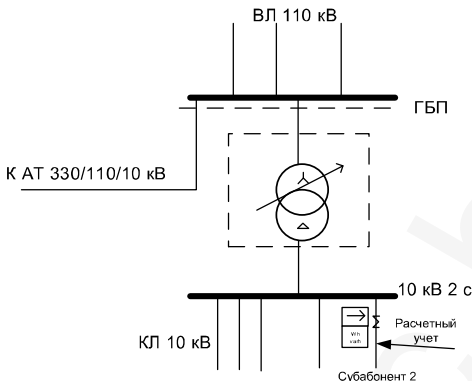


Рисунок А.4 – Расчетная схема

Таблица А.9 – Исходные данные

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Поступление активной ЭЭ в трансформатор	кВт·ч	W_a
Поступление реактивной ЭЭ в трансформатор	квар·ч	W_p
Потребление активной ЭЭ субабонентом 2	кВт·ч	$W_a^{сб2}$
Элементы схемы		
Двухобмоточный трансформатор		
ТРЭТ в трансформаторе без учета потерь холостого хода, активная составляющая	кВт·ч	$\Delta W_a'$
ТРЭТ в трансформаторе без учета потерь холостого хода, реактивная составляющая	квар·ч	$\Delta W_p'$
Дополнительные сведения: у субабонента 2 характер нагрузки – мелкомоторное производство, без КРМ		
Примечание – ТРЭТ в трансформаторе – по данным ЭСО. В рассматриваемом случае в договоре электроснабжения нет пункта о необходимости компенсации абоненту части затрат, связанных с наличием потерь холостого хода трансформатора.		

А.1.4.1 Порядок расчета

1) Потребление реактивной ЭЭ субабонентом 2, квар·ч:

$$W_p = W_a \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (\text{A.18})$$

2) В ТЭС входит трансформатор 110 кВ номинальной мощностью 25 000 кВА.

3) Поступление ЭЭ (активная и реактивная составляющие) в ТЭС равно поступлению в трансформатор, кВт·ч и квар·ч:

$$W_a^{TP} = W_a; \quad (\text{A.19})$$

$$W_p^{TP} = W_p. \quad (\text{A.20})$$

4) Относящаяся на субабонента 2 активная составляющая ТРЭТ от передачи ЭЭ субабоненту 2, кВт·ч:

$$\Delta W_a^{TP(c62)} = \Delta W_a' \cdot \frac{W_a^{c62}}{W_a^{TP}}. \quad (\text{A.21})$$

5) Относящаяся на субабонента 2 реактивная составляющая ТРЭТ от передачи ЭЭ субабоненту 2, квар·ч:

$$\Delta W_p^{TP(c62)} = \Delta W_p' \cdot \frac{W_p^{c62}}{W_p^{TP}}. \quad (\text{A.22})$$

А.1.4.2 Представление результатов расчета

Таблица А.10

Расчетный месяц: _____ года

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Относящаяся на субабонента 2 активная составляющая ТРЭТ	кВт·ч	$\Delta W_a^{TP(c62)}$
Относящаяся на субабонента 2 реактивная составляющая ТРЭТ	квар·ч	$\Delta W_p^{TP(c62)}$

А.1.4.3 Пример расчета с подстановкой числовых значений**Таблица А.11 – Исходные данные**

Параметры	Единица измерения	Величина
Поступление активной ЭЭ в трансформатор	кВт·ч	7 060 469
Поступление реактивной ЭЭ в трансформатор	квар·ч	7 201 437
Потребление активной ЭЭ субабонентом 2	кВт·ч	600 000
Элементы схемы		
Двухобмоточный трансформатор		
ТРЭТ в трансформаторе без учета потерь холостого хода, активная составляющая	кВт·ч	41 869
ТРЭТ в трансформаторе без учета потерь холостого хода, реактивная составляющая	квар·ч	911 237
Дополнительные сведения: у субабонента 2 характер нагрузки – мелкомоторное производство, без КРМ.		
Примечание – ТРЭТ в трансформаторе – по данным ЭСО. В рассматриваемом случае в договоре электроснабжения нет пункта о необходимости компенсации абоненту части затрат, связанных с наличием потерь холостого хода трансформатора.		

- 1) Потребление реактивной ЭЭ субабонентом 2, квар·ч:

$$W_p = W_a \cdot \operatorname{tg} \varphi = 600000 \cdot 0,88 = 528000,$$

где $\operatorname{tg} \varphi = 0,88$ (таблица 6.4).

- 2) В ТЭС входит трансформатор 110 кВ номинальной мощностью 25 000 кВА.

- 3) Поступление ЭЭ (активная и реактивная составляющие) в ТЭС равно поступлению в трансформатор, кВт·ч и квар·ч:

$$W_a^{TP} = W_a = 7060469 ;$$

$$W_p^{TP} = W_p = 7201437 .$$

- 4) Относящаяся на субабонента 2 активная составляющая ТРЭТ от передачи ЭЭ субабоненту 2, кВт·ч:

$$\Delta W_a^{TP(c62)} = \Delta W_a' \cdot \frac{W_a^{c62}}{W_a^{TP}} = 41869 \cdot \frac{600000}{7060469} = 3558 .$$

- 5) Относящаяся на субабонента 2 реактивная составляющая ТРЭТ от передачи ЭЭ субабоненту 2, квар·ч:

$$\Delta W_p^{TP(c62)} = \Delta W_p' \cdot \frac{W_p^{c62}}{W_p^{TP}} = 911237 \cdot \frac{528000}{7201437} = 66811.$$

Таблица А.12

Расчетный месяц: октябрь _____ года

Параметры	Единица измерения	Величина
Относящаяся на субабонента 2 активная составляющая ТРЭТ	кВт·ч	3558
Относящаяся на субабонента 2 реактивная составляющая ТРЭТ	квар·ч	66 811

А.2 Пример 2

А.2.1 Имеется два абонента одной ЭСО: абонент 1 и абонент 2. При этом абонент 2 получает электроснабжение транзитом через электрические сети абонента 1.

От центра питания 110 кВ одноцепной линией 110 кВ (марка провода АС-240, длина 12 км) запитана однострансформаторная ПС 110/10 кВ, трехобмоточный трансформатор мощностью 40 000 кВА. Данная ПС относится к абоненту 1. ГБП между ЭСО и абонентом 1 находится на шинах 110 кВ указанной ПС. Точка расчетного учета электроэнергии – в ячейке линии 110 кВ на питающей ПС.

От шин 10 кВ указанной ПС в числе прочих абонентских кабельных линий 10 кВ отходят две КЛ (КЛ-1 и КЛ-2) 10 кВ (длина – 3 км, сечение кабеля с бумажной изоляцией с алюминиевыми жилами – 120 мм², среднее число соединительных муфт на 1 км – до 4 шт., и эти КЛ питают ТП 10/0,38 кВ, относящуюся к абоненту 2). Точки измерения ЭЭ находятся на вводах 10 кВ в ТП 10/0,38 кВ. Нагрузка абонента 2 относится к категории мелкомоторного производства, работа в три смены.

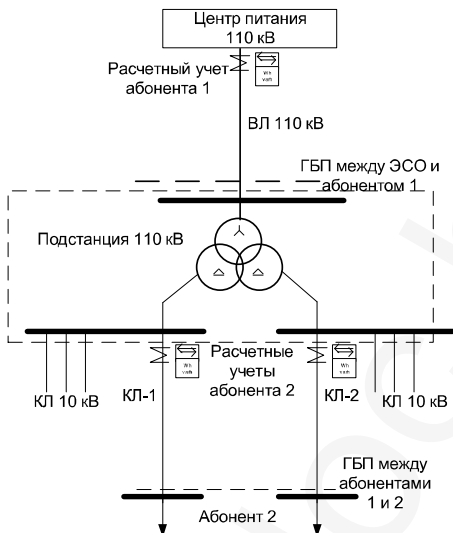


Рисунок А.5 – Общая схема объектов

Требуется рассчитать:

ЭСО – ТРЭТ в линии 110 кВ между точкой измерения и ГБП ЭСО с абонентом, корректирующие поправки к расчетному учету ЭЭ, скорректированные данные расчетного учета ЭЭ.

Абоненту – ТРЭТ в трансформаторе и относящиеся на абонента 2 потери от транзитных перетоков ЭЭ, ТРЭТ в кабелях 10 кВ между точками расчетного учета ЭЭ и ГБП между абонентом 1 и абонентом 2, корректирующие поправки к учету ЭЭ, скорректированные данные расчетных учетов ЭЭ между абонентом 1 и абонентом 2.

А.2.2 Пример Порядка расчета ТРЭТ для взаиморасчетов между ЭСО и абонентом

ОБРАЗЕЦ

Приложение № _____
к договору № _____
от «__» _____ 20__ г.

**Порядок расчета
технологического расхода электроэнергии
на ее транспортировку от точки расчетного учета до границы балансовой принадлежности энергоснабжающей организации, корректирующих поправок, скорректированных данных расчетного учета электрической энергии, ТРЭТ в ТЭС
(ТКП 460-2017 (33240))**

Таблица А.13 – Исходные данные

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Число часов в расчетном периоде	ч	T
Номинальное напряжение ВЛ	кВ	$U_{нл}$
Класс номинального напряжения трансформатора	кВ	$U_{нТ}$
Данные учета ЭЭ по ВЛ 110 кВ		
Потребление активной ЭЭ	кВт·ч	W_a
Потребление реактивной ЭЭ	квар·ч	W_p
Выдача (отдача) активной ЭЭ	кВт·ч	W_a^{om}
Выдача (отдача) реактивной ЭЭ	квар·ч	W_p^{om}
Максимум активной мощности потребления	кВт	P_{max}
Максимум активной мощности выдачи (отдачи)	кВт	P_{max}^{om}
Число часов потребления активной мощности в расчетном периоде	ч	$T_{\alpha}^{пр}$
Число часов выдачи (отдачи) активной мощности в расчетном периоде	ч	T_{α}^{om}
Число часов потребления реактивной мощности в расчетном периоде	ч	$T_p^{пр}$

Окончание таблицы А.13

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Число часов выдачи (отдачи) реактивной мощности в расчетном периоде	ч	T_p^{om}
Элементы схемы		
ВЛ 110 кВ		
Длина	км	L_n
Удельное активное сопротивление линии (по справочнику)	Ом/км	r_0
Удельное индуктивное сопротивление линии (по справочнику)	Ом/км	x_0
Удельная зарядная мощность линии (по справочнику)	квар/км	q_{30}
Абонентский трансформатор		
Номинальная мощность	кВА	S_n
Активные потери мощности холостого хода трансформатора	кВт	ΔP_{xx}
Реактивные потери мощности холостого хода трансформатора	квар	ΔQ_{xx}
Активное сопротивление двухобмоточного трансформатора той же S_n	Ом	R_m
Реактивное сопротивление двухобмоточного трансформатора той же S_n	Ом	X_m
Дополнительные сведения: имеются собственные энергоисточники, возможны выдача ЭЭ в сеть ЭСО и режим реверса активной мощности в участке между точкой измерения ЭЭ и ГБП.		

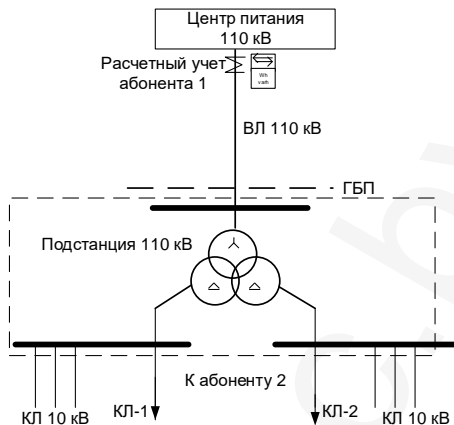


Рисунок А.6 – Расчетная схема

А.2.2.1 Порядок расчета:

- 1) Активное сопротивление ВЛ 110 кВ, Ом: $R_n = r_0 \cdot L_n$.
- 2) Индуктивное сопротивление ВЛ 110 кВ, Ом: $X_n = x_0 \cdot L_n$.
- 3) Зарядная мощность линии, квар: $Q_3 = q_3 \cdot L_n$.
- 4) Потери на корону в ВЛ 110 кВ, кВт·ч: $\Delta W_{\text{кор}} = 0$ (в ВЛ 110 кВ данные потери допускается не учитывать, соответственно принимаются равными 0 (нулю)).
- 5) Потери в трехфазной группе ТТ 110 кВ, кВт·ч, $\Delta W_a^{\text{ТТ}}$ определяются по таблице 6.2. Потери в трехфазной группе ТН 110 кВ, кВт·ч, $\Delta W_a^{\text{ТН}}$ определяются по таблице 6.3.
- 6) Постоянные потери в ВЛ, кВт·ч и квар·ч:

$$\Delta \bar{W}_a^n = \Delta W_{\text{кор}} + \Delta W_a^{\text{ТТ}} + \Delta W_a^{\text{ТН}}, \quad (\text{A.23})$$

$$\Delta \bar{W}_p^n = -Q_3 \cdot T. \quad (\text{A.24})$$

- 7) Коэффициенты заполнения графика нагрузки при потреблении (приеме) и выдаче (отдаче) ЭЭ соответственно:

$$k_3^{np}_a = \frac{W_a}{P_{\text{max}} \cdot T_a^{np}}, \quad (\text{A.25})$$

$$k_3^{om}_a = \frac{W_a^{om}}{P_{\text{max}} \cdot T_a^{om}}. \quad (\text{A.26})$$

8) Дисперсионные коэффициенты при потреблении (приеме) и выдаче (отдаче) ЭЭ соответственно:

$$d^{np} = \frac{1 + 2 \cdot k_3^{np}}{3 \cdot k_3^{np}}, \quad (\text{A.27})$$

$$d^{om} = \frac{1 + 2 \cdot k_3^{om}}{3 \cdot k_3^{om}}. \quad (\text{A.28})$$

9) Полная (кажущаяся) ЭЭ, кВА. Если в течение расчетного периода потоки активной и реактивной мощности всегда были однонаправленными, то полная (кажущаяся) ЭЭ определяется следующим образом:

при потреблении (приеме):

$$W = \sqrt{W_a^2 + W_p^2}; \quad (\text{A.29})$$

при выдаче (отдаче):

$$W^{om} = \sqrt{(W_a^{om})^2 + (W_p^{om})^2}. \quad (\text{A.30})$$

Если в течение расчетного периода потоки активной и реактивной мощности в отдельных режимах имели разное направление, то полная (кажущаяся) ЭЭ определяется следующим образом:

при потреблении (приеме):

$$W = W_a \cdot (1 + tg^2 \varphi); \quad (\text{A.31})$$

при выдаче (отдаче):

$$W^{om} = W_a^{om} \cdot (1 + tg^2 \varphi); \quad (\text{A.32})$$

где $tg \varphi$:

$$tg \varphi = \begin{cases} 0,75, & \text{если } U_{\text{НОМ}} \geq 1 \text{ кВ} \\ 0,62, & \text{если } U_{\text{НОМ}} < 1 \text{ кВ} \end{cases}. \quad (\text{A.33})$$

10) Переменные технические потери активной и реактивной ЭЭ в ВЛ 110 кВ составят:

потери активной ЭЭ при потреблении (приеме) активной ЭЭ, кВт·ч:

$$\Delta \tilde{W}_a^{np(\Pi)} = \frac{(W)^2 \cdot R_{\Pi} \cdot d^{np} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{нл}}^2 \cdot T_a^{np}}; \quad (\text{A.34})$$

потери активной ЭЭ при выдаче (отдаче) активной ЭЭ, кВт·ч:

$$\Delta \tilde{W}_a^{om(\Pi)} = \frac{(W^{om})^2 \cdot R_{\Pi} \cdot d^{om} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{нл}}^2 \cdot T_a^{om}}; \quad (\text{A.35})$$

потери реактивной ЭЭ при потреблении (приеме) реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta \tilde{W}_p^{np(\Pi)} = \frac{(W)^2 \cdot X_{\Pi} \cdot d^{np} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{нл}}^2 \cdot T_p^{np}}; \quad (\text{A.36})$$

потери реактивной ЭЭ при выдаче (отдаче) реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta \tilde{W}_p^{om(\Pi)} = \frac{(W^{om})^2 \cdot X_{\Pi} \cdot d^{om} \cdot 10^{-3}}{U_{нп}^2 \cdot T_p^{om}}. \quad (\text{A.37})$$

11) ТРЭТ (активная и реактивная составляющие) в ВЛ 110 кВ при отсутствии реверса активной мощности, соответственно кВт·ч и квар·ч:

$$\Delta W_a^n = \Delta \bar{W}_a^n + \Delta \tilde{W}_a^n; \quad (\text{A.38})$$

$$\Delta W_p^n = \Delta \bar{W}_p^n + \Delta \tilde{W}_p^n. \quad (\text{A.39})$$

Если был реверс активной мощности, то потери в ВЛ 110 кВ делятся на потери от потребления и потери от выдачи (отдачи) ЭЭ.

12) Постоянные потери активной ЭЭ в ВЛ 110 кВ при потреблении активной ЭЭ, кВт·ч:

$$\Delta \bar{W}_a^{np(\Pi)} = \Delta \bar{W}_a^n \cdot \frac{T_a^{np}}{T}. \quad (\text{A.40})$$

13) Активная составляющая ТРЭТ в ВЛ 110 кВ при потреблении из сети активной ЭЭ, кВт·ч:

$$\Delta W_a^{np(\Pi)} = \Delta \bar{W}_a^{np(\Pi)} + \Delta \tilde{W}_a^{np(\Pi)}. \quad (\text{A.41})$$

14) Постоянные потери активной ЭЭ в ВЛ 110 кВ при выдаче (отдаче) в сеть активной ЭЭ, кВт·ч:

$$\Delta \bar{W}_a^{om(\Pi)} = \Delta \bar{W}_a^n - \bar{W}_a^{np(\Pi)}. \quad (\text{A.42})$$

15) Активная составляющая ТРЭТ в ВЛ 110 кВ при выдаче (отдаче) в сеть активной ЭЭ, кВт·ч:

$$\Delta W_a^{om(\Pi)} = \Delta \bar{W}_a^{om(\Pi)} + \Delta \tilde{W}_a^{om(\Pi)}. \quad (\text{A.43})$$

16) Постоянные потери реактивной ЭЭ в ВЛ 110 кВ при потреблении реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta \bar{W}_p^{np(\Pi)} = \Delta \bar{W}_p^n \cdot \frac{T_p^{np}}{T}. \quad (\text{A.44})$$

17) Реактивная составляющая ТРЭТ в ВЛ 110 кВ при потреблении из сети реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta W_p^{np(\Pi)} = \Delta \bar{W}_p^{np(\Pi)} + \Delta \tilde{W}_p^{np(\Pi)}. \quad (\text{A.45})$$

18) Постоянные потери реактивной ЭЭ в ВЛ 110 кВ при выдаче (отдаче) в сеть реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta \bar{W}_p^{om(\Pi)} = \Delta \bar{W}_p^n - \Delta \bar{W}_p^{np(\Pi)}. \quad (\text{A.46})$$

19) Реактивная составляющая ТРЭТ в ВЛ 110 кВ при выдаче (отдаче) в сеть реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta W_p^{om(\Pi)} = \Delta \bar{W}_p^{om(\Pi)} + \Delta \tilde{W}_p^{om(\Pi)}. \quad (\text{A.47})$$

20) Корректирующие поправки для данных учета электроэнергии с учетом составляющих ТРЭТ для разных случаев наличия или отсутствия реверса активной и реактивной мощности сведены в таблицу А.14.

21) Приведенные (скорректированные) значения данных учета активной и реактивной ЭЭ сведены в таблицу А.15.

Таблица А.14

Условия	Корректирующие поправки для данных учета ЭЭ			
	потребление активной ЭЭ за расчетный период, кВт·ч	Потребление реактивной ЭЭ за расчетный период, квар·ч	Выдача (отдача) активной ЭЭ в сеть за расчетный период, кВт·ч	Выдача (отдача) реактивной ЭЭ в сеть за расчетный период, квар·ч
При отсутствии реверса активной мощности	$\delta W_a = \Delta W_a^n$	$\delta W_p = \Delta W_p^n$	$\delta W_a^{om} = 0$	$\delta W_p^{om} = 0$
При наличии реверса активной мощности	$\delta W_a = \Delta W_a^{np(\Pi)}$	$\delta W_p = \Delta W_p^{np(\Pi)}$	$\delta W_a^{om} = \Delta W_a^{om(\Pi)}$	$\delta W_p^{om} = \Delta W_p^{om(\Pi)}$

Таблица А.15

Условия	Корректируемые данные учета ЭЭ			
	Потребление активной ЭЭ за расчетный период, кВт·ч	Потребление реактивной ЭЭ за расчетный период, квар·ч	Выдача (отдача) активной ЭЭ в сеть за расчетный период, кВт·ч	Выдача (отдача) реактивной ЭЭ в сеть за расчетный период, квар·ч
При отсутствии реверса активной мощности	$W_a' = W_a - \delta W_a$	$W_p' = W_p - \delta W_p$	$\delta W_a^{om} = 0$	$\delta W_p^{om} = 0$
При наличии реверса активной мощности	$W_a' = W_a - \delta W_a$	$W_p' = W_p - \delta W_p$	$\delta W_a^{om} = W_a^{om} + \delta W_a^{om}$	$\delta W_p^{om} = W_p^{om} + \delta W_p^{om}$

А.2.2.2 Представление результатов расчета

Таблица А.16

Расчетный месяц: _____ года

Параметры	Единица измерения	Обозначение
ТРЭТ между точкой измерения ЭЭ и ГБП, активная составляющая	кВт·ч	ΔW_a
ТРЭТ между точкой измерения ЭЭ и ГБП, реактивная составляющая	квар·ч	ΔW_p
Корректирующая поправка к данным учета – активная ЭЭ, потребление	кВт·ч	δW_a
Корректирующая поправка к данным учета – реактивная ЭЭ, потребление	квар·ч	δW_p
Корректирующая поправка к данным учета – активная ЭЭ, выдача (отдача)	кВт·ч	δW_a^{om}
Корректирующая поправка к данным учета – реактивная ЭЭ, выдача (отдача)	квар·ч	δW_p^{om}
Данные учета потребления активной ЭЭ с учетом коррекции	кВт·ч	W'_a
Данные учета потребления реактивной ЭЭ с учетом коррекции	квар·ч	W'_p
Данные учета потребления активной ЭЭ – выдача (отдача) с учетом коррекции	кВт·ч	W'_a^{om}
Данные учета потребления реактивной ЭЭ – выдача (отдача) с учетом коррекции	квар·ч	W'_p^{om}
Примечание – При отсутствии реверса активной мощности из таблицы исключаются строки, соответствующие δW_p^{om} , δW_p^{om} , W'_a^{om} , W'_p^{om} . При наличии реверса активной мощности из таблицы исключаются строки, соответствующие ΔW_a , ΔW_p .		

А.2.2.3 Пример расчета с подстановкой числовых значений

Таблица А.17 – Исходные данные

Параметры	Единица измерения	Величина
Число часов в расчетном периоде	ч	744
Номинальное напряжение ВЛ	кВ	110
Класс номинального напряжения трансформатора	кВ	110
Данные учета ЭЭ по ВЛ 110 кВ		
Потребление активной ЭЭ	кВт·ч	10 000 000
Потребление реактивной ЭЭ	квар·ч	5 000 000

Окончание таблицы А.17

Параметры	Единица измерения	Величина
Выдача (отдача) активной ЭЭ	кВт·ч	500 000
Выдача (отдача) реактивной ЭЭ	квар·ч	250 000
Максимум активной мощности потребления	кВт	25 000
Максимум активной мощности выдачи (отдачи)	кВт	5000
Число часов потребления активной мощности в расчетном периоде	ч	600
Число часов выдачи (отдачи) активной мощности в расчетном периоде	ч	144
Число часов потребления реактивной мощности в расчетном периоде	ч	600
Число часов выдачи (отдачи) реактивной мощности в расчетном периоде	ч	144
Элементы схемы		
ВЛ 110 кВ		
Длина	км	12
Удельное активное сопротивление линии (по справочнику)	Ом/км	0,130
Удельное индуктивное сопротивление линии (по справочнику)	Ом/км	0,401
Удельная зарядная мощность линии (по справочнику)	квар/км	38
Абонентский трансформатор		
Номинальная мощность	кВА	40 000
Активные потери мощности холостого хода трансформатора	кВт	200
Реактивные потери мощности холостого хода трансформатора	квар	240
Активное сопротивление двухобмоточного трансформатора той же S_n	Ом	1,46
Реактивное сопротивление двухобмоточного трансформатора той же S_n	Ом	38,4
Дополнительные сведения:		
1) Имеются собственные энергоисточники, возможны выдача ЭЭ в сеть ЭСО и режим реверса активной мощности в участке между точкой измерения ЭЭ и ГБП.		
2) Потoki активной и реактивной мощности в течение расчетного периода односторонние.		

1) Активное сопротивление ВЛ 110 кВ, Ом:

$$R_{\Pi} = r_0 \cdot L_{\Pi} = 0,13 \cdot 12 = 1,56.$$

2) Индуктивное сопротивление ВЛ 110 кВ, Ом:

$$X_{\Pi} = r_0 \cdot L_{\Pi} = 0,401 \cdot 12 = 4,812.$$

3) Зарядная мощность линии, квар:

$$Q_3 = q_3 \cdot L_{\Pi} = 38 \cdot 12 = 456.$$

4) Потери на корону в ВЛ 110 кВ, кВт·ч: $\Delta W_{\text{кор}} = 0$.

5) Потери в трехфазной группе ТТ 110 кВ: $\Delta W_{\text{аТТ}} = 91,7$ кВт·ч, потери в трехфазной группе ТН 110 кВ: $\Delta W_{\text{аТН}} = 917$ кВт·ч.

6) Постоянные потери в ВЛ, кВт·ч и квар·ч:

$$\Delta \bar{W}_a^n = \Delta W_{\text{кор}} + \Delta W_{\text{аТТ}} + \Delta W_{\text{аТН}} = 0 + 91,7 + 917 = 1009;$$

$$\Delta \bar{W}_p^n = -Q_3 \cdot T = -456 \cdot 744 = -339264.$$

7) Коэффициенты заполнения графика нагрузки при потреблении (приеме) и выдаче (отдаче) ЭЭ соответственно:

$$k_3^{np} = \frac{W_a}{P_{\text{max}} \cdot T_a^{np}} = \frac{10000000}{25000 \cdot 600} = 0,667,$$

$$k_3^{om} = \frac{W_a^{om}}{P_{\text{max}} \cdot T_a^{om}} = \frac{500000}{5000 \cdot 144} = 0,694.$$

8) Дисперсионные коэффициенты при потреблении (приеме) и выдаче (отдаче) ЭЭ соответственно:

$$d^{np} = \frac{1 + 2 \cdot k_3^{np}}{3 \cdot k_3^{np}} = \frac{1 + 2 \cdot 0,667}{3 \cdot 0,667} = 1,166,$$

$$d^{om} = \frac{1 + 2 \cdot k_3^{om}}{3 \cdot k_3^{om}} = \frac{1 + 2 \cdot 0,694}{3 \cdot 0,694} = 1,147.$$

9) Полная (кажущаяся) ЭЭ, кВА. Если в течение расчетного периода потоки активной и реактивной мощности всегда были однонаправленными, то полная (кажущаяся) ЭЭ определяется следующим образом:
при потреблении (приеме):

$$W = \sqrt{W_a^2 + W_p^2} = \sqrt{10000000^2 + 5000000^2} = 11180340;$$

при выдаче (отдаче):

$$W^{om} = \sqrt{500000^2 + 250000^2} = 559017.$$

10) Переменные технические потери активной и реактивной ЭЭ в ВЛ 110 кВ составят:

потери активной ЭЭ при потреблении (приеме) активной ЭЭ, кВт·ч:

$$\Delta \tilde{W}_a^{np(\Pi)} = \frac{(W)^2 \cdot R_{\Pi} \cdot d^{np} \cdot 10^{-3}}{U_{нп}^2 \cdot T_a^{np}} = \frac{11180340^2 \cdot 1,56 \cdot 1,166 \cdot 10^{-3}}{110^2 \cdot 600} = 31318;$$

потери активной ЭЭ при выдаче (отдаче) активной ЭЭ, кВт·ч:

$$\Delta \tilde{W}_a^{om(\Pi)} = \frac{(W^{om})^2 \cdot R_{\Pi} \cdot d^{om} \cdot 10^{-3}}{U_{нп}^2 \cdot T_a^{om}} = \frac{559017^2 \cdot 1,56 \cdot 1,147 \cdot 10^{-3}}{110^2 \cdot 144} = 321;$$

потери реактивной ЭЭ при потреблении (приеме) реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta \tilde{W}_p^{np(\Pi)} = \frac{(W)^2 \cdot X_{\Pi} \cdot d^{np} \cdot 10^{-3}}{U_{нп}^2 \cdot T_p^{np}} = \frac{11180340^2 \cdot 4,812 \cdot 1,166 \cdot 10^{-3}}{110^2 \cdot 600} = 96605;$$

потери реактивной ЭЭ при выдаче (отдаче) реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta \tilde{W}_p^{om(\Pi)} = \frac{(W^{om})^2 \cdot X_{\Pi} \cdot d^{om} \cdot 10^{-3}}{U_{нп}^2 \cdot T_p^{om}} = \frac{559017^2 \cdot 4,812 \cdot 1,147 \cdot 10^{-3}}{110^2 \cdot 144} = 990.$$

11) Постоянные потери активной ЭЭ в ВЛ 110 кВ при потреблении активной ЭЭ, кВт·ч:

$$\Delta \bar{W}_a^{np(\Pi)} = \Delta \bar{W}_a^{\Pi} \cdot \frac{T_a^{np}}{T} = 1009 \cdot \frac{600}{744} = 814.$$

12) Активная составляющая ТРЭТ в ВЛ 110 кВ при потреблении из сети активной ЭЭ, кВт·ч:

$$\Delta W_a^{np(\Pi)} = \Delta \tilde{W}_a^{np(\Pi)} + \Delta \tilde{W}_a^{np(\Pi)} = 814 + 31318 = 32132.$$

13) Постоянные потери активной ЭЭ в ВЛ 110 кВ при выдаче (отдаче) в сеть активной ЭЭ, кВт·ч:

$$\Delta \bar{W}_a^{om(\Pi)} = \Delta \bar{W}_a^{\Pi} - \bar{W}_a^{np(\Pi)} = 1009 - 814 = 195.$$

14) Активная составляющая ТРЭТ в ВЛ 110 кВ при выдаче (отдаче) в сеть активной ЭЭ, кВт·ч:

$$\Delta W_a^{om(\Pi)} = \Delta \bar{W}_a^{om(\Pi)} + \Delta \tilde{W}_a^{om(\Pi)} = 195 + 321 = 516.$$

15) Постоянные потери реактивной ЭЭ в ВЛ 110 кВ при потреблении реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta \bar{W}_p^{np(\Pi)} = \Delta \bar{W}_p^{\Pi} \cdot \frac{T_p^{np}}{T} = -339264 \cdot \frac{600}{744} = -273600.$$

16) Реактивная составляющая ТРЭТ в ВЛ 110 кВ при потреблении из сети реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta W_p^{np(\Pi)} = \Delta \bar{W}_p^{np(\Pi)} + \Delta \tilde{W}_p^{np(\Pi)} = -273600 + 96605 = -176995.$$

17) Постоянные потери реактивной ЭЭ в ВЛ 110 кВ при выдаче (отдаче) в сеть реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta \bar{W}_p^{om(\Pi)} = \Delta \bar{W}_p^{\Pi} - \Delta \bar{W}_p^{np(\Pi)} = -339264 - (-273600) = -65664.$$

18) Реактивная составляющая ТРЭТ в ВЛ 110 кВ при выдаче (отдаче) в сеть реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta W_p^{om(\Pi)} = \Delta \bar{W}_p^{om(\Pi)} + \Delta \tilde{W}_p^{om(\Pi)} = -65664 + 990 = -64674.$$

19) Корректирующие поправки для данных учета электроэнергии с учетом составляющих ТРЭТ при наличии реверса активной и реактивной мощности, соответственно кВт·ч и квар·ч:

$$\delta W_a = \Delta W_a^{np(\Pi)} = 32132;$$

$$\delta W_p = \Delta W_p^{np(\Pi)} = -176995;$$

$$\delta W_a^{om} = \Delta W_a^{om(\Pi)} = 516;$$

$$\delta W_p^{om} = \Delta W_p^{om(\Pi)} = -64674.$$

20) Скорректированные данные активного и реактивного учета ЭЭ, соответственно кВт·ч и квар·ч:

$$W'_a = W_a - \delta W_a = 10000000 - 32132 = 9967868;$$

$$W'_p = W_p + \delta W_p = 5000000 - (-176995) = 5176995;$$

$$W_a^{om} = W_a^{om} + \delta W_a^{om} = 500000 + 516 = 500516;$$

$$W_p^{om} = W_p^{om} + \delta W_p^{om} = 250000 + (-64674) = 185326.$$

Таблица А.18

Расчетный месяц: октябрь _____ года

Параметры	Единица измерения	Величина
Корректирующая поправка к данным учета – активная ЭЭ, потребление	кВт·ч	32 132
Корректирующая поправка к данным учета – реактивная ЭЭ, потребление	квар·ч	-176 995
Корректирующая поправка к данным учета – активная ЭЭ, выдача (отдача)	кВт·ч	516
Корректирующая поправка к данным учета – реактивная ЭЭ, выдача (отдача)	квар·ч	-64 674
Данные учета потребления активной ЭЭ с учетом коррекции	кВт·ч	9 967 868
Данные учета потребления реактивной ЭЭ с учетом коррекции	квар·ч	5 176 995

Окончание таблицы А.18

Параметры	Единица измерения	Величина
Данные учета потребления активной ЭЭ – выдача (отдача) с учетом коррекции	кВт·ч	500 516
Данные учета потребления реактивной ЭЭ – выдача (отдача) с учетом коррекции	квар·ч	185 326

А.2.3 Пример Порядка расчета ТРЭТ для взаиморасчетов между абонентом 1 и абонентом 2

ОБРАЗЕЦ

Приложение № _____
к договору № _____
от «__» _____ 20__ г.

**Порядок расчета
технологического расхода электроэнергии
на ее транспортировку от точки расчетного учета до границы балансовой принадлежности энергоснабжающей организации, корректирующих поправок, скорректированных данных расчетного учета электрической энергии, ТРЭТ от транзитных перетоков (ТКП 460-2017 (33240))**

Таблица А.19 – Исходные данные

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Число часов в расчетном периоде	ч	T
Данные от ЭСО		
Скорректированные с учетом потерь в ВЛ 110 кВ данные учета ЭЭ		
Потребление активной электроэнергии	кВт·ч	W'_a
Потребление реактивной электроэнергии	квар·ч	W'_p
Выдача (отдача) активной электроэнергии	кВт·ч	$W'_{a^{om}}$
Выдача (отдача) реактивной электроэнергии	квар·ч	$W'_{p^{om}}$
Результаты расчета от ЭСО		
Число часов потребления активной мощности в расчетном периоде	ч	T_a^{np}
Число часов потребления реактивной мощности в расчетном периоде	ч	T_p^{np}
Дисперсионный коэффициент при потреблении ЭЭ		σ^{np}
Данные учета ЭЭ по ВЛ 110 кВ		
Потребление активной ЭЭ	кВт·ч	W_a

Окончание таблицы А.19

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Потребление реактивной ЭЭ	квар·ч	W_p
Выдача (отдача) активной ЭЭ	кВт·ч	W_a^{om}
Выдача (отдача) реактивной ЭЭ	квар·ч	W_p^{om}
Максимум потребляемой активной мощности	кВт	P_{max}
Максимум активной мощности выдачи (отдачи)	кВт	P_{max}^{om}
Элементы схемы		
Абонентский трансформатор:		
Номинальное напряжение	кВ	U_{HT}
Номинальная мощность	кВА	S_H
Активные потери холостого хода трансформатора	кВт	ΔP_{xx}
Реактивные потери холостого хода трансформатора	квар	ΔQ_{xx}
Активное сопротивление двухобмоточного трансформатора такой же S_H	Ом	R_m
Реактивное сопротивление двухобмоточного трансформатора такой же S_H	Ом	X_m
Данные учета ЭЭ по абоненту 2		
1-я точка измерения (по КЛ-1)		
Потребление активной ЭЭ	кВт·ч	$W_a^{ab2_1}$
Потребление реактивной ЭЭ	квар·ч	$W_p^{ab2_1}$
2-я точка измерения (по КЛ-2)		
Потребление активной ЭЭ	кВт·ч	$W_a^{ab2_2}$
Потребление реактивной ЭЭ	квар·ч	$W_p^{ab2_2}$
Характер нагрузки абонента 2: мелкомоторное производство, режим работы – трехфазный.		

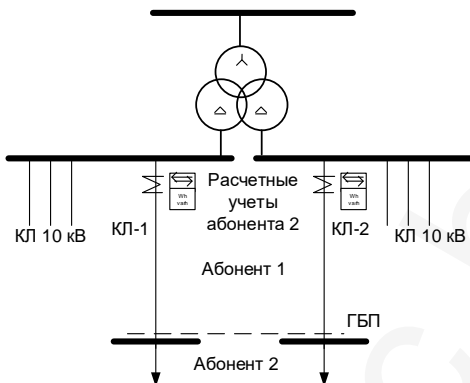


Рисунок А.7 – Расчетная схема

А.2.3.1 Порядок расчета

1) Расчет ТРЭТ в ТЭС и выделение доли ТРЭТ от транзитных потоков, относящихся на субабонента.

2) Краткое описание ТЭС: ТЭС включает в себя трехобмоточный трансформатор.

3) Потребление и выдача (отдача) активной и реактивной ЭЭ для трансформатора, соответственно кВт·ч, квар·ч, кВт·ч, квар·ч:

$$W_a^T = W_a'; W_p^T = W_p'; W_a^{om(T)} = W_a^{om}; W_p^{om(T)} = W_p^{om}.$$

4) При отсутствии точных данных величины потерь ΔW_a^T и ΔW_p^T в трехобмоточном трансформаторе определяются путем умножения соответствующих величин в двухобмоточном трансформаторе такой же мощности на коэффициент 1,5.

5) При необходимости учета постоянные технические потери (потери в стали) соответственно активной и реактивной ЭЭ в трехобмоточном трансформаторе (по таблице Б.4, б), кВт·ч и квар·ч:

$$\Delta W_a^T = T \cdot \Delta P_{xx}; \tag{A.48}$$

$$\Delta W_p^T = T \cdot \Delta Q_{xx}. \tag{A.49}$$

Если нет необходимости их учитывать в дальнейших расчетах, они принимаются равными 0 (нулю).

6) Для расчета переменных потерь (в меди) трансформатора принимаются те же значения коэффициентов заполнения графика нагрузки, дисперсий, времени потребления и времени выдачи (отдачи), что и для ВЛ 110 кВ.

7) Полная (кажущаяся) потребляемая ЭЭ, кВА. Если в течение расчетного периода потоки активной и реактивной мощности всегда были

однаправленными, то полная (кажущаяся) потребляемая ЭЭ определяется следующим образом:

$$W^T = \sqrt{(W_a^T)^2 + (W_p^T)^2}. \quad (\text{A.50})$$

Если в течение расчетного периода потоки активной и реактивной мощности в отдельных режимах имели разное направление, то полная (кажущаяся) потребляемая ЭЭ определяется следующим образом: при потреблении (приеме):

$$W^T = W_a^T \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi); \quad (\text{A.51})$$

где $\operatorname{tg} \varphi$:

$$\operatorname{tg} \varphi = \left\{ \begin{array}{l} 0,75, \text{ если } U_{\text{ном}} \geq 1 \text{ кВ} \\ 0,62, \text{ если } U_{\text{ном}} < 1 \text{ кВ} \end{array} \right\}. \quad (\text{A.52})$$

8) Переменные технические потери активной и реактивной ЭЭ в трехобмоточном трансформаторе составят (при использовании в расчете сопротивлений двухобмоточного трансформатора той же S_H): потери активной ЭЭ при отсутствии реверса активной мощности за расчетный период, кВт·ч:

$$\Delta \tilde{W}_a^T = 1,5 \cdot \frac{(W^T)^2 \cdot R_T \cdot d^{np} \cdot 10^{-3}}{U_{HT}^2 \cdot T}; \quad (\text{A.53})$$

при реверсе активной мощности в сети выделяются потери активной ЭЭ при потреблении активной ЭЭ, кВт·ч:

$$\Delta \tilde{W}_a^{np(T)} = 1,5 \cdot \frac{(W^T)^2 \cdot R_T \cdot d^{np} \cdot 10^{-3}}{U_{HT}^2 \cdot T_a^{np}}; \quad (\text{A.54})$$

потери реактивной ЭЭ при отсутствии реверса активной мощности за расчетный период, квар·ч:

$$\Delta \tilde{W}_p^T = 1,5 \cdot \frac{(W^T)^2 \cdot X_T \cdot d^{np} \cdot 10^{-3}}{U_{HT}^2 \cdot T}; \quad (\text{A.55})$$

при реверсе активной мощности в сети выделяются потери реактивной ЭЭ при потреблении активной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta \tilde{W}_p^{np(T)} = 1,5 \cdot \frac{(W^T)^2 \cdot X_T \cdot d^{np} \cdot 10^{-3}}{U_{HT}^2 \cdot T_p^{np}}. \quad (\text{A.56})$$

9) ТРЭТ (активная и реактивная составляющие) в трансформаторе при отсутствии реверса активной мощности, соответственно кВт·ч и квар·ч:

$$\Delta W_a^T = \Delta \bar{W}_a^T + \Delta \tilde{W}_a^T; \quad (\text{A.57})$$

$$\Delta W_p^T = \Delta \bar{W}_p^T + \Delta \tilde{W}_p^T. \quad (\text{A.58})$$

10) Если был реверс активной мощности, то в трансформаторе выделяются потери от потребления ЭЭ.

11) Постоянные потери активной ЭЭ в трансформаторе при потреблении активной ЭЭ, кВт·ч:

$$\Delta \bar{W}_a^{np(T)} = \Delta \bar{W}_a^T \cdot \frac{T^{np}}{T}. \quad (\text{A.59})$$

12) Активная составляющая ТРЭТ в трансформаторе при потреблении из сети активной ЭЭ, кВт·ч:

$$\Delta W_a^{np(T)} = \Delta \bar{W}_a^{np(T)} + \Delta \tilde{W}_a^{np(T)}. \quad (\text{A.60})$$

13) Постоянные потери реактивной ЭЭ в трансформаторе при потреблении реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta \bar{W}_p^{np(T)} = \Delta \bar{W}_p^T \cdot \frac{T^{np}}{T}. \quad (\text{A.61})$$

14) Реактивная составляющая ТРЭТ в трансформаторе при потреблении из сети реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta W_p^{np(T)} = \Delta \bar{W}_p^{np(T)} + \Delta \tilde{W}_p^{np(T)}. \quad (\text{A.62})$$

15) ТРЭТ от потребления ЭЭ в ТЭС:

а) активная составляющая, кВт·ч:

$$\Delta W_a^{Tr.Tr} = \begin{cases} \Delta W_a^T, & \text{если не было реверса активной мощности} \\ \Delta W_a^{np(T)}, & \text{если был реверс активной мощности} \end{cases}; \quad (\text{A.63})$$

б) реактивная составляющая, квар·ч:

$$\Delta W_p^{Tr.Tr} = \begin{cases} \Delta W_p^T, & \text{если не было реверса активной мощности} \\ \Delta W_p^{np(T)}, & \text{если был реверс активной мощности} \end{cases}. \quad (\text{A.64})$$

16) ТРЭТ от транзитных перетоков:

а) активная составляющая, кВт·ч:

$$\Delta W_a^{Tr} = \Delta W_a^{Tr.Tr} \cdot \frac{W_a^{a\delta 2_1} + W_a^{a\delta 2_2}}{W'_a}; \quad (\text{A.65})$$

б) реактивная составляющая, квар·ч:

$$\Delta W_p^{Tr} = \Delta W_p^{Tr.Tr} \cdot \frac{W_p^{a\delta 2_1} + W_p^{a\delta 2_2}}{W'_p}. \quad (\text{A.66})$$

17) Расчет ТРЭТ в участках сети между точками измерения ЭЭ и ГБП (КЛ-1 и КЛ-2 10 кВ):

а) i – индекс кабельной линии, $i = [1-2]$;

б) активное сопротивление i -ой КЛ 10 кВ, Ом: $R_i = r_0 \cdot L_{кли}$;

в) индуктивное сопротивление i -ой КЛ 10 кВ, Ом: $X_i = x_0 \cdot L_{кли}$.

18) Постоянные технические потери активной и реактивной ЭЭ в i -ой КЛ, соответственно кВт·ч и квар·ч, составят

$$\Delta \bar{W}_{a_i} = qz_{0_i} \cdot L_{кл_i} \cdot tg \delta \cdot T, \quad (A.67)$$

$$\Delta \bar{W}_{p_i} = -qz_{0_i} \cdot L_{кл_i} \cdot T, \quad (A.68)$$

где $tg \delta$ – тангенс угла диэлектрических потерь, по таблице 6.1 $tg \delta = 0,02$.

19) Потери в трехфазной группе ТТ 10 кВ $\Delta W_{aTT} = 8,3$ кВт·ч (по таблице 6.2), потери в трехфазной группе ТН 10 кВ $\Delta W_{aTH} = 158$ кВт·ч (по таблице 6.3).

20) Переменные технические потери активной и реактивной ЭЭ в i-ой КЛ 10 кВ, кВт·ч и квар·ч, составят:

$$\Delta \tilde{W}_{a_i} = \frac{(W_a^{a\delta 2_i})^2 + (W_p^{a\delta 2_i})^2}{T \cdot U_{нл}^2} \cdot R_i \cdot d \cdot 10^{-3}; \quad (A.69)$$

$$\Delta \tilde{W}_{p_i} = \frac{(W_a^{a\delta 2_i})^2 + (W_p^{a\delta 2_i})^2}{T \cdot U_{нл}^2} \cdot X_i \cdot d \cdot 10^{-3}. \quad (A.70)$$

21) ТРЭТ в участке сети между i-ой точкой измерения ЭЭ и ГБП:

а) активная составляющая, кВт·ч:

$$\Delta W_{a_i} = \Delta \bar{W}_{a_i} + \Delta \tilde{W}_{a_i} + \Delta W_{aTT}; \quad (A.71)$$

б) реактивная составляющая, квар·ч:

$$\Delta W_{p_i} = \Delta \bar{W}_{p_i} + \Delta \tilde{W}_{p_i}. \quad (A.72)$$

21) Корректирующие поправки для данных учета электроэнергии с учетом составляющих ТРЭТ сведены в таблицу А.19.

22) Приведенные (скорректированные) значения данных учета активной и реактивной ЭЭ сведены в таблицу А.20.

А.2.3.2 Представление результатов расчета

Таблица А.20

Расчетный месяц: _____ года

Параметры	Единица измерения	Обозначение	
		Точка измерения № 1	Точка измерения № 2
ТРЭТ между точкой измерения ЭЭ и ГБП, активная составляющая	кВт·ч	ΔW_{a1}	ΔW_{a2}
ТРЭТ между точкой измерения ЭЭ и ГБП, реактивная составляющая	квар·ч	ΔW_{p1}	ΔW_{p2}
Корректирующая поправка к данным учета – активная ЭЭ	кВт·ч	δW_{a1}	δW_{a2}
Корректирующая поправка к данным учета – реактивная ЭЭ	квар·ч	δW_{p1}	δW_{p2}

Окончание таблицы А.20

Параметры	Единица измерения	Обозначение	
		Точка измерения № 1	Точка измерения № 2
Данные учета потребления активной ЭЭ с учетом коррекции	кВт·ч	W_a^{a621}	W_a^{a622}
Данные учета потребления реактивной ЭЭ с учетом коррекции	квар·ч	W_p^{a621}	W_p^{a622}
ТРЭТ от транзитных перетоков, активная составляющая	кВт·ч	ΔW_a^{Tp}	
ТРЭТ от транзитных перетоков, реактивная составляющая	квар·ч	ΔW_p^{Tp}	

Таблица А.21

Точки измерения	Корректирующие поправки к данным учета ЭЭ	
	потребление активной ЭЭ за расчетный период, кВт·ч	потребление реактивной ЭЭ в сеть за расчетный период, квар·ч
№1 – точка измерения на КЛ-1	$\delta W_{a1} = \Delta W_{a1}$	$\delta W_{p1} = \Delta W_{p1}$
№2 – точка измерения на КЛ-2	$\delta W_{a2} = \Delta W_{a2}$	$\delta W_{p2} = \Delta W_{p2}$

Таблица А.22

Точки измерения	Корректируемые данные учета ЭЭ за расчетный период	
	активное потребление, кВт·ч	реактивное потребление, квар·ч
№1 – точка измерения на КЛ-1	$W_a^{a621} = W_a^{a621} - \delta W_{a1}$	$W_p^{a621} = W_p^{a621} - \delta W_{p1}$
№2 – точка измерения на КЛ-2	$W_a^{a622} = W_a^{a622} - \delta W_{a2}$	$W_p^{a622} = W_p^{a622} - \delta W_{p2}$

А.2.3.3 Пример расчета с подстановкой числовых значений**Таблица А.23 – Исходные данные**

Параметры	Единица измерения	Величина
Число часов в расчетном периоде	ч	744
Данные от ЭСО		
Скорректированные с учетом потерь в ВЛ 110 кВ данные учета ЭЭ		
Потребление активной электроэнергии	кВт·ч	9 967 868
Потребление реактивной электроэнергии	квар·ч	5 176 995
Отдача активной электроэнергии	кВт·ч	500 516
Отдача реактивной электроэнергии	квар·ч	185 326
Результаты расчета от ЭСО		
Число часов потребления активной мощности в расчетном периоде	ч	600
Число часов потребления реактивной мощности в расчетном периоде	ч	600
Дисперсионный коэффициент при потреблении ЭЭ		1,166
Данные учета ЭЭ по ВЛ 110 кВ		
Потребление активной ЭЭ	кВт·ч	10 000 000
Потребление реактивной ЭЭ	квар·ч	5 000 000
Отдача активной ЭЭ	кВт·ч	500 000
Отдача реактивной ЭЭ	квар·ч	250 000
Максимум потребляемой активной мощности	кВт	25 000
Максимум активной мощности отдачи	кВт	5000
Элементы схемы		
Абонентский трансформатор:		
Номинальное напряжение	кВ	110
Номинальная мощность	кВА	40 000
Активное сопротивление двухобмоточного трансформатора такой же S_n	Ом	1,46
Реактивное сопротивление двухобмоточного трансформатора такой же S_n	Ом	38,4
Данные учета ЭЭ по абоненту 2		
1-я точка измерения (по КП-1)		
Потребление активной ЭЭ	кВт·ч	960 000
Потребление реактивной ЭЭ	квар·ч	600 000
2-я точка измерения (по КП-2)		

Окончание таблицы А.23

Параметры	Единица измерения	Величина
Потребление активной ЭЭ	кВт·ч	900 000
Потребление реактивной ЭЭ	квар·ч	540 000
Характер нагрузки абонента 2: мелкомоторное производство, режим работы – трехсменный.		
Примечание – В рассматриваемом случае в договоре электроснабжения нет пункта о необходимости компенсации абоненту части затрат, связанных с наличием потерь холостого хода трансформатора.		

1) Расчет ТРЭТ в ТЭС и выделение доли ТРЭТ от транзитных потоков, относящихся на субабонента.

2) Краткое описание ТЭС: ТЭС включает в себя трехобмоточный трансформатор.

3) Потребление и отдача активной и реактивной ЭЭ для трансформатора, соответственно кВт·ч, квар·ч, кВт·ч, квар·ч:

$$W_a^T = W_a' = 9967868; \quad W_p^T = W_p' = 5176995;$$

$$W_a^{om(T)} = W_a^{om} = 500516; \quad W_p^{om(T)} = W_p^{om} = 185326.$$

4) Постоянные технические потери (потери в стали) не учитываются.

5) Для расчета переменных потерь (в меди) трансформатора принимаются те же значения коэффициентов заполнения графика нагрузки, дисперсий, времени потребления и времени отдачи, что и для ВЛ 110 кВ (пункт А.2.2.3).

6) Если в течение расчетного периода потоки активной и реактивной мощности всегда были однонаправленными, то полная (кажущаяся) потребляемая ЭЭ, кВА, определяется следующим образом:

$$W^T = \sqrt{(W_a^T)^2 + (W_p^T)^2} = \sqrt{(9967868)^2 + (5176995)^2} = 11232082.$$

7) Так как в сети имеет место реверс активной мощности, определяются переменные технические потери активной и реактивной ЭЭ в трехобмоточном трансформаторе в режиме потребления активной ЭЭ, кВт·ч и квар·ч (в расчете используются сопротивления двухобмоточного трансформатора той же S_n):

$$\Delta \tilde{W}_a^{np(T)} = 1,5 \cdot \frac{(W^T)^2 \cdot R_T \cdot d^{np} \cdot 10^{-3}}{U_{HT}^2 \cdot T_a^{np}} = 1,5 \cdot \frac{11232082^2 \cdot 1,46 \cdot 1,166 \cdot 10^{-3}}{110^2 \cdot 600} =$$

$$= 44373;$$

$$\Delta \tilde{W}_p^{np(T)} = 1,5 \cdot \frac{(W^T)^2 \cdot X_T \cdot d^{np} \cdot 10^{-3}}{U_{HT}^2 \cdot T_p^{np}} = 1,5 \cdot \frac{11232082^2 \cdot 38,4 \cdot 1,166 \cdot 10^{-3}}{110^2 \cdot 600} =$$

$$= 1167092.$$

8) При наличии реверса активной мощности в трансформаторе выделяются потери от потребления ЭЭ.

9) Активная составляющая ТРЭТ в трансформаторе при потреблении из сети активной ЭЭ без учета потерь холостого хода, кВт·ч:

$$\Delta W_a^{np(T)} = \Delta \bar{W}_a^{np(T)} + \Delta \tilde{W}_a^{np(T)} = 0 + 44374 = 44374.$$

10) Реактивная составляющая ТРЭТ в трансформаторе при потреблении из сети реактивной ЭЭ без учета потерь холостого хода, квар·ч:

$$\Delta W_p^{np(T)} = \Delta \bar{W}_p^{np(T)} + \Delta \tilde{W}_p^{np(T)} = 0 + 1167092 = 1167092.$$

11) ТРЭТ от потребления ЭЭ в ТЭС без учета потерь холостого хода трансформатора:

а) активная составляющая, кВт·ч:

$$\Delta W_a^{Tr.Tp} = \Delta W_a^{np(T)} = 44374 ;$$

б) реактивная составляющая, квар·ч:

$$\Delta W_p^{Tr.Tp} = \Delta W_p^{np(T)} = 1167092.$$

12) ТРЭТ от транзитных перетоков без учета потерь холостого хода трансформатора:

а) активная составляющая, кВт·ч:

$$\Delta W_a^{Tr} = \Delta W_a^{Tr.Tp} \cdot \frac{W_a^{a62_1} + W_a^{a62_2}}{W_a} = 44374 \cdot \frac{960000 + 900000}{9967868} = 8280 ;$$

б) реактивная составляющая, квар·ч:

$$\Delta W_p^{Tr} = \Delta W_p^{Tr.Tp} \cdot \frac{W_p^{a62_1} + W_p^{a62_2}}{W_p} = 1167092 \cdot \frac{600000 + 540000}{5176995} = 256999 .$$

13) Расчет ТРЭТ в участках сети между точками измерения ЭЭ и ГБП (КЛ-1 и КЛ-2 10 кВ):

активные сопротивления КЛ 10 кВ, Ом:

$$R_1 = r_{01} \cdot L_{кл1} = 0,258 \cdot 3 = 0,774;$$

$$R_2 = r_{02} \cdot L_{кл2} = 0,258 \cdot 3 = 0,774;$$

индуктивные сопротивления КЛ 10 кВ, Ом:

$$R_1 = x_{01} \cdot L_{кл1} = 0,081 \cdot 3 = 0,243;$$

$$R_2 = x_{02} \cdot L_{кл2} = 0,081 \cdot 3 = 0,243;$$

14) Постоянные технические потери активной и реактивной ЭЭ в КЛ, соответственно, кВт·ч и квар·ч, составят

$$\Delta \bar{W}_a = qz_{0_1} \cdot L_{кл_1} \cdot tg \delta \cdot T = 16,9 \cdot 3 \cdot 0,02 \cdot 744 = 754 ;$$

$$\Delta \bar{W}_p = -qz_{0_1} \cdot L_{кл_1} \cdot T = -16,9 \cdot 3 \cdot 744 = -37721 ;$$

$$\Delta \bar{W}_{a_2} = qz_{0_2} \cdot L_{к\pi_2} \cdot tg\delta \cdot T = 16,9 \cdot 3 \cdot 0,02 \cdot 744 = 754;$$

$$\Delta \bar{W}_{p_2} = -qz_{0_2} \cdot L_{к\pi_2} \cdot T = -16,9 \cdot 3 \cdot 744 = -37721,$$

где $tg\delta$ – тангенс угла диэлектрических потерь, по таблице 6.1 $tg\delta = 0,02$.

15) Потери в трехфазной группе ТТ 10 кВ: $\Delta W_{a^{TT}} = 8,3$ кВт·ч (по таблице 6.2), потери в трехфазной группе ТН 10 кВ: $\Delta W_{a^{TN}} = 158$ кВт·ч (по таблице 6.3).

16) Переменные технические потери активной и реактивной ЭЭ в КЛ 10 кВ, кВт·ч и квар·ч, составят

$$\Delta \tilde{W}_{a_1} = \frac{(W_a^{a\delta 2_1})^2 + (W_p^{a\delta 2_1})^2}{T \cdot U_{нл}^2} \cdot R_1 \cdot d \cdot 10^{-3} = \frac{(960000)^2 + (600000)^2}{744 \cdot 10^2} \times$$

$$\times 0,744 \cdot 1,35 \cdot 10^{-3} = 17302;$$

$$\Delta \tilde{W}_{p_1} = \frac{(W_a^{a\delta 2_1})^2 + (W_p^{a\delta 2_1})^2}{T \cdot U_{нл}^2} \cdot X_1 \cdot d \cdot 10^{-3} = \frac{(960000)^2 + (600000)^2}{744 \cdot 10^2} \times$$

$$\times 0,243 \cdot 1,35 \cdot 10^{-3} = 5651;$$

$$\Delta \tilde{W}_{a_2} = \frac{(W_a^{a\delta 2_2})^2 + (W_p^{a\delta 2_2})^2}{T \cdot U_{нл}^2} \cdot R_2 \cdot d \cdot 10^{-3} = \frac{(900000)^2 + (540000)^2}{744 \cdot 10^2} \times$$

$$\times 0,744 \cdot 1,35 \cdot 10^{-3} = 14872;$$

$$\Delta \tilde{W}_{p_2} = \frac{(W_a^{a\delta 2_2})^2 + (W_p^{a\delta 2_2})^2}{T \cdot U_{нл}^2} \cdot X_2 \cdot d \cdot 10^{-3} = \frac{(900000)^2 + (540000)^2}{744 \cdot 10^2} \times$$

$$\times 0,243 \cdot 1,35 \cdot 10^{-3} = 4857;$$

где d – дисперсионный коэффициент, по таблице 6.6 $d = 1,35$.

17) ТРЭТ в участке сети между точкой измерения ЭЭ и ГБП:

а) активная составляющая, кВт·ч:

$$\Delta W_{a_1} = \Delta \bar{W}_{a_1} + \Delta \tilde{W}_{a_1} + \Delta W_{a^{TT}} = 754 + 17302 + 8,3 = 18064;$$

$$\Delta W_{a_2} = \Delta \bar{W}_{a_2} + \Delta \tilde{W}_{a_2} + \Delta W_{a^{TT}} = 754 + 14872 + 8,3 = 15634;$$

б) реактивная составляющая, квар·ч:

$$\Delta W_{p_1} = \Delta \bar{W}_{p_1} + \Delta \tilde{W}_{p_1} = -37721 + 5651 = -32070;$$

$$\Delta W_{p_2} = \Delta \bar{W}_{p_2} + \Delta \tilde{W}_{p_2} = -37721 + 4857 = -32864.$$

18) Корректирующие поправки для данных учета электроэнергии с учетом составляющих ТРЭТ, кВт·ч и квар·ч:

$$\delta W_{a_1} = \Delta W_{a_1} = 18064;$$

$$\delta W_{a_2} = \Delta W_{a_2} = 15634;$$

$$\delta W_{p_1} = \Delta W_{p_1} = -32070;$$

$$\delta W_{\rho_2} = \Delta W_{\rho_2} = -32864.$$

19) Приведенные (скорректированные) значения данных учета активной и реактивной ЭЭ, кВт·ч и квар·ч:

$$W_a^{ab2_1} = W_a^{ab2_1} - \delta W_{a_1} = 960000 - 18064 = 941936;$$

$$W_a^{ab2_2} = W_a^{ab2_2} - \delta W_{a_2} = 900000 - 15634 = 884366;$$

$$W_p^{ab2_1} = W_p^{ab2_1} - \delta W_{p_1} = 600000 - (-32070) = 632070;$$

$$W_p^{ab2_2} = W_p^{ab2_2} - \delta W_{p_2} = 540000 - (-32864) = 572864.$$

Таблица А.24

Расчетный месяц: октябрь _____ года

Параметры	Единица измерения	Величина	
		Точка измерения № 1	Точка измерения № 2
ТРЭТ между точкой измерения ЭЭ и ГБП, активная составляющая	кВт·ч	18 064	15 634
ТРЭТ между точкой измерения ЭЭ и ГБП, реактивная составляющая	квар·ч	-32 070	-32 864
Корректирующая поправка к данным учета – активная ЭЭ	кВт·ч	18 064	15 634
Корректирующая поправка к данным учета – реактивная ЭЭ	квар·ч	-32 070	-32 864
Данные учета потребления активной ЭЭ с учетом коррекции	кВт·ч	941 936	884 366
Данные учета потребления реактивной ЭЭ с учетом коррекции	квар·ч	632 070	572 864
ТРЭТ от транзитных перетоков без учета потерь холостого хода трансформатора, активная составляющая	кВт·ч	8280	
ТРЭТ от транзитных перетоков без учета потерь холостого хода трансформатора, реактивная составляющая	квар·ч	256 999	

А.3 Пример 3

А.3.1 От электрических сетей ЭСО через группу линий с общим учетом электроэнергии получает питание абонент, характер нагрузки – мелкомоторное производство, двухсменный режим работы, расчет за активную ЭЭ, средства КРМ отсутствуют.

Абонент получает питание по трем ВЛ (ВЛ-1, ВЛ-2, ВЛ-3) 0,38 кВ длиной соответственно 0,20, 0,18 и 0,22 км. Сечение провода ВЛ с изолированными проводниками СИП-2 120 мм².

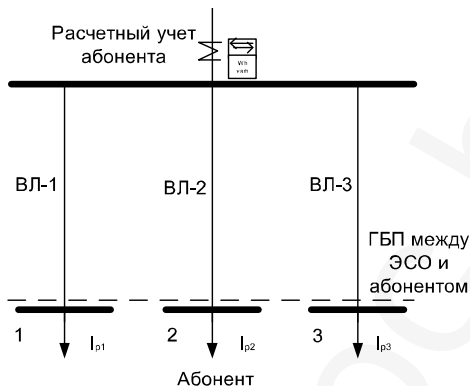


Рисунок А.8 – Расчетная схема

Требуется рассчитать:

ТРЭТ в линиях 0,38 кВ между точкой расчетного учета ЭЭ и ГБП между ЭСО и абонентом, корректирующие поправки к учету ЭЭ, скорректированные данные расчетного учета ЭЭ между ЭСО и абонентом.

А.3.2 Пример Порядка расчета ТРЭТ для взаиморасчетов между ЭСО и абонентом

ОБРАЗЕЦ

Приложение № _____
к договору № _____
от «__» _____ 20__ г.

**Порядок расчета
технологического расхода электроэнергии
на ее транспортировку от точки расчетного учета до границы балансовой принадлежности абонента, корректирующих поправок, скорректированных данных расчетного учета электрической энергии (ТКП 460-2017 (33240))**

Таблица А.25 – Исходные данные

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Число часов в расчетном периоде	ч	T
Данные учета ЭЭ по абоненту		
Потребление активной ЭЭ	кВт·ч	W_a
Расчетные нагрузки по абоненту		
Расчетный ток узла нагрузки 1	A	I_{p1}
Расчетный ток узла нагрузки 2	A	I_{p2}
Расчетный ток узла нагрузки 3	A	I_{p3}
Характер нагрузки абонента 2: мелкомоторное производство, режим работы – двухсменный.		

А.3.2.1 Порядок расчета

1) Потери реактивной энергии в линиях 0,38 кВ принимаются равными нулю.

2) Если информацию о месячном потреблении реактивной энергии W_p по показаниям средств расчетного (технического) учета реактивной электрической энергии получить невозможно, то она должна рассчитываться по формуле, квар·ч:

$$W_p = W_a \cdot tg \varphi, \quad (A.73)$$

где $tg \varphi$ выбирается из таблицы 6.3.

3) Расчет активных сопротивлений участков сети между точками измерения ЭЭ и ГБП (ВЛ-1, ВЛ-2 и ВЛ-3 0,38 кВ), Ом:

$$R_i = r_{0i} \cdot L_{ВЛi}, \quad (A.74)$$

где i – индекс воздушной линии, $i = [1-3]$;

r_{0i} – удельное активное сопротивление проводов i -ой ВЛ 0,38 кВ, Ом/км;

$L_{ВЛi}$ – длина i -ой ВЛ 0,38 кВ, км.

4) Согласно пункту 6.2.1.9 – если ЭЭ транспортируется до точек раздела балансовой принадлежности по группе линий (две или более) номинального напряжения 0,38 кВ, а расчетный учет у этих линий один – общий, то расчет ТРЭТ в этих линиях производится с применением активного эквивалентного сопротивления группы линий $R_э$:

$$R_{\Sigma} = \frac{\sum_{k=1}^n [R_{nk} \cdot I_{pk}^2]}{\sum_{k=1}^n [I_{pk}]^2}, \quad (\text{A.75})$$

где R_{Σ} – эквивалентное активное сопротивление группы линий, Ом;

R_{nk} – активное сопротивление k -й линии, Ом;

n – количество линий в группе, шт;

I_{pk} – расчетный ток k -й линии, А. В качестве I_{pk} могут быть использованы номинальные токи коммутационных аппаратов или трансформаторов тока, установленных на головных участках линий, А.

5) Постоянные технические потери активной ЭЭ в воздушных линиях 0,38 кВ принимаются равными нулю (согласно пункту 6.1):

$$\Delta \bar{W}_a = 0. \quad (\text{A.76})$$

6) Потери в трехфазной группе ТТ 0,38 кВ, кВт·ч: $\Delta W_a^{TT} = 4,2$ (по таблице 6.2).

7) Переменные технические потери активной ЭЭ, кВт·ч, составят

$$\Delta \tilde{W}_a = \frac{W_a^2 + W_p^2}{T \cdot U_{HЛ}^2} \cdot R_{\Sigma} \cdot d \cdot 10^{-3}, \quad (\text{A.77})$$

где d – дисперсионный коэффициент, по таблице 6.4 $d = 1,7$.

8) Активная составляющая ТРЭТ в участке сети между точкой измерения ЭЭ и ГБП, кВт·ч:

$$\Delta W_a = \Delta \bar{W}_a + \Delta \tilde{W}_a + \Delta W_a^{TT}. \quad (\text{A.78})$$

9) Корректирующая поправка для данных учета электроэнергии с учетом составляющих ТРЭТ:

$$\delta W_a = \Delta W_a. \quad (\text{A.79})$$

10) Приведенное (скорректированное) значение данных учета активной ЭЭ:

$$W_a' = W_a - \delta W_a. \quad (\text{A.80})$$

А.3.2.2 Представление результатов расчета

Таблица А.26

Расчетный месяц: _____ года

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Активная составляющая ТРЭТ между точкой измерения ЭЭ и ГБП	кВт·ч	ΔW_a
Корректирующая поправка к данным учета активной ЭЭ	кВт·ч	δW_a
Данные учета потребления активной ЭЭ с учетом коррекции	кВт·ч	W_a'

А.3.2.3 Пример расчета с подстановкой числовых значений

Таблица А.27 – Исходные данные

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Число часов в расчетном периоде	ч	744
Данные учета ЭЭ по абоненту		
Потребление активной ЭЭ	кВт·ч	35 000
Расчетные нагрузки по абоненту		
Расчетный ток узла нагрузки 1	А	60
Расчетный ток узла нагрузки 2	А	70
Расчетный ток узла нагрузки 3	А	80
Характер нагрузки абонента 2: мелкомоторное производство, режим работы – двухсменный.		

1) Потери реактивной энергии в линиях 0,38 кВ принимаются равными нулю.

2) Если информацию о месячном потреблении реактивной энергии W_p по показаниям средств расчетного (технического) учета реактивной электрической энергии получить невозможно, то она должна рассчитываться по формуле, квар·ч:

$$W_p = W_a \cdot tg \varphi = 35000 \cdot 0,88 = 30800,$$

где $tg \varphi = 0,88$ выбирается из таблицы 6.4.

3) Расчет активных сопротивлений участков сети между точками измерения ЭЭ и ГБП (ВЛ-1, ВЛ-2 и ВЛ-3 0,38 кВ), Ом:

$$R_1 = r_{01} \cdot L_{ВЛ1} = 0,25 \cdot 0,20 = 0,050;$$

$$R_2 = r_{02} \cdot L_{ВЛ2} = 0,25 \cdot 0,18 = 0,045;$$

$$R_3 = r_{03} \cdot L_{ВЛ3} = 0,25 \cdot 0,22 = 0,055,$$

где r_{01} , r_{02} , r_{03} – удельные активные сопротивления проводов ВЛ 0,38 кВ, Ом/км (берутся из таблицы Б.6).

4) Согласно пункту 6.2.1.9, если ЭЭ транспортируется до точек раздела балансовой принадлежности по группе линий (две или более) номинального напряжения 0,38 кВ, а расчетный учет у этих линий один – общий, то расчет ТРЭТ в этих линиях производится с применением активного эквивалентного сопротивления группы линий R_3 :

$$R_3 = \frac{\sum_{k=1}^n [R_{pk} \cdot I_{pk}^2]}{\sum_{k=1}^n [I_{pk}]^2} = \frac{R_1 \cdot I_{p1}^2 + R_2 \cdot I_{p2}^2 + R_3 \cdot I_{p3}^2}{(I_{p1} + I_{p2} + I_{p3})^2} =$$

$$= \frac{0,050 \cdot 60^2 + 0,045 \cdot 70^2 + 0,055 \cdot 80^2}{(60 + 70 + 80)^2} = 0,017.$$

5) Постоянные технические потери активной ЭЭ в воздушных линиях 0,38 кВ принимаются равными нулю (согласно пункту 6.1):

$$\Delta \tilde{W}_a = 0.$$

6) Потери в трехфазной группе ТТ 0,38 кВ, кВт·ч: $\Delta W_a^{TT} = 4,2 \cdot$ (по таблице 6.2).

7) Переменные технические потери активной ЭЭ, кВт·ч, составят

$$\Delta \tilde{W}_a = \frac{W_a^2 + W_p^2}{T \cdot U_{нл}^2} \cdot R_3 \cdot d \cdot 10^{-3} = \frac{35000^2 + 30800^2}{744 \cdot 0,4^2} \cdot 0,017 \cdot 1,7 \cdot 10^{-3} = 528,$$

где d – дисперсионный коэффициент, по таблице 6.4 $d = 1,7$.

8) Активная составляющая ТРЭТ в участке сети между точкой измерения ЭЭ и ГБП, кВт·ч:

$$\Delta W_a = \Delta \bar{W}_a + \Delta \tilde{W}_a + \Delta W_a^{TT} = 0 + 528 + 4,2 = 532.$$

9) Корректирующая поправка для данных учета электроэнергии с учетом составляющих ТРЭТ:

$$\delta W_a = \Delta W_a = 532.$$

10) Приведенное (скорректированное) значение данных учета активной ЭЭ:

$$W'_a = W_a - \delta W_a = 35000 - 532 = 34468.$$

Таблица А.28

Расчетный месяц: октябрь _____ года

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Активная составляющая ТРЭТ между точкой измерения ЭЭ и ГБП	кВт·ч	532
Корректирующая поправка к данным учета активной ЭЭ	кВт·ч	532
Данные учета потребления активной ЭЭ с учетом коррекции	кВт·ч	34 468

А.4 Пример 4

А.4.1 От электрических сетей ЭСО через группу однофазных линий с общим учетом электроэнергии получает питание абонент, характер нагрузки – мелкомоторное производство, односменный режим работы, расчет за активную ЭЭ, средства КРМ отсутствуют.

Абонент получает питание по трем ВЛ (ВЛ-1, ВЛ-2, ВЛ-3) 0,22 кВ длиной соответственно 0,20, 0,18 и 0,22 км. Сечение провода ВЛ с голыми алюминиевыми проводами – 70 мм². Сечение нулевого провода то же, что и у фазного провода.

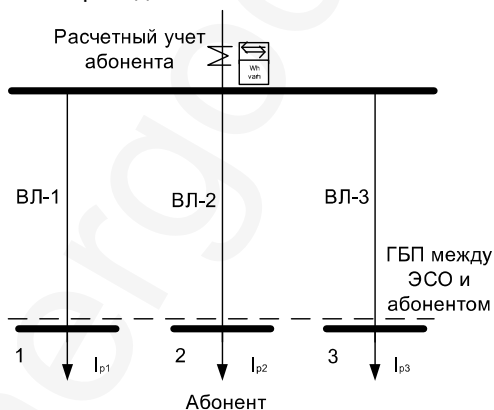


Рисунок А.9 – Расчетная схема

Требуется рассчитать:

ТРЭТ в линиях 0,22 кВ между точкой расчетного учета ЭЭ и ГБП между ЭСО и абонентом, корректирующие поправки к учету ЭЭ, скорректированные данные расчетного учета ЭЭ между ЭСО и абонентом.

А.4.2 Пример Порядка расчета ТРЭТ для взаиморасчетов между ЭСО и абонентом

ОБРАЗЕЦ

Приложение № _____
к договору № _____
от «__» _____ 20__ г.

**Порядок расчета
технологического расхода электроэнергии
на ее транспортировку от точки расчетного учета до границы ба-
лансовой принадлежности абонента, корректирующих поправок,
скорректированных данных расчетного учета электрической энер-
гии (ТКП 460-2017 (33240))**

Таблица А.29 – Исходные данные

Параметры	Единица измере- ния	Обозначе- ние
Число часов в расчетном периоде	ч	T
Данные учета ЭЭ по абоненту		
Потребление активной ЭЭ	кВт·ч	W_a
Расчетные нагрузки по абоненту		
Расчетный ток узла нагрузки 1	A	I_{p1}
Расчетный ток узла нагрузки 2	A	I_{p2}
Расчетный ток узла нагрузки 3	A	I_{p3}
Характер нагрузки абонента 2: мелкомоторное производство, режим работы – односменный.		

А.4.2.1 Порядок расчета

1) Потери реактивной энергии в линиях 0,22 кВ принимаются равными нулю.

2) Согласно пункту 6.2.1.5 расчет активных сопротивлений участков сети между точками измерения ЭЭ и ГБП (ВЛ-1, ВЛ-2 и ВЛ-3 0,22 кВ) производится следующим образом:

$$R_{ли} = R_{фл} + R_{0л}; \quad (A.81)$$

$$R_{фл} = r_{ф0л} \cdot L_{ВЛл}; \quad (A.82)$$

$$R_{0i} = r_{00i} \cdot L_{ВЛ}, \quad (\text{A.83})$$

где i – индекс воздушной линии, $i = [1-3]$;

$R_{\phi i}$, R_{0i} – активные сопротивления соответственно фазного и нулевого проводов i -ой ВЛ 0,22 кВ, Ом;

$r_{\phi 0i}$, r_{00i} – удельные активные сопротивления соответственно фазного и нулевого проводов i -ой ВЛ 0,22 кВ, Ом/км;

$L_{ВЛ}$ – длина i -ой ВЛ 0,22 кВ, км.

3) Согласно пункту 6.2.1.9, если ЭЭ транспортируется до точек раздела балансовой принадлежности по группе линий (две или более) номинального напряжения 0,22 кВ, а расчетный учет у этих линий один – общий, то расчет ТРЭТ в этих линиях производится с применением активного эквивалентного сопротивления группы линий R_3 :

$$R_3 = \frac{\sum_{k=1}^n [R_{лk} \cdot I_{pk}^2]}{\sum_{k=1}^n [I_{pk}]^2}, \quad (\text{A.84})$$

где R_3 – эквивалентное активное сопротивление группы линий, Ом;

$R_{лk}$ – активное сопротивление k -й линии, Ом;

n – количество линий в группе, шт;

I_{pk} – расчетный ток k -й линии, А. В качестве I_{pk} могут быть использованы номинальные токи коммутационных аппаратов или трансформаторов тока, установленных на головных участках линий, А.

4) Постоянные технические потери активной ЭЭ в воздушных линиях 0,22 кВ принимаются равными нулю (согласно пункту 6.1):

$$\Delta \bar{W}_a = 0. \quad (\text{A.85})$$

5) Согласно пункту 6.2.1.5 переменные технические потери активной ЭЭ, кВт·ч, составят

$$\Delta \tilde{W}_a = \frac{W_{a1}^2}{0,99 \cdot 0,23^2 \cdot T} \cdot R_3 \cdot d \cdot 10^{-3}, \quad (\text{A.86})$$

где d – дисперсионный коэффициент, по таблице 6.4 $d = 2,7$.

6) Активная составляющая ТРЭТ в участке сети между точкой измерения ЭЭ и ГБП, кВт·ч:

$$\Delta W_a = \Delta \bar{W}_a + \Delta \tilde{W}_a. \quad (\text{A.87})$$

7) Корректирующая поправка для данных учета электроэнергии с учетом составляющих ТРЭТ:

$$\delta W_a = \Delta W_a. \quad (\text{A.88})$$

8) Приведенное (скорректированное) значение данных учета активной ЭЭ:

$$W'_a = W_a - \delta W_a. \quad (\text{A.89})$$

А.4.2.2 Представление результатов расчета**Таблица А.30**

Расчетный месяц: _____ года

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Активная составляющая ТРЭТ между точкой измерения ЭЭ и ГБП	кВт·ч	ΔW_a
Корректирующая поправка к данным учета активной ЭЭ	кВт·ч	δW_a
Данные учета потребления активной ЭЭ с учетом коррекции	кВт·ч	W_a'

А.4.2.3 Пример расчета с подстановкой числовых значений**Таблица А.31 – Исходные данные**

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Число часов в расчетном периоде	ч	744
Данные учета ЭЭ по абоненту		
Потребление активной ЭЭ	кВт·ч	9000
Расчетные нагрузки по абоненту		
Расчетный ток узла нагрузки 1	А	30
Расчетный ток узла нагрузки 2	А	35
Расчетный ток узла нагрузки 3	А	40
Характер нагрузки абонента: мелкомоторное производство, режим работы – односменный.		

1) Потери реактивной энергии в линиях 0,22 кВ принимаются равными нулю.

2) Согласно пункту 6.2.1.5 расчет активных сопротивлений участков сети между точками измерения ЭЭ и ГБП (ВЛ-1, ВЛ-2 и ВЛ-3 0,22 кВ) производится следующим образом:

$$R_{\phi 1} = r_{\phi 01} \cdot L_{ВЛ1} = 0,4131 \cdot 0,20 = 0,0826;$$

$$R_{01} = r_{001} \cdot L_{ВЛ1} = 0,4131 \cdot 0,20 = 0,0826;$$

$$R_{л1} = R_{\phi 1} + R_{01} = 0,0826 + 0,0826 = 0,1652;$$

$$R_{\phi 2} = r_{\phi 02} \cdot L_{ВЛ2} = 0,4131 \cdot 0,18 = 0,0744;$$

$$R_{02} = r_{002} \cdot L_{ВЛ2} = 0,4131 \cdot 0,18 = 0,0744;$$

$$R_{л2} = R_{\phi2} + R_{02} = 0,0744 + 0,0744 = 0,1488;$$

$$R_{\phi3} = r_{\phi03} \cdot L_{ВЛ3} = 0,4131 \cdot 0,22 = 0,0909;$$

$$R_{03} = r_{003} \cdot L_{ВЛ3} = 0,4131 \cdot 0,22 = 0,0909;$$

$$R_{л3} = R_{\phi3} + R_{03} = 0,0909 + 0,0909 = 0,1818,$$

где i – индекс воздушной линии, $i = [1-3]$;

$R_{\phi i}$, R_{0i} – активные сопротивления соответственно фазного и нулевого проводов i -ой ВЛ 0,22 кВ, Ом;

$r_{\phi 0i}$, r_{00i} – удельные активные сопротивления соответственно фазного и нулевого проводов i -ой ВЛ 0,22 кВ, Ом/км (берутся из таблицы Б.5);

$L_{ВЛi}$ – длина i -ой ВЛ 0,22 кВ, км.

3) Согласно пункту 6.2.1.9, если ЭЭ транспортируется до точек раздела балансовой принадлежности по группе линий (две или более) номинального напряжения 0,22 кВ, а расчетный учет у этих линий один – общий, то расчет ТРЭТ в этих линиях производится с применением активного эквивалентного сопротивления группы линий R_3 :

$$R_3 = \frac{\sum_{k=1}^n [R_{лk} \cdot I_{pk}^2]}{\sum_{k=1}^n [I_{pk}]^2} = \frac{R_1 \cdot I_{p1}^2 + R_2 \cdot I_{p2}^2 + R_3 \cdot I_{p3}^2}{(I_{p1} + I_{p2} + I_{p3})^2} =$$

$$= \frac{0,1652 \cdot 30^2 + 0,1488 \cdot 35^2 + 0,1818 \cdot 40^2}{(30 + 35 + 40)^2} = 0,056.$$

4) Постоянные технические потери активной ЭЭ в воздушных линиях 0,22 кВ принимаются равными нулю (согласно пункту 6.1):

$$\Delta \bar{W}_a = 0.$$

5) Согласно пункту 6.2.1.5 переменные технические потери активной ЭЭ, кВт·ч, составят

$$\Delta \tilde{W}_a = \frac{W_{a1}^2}{0,99 \cdot 0,23^2 \cdot T} \cdot R_3 \cdot d \cdot 10^{-3} = \frac{9000^2}{0,99 \cdot 0,23^2 \cdot 744} \cdot 0,056 \cdot 2,7 \cdot 10^{-3} = 314,$$

где d – дисперсионный коэффициент, по таблице 6.5 $d = 2,7$.

6) Активная составляющая ТРЭТ в участке сети между точкой измерения ЭЭ и ГБП, кВт·ч:

$$\Delta W_a = \Delta \bar{W}_a + \Delta \tilde{W}_a = 0 + 314 = 314.$$

7) Корректирующая поправка для данных учета электроэнергии с учетом составляющих ТРЭТ:

$$\delta W_a = \Delta W_a = 314.$$

8) Приведенное (скорректированное) значение данных учета активной ЭЭ:

$$W'_a = W_a - \delta W_a = 9000 - 314 = 8686 .$$

Таблица А.32

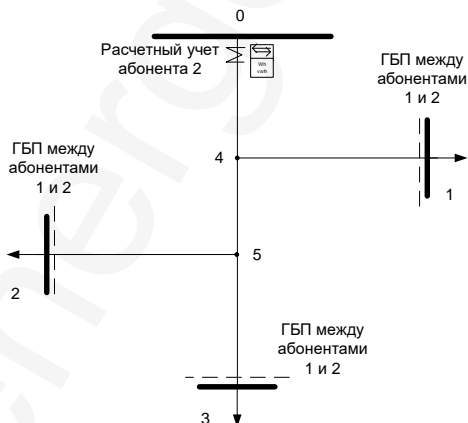
Расчетный месяц: октябрь _____ года

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Активная составляющая ТРЭТ между точкой измерения ЭЭ и ГБП	кВт·ч	314
Корректирующая поправка к данным учета активной ЭЭ	кВт·ч	314
Данные учета потребления активной ЭЭ с учетом коррекции	кВт·ч	8686

А.5 Пример 5

А.5.1 От электрических сетей ЭСО через линию с разветвленной (древовидной) схемой, с расчетным учетом электроэнергии на головном участке получают питание электроприемники абонента. Характер нагрузки – мелкомоторное производство, двухсменный режим работы, расчет за активную ЭЭ, средства КРМ отсутствуют.

Абонент получает питание по ВЛ 0,38 кВ с изолированными проводами СИП-2 с сечением провода 120 мм². Длина участков линии: $L_{04} = 0,06$ км, $L_{41} = 0,09$ км, $L_{45} = 0,07$ км, $L_{52} = 0,10$ км, $L_{53} = 0,08$ км.



Рисунки А.10 – Расчетная схема

Требуется рассчитать:

ТРЭТ в линии 0,38 кВ между точкой расчетного учета ЭЭ и ГБП между ЭСО и абонентом, корректирующие поправки к учету ЭЭ, скорректированные данные расчетного учета ЭЭ между ЭСО и абонентом.

А.5.2 Пример Порядка расчета ТРЭТ для взаиморасчетов между ЭСО и абонентом

ОБРАЗЕЦ

Приложение № _____
к договору № _____
от «__» _____ 20__ г.

Порядок расчета технологического расхода электроэнергии на ее транспортировку от точки расчетного учета до границы балансовой принадлежности абонента, корректирующих поправок, скорректированных данных расчетного учета электрической энергии (ТКП 460-2017 (33240))

Таблица А.33 – Исходные данные

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Число часов в расчетном периоде	ч	T
Данные учета ЭЭ по абоненту		
Потребление активной ЭЭ	кВт·ч	W_a
Расчетные нагрузки по абоненту		
Расчетный ток узла нагрузки 1	A	I_{p1}
Расчетный ток узла нагрузки 2	A	I_{p2}
Расчетный ток узла нагрузки 3	A	I_{p3}
Характер нагрузки абонента 2: мелкомоторное производство, режим работы – двухсменный.		

А.5.2.1 Порядок расчета

1) Потери реактивной энергии в линиях 0,38 кВ принимаются равными нулю.

2) Если информацию о месячном потреблении реактивной энергии W_p по показаниям средств расчетного (технического) учета реактивной электрической энергии получить невозможно, то она должна рассчитываться по формуле, квар·ч:

$$W_p = W_a \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (\text{A.90})$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ выбирается из таблицы 6.4.

3) Расчет активных сопротивлений участков сети между точками измерения ЭЭ и ГБП ВЛ 0,38 кВ, Ом:

$$R_i = r_{0i} \cdot L_{\text{ВЛ}}, \quad (\text{A.91})$$

где i – индекс участка воздушной линии, $i = [1-5]$;

r_{0i} – удельное активное сопротивление проводов i -го участка ВЛ 0,38 кВ, Ом/км;

$L_{\text{ВЛ}}$ – длина i -го участка ВЛ 0,38 кВ, км.

4) Согласно пункту 6.2.1.6, если транспорт электроэнергии от ЭСО к электроприемникам абонента осуществляется по линии с древовидной схемой, с распределенной нагрузкой и с расчетным учетом на головном участке, для расчета ТРЭТ в этой линии следует определять и использовать ее эквивалентное сопротивление:

$$R_3 = \frac{\sum_{i=1}^n [R_i \cdot I_i^2]}{\sum_{k=1}^m [I_k]^2}, \quad (\text{A.92})$$

где R_3 – эквивалентное активное сопротивление линии, Ом;

n – количество участков линии, шт.;

m – количество узлов линии имеющих присоединенные нагрузки, шт.;

R_i – активное сопротивление i -го участка линии, Ом;

I_k – расчетный или номинальный ток нагрузки в k -ом узле, имеющем непосредственно присоединенную к нему нагрузку, А;

I_i – приведенный расчетный ток нагрузки i -го участка, А.

5) Постоянные технические потери активной ЭЭ в воздушных линиях 0,38 кВ принимаются равными нулю (согласно пункту 6.1):

$$\Delta \bar{W}_a = 0. \quad (\text{A.93})$$

6) Потери в трехфазной группе ТТ 0,38 кВ, кВт·ч: $\Delta W_a^{\text{ТТ}} = 4,2$ (по таблице 6.2).

7) Переменные технические потери активной ЭЭ, кВт·ч, составят

$$\Delta \tilde{W}_a = \frac{W_a^2 + W_p^2}{T \cdot U_{\text{ВЛ}}^2} \cdot R_3 \cdot d \cdot 10^{-3}, \quad (\text{A.94})$$

где d – дисперсионный коэффициент, по таблице 6.4 $d = 1,7$.

8) Активная составляющая ТРЭТ в участке сети между точкой измерения ЭЭ и ГБП, кВт·ч:

$$\Delta W_a = \Delta \bar{W}_a + \Delta \tilde{W}_a + \Delta W_a^{\text{ТТ}}. \quad (\text{A.95})$$

9) Корректирующая поправка для данных учета электроэнергии с учетом составляющих ТРЭТ:

$$\delta W_a = \Delta W_a. \quad (\text{A.96})$$

10) Приведенное (скорректированное) значение данных учета активной ЭЭ:

$$W'_a = W_a - \delta W_a. \quad (\text{A.97})$$

А.5.2.2 Представление результатов расчета

Таблица А.34

Расчетный месяц: _____ года

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Активная составляющая ТРЭТ между точкой измерения ЭЭ и ГБП	кВт·ч	ΔW_a
Корректирующая поправка к данным учета активной ЭЭ	кВт·ч	δW_a
Данные учета потребления активной ЭЭ с учетом коррекции	кВт·ч	W'_a

А.5.2.3 Пример расчета с подстановкой числовых значений

Таблица А.35 – Исходные данные

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Число часов в расчетном периоде	ч	744
Данные учета ЭЭ по абоненту		
Потребление активной ЭЭ	кВт·ч	35 000
Расчетные нагрузки по абоненту		
Расчетный ток узла нагрузки 1	А	60
Расчетный ток узла нагрузки 2	А	70
Расчетный ток узла нагрузки 3	А	80
Характер нагрузки абонента 2: мелкомоторное производство, режим работы – двухсменный.		

1) Потери реактивной энергии в линиях 0,38 кВ принимаются равными нулю.

2) Если информация о месячном потреблении реактивной энергии W_p по показаниям средств расчетного (технического) учета реактивной электрической энергии получить невозможно, то оно должно рассчитываться по формуле, квар·ч:

$$W_p = W_a \cdot \operatorname{tg} \varphi = 35000 \cdot 0,88 = 30800,$$

где $\operatorname{tg} \varphi = 0,88$ выбирается из таблицы 6.3.

3) Расчет активных сопротивлений участков сети между точками измерения ЭЭ и ГБП ВЛ 0,38 кВ, Ом:

$$R_{04} = r_{004} \cdot L_{04} = 0,25 \cdot 0,06 = 0,015;$$

$$R_{41} = r_{041} \cdot L_{41} = 0,25 \cdot 0,09 = 0,023;$$

$$R_{45} = r_{045} \cdot L_{45} = 0,25 \cdot 0,07 = 0,018;$$

$$R_{52} = r_{052} \cdot L_{52} = 0,25 \cdot 0,10 = 0,025;$$

$$R_{53} = r_{053} \cdot L_{53} = 0,25 \cdot 0,08 = 0,020,$$

где r_0 – удельные активные сопротивления проводов ВЛ 0,38 кВ, Ом/км (берутся из таблицы Б.6).

4) Согласно пункту 6.2.1.6, если транспорт электроэнергии от ЭСО к электроприемникам абонента осуществляется по линии с древовидной схемой, с распределенной нагрузкой и с расчетным учетом на головном участке, для расчета ТРЭТ в этой линии следует определять и использовать ее эквивалентное сопротивление:

$$R_{\Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^n [R_i \cdot I_i^2]}{\sum_{k=1}^m [I_k]^2} = \frac{R_{04} \cdot (I_{p1} + I_{p2} + I_{p3})^2 + R_{41} \cdot I_{p1}^2 + R_{45} \cdot (I_{p2} + I_{p3})^2 + R_{52} \cdot I_{p2}^2 + R_{53} \cdot I_{p3}^2}{(I_{p1} + I_{p2} + I_{p3})^2} =$$

$$= \frac{0,015 \cdot (60 + 70 + 80)^2 + 0,023 \cdot 60^2 + 0,018 \cdot (70 + 80)^2 + 0,025 \cdot 70^2 + 0,020 \cdot 80^2}{(60 + 70 + 80)^2} =$$

$$= 0,032.$$

5) Постоянные технические потери активной ЭЭ в воздушных линиях 0,38 кВ принимаются равными нулю (согласно пункту 6.1):

$$\Delta \bar{W}_a = 0.$$

6) Потери в трехфазной группе ТТ 0,38 кВ, кВт·ч: $\Delta W_{aTT} = 4,2$ (по таблице 6.2).

7) Переменные технические потери активной ЭЭ, кВт·ч, составят

$$\Delta \bar{W}_a = \frac{W_a^2 + W_p^2}{T \cdot U_{\text{нл}}^2} \cdot R_{\Sigma} \cdot d \cdot 10^{-3} = \frac{35000^2 + 30800^2}{744 \cdot 0,4^2} \cdot 0,032 \cdot 1,7 \cdot 10^{-3} = 993,$$

где d – дисперсионный коэффициент, по таблице 6.4 $d = 1,7$.

8) Активная составляющая ТРЭТ в участке сети между точкой измерения ЭЭ и ГБП, кВт·ч:

$$\Delta W_a = \Delta \bar{W}_a + \Delta \tilde{W}_a + \Delta W_a^{TT} = 0 + 993 + 4,2 = 997.$$

9) Корректирующая поправка для данных учета электроэнергии с учетом составляющих ТРЭТ:

$$\delta W_a = \Delta W_a = 997.$$

10) Приведенное (скорректированное) значение данных учета активной ЭЭ:

$$W'_a = W_a - \delta W_a = 35000 - 997 = 34003.$$

Таблица А.36

Расчетный месяц: октябрь _____ года

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Активная составляющая ТРЭТ между точкой измерения ЭЭ и ГБП	кВт·ч	997
Корректирующая поправка к данным учета активной ЭЭ	кВт·ч	997
Данные учета потребления активной ЭЭ с учетом коррекции	кВт·ч	34 003

А.6 Пример 6

А.6.1 От электрических сетей ЭСО через однофазную линию получает питание абонент, характер нагрузки – мелкомоторное производство, односменный режим работы, расчет за активную ЭЭ, средства КРМ отсутствуют.

Абонент получает питание по ВЛ 0,22 кВ длиной 0,15 км. Сечение провода ВЛ с проводом СИП-4 – 25 мм². Сечение нулевого провода то же, что и у фазного провода.

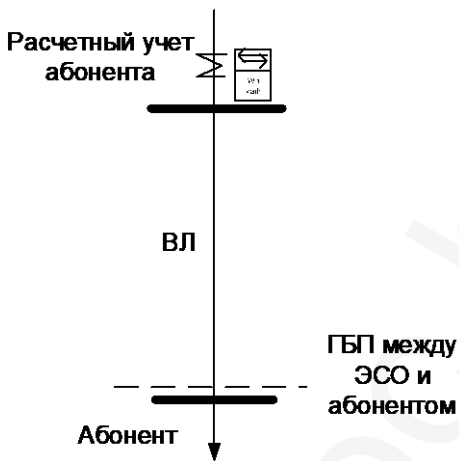


Рисунок А.11 – Расчетная схема

Требуется рассчитать:

ТРЭТ в линии 0,22 кВ между точкой расчетного учета ЭЭ и ГБП между ЭСО и абонентом, корректирующие поправки к учету ЭЭ, скорректированные данные расчетного учета ЭЭ между ЭСО и абонентом.

А.6.2 Пример Порядка расчета ТРЭТ для взаиморасчетов между ЭСО и абонентом

ОБРАЗЕЦ

Приложение № _____
к договору № _____
от «__» _____ 20__ г.

**Порядок расчета
технологического расхода электроэнергии
на ее транспортировку от точки расчетного учета до границы балансовой принадлежности абонента, корректирующих поправок,
скорректированных данных расчетного учета электрической энергии (ТКП 460-2017 (33240))**

Таблица А.37 – Исходные данные

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Число часов в расчетном периоде	ч	T
Данные учета ЭЭ по абоненту		
Потребление активной ЭЭ	кВт·ч	W_a
Характер нагрузки абонента: мелкомоторное производство, режим работы – односменный.		

А.6.2.1 Порядок расчета

1) Потери реактивной энергии в линиях 0,22 кВ принимаются равными нулю.

2) Согласно пункту 6.2.1.5 расчет активного сопротивления участка сети между точками измерения ЭЭ и ГБП производится следующим образом:

$$R_n = R_\phi + R_0; \quad (\text{A.98})$$

$$R_\phi = r_{\phi 0} \cdot L_{\text{ВЛ}}; \quad (\text{A.99})$$

$$R_0 = r_{00} \cdot L_{\text{ВЛ}}, \quad (\text{A.100})$$

где R_ϕ , R_0 – активные сопротивления соответственно фазного и нулевого проводов ВЛ 0,22 кВ, Ом;

$R_{\phi 0}$, r_{00} – удельные активные сопротивления соответственно фазного и нулевого проводов ВЛ 0,22 кВ, Ом/км;

$L_{\text{ВЛ}}$ – длина ВЛ 0,22 кВ, км.

3) Постоянные технические потери активной ЭЭ в воздушных линиях 0,22 кВ принимаются равными нулю (согласно пункту 6.1):

$$\Delta \bar{W}_a = 0. \quad (\text{A.101})$$

4) Согласно пункту 6.2.1.5 переменные технические потери активной ЭЭ, кВт·ч, составят

$$\Delta \tilde{W}_a = \frac{W_{a1}^2}{0,99 \cdot 0,23^2 \cdot T} \cdot R_n \cdot d \cdot 10^{-3}, \quad (\text{A.102})$$

где d – дисперсионный коэффициент, по таблице 6.5 $d = 2,7$.

5) Активная составляющая ТРЭТ в участке сети между точкой измерения ЭЭ и ГБП, кВт·ч:

$$\Delta W_a = \Delta \bar{W}_a + \Delta \tilde{W}_a. \quad (\text{A.103})$$

6) Корректирующая поправка для данных учета электроэнергии с учетом составляющих ТРЭТ:

$$\delta W_a = \Delta W_a. \quad (\text{A.104})$$

7) Приведенное (скорректированное) значение данных учета активной ЭЭ:

$$W'_a = W_a - \delta W_a. \quad (\text{A.105})$$

А.6.2.2 Представление результатов расчета

Таблица А.38

Расчетный месяц: _____ года

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Активная составляющая ТРЭТ между точкой измерения ЭЭ и ГБП	кВт·ч	ΔW_a
Корректирующая поправка к данным учета активной ЭЭ	кВт·ч	δW_a
Данные учета потребления активной ЭЭ с учетом коррекции	кВт·ч	W'_a

А.6.2.3 Пример расчета с подстановкой числовых значений

Таблица А.39 – Исходные данные

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Число часов в расчетном периоде	ч	744
Данные учета ЭЭ по абоненту		
Потребление активной ЭЭ	кВт·ч	2000
Характер нагрузки абонента 2: мелкомоторное производство, режим работы – односменный.		

1) Потери реактивной энергии в линиях 0,22 кВ принимаются равными нулю.

2) Согласно пункту 6.2.1.5 расчет активного сопротивления участка сети между точками измерения ЭЭ и ГБП производится следующим образом:

$$R_{\phi 1} = r_{\phi 0} \cdot L_{ВЛ} = 1,2 \cdot 0,15 = 0,18;$$

$$R_{01} = r_{00} \cdot L_{ВЛ} = 1,2 \cdot 0,15 = 0,18;$$

$$R_{л1} = R_{\phi 1} + R_{01} = 0,18 + 0,18 = 0,36,$$

где R_{0j} – активные сопротивления соответственно фазного и нулевого проводов ВЛ 0,22 кВ, Ом;

$r_{\phi 0i}$, r_{00i} – удельные активные сопротивления соответственно фазного и нулевого проводов ВЛ 0,22 кВ, Ом/км (берутся из таблицы Б.7);

$L_{ВЛi}$ – длина ВЛ 0,22 кВ, км.

3) Постоянные технические потери активной ЭЭ в воздушных линиях 0,22 кВ принимаются равными нулю (согласно пункту 6.1):

$$\Delta \bar{W}_a = 0.$$

4) Согласно пункту 6.2.1.5 переменные технические потери активной ЭЭ, кВт·ч, составят

$$\Delta \tilde{W}_a = \frac{W_{a1}^2}{0,99 \cdot 0,23^2 \cdot T} \cdot R_n \cdot d \cdot 10^{-3} = \frac{2000^2}{0,99 \cdot 0,23^2 \cdot 744} \cdot 0,36 \cdot 2,7 \cdot 10^{-3} = 100,$$

где d – дисперсионный коэффициент, по таблице 6.5 $d = 2,7$.

5) Активная составляющая ТРЭТ в участке сети между точкой измерения ЭЭ и ГБП, кВт·ч:

$$\Delta W_a = \Delta \bar{W}_a + \Delta \tilde{W}_a = 0 + 100 = 100.$$

6) Корректирующая поправка для данных учета электроэнергии с учетом составляющих ТРЭТ:

$$\delta W_a = \Delta W_a = 100.$$

7) Приведенное (скорректированное) значение данных учета активной ЭЭ:

$$W'_a = W_a - \delta W_a = 2000 - 100 = 1900.$$

Таблица А.40

Расчетный месяц: октябрь _____ года

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Активная составляющая ТРЭТ между точкой измерения ЭЭ и ГБП	кВт·ч	100
Корректирующая поправка к данным учета активной ЭЭ	кВт·ч	100
Данные учета потребления активной ЭЭ с учетом коррекции	кВт·ч	1900

А.7 Пример 7

А.7.1 От электрических сетей ЭСО транзитом через электрические сети предприятия (абонента ЭСО) получают питание два абонента ЭСО. Требуется рассчитать активную составляющую ТРЭТ от транзитных перетоков.

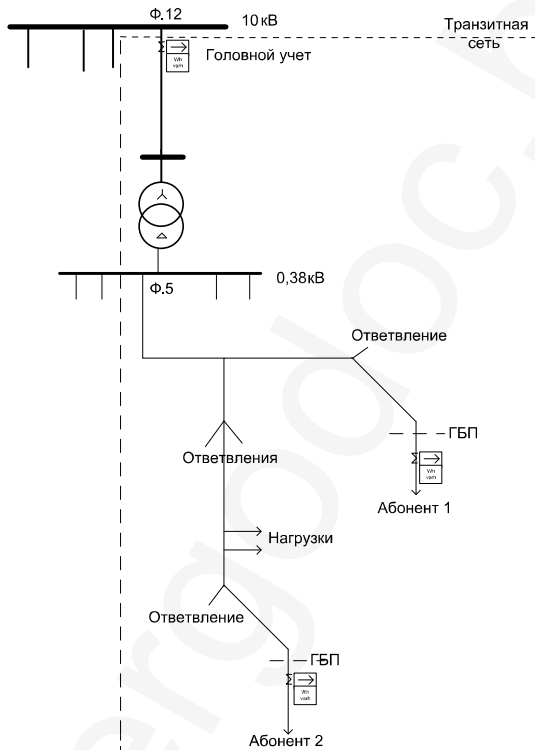


Рисунок А.12 – Расчетная схема

А.7.2 Пример Порядка расчета ТРЭТ от транзитных перетоков для взаиморасчетов между ЭСО и абонентом

ОБРАЗЕЦ

Приложение № _____
к договору № _____
от «__» _____ 20__ г.

Порядок расчета технологического расхода электроэнергии от транзитных перетоков (ТКП 460-2017 (33240))

Таблица А.41 – Исходные данные

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Число часов в расчетном периоде	ч	T
Данные учета ЭЭ по КЛ 10 кВ		
Потребление активной ЭЭ	кВт·ч	W_a
Данные учета ЭЭ по абоненту 1		
Потребление активной ЭЭ	кВт·ч	W_a^{a61}
Данные учета ЭЭ по абоненту 2		
Потребление активной ЭЭ	кВт·ч	W_a^{a62}

А.7.2.1 Порядок расчета

1) Расчет ТРЭТ в ТЭС и выделение доли ТРЭТ от транзитных перетоков, относящихся на абонентов 1 и 2.

2) Краткое описание ТЭС: ТЭС включает в себя воздушную линию и двухобмоточный трансформатор номинальным напряжением 10 кВ и сеть 0,38 кВ со сложной топологией.

3) Поступление активной ЭЭ в транзитную сеть определяется по данным учета на головном участке фидера 12.

4) Потери в трехфазной группе ТТ 10 кВ $\Delta W_a^{TT} = 8,3$ кВт·ч (по таблице 6.2), потери в трехфазной группе ТН 10 кВ $\Delta W_a^{TH} = 158$ кВт·ч (по таблице 6.3).

5) Постоянные технические потери в воздушных линиях 10 кВ и в линиях 0,38 кВ равны 0 (нулю). При необходимости учета постоянные технические потери (потери в стали) активной ЭЭ в трансформаторе (по таблице Б.4), кВт·ч:

$$\Delta \bar{W}_a^{TP} = T \cdot \Delta P_{xx} . \quad (A.106)$$

Если нет необходимости их учитывать в дальнейших расчетах, они принимаются равными 0 (нулю).

б) Для ТЭС со сложной топологией допускается проводить упрощенный расчет переменных потерь ЭЭ по следующей формуле:

$$\Delta \tilde{W}_a = k \cdot W_a, \quad (\text{A.107})$$

где k выбирается из таблицы 8.2.

При этом если в частях ТЭС с разными номинальными напряжениями отношение нагрузок абонентов к суммарной нагрузке ТЭС разное – сеть необходимо разделить на участки в соответствии с количеством номинальных напряжений. При этом для каждого участка используется свое значение коэффициента k . Для случаев с одинаковым отношением нагрузок абонентов к суммарной нагрузке ТЭС можно не делить сеть на участки и использовать один коэффициент.

7) Активная составляющая ТРЭТ в ТЭС, кВт·ч:

$$\Delta W_a = \Delta \bar{W}_a + \Delta \tilde{W}_a + \Delta W_a^{TT} + \Delta W_a^{TH}. \quad (\text{A.108})$$

8) Активная составляющая ТРЭТ от транзитных перетоков в ТЭС, кВт·ч:

$$\Delta W_a^{TP} = \Delta W_a \cdot \frac{W_a^{a61} + W_a^{a62}}{W_a}. \quad (\text{A.109})$$

9) Часть ТРЭТ от транзитных перетоков, относящаяся на абонента 1, кВт·ч:

$$\Delta W_a^{a61} = \Delta W_a^{TP} \cdot \frac{W_a^{a61}}{W_a^{a61} + W_a^{a62}}. \quad (\text{A.110})$$

10) Часть ТРЭТ от транзитных перетоков, относящаяся на абонента 2, кВт·ч:

$$\Delta W_a^{a62} = \Delta W_a^{TP} \cdot \frac{W_a^{a62}}{W_a^{a61} + W_a^{a62}}. \quad (\text{A.111})$$

А.7.2.2 Представление результатов расчета

Таблица А.42

Расчетный месяц: октябрь _____ года

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Активная составляющая ТРЭТ от транзитных перетоков	кВт·ч	ΔW_a^{TP}
Доля активной составляющей ТРЭТ от транзитных перетоков, относящаяся на абонента 1	кВт·ч	ΔW_a^{a61}
Доля активной составляющей ТРЭТ от транзитных перетоков, относящаяся на абонента 2	кВт·ч	ΔW_a^{a62}

А.7.2.3 Пример расчета с подстановкой числовых значений

Таблица А.43 – Исходные данные

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Число часов в расчетном периоде	ч	744
Данные учета ЭЭ по КЛ 10 кВ		
Потребление активной ЭЭ	кВт·ч	100 000
Данные учета ЭЭ по абоненту 1		
Потребление активной ЭЭ	кВт·ч	2000
Данные учета ЭЭ по абоненту 2		
Потребление активной ЭЭ	кВт·ч	1500

1) Расчет ТРЭТ в ТЭС и выделение доли ТРЭТ от транзитных потоков, относящихся на абонентов 1 и 2.

2) Краткое описание ТЭС: ТЭС включает в себя воздушную линию и двухобмоточный трансформатор номинальным напряжением 10 кВ и сеть 0,38 кВ со сложной топологией.

3) Поступление активной ЭЭ в транзитную сеть определяется по данным учета на головном участке фидера 12, кВт·ч:

$$W_a^{10} = W_a = 100000.$$

4) Потери в трехфазной группе ТТ 10 кВ $\Delta W_a^{TT} = 8,3$ кВт·ч (по таблице 6.2), потери в трехфазной группе ТН 10 кВ $\Delta W_a^{TN} = 158$ кВт·ч (по таблице 6.3).

5) Постоянные технические потери в воздушных линиях 10 кВ и в линиях 0,38 кВ равны 0 (нулю). При необходимости учета постоянные технические потери (потери в стали) активной ЭЭ в трансформаторе (по таблице Б.4), кВт·ч:

$$\Delta \bar{W}_a = T \cdot \Delta P_{xx}.$$

Если нет необходимости их учитывать в дальнейших расчетах, они принимаются равными 0 (нулю).

6) Для ТЭС со сложной топологией допускается проводить упрощенный расчет переменных потерь электрической энергии по следующей формуле:

$$\Delta \bar{W}_a = k \cdot W_a,$$

где k выбирается из таблицы 8.2.

Так как в частях ТЭС с разными номинальными напряжениями отношение нагрузок абонентов к суммарной нагрузке ТЭС разное, сеть необходимо разделить на два участка в соответствии с количеством номи-

нальных напряжений. При этом для участка с номинальным напряжением 10 кВ принимаем коэффициент $k_{10} = 0,01$, для участка с номинальным напряжением 0,38 кВ принимаем коэффициент $k_{0,4} = 0,03$. Если бы на стороне 0,38 кВ трансформатора был подключен только один фидер – сеть можно было бы не делить на участки и использовать один коэффициент $k = 0,025$.

Переменные потери активной ЭЭ для участка ТЭС с номинальным напряжением 10 кВ, кВт·ч:

$$\Delta \tilde{W}_a^{10} = k_{10} \cdot W_a^{10} = 0,01 \cdot 100000 = 1000.$$

Суммарное потребление электроэнергии из части ТЭС напряжением 0,38 кВ определяется приближенно, исходя из условия, что потребляемая электроэнергия распределяется между фидерами 0,38 кВ одинаково. При количестве фидеров 0,38 кВ $n_{0,4} = 5$ она в пять раз меньше, чем поступление в сеть 10 кВ, кВт·ч:

$$W_a^{0,4} = W_a^{10} / n_{0,4} = 100000 / 5 = 20000.$$

Переменные потери активной ЭЭ для участка ТЭС с номинальным напряжением 0,38 кВ, кВт·ч:

$$\Delta \tilde{W}_a^{0,4} = k_{0,4} \cdot W_a^{0,4} = 0,01 \cdot 20000 = 200.$$

7) ТРЭТ (активная составляющая) на участке ТЭС с номинальным напряжением 10 кВ, кВт·ч:

$$\Delta W_a^{10} = \Delta \bar{W}_a^{10} + \Delta \tilde{W}_a^{10} + \Delta W_a^{TT} + \Delta W_a^{TH} = 0 + 1000 + 8,3 + 158 = 1166.$$

ТРЭТ (активная составляющая) на участке ТЭС с номинальным напряжением 0,38 кВ, кВт·ч:

$$\Delta W_a^{0,4} = \Delta \bar{W}_a^{0,4} + \Delta \tilde{W}_a^{0,4} = 0 + 200 = 200.$$

8) ТРЭТ (активная составляющая) от транзитных перетоков в ТЭС, кВт·ч:

а) на участке 10 кВ:

$$\Delta W_a^{TP10} = \Delta W_a^{10} \cdot \frac{W_a^{a61} + W_a^{a62}}{W_a^{10}} = 1166 \cdot \frac{2000 + 1500}{100000} = 41;$$

б) на участке 0,38 кВ:

$$\Delta W_a^{TP0,4} = \Delta W_a^{0,4} \cdot \frac{W_a^{a61} + W_a^{a62}}{W_a^{0,4}} = 200 \cdot \frac{2000 + 1500}{20000} = 35;$$

в) суммарные по ТЭС:

$$\Delta W_a^{TP} = \Delta W_a^{TP10} + \Delta W_a^{TP0,4} = 41 + 35 = 76.$$

9) Доля ТРЭТ (активная составляющая) от транзитных перетоков, относящаяся на абонента 1, кВт·ч:

$$\Delta W_a^{ab1} = \Delta W_a^{TP} \cdot \frac{W_a^{ab1}}{W_a^{ab1} + W_a^{ab2}} = 76 \cdot \frac{2000}{2000 + 1500} = 43.$$

10) Доля ТРЭТ (активная составляющая) от транзитных перетоков, относящаяся на абонента 2, кВт·ч:

$$\Delta W_a^{ab2} = \Delta W_a^{TP} \cdot \frac{W_a^{ab2}}{W_a^{ab1} + W_a^{ab2}} = 76 \cdot \frac{1500}{2000 + 1500} = 33.$$

Таблица А.44

Расчетный месяц: октябрь _____ года

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Активная составляющая ТРЭТ от транзитных перетоков	кВт·ч	76
Доля активной составляющей ТРЭТ от транзитных перетоков, относящаяся на абонента 1	кВт·ч	43
Доля активной составляющей ТРЭТ от транзитных перетоков, относящаяся на абонента 2	кВт·ч	33

Приложение Б
(рекомендуемое)

Справочные данные для линий и трансформаторов

Б.1 Справочные расчетные данные силовых трансформаторов

Таблица Б.1 – Трансформаторы класса номинального напряжения 6 кВ

Тип трансформатора	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔP_{xx} , кВт	ΔQ_{xx} , квар
ОМ-1,25/6-У1	1382	1584	0,02	0,238
ОМ-2,5/6-У1	501	514	0,04	0,375
ОМП-4/6-У1	269	116	0,045	0,2
ОМП-10/6-У1	64	73	0,07	0,55
ТМ-10/6	133	218	0,105	1
ТМ-20/6	60	109	0,18	1,8
ТМ-25/6	40	73	0,115	0,8
ТМ-30/6	37,6	72,6	0,25	2,4
ТМ-40/6	23	46	0,165	1,2
ТМ-50/6	21	43,6	0,35	3,5
ТМ-63/6	13,7	29	0,243	1,7
ТМ-100/6	8,4	18,4	0,338	2,6
ТМ-160/6	4,5	11,5	0,5	3,8
ТМ-180/6	4,9	12,1	0,7	7,2
ТМ-250/6	2,4	7,9	1,04	8,8
ТМ-320/6	2,4	6,8	1,6	12,8
ТМ-400/6	1,4	4,5	1,0	8,4
ТМ-530/6	0,8	3,4	1,55	12,6
ТМ-1000/6	0,47	2,2	2,3	14
ТМ-1600/6	0,27	1,4	3,05	20,8
ТМ-2500/6	0,15	0,87	4,25	25
ТМ-4000/6	0,08	0,64	5,975	36
ТМ-6300/6	0,05	0,4	8,325	50,4
ТМ-10000/6	0,04	0,3	29,0	300

Таблица Б.2 – Трансформаторы класса номинального напряжения 10 кВ

Тип трансформатора	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔP_{XX} , кВт	ΔQ_{XX} , квар
ОМ-1,25/10-У1	3840	4400	0,02	0,238
ОМ-2,5/10-У1	1361	1504	0,04	0,375
ОМП-4/10-У1	775	328	0,045	0,2
ОМП-10/10-У1	180	203	0,07	0,55
ТМ-10/10	369	605	0,14	1
ТМ-20/10	165	302	0,22	2
ТМ-25/10	110	202	0,12	0,8
ТМ-30/10	103	202	0,3	2,7
ТМ-40/10	64,7	126	0,165	1,2
ТМ-50/10	58,5	121	0,44	4,0
ТМ-63/10	38,1	80,4	0,243	1,8
ТМ-100/10	23,4	50,5	0,338	2,6
ТМ-160/10	12,4	31,6	0,5	3,8
ТМ-180/10	13,8	33,6	0,7	7,2
ТМ-250/10	6,9	20,2	0,72	5,8
ТМ-320/10	6,6	19,0	1,125	12,8
ТМ-400/10	3,9	12,6	1,0	8,4
ТМ-530/10	3,2	10,8	2,9	33,6
ТМ-630/10	2,2	9,6	1,55	12,6
ТМ-1000/10	1,3	6,0	2,275	14
ТМ-1600/10	1,03	3,8	8,0	72,0
ТМ-1800/10	0,8	3,4	8,0	81
ТМ-3200/10	0,4	1,9	11,0	128
ТМ-5600/10	0,2	1,1	18	224
ТМ-6300/10	0,13	1,14	8,3	50,4
ТМ-7500/10	0,14	1,1	24	262

Таблица Б.3 – Трансформаторы класса номинального напряжения 35 кВ

Тип трансформатора	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔP_{XX} , кВт	ΔQ_{XX} , квар
ТМ-100/35	266	875	0,47	2,6
ТМ-160/35	140	549	0,66	3,84
ТМ-180/35	170	481	1,5	14,4
ТМ-250/35	80	350	0,96	5,75
ТМ-320/35	82	273	2,3	24
ТМ-400/35	46,6	219	1,35	8,4
ТМ-630/35	26	140	2	12,6
ТМ-1000/35	16	87,5	2,75	15
ТМ-1600/35	9,1	54,9	3,65	22,4
ТМ-4000/35	2,8	25,2	6,7	4
ТМ-6300/35	1,6	16,1	9,4	57
ТМ-7500/35	1,81	13,6	24	262
ТД-10000/35	1,25	10,1	29	300
ТД-16000/35	0,48	6,75	21	120
ТД-20000/35	0,41	5,75	39	600
ТДН-25000/35	0,27	4,3	29	175
ТД-40000/35	0,15	2,87	39	260
ТД-80000/35	0,07	1,53	65	480

Таблица Б.4 – Трансформаторы класса номинального напряжения 110 кВ

а) двухобмоточные

Тип трансформатора	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔP_{XX} , кВт	ΔQ_{XX} , квар
ТМН-2500/110	48,6	508	6,5	37,5
ТМГ-3200/110	47,3	397	17	144
ТМГ-5600/110	24,3	227	25,5	252
ТМ-6300/110	16,6	202	27,3	233
ТМГ-7500/110	16,6	169	33	300
ТДН-10000/110	7,49	139	14	70
ТДГ-15000/110	7,2	85	50	525
ТД-16000/110	5,95	96	47	448
ТДГ-20000/110	4,93	64,0	60	600
ТДН-25000/110	2,54	55,5	25	175
ТДГ-31500/110	2,44	40,3	86	850
ТДН-32000/110	1,9	43,4	32	224
ТД-40000/110	1,46	38,4	42	260

Окончание таблицы а)

Тип трансформатора	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔP_{xx} , кВт	ΔQ_{xx} , квар
ТДГ-40500/110	1,64	31,4	115	1050
ТДГ-45000/110	1,47	29,3	116	1035
ТДГ-60000/110	1,0	23,2	150	2160
ТДЦН-63000/110	0,82	22	59	378
ТДГ-70000/110	0,96	22,5	135	2450
ТДГ-75000/110	1,04	20,5	165	3000
ТДЦ-80000/110	0,71	19,2	70	480
ТДЦ-90000/110	0,74	17,1	190	3330
ТДЦ-120000/110	0,51	12,8	220	4200
ТДЦ-125000/110	0,49	12,3	120	688
ТДЦ-180000/110	0,31	8,54	420	5750
ТДЦ-200000/110	0,26	7,7	170	1000
ТДЦ-240000/110	0,18	6,4	540	8400
ТДЦ-250000/110	0,19	6,1	200	1250
ТДЦ-400000/110	0,08	3,84	320	1800
ТРДН-25000/110	2,32	55,9	20	116,67
ТРДН-40000/110	1,21	34,7	33,3	173,33
ТРДЦН-63000/110	0,75	22	46,7	273,33
ТРДЦН-80000/110	0,59	17,4	36,7	320
ТРДН-32000/110	1,71	39,7	26,7	224

б) трехобмоточные

Тип трансформатора	ΔP_{xx} , кВт	ΔQ_{xx} , квар
ТМТН-6300/110	58	75,6
ТДТН-10000/110	76	110
ТДТН-16000/110*	100	160
ТДТН-25000/110	140	175
ТДТНЖ-25000/110	140	225
ТДТН-40000/110	200	240
ТДТНЖ-40000/110	200	320
ТДТН(ТДЦТН)-63000/110*	290	441
ТДТН(ТДЦТН, ТДЦТНК)-80000/110*	390	480

Б.2. Справочные расчетные данные проводов воздушных линий**Таблица Б.5 – Провода ВЛ 0,38 кВ (голые провода)**

Марка провода	r_0 , Ом/км
A-10	2,8631
A-16	1,8007
A-25	1,1498
A-35	0,8347
A-50	0,5784
A-70	0,4131
A-95	0,3114
A-120	0,2549
АС-16	1,7817
АС-25	1,1521
АС-35, АСИ-35	0,7774
АС-50, АСИ-50	0,5951
АС-70, АСИ-70	0,4218
АС-95, АСИ-95	0,3007
АС-120, АСИ-120	0,2459
М-4	4,6009
М-6	3,0701
М-10	1,8197
М-16	1,1573
М-25	0,74
М-35	0,54
М-50	0,39
М-70	0,28
М-95	0,1944
М-120	0,1560
ПЗВ-35, ПЗВГ-35	0,79
ПЗВ-50, ПЗВГ-50	0,60
ПЗВ -70, ПЗВГ-70	0,43
ПЗВ -95, ПЗВГ-95	0,31
ПЗВ -120, ПЗВГ-120	0,25
ПЗВ -150, ПЗВГ-150	0,20
ПЗВ -185, ПЗВГ-185	0,16
ПЗВ -240, ПЗВГ-240	0,12
ПСТ-4	14,000
ПСТ-5	11,000
ПСС-4	12,700
ПСС-5	8,500
ПС-25	5,270
ПС-35	3,960
ПС-50	2,752
ПС-70	1,700
ПС-95	1,550

Окончание таблицы Б.5

Марка провода	r_0 , Ом/км
АН-16	1,9037
АН-25	1,290
АН-35	0,884
АН-50	0,614
АН-120	0,2609
АН-150	0,2059
АН-185	0,1669
АЖ-16	2,0623
АЖ-25	1,330
АЖ-35	0,960
АЖ-50	0,665
АЖ-120	0,2826
АЖ-150	0,2231
АЖ-185	0,1808

Таблица Б.6 – Провода ВЛ 0,38 кВ (изолированные провода СИП-1, СИП-2)

Сечение фазной жилы	r_0 , Ом/км
16	1,91
25	1,20
35	0,87
50	0,64
70	0,44
95	0,32
120	0,25

Таблица Б.7 – Провода ВЛ 0,38 кВ (изолированные провода СИП-4(и))

Сечение фазной жилы	r_0 , Ом/км
25	1,2
35	0,89
50	0,64
70	0,44
95	0,32
120	0,25

Таблица Б.8 – Провода ВЛ 6–10 кВ (голые провода)

Марка провода	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км
A-16	1,772	0,390
A-25	1,140	0,380
A-35	0,918	0,370
A-50	0,630	0,360
A-70	0,450	0,350
A-95	0,330	0,340
A-120	0,270	0,340
АС-10	3,12	0,398
АС-16	1,772	0,390
АС-25	1,140	0,380
АС-35	0,812	0,370
АС-50	0,630	0,360
АС-70	0,450	0,350
АС-95	0,330	0,340
АС-120	0,270	0,340
ПСТ-4	14,000	5,600
ПСТ-5	11,000	5,600
ПСС-4	12,700	3,800
ПСС-5	8,500	3,500
ПС-25	5,270	0,550
ПС-35	3,960	0,380
ПС-50	2,752	0,240
ПС-70	1,700	0,170
ПС-95	1,550	0,080
АН-25	1,290	0,376
АН-35	0,884	0,362
АН-50	0,614	0,353
АЖ-25	1,330	0,376
АЖ-35	0,960	0,362
АЖ-50	0,665	0,353

Таблица Б.9 – Провода ВЛ 6–10 кВ (с изолирующим покрытием СИП(и)-3)

Сечение фазной жилы	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км
35	0,99	0,099
50	0,72	0,091
70	0,49	0,091
95	0,36	0,092
120	0,29	0,088
150	0,26	0,086

Таблица Б.10 – Провода ВЛ 35 кВ

Марка провода	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км
A-35	0,918	0,438
A-50	0,630	0,427
A-70	0,450	0,417
A-95	0,330	0,406
A-120	0,270	0,400
A-150	0,210	0,398
A-185	0,170	0,386
AC-35	0,912	0,438
AC-50	0,630	0,427
AC-70	0,450	0,417
AC-95	0,330	0,436
AC-120	0,270	0,400
AC-150	0,210	0,398
AC-185	0,170	0,386
ACO-150	0,210	0,398
ACO-185	0,170	0,386
ACO-240	0,130	0,200

Таблица Б.11 – Провода ВЛ 110 кВ

Марка провода	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	q_{30} , квар/км
A-70	0,450	0,440	34
A-95	0,330	0,429	35
A-120	0,270	0,423	36
A-150	0,210	0,416	36,4
A-185	0,170	0,409	37
A-240	0,130	0,401	38
A-300	0,107	0,392	38,4
A-400	0,080	0,382	38,6
AC-70	0,450	0,440	34
AC-95	0,330	0,429	35
AC-120	0,270	0,423	36
AC-150	0,210	0,416	36,5
AC-185	0,170	0,386	37
AC-240	0,130	0,401	38
AC-300	0,107	0,392	38,5
AC-400	0,090	0,382	38,6
ACO-150	0,210	0,416	36,5

Окончание таблицы Б.11

Марка провода	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	q_{30} , квар/км
АСО-185	0,170	0,409	37
АСО-240	0,130	0,401	38
АСО-300	0,107	0,392	38,5
АСО-400	0,080	0,382	38,6

Б.3 Справочные расчетные данные кабелей

Таблица Б.12 – Кабели с бумажной изоляцией

Сечение, мм ²	r_0 , Ом/км		0,38 кВ		6 кВ		10 кВ		35 кВ	
	медные жилы	алюминиевые жилы	x_0 , Ом/км	q_{30} , квар/км	x_0 , Ом/км	q_{30} , квар/км	x_0 , Ом/км	q_{30} , квар/км	x_0 , Ом/км	q_{30} , квар/км
10	1,84	3,1	-	-	0,110	2,3	-	-	-	-
16	1,15	1,94	-	-	0,102	2,6	0,113	5,9	-	-
25	0,74	1,24	-	-	0,091	4,1	0,099	8,6	-	-
35	0,52	0,89	-	-	0,067	4,6	0,095	10,7	-	-
50	0,37	0,62	-	-	0,083	5,2	0,090	11,7	-	-
70	0,26	0,443	-	-	0,080	5,6	0,086	13,5	-	-
95	0,194	0,326	-	-	0,078	8,7	0,083	15,6	-	-
120	0,153	0,258	-	-	0,076	9,5	0,081	16,9	0,120	99
150	0,122	0,206	-	-	0,074	10,4	0,079	18,3	0,116	112
185	0,099	0,167	-	-	0,073	11,7	0,077	20,0	0,113	115
240	0,077	0,129	-	-	0,071	13,0	0,075	21,5	0,110	119
300	0,061	0,103	-	-	-	-	-	-	0,097	127
400	0,046	0,077	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица Б.13 – Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена

Сечение, мм ²	r_0 , Ом/км		0,38 кВ		6 кВ		10 кВ		35 кВ	
	медные жилы	алюминие- вые жилы	x_0 , Ом/км	q_{30} , квар/км	x_0 , Ом/км	q_{30} , квар/км	x_0 , Ом/км	q_{30} , квар/км	x_0 , Ом/км	q_{30} , квар/км
35	0,668	1,113	-	-	0,127/ 0,17	7	0,133 0,175	7	-	-
50	0,494	0,882	-	-	0,121 0,163	8	0,126 0,168	8	0,144 0,187	26
70	0,342	0,568	-	-	0,114 0,156	9	0,118 0,160	9	0,136 0,179	27
95	0,247	0,411	-	-	0,106 0,149	10	0,111 0,153	10	0,128 0,170	30
120	0,196	0,325	-	-	0,102 0,144	11	0,106 0,148	11	0,122 0,165	32
150	0,159	0,265	-	-	0,098 0,139	12	0,101 0,143	12	0,117 0,159	35
185	0,128	0,211	-	-	0,094 0,136	13	0,098 0,114	13	0,113 0,155	37
240	0,098	0,161	-	-	0,091 0,133	15	0,094 0,136	15	0,109 0,151	44
300	0,079	0,130	-	-	0,087 0,129	16	0,089 0,131	16	0,103 0,145	47
400	0,063	0,102	-	-	0,085 0,127	18	0,086 0,128	18	0,099 0,141	51
500	0,051	0,0804	-	-	0,083 0,125	20	0,084 0,125	20	0,096 0,138	56
630	0,041	0,0639	-	-	0,081 0,122	21	0,082 0,124	21	0,093 0,135	59
800	0,032	0,0505	-	-	0,079 0,120	23	0,079 0,120	23	0,088 0,130	65

Примечания 1 x_0 и q_{30} приведены для одножильных кабелей.

2 Для x_0 верхнее число – для прокладки кабеля треугольником, нижнее – в плоскости.

Библиография

- [1] Правила электроснабжения
Утверждены постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 октября 2011 г. № 1394 в редакции постановления Совета Министров Республики Беларусь от 23 октября 2015 г. № 895
- [2] Инструкция по определению величины технологического расхода электрической энергии на ее транспортировку, учитываемой при финансовых расчетах за электроэнергию между энергоснабжающей организацией и потребителем (абонентом)
Утверждена первым заместителем генерального директора – главным инженером ГПО «Белэнерго» Сиваком А.В. 24 декабря 2009 г.
- [3] Концепция приборного учета электроэнергии в Республике Беларусь
Утверждена постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 30 августа 2005 г. № 28
- [4] Дополнения к Рекомендациям по межгосударственной стандартизации МЕТРОЛОГИЯ. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРО-ЭНЕРГЕТИКЕ РМГ 29-99 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения»
Утверждены решением Электроэнергетического Совета СНГ от 23 мая 2008 г. № 33
- [5] СТП 09110.09.455-11 Методика расчета и обоснования нормативов расхода электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям
- [6] Группа компаний «Севкабель». Кабели и провода. Каталог продукции. Том 1
- [7] Инструкции и рекомендации по прокладке, монтажу и эксплуатации кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 6, 10, 15, 20 и 35 кВ ОАО «Электрокабель» Кольчугинский завод», 2014