

**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, технические потери электроэнергии, точка измерения электроэнергии, точка расчетного учета электроэнергии, граница балансовой принадлежности, транзитные перетоки

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 26 декабря 2012 г. № 64

3 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

© Минэнерго, 2013

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	2
3 Термины и определения, обозначения и сокращения	3
4 Общие положения	6
5 Исходные данные для расчета ТРЭТ	8
6 Методы расчета ТРЭТ	12
6.1 Расчет условно-постоянных технических потерь ЭЭ в элементах электрической сети	12
6.2 Расчет условно-переменных технических потерь ЭЭ в элементах электрической сети	14
6.3 Специфика расчета ТРЭТ в элементах электрической сети в случаях наличия у абонента расчетной (коммерческой) АСКУЭ	18
6.4 Расчет ТРЭТ в элементах электрической сети	19
6.5 Окончательный расчет ТРЭТ	20
7 Расчет корректирующих поправок к данным учета по ТРЭТ и корректировка данных учета ЭЭ	20
8 Расчет ТРЭТ от транзитных перетоков, ТРЭТ в электрической сети абонента, связанной с передачей электроэнергии субабоненту	24
Приложение А (рекомендуемое) Примеры Порядка расчета	26
Приложение Б (рекомендуемое) Справочные данные для линий и трансформаторов	52
Библиография	62

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

26 декабря 2012 г. № 64

г. Минск

Об утверждении и введении в действие
технического кодекса установившейся практики

На основании статьи 18 Закона Республики Беларусь от 5 января 2004 года «О техническом нормировании и стандартизации» и подпункта 5.9 пункта 5 Положения о Министерстве энергетики Республики Беларусь, утвержденного постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 31 октября 2001 г. № 1595, Министерство энергетики Республики Беларусь ПОСТАНОВЛЯЕТ:

Утвердить и ввести в действие с 1 апреля 2013 г. прилагаемый 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)».

Министр

А. В. Озерец

**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)**

**ПОРЯДОК 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)**

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 2013-04-01

1 Область применения

Настоящий технический кодекс установившейся практики (далее – технический кодекс) устанавливает порядок расчета величины технологического расхода электрической энергии на ее транспортировку (далее – ТРЭТ), учитываемой при финансовых расчетах за электроэнергию между энергоснабжающими организациями, потребителями

(абонентами) и субабонентами. Предназначен для определения величин ТРЭТ в элементах электрической сети между точками измерения электроэнергии и границей балансовой принадлежности при их несовпадении, ТРЭТ от транзитных перетоков и ТРЭТ в электрической сети абонента, связанной с передачей электроэнергии субабоненту.

Настоящий технический кодекс является обязательным для энергоснабжающих организаций и потребителей электрической энергии, заключивших договор электроснабжения с энергоснабжающей организацией. В качестве потребителей могут выступать юридические лица всех форм собственности и подчиненности, зарегистрированные на территории Республики Беларусь, а также индивидуальные предприниматели и физические лица (кроме бытовых абонентов).

Действие настоящего технического кодекса распространяется на энергоснабжающие организации, на абонентов, имеющих на балансе силовые трансформаторы (автотрансформаторы) и (или) линии электропередачи, за исключением граждан, использующих электрическую энергию для бытового потребления, на субабонентов, заключивших договор электроснабжения с субъектами, являющимися абонентами энергоснабжающей организации, при этом последние в свою очередь являются энергоснабжающими организациями для абонента.

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: Высшее номинальное напряжение из элементов электрической сети, входящих в ТЭС.

3.1.2 дисперсионный коэффициент: Повышающий коэффициент при расчете потерь электрической энергии, учитывающий неравномерность графика нагрузки, рассчитывается через дисперсии потоков активной и реактивной мощности за расчетный период.

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

3.1.4 достаточная информационная обеспеченность: Необходимое и достаточное условие применения метода или формулы, предполагающее возможность получения необходимых исходных данных от счетчика(ов) или дорасчета (3.1.3) в соответствии с настоящим техническим кодексом.

3.1.5 класс номинального напряжения трансформатора: Значение из шкалы классов номинального напряжения (0,4; 6; 10; 35; 110; 220; 330; 750 кВ), ближайшее к номинальному напряжению трансформатора.

3.1.6 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 учета и измерения электрической энергии.

3.1.7 номинальное напряжение линии электропередачи: Класс номинального напряжения линии из шкалы классов номинального напряжения, кВ: 0,4; 6; 10; 35; 110; 220; 330; 750.

3.1.8 номинальное напряжение трансформатора: Высшее номинальное напряжение обмоток трансформатора.

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

3.1.10 расчетный счетчик: Счетчик электрической энергии, используемый для расчетного учета и контроля вырабатываемой (генерируемой), отпускаемой, потребляемой или транзитируемой (передаваемой) электрической энергии и мощности, величины которых подлежат оплате.

3.1.11 реверс мощности: Изменение направления потока активной и (или) реактивной мощности за расчетный период.

3.1.12 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 к тарифам.

3.1.13 точка измерения электроэнергии: Физическая точка электроустановки, в которой производится прямое измерение величины и направления тока, напряжения и которая совпадает с точкой подключения трансформатора тока и (или) электросчетчика.

3.1.14 точка расчетного учета электроэнергии: Точка измерения, выбранная на границе балансовой принадлежности электрической сети продавца и покупателя электроэнергии.

3.1.15 точка учета электроэнергии: Точка на элементе электрической сети (на линии электропередачи, на вводе трансформатора и т.п.), выбранная для технического или расчетного учета (точка учета может как совпадать, так и не совпадать с точкой измерения, а значения энергии в точке измерения и точке учета могут отличаться на величину расхода электроэнергии на технологические нужды в линии между этими двумя точками) (СТБ 2096).

3.1.16 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;

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.

3.1.17 транзитная электрическая сеть: Часть электрической сети, используемая для транзита электрической энергии (мощности).

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

3.1.19 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.

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 Технический кодекс регламентирует методологию и порядок расчета следующих видов ТРЭТ:

1) ТРЭТ между точками 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, 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 электроэнергии 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.

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 (например, для тарифной зоны).

4.6 Если потребитель (абонент) является плательщиком за реактивную мощность (энергию), то определению и распределению между ЭСО и потребителем (абонентом), помимо активной составляющей, подлежит реактивная составляющая ТРЭТ – в случаях, указанных в пункте 4.3. настоящего технического кодекса.

4.7 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.

4.8 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 числится указанный участок.

4.9 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.

4.10 В случаях, когда на объекте(ах) потребителя электроприемники отключены по причине сезонного характера работ либо по иной причине, а силовой трансформатор(ы) продолжает 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 такой трансформатор.

4.11 Допускается при обоюдном согласии ЭСО и абонента не учитывать потери в участках линии 0,4–10(6) кВ длиной до 10 м.

4.12 ТРЭТ рассчитывается исходя из величины потребленной активной и реактивной ЭЭ за расчетный месяц на основании показаний средств расчетного учета ЭЭ в соответствии со схемой, с указанной ГБП, прилагаемой к договору электроснабжения. При расчете ТРЭТ для последовательно соединенных элементов электрической сети по согласованию сторон могут использоваться также данные технического учета ЭЭ.

4.13 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 дисперсии и дисперсионный коэффициент, время потребления и время 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.

4.14 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 мощности, то допускается включать в Порядок описание и использовать для расчетов только метод расчета переменных (нагрузочных) потерь ЭЭ при возможности реверса мощности (см. 6.2.2).

4.15 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). Данное требование в полной мере распространяется на абонентов, в свою очередь являющихся ЭСО по отношению к своим абонентам.

4.16 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.

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

4.18 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.

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	<i>T</i>	Определяется как число часов в расчетном месяце или как общая длительность временных промежутков данной тарифной зоны	–

Продолжение таблицы 5.1

Наименование переменной	Единица измерения	Обозначение	Возможные источники информации	Примечания
2 Потребление активной ЭЭ из сети ЭСО за расчетный период	кВт·ч	A_a	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 реактивной ЭЭ из сети ЭСО за расчетный период	квар·ч	A_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 Отдача активной ЭЭ в сеть ЭСО за расчетный период	кВт·ч	$A_a^{от}$	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)	При наличии реверса активной мощности за месяц
5 Отдача реактивной ЭЭ в сеть ЭСО за расчетный период	квар·ч	$A_p^{от}$	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 мощности за месяц
6 Максимум потребляемой активной мощности за расчетный период	кВт	P_{max}	1) Величина, определяемая счетчиком 2) Результат обработки полчасовых 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
7 Минимум активной нагрузки за расчетный период	кВт	P_{\min}	Результат обработки получасовых профилей активной нагрузки за расчетный период	Определяется для случая отсутствия реверса активной и реактивной мощности
8 Максимум 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	–
9 Максимум реактивной нагрузки за расчетный период	квар	Q_{\max}	Результат обработки получасовых профилей реактивной нагрузки за расчетный период	Определяются в случае наличия реверса реактивной мощности
10 Минимум реактивной нагрузки за расчетный период	квар	Q_{\min}	Результат обработки получасовых профилей реактивной нагрузки за расчетный период	Определяются при отсутствии реверса реактивной мощности
11 Максимум отданной реактивной мощности за расчетный период	квар	$Q_{\max}^{от}$	Результат обработки получасовых профилей реактивной нагрузки за расчетный период	Определяются при наличии реверса реактивной мощности
12 Число часов потребления активной мощности за расчетный период	ч	T_a^{np}	Определяется по числу получасовок в течение расчетного периода, когда усредненная активная потребляемая мощность превышала выдаваемую в сеть	Определяются в случае наличия реверса активной мощности

Продолжение таблицы 5.1

Наименование переменной	Единица измерения	Обозначение	Возможные источники информации	Примечания
13 Число часов потребления реактивной мощности в расчетном периоде	ч	T_p^{np}	Определяется по числу полчасовок в течение расчетного периода, когда усредненная реактивная потребляемая мощность превышала выдаваемую в сеть	Определяются в случае наличия реверса реактивной мощности
14 Количество субабонентов	шт.	$n_{сб}$	Договоры на энергоснабжение между абонентом и субабонентами	–
15 Потребление активной ЭЭ субабонентами за расчетный период	кВт·ч	$A_{\partial i}^{сб}$ $i = 1 \div n_{сб}$	Данные измерений счетчиков субабонентов	–
16 Потребление реактивной ЭЭ субабонентами за расчетный период	квар·ч	$A_{\partial i}^{сб}$ $i = 1 \div n_{сб}$	Данные измерений счетчиков субабонентов	–
17 Класс номинального напряжения трансформатора	кВ	U_{HT}	Паспортные или справочные данные	–
18 Соответственно активные и реактивные потери холостого хода трансформатора за расчетный период	кВт квар	ΔP_{xx} ΔQ_{xx}	Протоколы испытаний, паспортные или справочные данные	–
19 Соответственно активное и индуктивное сопротивление трансформатора	Ом Ом	R_T X_T	Протоколы испытаний, паспортные или справочные данные	–
20 Класс номинального напряжения линии	кВ	$U_{НЛ}$	Паспортные или справочные данные	–

Окончание таблицы 5.1

Наименование переменной	Единица измерения	Обозначение	Возможные источники информации	Примечания
21 Длина линии	км	$L_{л}$	1) Данные, указанные в акте разграничения балансовой принадлежности электрических сетей и эксплуатационной ответственности сторон 2) Паспортные данные	–
22 Удельное активное сопротивление линии	Ом/км	r_0	Паспортные или справочные данные	–
23 Удельное индуктивное сопротивление линии	Ом/км	x_0	Паспортные или справочные данные	–
24 Удельная зарядная мощность линии	квар/км	q_0^2	Паспортные или справочные данные	–
25 Емкостная проводимость линии	См·10 ⁻⁶ /км	b_0	Паспортные или справочные данные	–
<p>Примечания</p> <p>1 Число часов работы за месяц элементов электрической сети T_n принимается равным числу часов в расчетном месяце: январь, март, май, июль, август, октябрь, декабрь – 744 ч; апрель, июнь, сентябрь, ноябрь – 720 ч; февраль – 672 или 696 соответственно для високосного и невисокосного года.</p> <p>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.</p>				

6 Методы расчета ТРЭТ

6.1 Расчет условно-постоянных технических потерь ЭЭ в элементах электрической сети

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

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

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

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

$$\Delta \bar{A}_a = \begin{cases} \Delta P_{кор} \cdot T, & \text{для ВЛ номинального напряжения 110 кВ и выше} \\ q_0^3 \cdot L_{л} \cdot \text{tg} \delta \cdot T, & \text{для КЛ} \\ 0, & \text{для ВЛ номинального напряжения ниже 110 кВ} \end{cases}, \quad (3)$$

$$\Delta \bar{A}_p = \begin{cases} -q_0^3 \cdot L_{л} \cdot T, & \text{для ВЛ номинального напряжения 110 кВ и выше} \\ & \text{и высоковольтных кабельных линий} \\ 0, & \text{для всех остальных линий} \end{cases}, \quad (4)$$

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;

$\text{tg} \delta$ – тангенс угла диэлектрических потерь. Для расчетов принимаются следующие значения:

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

Сечение одной жилы	Среднее число соединительных муфт на 1 км			
	до 4 включительно	5	6–10	более 10
До 3 × 95 мм ² включительно	0,02	0,025	0,035	0,05
3 × 120 мм ² и выше	0,02	0,02	0,03	0,05

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

$$Q_3 = q_0^3 \cdot L_{л}, \quad (5)$$

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

Потери в ТТ, относящихся к участку сети между точками расчетного учета и измерения ЭЭ, определяются в соответствии с таблицей 6.2.

Таблица 6.2 – Средние месячные значения активных потерь электроэнергии в группе измерительных трансформаторов тока $\Delta A_{a,TT}$, кВт·ч

Наименование показателя	Среднемесячные значения активных потерь электроэнергии в трехфазной группе измерительных трансформаторов 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

6.2 Расчет условно-переменных технических потерь ЭЭ в элементах электрической сети

6.2.1 Расчет условно-переменных технических потерь ЭЭ в элементах электрической сети при невозможности реверса активной мощности за расчетный период¹

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

$$A_p = A_a \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (7)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ выбирается из таблицы 6.3.

Таблица 6.3 – Значения $\operatorname{tg} \varphi$ для разных видов потребителей

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

¹ Здесь и далее с целью упрощения не учитывается редкий для схем внешнего электроснабжения абонентов случай реверса реактивной мощности при отсутствии реверса активной мощности вследствие перекомпенсации реактивной мощности.

Дисперсионный коэффициент, учитывающий увеличение потерь в зависимости от неравномерности графика нагрузки, выбирается из таблицы 6.4.

Таблица 6.4 – Значения d для разных видов потребителей

Виды потребителей	d
Предприятия, работающие в одну смену	2,70
Предприятия, работающие в две смены	1,70
Предприятия, работающие в три смены	1,35
Предприятия, работающие в три смены без выходных	1,02
Непрерывное производство	1,01

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:

$$\Delta \tilde{A}_a = \frac{A_a^2 + A_p^2}{T \cdot U_{HT}^2} \cdot R_T \cdot d \cdot 10^{-3}; \quad (8)$$

$$\Delta \tilde{A}_p = \frac{A_a^2 + A_p^2}{T \cdot U_{HT}^2} \cdot X_T \cdot d \cdot 10^{-3}. \quad (9)$$

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

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.

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

$$\Delta \tilde{A}_a = \frac{A_a^2 + A_p^2}{T \cdot U_{НЛ}^2} \cdot R_{Л} \cdot d \cdot 10^{-3}; \quad (10)$$

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

Для последовательно соединенных элементов электрической сети между точками учета и измерения ЭЭ можно использовать одинаковый дисперсионный коэффициент.

В случаях перекомпенсации реактивной мощности, если при отсутствии реверса активной мощности в течение расчетного месяца имел место реверс реактивной мощности, вместо величины в формулы (8)–(11) подставляется сумма $A_p + A_p^{om}$.

6.2.2 Расчет условно-переменных технических потерь ЭЭ в элементах электрической сети при возможности реверса активной мощности

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

$$A_p = A_a \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (12)$$

$$A_p^{om} = 0,6 \cdot A_a^{om}. \quad (13)$$

Среднее за расчетный месяц сальдо активной мощности, кВт:

$$P_1 = \frac{(A_a - A_a^{om})}{T}. \quad (14)$$

Если в течение расчетного месяца был реверс активной мощности, то

$$P_2 = P_{\max}, \quad (15)$$

$$P_0 = -P_{\max}^{om}, \quad (16)$$

иначе

$$P_2 = P_{\max}, \quad (17)$$

$$P_0 = P_{\min}. \quad (18)$$

Показатель формы графика активной мощности:

$$\lambda_a = \frac{P_1 - P_0}{P_2 - P_1} \quad (19)$$

$D(P)$ – дисперсия активной мощности за расчетный месяц:

$$D[P] = \begin{cases} \frac{(P_2 - P_0) \cdot (P_1 - P_0)^2}{P_2 + P_1 - 2 \cdot P_0}, & \text{если } \lambda_a \geq 1 \\ \frac{(P_2 - P_1)^2 \cdot (P_1 - P_0)}{2 \cdot P_2 - P_1 - P_0}, & \text{если } \lambda_a < 1 \end{cases} \quad (20)$$

Дисперсия реактивной мощности $D[Q]$ определяется аналогично тому, как определяется $D[P]$ по формулам (14)–(20). Если нет данных о максимумах реактивной мощности потребления и отдачи, то допускается оценка дисперсии реактивной мощности по приближенной формуле

$$D[Q] = D[P] \cdot \left(\frac{Q_1}{P_1}\right)^2 \quad (21)$$

Для последовательно соединенных элементов электрической сети без ответвлений можно использовать одинаковые дисперсионный коэффициент, времена потребления и отдачи.

Дисперсионный коэффициент:

$$d = \frac{D[P] + D[Q]}{P_1^2 + Q_1^2} \quad (22)$$

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

$$\Delta \tilde{A}_a = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{HT}^2} \cdot R_T \cdot d \cdot T \cdot 10^{-3}; \quad (23)$$

$$\Delta \tilde{A}_p = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{HT}^2} \cdot X_T \cdot d \cdot T \cdot 10^{-3}. \quad (24)$$

6.2.2.3 Величины потерь ΔA_a и ΔA_p 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.

Расчет величин P_1 , Q_1 , $D[P]$, $D[Q]$, d для линии электропередачи проводится аналогично расчетам для трансформаторов по формулам (14)–(20).

6.2.2.4 Переменные технические потери активной и реактивной ЭЭ в линии электропередачи при наличии реверса составят соответственно, кВт·ч и квар·ч:

$$\Delta \tilde{A}_a = \left\{ \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{нл}^2} \cdot R_{лн} \cdot d \cdot T \cdot 10^{-3}, R_{лн} = r_0 \cdot L_{лн} \right\} \quad (25)$$

$$\Delta \tilde{A}_p = \left\{ \begin{array}{l} \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{нл}^2} \cdot X_{лн} \cdot d \cdot T \cdot 10^{-3}, X_{лн} = x_0 \cdot L_{лн}, \text{ для высоковольтных линий} \\ 0, \text{ для низковольтных линий (номинальное напряжение до 1 кВ)} \end{array} \right\} \quad (26)$$

При отсутствии информации о максимальных и минимальных величинах активной и реактивной мощности в течение расчетного периода вследствие отсутствия расчетной АСКУЭ и расчетных электронных счетчиков до их ввода в эксплуатацию расчет ТРЭТ допускается проводить с применением дисперсионных коэффициентов из таблицы 6.4.

Для последовательно соединенных элементов электрической сети без ответвлений можно использовать одинаковые дисперсионные коэффициенты.

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

6.3.1 При наличии у абонентов расчетной (коммерческой) АСКУЭ с частотой опроса СЭ с верхнего уровня(ей) 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 опросами СЭ.

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

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

$$\Delta \bar{A}_a = t_{\text{опр}} \cdot \Delta P_{xx} \cdot \frac{U^2}{U_{HT}^2}, \quad (27)$$

$$\Delta \bar{A}_p = t_{\text{опр}} \cdot \Delta Q_{xx} \cdot \frac{U^2}{U_{HT}^2}, \quad (28)$$

где U – усредненное 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 в элементах электрической сети

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

$$\Delta A_a = \Delta \bar{A}_a + \Delta \tilde{A}_a, \quad (29)$$

$$\Delta A_p = \Delta \bar{A}_p + \Delta \tilde{A}_p. \quad (30)$$

6.5 Окончательный 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 ЭЭ

7.1 При наличии реверса активной мощности, если не определены время потребления и время выдачи в сеть активной мощности, то они определяются расчетным путем.

7.2 Время потребления активной мощности, ч:

$$T_a^{np} = \left\{ \begin{array}{l} T \cdot \left(\frac{P_{\max}}{P_{\max} + P_{\max}^{om}} \right)^{1/\lambda_a}, \text{ если } \lambda_a \geq 1 \\ T \cdot \left(1 - \frac{P_{\max}^{om}}{P_{\max} + P_{\max}^{om}} \right)^{\lambda_a}, \text{ если } \lambda_a < 1 \end{array} \right\}, \quad (31)$$

где λ_a определяется по формулам (14)–(19).

7.3 Распределение активной составляющей ТРЭТ на потери при потреблении активной энергии из сети ЭСО, потери при отдаче активной энергии проводится следующим образом по формулам (32)–(37).

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

$$\Delta \bar{A}_a^{np} = \Delta \bar{A}_a \cdot \frac{T_a^{np}}{T}. \quad (32)$$

7.5 Переменные потери активной ЭЭ при потреблении активной ЭЭ, кВт·ч:

$$\Delta \tilde{A}_a^{np} = \Delta \tilde{A}_a \cdot \frac{A_a}{A_a + A_a^{om}}. \quad (33)$$

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

$$\Delta A_a^{np} = \Delta \bar{A}_a^{np} + \Delta \tilde{A}_a^{np}. \quad (34)$$

7.7 Постоянные потери активной ЭЭ при отдаче в сеть активной ЭЭ, кВт·ч:

$$\Delta \bar{A}_a^{om} = \Delta \bar{A}_a - \Delta \bar{A}_a^{np}. \quad (35)$$

7.8 Переменные потери активной ЭЭ при отдаче в сеть активной ЭЭ, кВт·ч:

$$\Delta \tilde{A}_a^{om} = \Delta \tilde{A}_a - \Delta \tilde{A}_a^{np}. \quad (36)$$

7.9 Активная составляющая ТРЭТ при отдаче в сеть активной ЭЭ, кВт·ч:

$$\Delta A_a^{om} = \Delta \bar{A}_a^{om} + \Delta \tilde{A}_a^{om}. \quad (37)$$

7.10 При наличии реверса реактивной мощности, если не определены время потребления и время выдачи (отдачи) в сеть реактивной мощности, то они определяются расчетным путем.

Время потребления реактивной мощности:

$$T_p^{np} = \left\{ \begin{array}{l} T \cdot \left(\frac{Q_{\max}}{Q_{\max} + Q_{\max}^{om}} \right)^{1/\lambda_p}, \text{ если } \lambda_p \geq 1; \\ T \cdot \left(1 - \frac{Q_{\max}^{om}}{Q_{\max} + Q_{\max}^{om}} \right)^{\lambda_p}, \text{ если } \lambda_p < 1 \end{array} \right\}, \quad (38)$$

где λ_p определяется по формулам, аналогичным (14)–(19).

Если не заданы минимумы-максимумы реактивной мощности, то время потребления реактивной мощности определяется по приближенной формуле, ч:

$$T_p^{np} = T \cdot \left(\frac{A_p^{np}}{A_p^{np} + A_p^{om}} \right). \quad (39)$$

7.11 Распределение реактивной составляющей ТРЭТ на потери при потреблении активной энергии и потери при отдаче активной энергии проводится следующим образом по формулам (40)–(45).

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

$$\Delta \bar{A}_p^{np} = \Delta \bar{A}_p \cdot \frac{T_p^{np}}{T}. \quad (40)$$

7.13 Переменные потери реактивной ЭЭ при потреблении реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta \tilde{A}_p^{np} = \Delta \tilde{A}_p \cdot \frac{A_p}{A_p + A_p^{om}}. \quad (41)$$

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

$$\Delta A_p^{np} = \Delta \tilde{A}_p^{np} + \Delta \tilde{A}_p^{np}. \quad (42)$$

7.15 Постоянные потери реактивной ЭЭ при отдаче в сеть реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta \bar{A}_p^{om} = \Delta \bar{A}_p - \Delta \bar{A}_p^{np}. \quad (43)$$

7.16 Переменные потери реактивной ЭЭ при отдаче в сеть реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta \tilde{A}_p^{om} = \Delta \tilde{A}_p - \Delta \tilde{A}_p^{np}. \quad (44)$$

7.17 Реактивная составляющая ТРЭТ при отдаче в сеть реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta A_p^{om} = \Delta \bar{A}_p^{om} + \Delta \tilde{A}_p^{om}. \quad (45)$$

7.18 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.

7.19 Данные учета ЭЭ корректируются путем добавления к величинам потребления (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 отдачи, а данная позиция приравнивается к нулю. Аналогично, если в результате обнаруживается отрицательная величина отдачи активной и (или) реактивной мощности, то модуль соответствующей величины добавляется к аналогичной величине потребления, а данная позиция приравнивается к нулю.

Таблица 7.1 – Корректирующие поправки к данным учета электроэнергии

Условия	Корректирующие поправки для данных учета ЭЭ		
	потребление активной ЭЭ за расчетный период	потребление реактивной ЭЭ за расчетный период	отдача реактивной ЭЭ в сеть за расчетный период
При отсутствии реверса активной мощности	$\delta A_a = \Delta A_a$	$\delta A_p = \Delta A_a$	$\delta A_p^{OT} = 0$
При наличии реверса активной мощности	$\delta A_a = \Delta A_a^{np}$	$\delta A_p = \Delta A_p^{np}$	$\delta A_p^{OT} = \Delta A_p^{OT}$

Примечание – Если расчетная точка учета ЭЭ находится со стороны абонента, то корректирующие величины берутся со знаком, как в таблице 7.1, если со стороны ЭСО, то с противоположным знаком.

Таблица 7.2 – Приведенные (скорректированные) данные учета электроэнергии

Условия	Корректируемые данные учета ЭЭ		
	потребление активной ЭЭ за расчетный период	потребление реактивной ЭЭ за расчетный период	отдача реактивной ЭЭ в сеть за расчетный период
СЭ со стороны ЭСО, ГБП со стороны абонента			
При отсутствии реверса активной мощности	$A'_a = A_a - \delta A_a$	$A'_p = A_p - \delta A_p$	$A_p^{om} = 0$
При наличии реверса активной мощности	$A'_a = A_a - \delta A_a^{np}$	$A'_p = A_p - \delta A_p^{np}$	$A_p^{om} = A_p^{om} + \delta A_p^{om}$
СЭ со стороны абонента, ГБП со стороны ЭСО			
При отсутствии реверса активной мощности	$A'_a = A_a + \delta A_a$	$A'_p = A_p + \delta A_p$	$A_p^{om} = 0$
При наличии реверса активной мощности	$A'_a = A_a + \delta A_a^{np}$	$A'_p = A_p + \delta A_p^{np}$	$A_p^{om} = A_p^{om} - \delta A_p^{om}$

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, связанной 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).

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: A_a^{TP} и A_p^{TP} . В случаях реверса активной мощности за расчетный период поступлением ЭЭ является несальдированная величина потребления ЭЭ;

Таблица 8.1 – Определение ролей субъектов А, В, С

Вид расчета	Субъект А	Субъект В	Субъект С
Расчет ТРЭТ от транзитных перетоков	Энергоснабжающая организация	Организация, в собственности, хозяйственном ведении или оперативном управлении которой находится транзитная электрическая сеть	Абонент энергоснабжающей организации или та же энергоснабжающая организация
Расчет ТРЭТ в электрической сети абонента, связанной с передачей электроэнергии субабоненту	Энергоснабжающая организация	Абонент энергоснабжающей организации	Субабонент

- 4) определяются величины суммарного поступления активной и реактивной ЭЭ в электрические сети субъекта С из ТЭС за расчетный период A_a^{B-C} и A_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. Для последовательно соединенных элементов сети, входящих в ТЭС, применяются методы, изложенные в разделе 6. Для более сложных схем допускается проводить упрощенный расчет по следующим формулам, соответственно кВт·ч и квар·ч:

$$\Delta A_a^{TP} = k \cdot A_a^{TP}, \quad (46)$$

$$\Delta A_p^{TP} = k \cdot A_p^{TP}, \quad (47)$$

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		
	0,4	10(6)	35(110)
0,4	0,03	–	–
10(6)	0,05	0,02	–
35–110	0,065	0,035	0,015

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

$$\Delta A_a^{A-C} = \Delta A_a^{TP} \cdot \frac{A_a^{B-C}}{A_a^{TP}}, \quad (48)$$

$$\Delta A_p^{A-C} = \Delta A_p^{TP} \cdot \frac{A_p^{B-C}}{A_p^{TP}}, \quad (49)$$

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

$$A_p^{B-C} = A_a^{B-C} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (50)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ выбирается из таблицы 6.3.

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 25000 кВА, от шин НН 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.

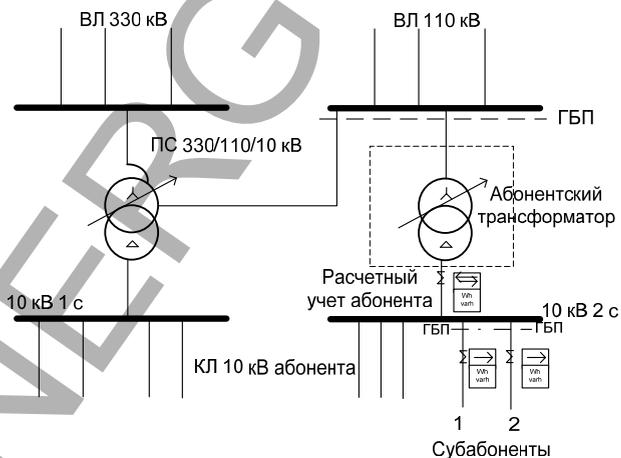


Рисунок А.1 – Общая схема энергообъектов

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

ОБРАЗЕЦ

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

**Порядок расчета
технологического расхода электроэнергии
на ее транспортировку от точки расчетного учета до границы
балансовой принадлежности энергоснабжающей организации,
корректирующих поправок (ТКП 460-2012 (02230))**

_____ (наименование абонента)

_____ (наименование объекта, адрес)

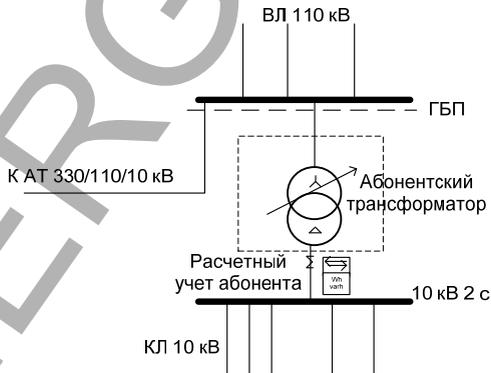


Рисунок А.2 – Расчетная схема

Таблица А.1 – Исходные данные

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Класс номинального напряжения трансформатора	кВ	U_{HT}
Потребление активной ЭЭ	кВт·ч	A_a
Потребление реактивной ЭЭ	квар·ч	A_p
Число часов в расчетном периоде	ч	T
Элементы схемы		
Двухобмоточный трансформатор		
Номинальная мощность	кВ·А	S_n
Активные потери холостого хода	кВт	ΔP_{xx}
Реактивные потери холостого хода	кВт	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: $A_p = 0,88 \cdot A_a$.
- 2) Постоянные технические потери (потери в стали) активной и реактивной ЭЭ в двухобмоточном трансформаторе, соответственно кВт·ч и квар·ч:

$$\Delta \bar{A}_a = T \cdot \Delta P_{xx}; \quad (A.1)$$

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

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

$$\Delta \tilde{A}_a = \frac{A_a^2 + A_p^2}{T \cdot U_{HT}^2} \cdot R_T \cdot d \cdot 10^{-3}; \quad (A.3)$$

$$\Delta \tilde{A}_p = \frac{A_a^2 + A_p^2}{T \cdot U_{HT}^2} \cdot X_T \cdot d \cdot 10^{-3}, \quad (\text{A.4})$$

где $d = 1,7$.

4) Потери в трансформаторах тока 110 кВ, кВт·ч, равны $\Delta A_a^{TT} = 91,7$.

5) Активная составляющая ТРЭТ, кВт·ч, равна

$$\Delta A_a = \Delta \bar{A}_a + \Delta \tilde{A}_a + \Delta A_a^{TT}. \quad (\text{A.5})$$

6) Реактивная составляющая ТРЭТ равна, квар·ч:

$$\Delta A_p = \Delta \bar{A}_p + \Delta \tilde{A}_p. \quad (\text{A.6})$$

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

$$\delta A_a = \Delta A_a; \quad (\text{A.7})$$

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

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

$$A_a' = A_a + \delta A_a; \quad (\text{A.9})$$

$$A_p' = A_p + \delta A_p. \quad (\text{A.10})$$

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	ΔA_a
ТРЭТ между точкой измерения ЭЭ и ГБП, реактивная составляющая	квар·ч	ΔA_p
Корректирующая поправка к данным учета – активная ЭЭ	кВт·ч	δA_a
Корректирующая поправка к данным учета – реактивная ЭЭ	квар·ч	δA_p

Окончание таблицы А.2

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Данные учета потребления активной ЭЭ с учетом коррекции	кВт·ч	A'_a
Данные учета потребления реактивной ЭЭ с учетом коррекции	квар·ч	A'_p

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 ЭЭ по электрическим сетям абонента
(ТКП 460-2012 (02230))**

(наименование абонента)

(наименование объекта, адрес)

Таблица А.3 – Исходные данные

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Поступление активной ЭЭ в трансформатор	кВт·ч	ΔA_a
Поступление реактивной ЭЭ в трансформатор	квар·ч	ΔA_p
Потребление активной ЭЭ субабонентом 1	кВт·ч	A_a^{cb1}
Потребление реактивной ЭЭ субабонентом 1	квар·ч	A_p^{cb1}
Элементы схемы		
Двухобмоточный трансформатор		
ТРЭТ в трансформаторе, активная составляющая	кВт·ч	ΔA_a
ТРЭТ в трансформаторе, реактивная составляющая	квар·ч	ΔA_p
Примечание – ТРЭТ в трансформаторе – по данным ЭСО.		

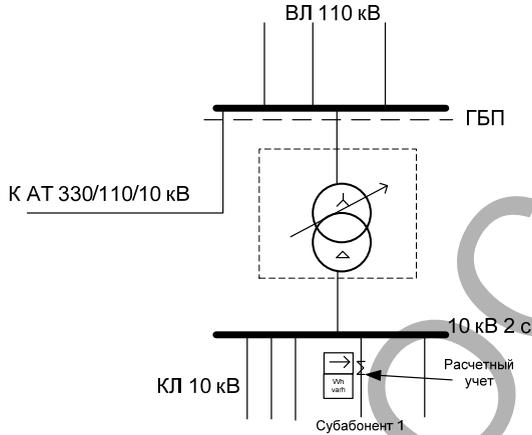


Рисунок А.3 – Расчетная схема

А.1.3.1 Порядок расчета

1) В ТЭС входит трансформатор 110 кВ номинальной мощностью 25000 кВА.

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

$$A_a^{TP} = A_a^{сб1}; \quad (\text{A.11})$$

$$A_p^{TP} = A_p^{сб1}. \quad (\text{A.12})$$

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

$$\Delta A_a^{TP(сб1)} = \Delta A_a \cdot \frac{A_a^{сб1}}{A_a}. \quad (\text{A.13})$$

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

$$\Delta A_p^{TP(сб1)} = \Delta A_p \cdot \frac{A_p^{сб1}}{A_p}. \quad (\text{A.14})$$

А.1.3.2 Представление результатов расчета

Таблица А.4

Расчетный месяц: _____ года

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Относящаяся на субабонента 1 активная составляющая ТРЭТ	кВт·ч	$\Delta A_a^{TP(cб1)}$
Относящаяся на субабонента 1 реактивная составляющая ТРЭТ	квар·ч	$\Delta A_p^{TP(cб1)}$

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 ЭЭ
по электрическим сетям абонента (ТКП 460-2012 (02230))**

(наименование абонента)

(наименование объекта, адрес)

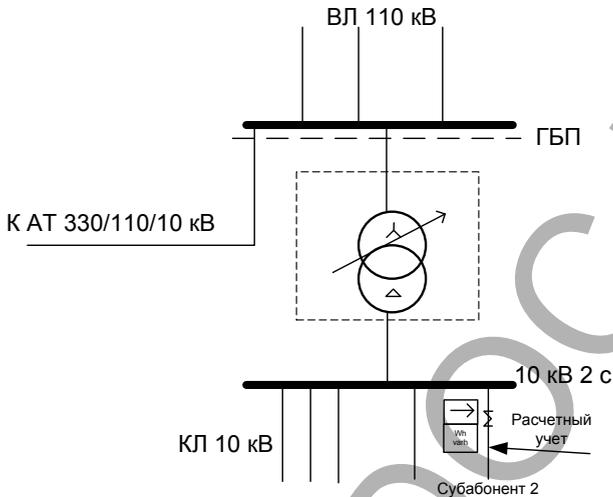


Рисунок А.4 – Расчетная схема

Таблица А.5 – Исходные данные

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Поступление активной ЭЭ в трансформатор	кВт·ч	A_a
Поступление реактивной ЭЭ в трансформатор	квар·ч	A_p
Потребление активной ЭЭ субабонентом 2	кВт·ч	$A_a^{сб2}$
Элементы схемы		
Двухобмоточный трансформатор		
ТРЭТ в трансформаторе, активная составляющая	кВт·ч	ΔA_a
ТРЭТ в трансформаторе, реактивная составляющая	квар·ч	ΔA_p
Дополнительные сведения: у субабонента 2 характер нагрузки – мелкомоторное производство, без КРМ.		
Примечание – ТРЭТ в трансформаторе – по данным от ЭСО.		

А.1.4.1 Порядок расчета

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

$$A_p^{c62} = 0,88 \cdot A_a^{c62}. \quad (A.15)$$

2) В ТЭС входит трансформатор 110 кВ номинальной мощностью 25000 кВА.

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

$$A_a^{TP} = A_a^{c62}, \quad (A.16)$$

$$A_p^{TP} = A_p^{c62}. \quad (A.17)$$

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

$$\Delta A_a^{TP(c62)} = \Delta A_a \cdot \frac{A_a^{c62}}{A_a}. \quad (A.18)$$

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

$$\Delta A_p^{TP(c62)} = \Delta A_p \cdot \frac{A_p^{c62}}{A_p}. \quad (A.19)$$

А.1.4.2 Представление результатов расчета

Таблица А.6

Расчетный месяц: _____ года

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

А.2 Пример 2

А.2.1 Имеются 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 120 мм², среднее число соединительных муфт на 1 км – до 4 шт., и эти КЛ питают ТП 10/0,4 кВ, относя-

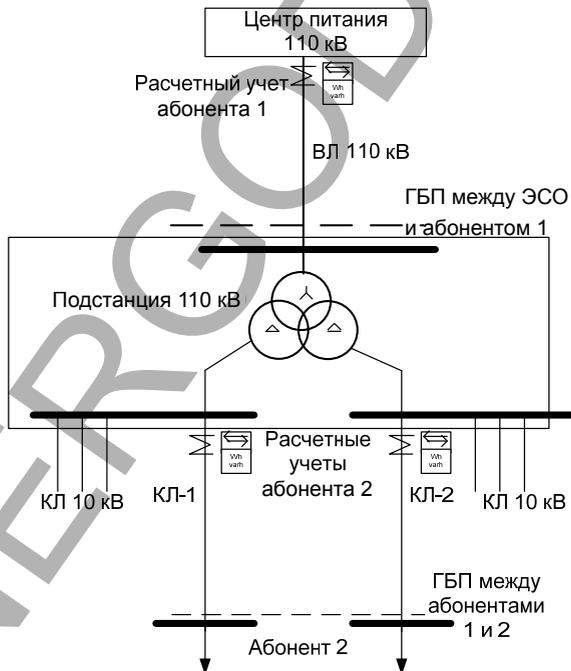


Рисунок А.5 – Общая схема объектов

щуюся к абоненту 2). Точки измерения ЭЭ находятся на вводах 10 кВ в ТП 10/0,4 кВ. Нагрузка абонента 2 относится к категории мелкокомторного производства, работа в три смены.

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 ЭЭ, ТРЭТ в ТЭС (ТКП 460-2012 (02230))**

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

Таблица А.7 – Исходные данные

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Расчетное время	ч	T
Номинальное напряжение ВЛ и трансформатора	кВ	$U_{нл}$
Класс номинального напряжения трансформатора	кВ	$U_{нт}$

Продолжение таблицы А.7

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Данные учета ЭЭ по ВЛ 110 кВ		
Потребление активной ЭЭ	кВт·ч	A_a
Потребление реактивной ЭЭ	квар·ч	A_p
Отдача активной ЭЭ	кВт·ч	A_a^{om}
Отдача реактивной ЭЭ	квар·ч	A_p^{om}
Максимум активной мощности потребления	кВт	P_{max}
Минимум активной мощности потребления при отсутствии реверса в течение расчетного месяца	кВт	P_{min}
Максимум активной мощности отдачи	кВт	P_{max}^{om}
Элементы схемы		
ВЛ 110 кВ		
Длина	км	L_l
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_0^3
Абонентский трансформатор:		
Номинальная мощность	кВ·А	S_n
Активные потери XX двухобмоточного трансформатора той же S_n	кВт	ΔP_{xx}
Реактивные потери XX двухобмоточного трансформатора той же S_n	квар	ΔQ_{xx}
Активное сопротивление двухобмоточного трансформатора той же S_n	Ом	R_T
Реактивное сопротивление двухобмоточного трансформатора той же S_n	Ом	X_T
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.		

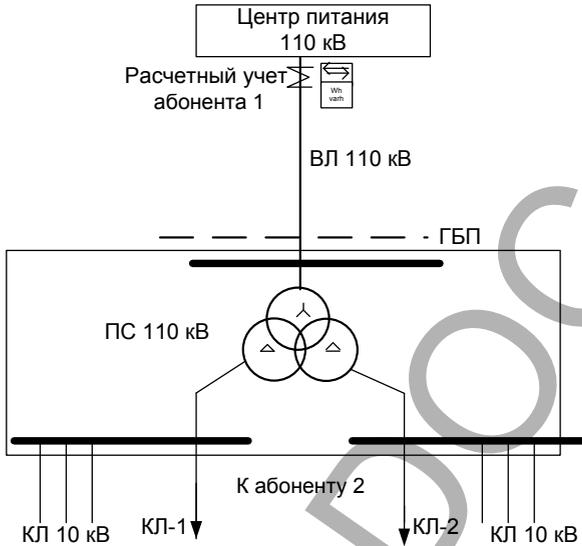


Рисунок А.6 – Расчетная схема

А.2.2.1 Порядок расчета:

- 1) Активное сопротивление ВЛ 110 кВ, Ом: $R_{л} = r_0 \cdot L_{л}$.
- 2) Индуктивное сопротивление ВЛ 110 кВ, Ом: $X_{л} = x_0 \cdot L_{л}$.
- 3) Зарядная мощность линии, квар: $Q_3 = \sigma_0^2 \cdot L_{л}$.
- 4) Потери на корону в ВЛ 110 кВ, кВт·ч, допускается не учитывать, принимаются равными 0 (нулю): $\Delta P_{кор} = 0$.
- 5) Потери в трехфазной группе ТТ 110 кВ, кВт·ч: $\Delta A_a^{TT} = 91,7$.
- 6) Постоянные потери в ВЛ, кВт·ч и квар·ч:

$$\Delta \bar{A}_a^n = \Delta P_{кор} + \Delta A_a^{TT}; \quad (A.20)$$

$$\Delta \bar{A}_p^n = -Q_3. \quad (A.21)$$

- 7) Среднее за расчетный месяц сальдо активной мощности, кВт:

$$P_1 = \frac{(A_a - A_a^{om})}{T}. \quad (A.22)$$

8) Если в течение расчетного месяца был реверс активной мощности, то $P_2 = P_{\max}$; $P_0 = -P_{\max}^{om}$, иначе $P_2 = P_{\max}$; $P_0 = P_{\min}$.

9) Показатель формы графика активной мощности

$$\lambda_a = \frac{P_1 - P_0}{P_2 - P_1} \quad (\text{A.23})$$

10) $D(P)$ – дисперсия активной мощности за расчетный месяц:

$$D[P] = \left\{ \begin{array}{l} \frac{(P_2 - P_0) \cdot (P_1 - P_0)^2}{P_2 + P_1 - 2 \cdot P_0}, \text{ если } \lambda_a \geq 1 \\ \frac{(P_2 - P_1)^2 \cdot (P_1 - P_0)}{2 \cdot P_2 - P_1 - P_0}, \text{ если } \lambda_a < 1 \end{array} \right\} \quad (\text{A.24})$$

11) Дисперсия реактивной мощности $D[Q]$ за расчетный месяц при отсутствии данных о минимуме-максимуме реактивной мощности определяется по приближенной формуле

$$D[Q] = D[P] \cdot (Q_1 / P_1)^2. \quad (\text{A.25})$$

12) Дисперсионный коэффициент

$$d = \frac{D[P] + D[Q]}{P_1^2 + Q_1^2}. \quad (\text{A.26})$$

13) Переменные технические потери активной и реактивной ЭЭ в ВЛ 110 кВ, кВт·ч и квар·ч, составят

$$\Delta \tilde{A}_a^n = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{нл}^2} \cdot d \cdot R_n \cdot T \cdot 10^{-3}; \quad (\text{A.27})$$

$$\Delta \tilde{A}_p^n = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{нл}^2} \cdot d \cdot X_n \cdot T \cdot 10^{-3}. \quad (\text{A.28})$$

14) Полные потери в ВЛ 110 кВ, кВт·ч и квар·ч:

$$\Delta A_a^n = \Delta \bar{A}_a^n + \Delta \tilde{A}_a^n; \quad (\text{A.29})$$

$$\Delta A_p^n = \Delta \bar{A}_p^n + \Delta \tilde{A}_p^n.$$

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

15) Время потребления активной мощности, ч:

$$T_a^{np} = \left\{ \begin{array}{l} T \cdot \left(\frac{P_{\max}}{P_{\max} + P_{\max}^{om}} \right)^{1/\lambda_a}, \text{ если } \lambda_a \geq 1 \\ T \cdot \left(1 - \frac{P_{\max}^{om}}{P_{\max} + P_{\max}^{om}} \right)^{\lambda_a}, \text{ если } \lambda_a < 1 \end{array} \right\}, \quad (\text{A.30})$$

где λ_a определяется в А.23.

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

$$\Delta \bar{A}_a^{np(\Pi)} = \Delta \bar{A}_a^{\Pi} \cdot \frac{T_a^{np}}{T}. \quad (\text{A.31})$$

17) Переменные потери активной ЭЭ в ВЛ 110 кВ при потреблении активной ЭЭ, кВт·ч:

$$\Delta \tilde{A}_a^{np(\Pi)} = \Delta \tilde{A}_a^{\Pi} \cdot \frac{A_a}{A_a + A_a^{om}}. \quad (\text{A.32})$$

18) Суммарные потери активной ЭЭ в ВЛ 110 кВ при потреблении активной ЭЭ, кВт·ч:

$$\Delta A_a^{np(\Pi)} = \Delta \bar{A}_a^{np(\Pi)} + \Delta \tilde{A}_a^{np(\Pi)}. \quad (\text{A.33})$$

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

$$\Delta \bar{A}_a^{om(\Pi)} = \Delta \bar{A}_a^{\Pi} - \Delta \bar{A}_a^{np(\Pi)}. \quad (\text{A.34})$$

20) Переменные потери активной ЭЭ в ВЛ 110 кВ при отдаче в сеть активной ЭЭ, кВт·ч:

$$\Delta \tilde{A}_a^{om(\Pi)} = \Delta \tilde{A}_a^{\Pi} - \Delta \tilde{A}_a^{np(\Pi)}. \quad (\text{A.35})$$

21) Суммарные потери активной ЭЭ в ВЛ 110 кВ при отдаче в сеть активной ЭЭ, кВт·ч:

$$\Delta A_a^{om(\Pi)} = \Delta \bar{A}_a^{om(\Pi)} + \Delta \tilde{A}_a^{om(\Pi)}. \quad (\text{A.36})$$

22) Время потребления реактивной мощности, ч:

$$T_p^{np} = \left\{ \begin{array}{l} T \cdot \left(\frac{Q_{\max}}{Q_{\max} + Q_{\max}^{om}} \right)^{1/\lambda_p}, \text{ если } \lambda_p \geq 1 \\ T \cdot \left(1 - \frac{Q_{\max}^{om}}{Q_{\max} + Q_{\max}^{om}} \right)^{\lambda_p}, \text{ если } \lambda_p < 1 \end{array} \right\}, \quad (\text{A.37})$$

где λ_p определяется аналогично λ_a .

23) Постоянные потери реактивной ЭЭ при потреблении реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta \bar{A}_p^{np(\Pi)} = \Delta \bar{A}_p^\Pi \cdot \frac{T^{np}}{T}. \quad (\text{A.38})$$

24) Переменные потери реактивной ЭЭ в ВЛ 110 кВ при потреблении реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta \tilde{A}_p^{np(\Pi)} = \Delta \tilde{A}_p^\Pi \cdot \frac{A_p^\Pi}{A_p^\Pi + A_p^{om(\Pi)}}. \quad (\text{A.39})$$

25) Суммарные потери реактивной ЭЭ в ВЛ 110 кВ при потреблении реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta A_p^{np(\Pi)} = \Delta \bar{A}_p^{np(\Pi)} + \Delta \tilde{A}_p^{np(\Pi)}. \quad (\text{A.40})$$

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

$$\Delta \bar{A}_p^{om(\Pi)} = \Delta \bar{A}_p^\Pi - \Delta \bar{A}_p^{np(\Pi)}. \quad (\text{A.41})$$

27) Переменные потери реактивной ЭЭ в ВЛ 110 кВ при отдаче в сеть реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta \tilde{A}_p^{om(\Pi)} = \Delta \tilde{A}_p^\Pi - \Delta \tilde{A}_p^{np(\Pi)}. \quad (\text{A.42})$$

28) Суммарные потери реактивной ЭЭ в ВЛ 110 кВ при отдаче в сеть реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta A_p^{om(\Pi)} = \Delta \bar{A}_p^{om(\Pi)} + \Delta \tilde{A}_p^{om(\Pi)}. \quad (\text{A.43})$$

29) 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.8.

Таблица А.8

Условия		Корректирующие поправки для данных учета ЭЭ		
		потребление активной ЭЭ за расчетный период	потребление реактивной ЭЭ за расчетный период	отдача активной ЭЭ в сеть за расчетный период
При отсутствии реверса активной мощности		$\delta A_a = \Delta A_a^r$	$\delta A_p = \Delta A_p^r$	$\delta A_p^{om} = 0$
При наличии реверса активной мощности		$\delta A_a = \Delta A_a^{rv(\eta)}$	$\delta A_p = \Delta A_p^{rv(\eta)}$	$\delta A_p^{om} = \Delta A_p^{om(\eta)}$

Примечание – Если расчетная точка учета ЭЭ находится со стороны абонента, то корректирующие величины берутся со знаком, как в таблице; если со стороны ЭСО, то с противоположным знаком.

30) Приведенные (скорректированные) значения данных учета активной и реактивной ЭЭ (таблица А.9):

Таблица А.9

Условия		Корректируемые данные учета ЭЭ		
		потребление активной ЭЭ за расчетный период	потребление реактивной ЭЭ за расчетный период	отдача реактивной ЭЭ в сеть за расчетный период
При отсутствии реверса активной мощности		$A_a' = A_a - \delta A_a$	$A_p' = A_p - \delta A_p$	$A_p^{om} = 0$
При наличии реверса активной мощности		$A_a' = A_a - \delta A_a$	$A_p' = A_p - \delta A_p$	$A_p^{om} = A_p^{om} + \delta A_p^{om}$

А.2.2.2 Представление результатов расчета

Таблица А.10

Параметры	Единица измерения	Обозначение
ТРЭТ между точкой измерения ЭЭ и ГБП, активная составляющая	кВт·ч	ΔA_a
ТРЭТ между точкой измерения ЭЭ и ГБП, реактивная составляющая	квар·ч	ΔA_p
Корректирующая поправка к данным учета – активная ЭЭ, потребление	кВт·ч	δA_a
Корректирующая поправка к данным учета – реактивная ЭЭ, потребление	квар·ч	δA_p
Корректирующая поправка к данным учета – активная ЭЭ, отдача	кВт·ч	δA_a^{om}
Корректирующая поправка к данным учета – реактивная ЭЭ, отдача	квар·ч	δA_p^{om}
Данные учета потребления активной ЭЭ с учетом коррекции	кВт·ч	A_a^i
Данные учета потребления реактивной ЭЭ с учетом коррекции	квар·ч	A_p^i
Данные учета потребления активной ЭЭ (отдача) с учетом коррекции	кВт·ч	A_a^{om}
Данные учета потребления реактивной ЭЭ (отдача) с учетом коррекции	квар·ч	A_p^{om}

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 ЭЭ, ТРЭТ от транзитных перетоков
 (ТКП 460-2012 (02230))**

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

Таблица А.11 – Исходные данные

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Расчетное время	ч	T
Данные от ЭСО		
Скорректированные с учетом потерь в ВЛ 110 кВ данные учета ЭЭ:		
Потребление активной электроэнергии	кВт·ч	A'_a
Потребление реактивной электроэнергии	квар·ч	A'_p
Отдача активной электроэнергии	кВт·ч	A'_{om}
Отдача реактивной электроэнергии	квар·ч	A'_{pm}
Результаты расчета от ЭСО		
Время потребления активной мощности	ч	T_a^{np}
Время потребления реактивной мощности	ч	T_p^{np}
Дисперсионный коэффициент		d
Данные учета ЭЭ по ВЛ 110 кВ		
Потребление активной ЭЭ	кВт·ч	A_a

Окончание таблицы А.11

Параметры	Единица измерения	Обозначение
Потребление реактивной ЭЭ	квар·ч	A_p
Отдача активной ЭЭ	кВт·ч	A_a^{om}
Отдача реактивной ЭЭ	квар·ч	A_p^{om}
Максимум потребляемой активной мощности	кВт	P_{max}
Минимум потребляемой активной мощности при отсутствии реверса в течение расчетного месяца	кВт	P_{min}
Максимум активной мощности отдачи	кВт	P_{max}^{om}
Элементы схемы		
Абонентский трансформатор:		
Номинальное напряжение	кВ	U_n
Номинальная мощность	кВ·А	S_n
Активные потери холостого хода двухобмоточного трансформатора такой же S_n	кВт	ΔP_{xx}
Реактивные потери холостого хода двухобмоточного трансформатора такой же S_n	квар	ΔQ_{xx}
Активное сопротивление двухобмоточного трансформатора такой же S_n	Ом	R_T
Реактивное сопротивление двухобмоточного трансформатора такой же S_n	Ом	X_T
Данные учета ЭЭ по абоненту 2		
1-я точка измерения (по КЛ-1):		
Потребление активной ЭЭ	кВт·ч	$A_a^{ab2_1}$
Потребление реактивной ЭЭ	квар·ч	$A_p^{ab2_1}$
2-я точка измерения (по КЛ-2):		
Потребление активной ЭЭ	кВт·ч	$A_a^{ab2_2}$
Потребление реактивной ЭЭ	квар·ч	$A_p^{ab2_2}$
Характер нагрузки абонента 2: мелкомоторное производство, режим работы – трехсменный.		

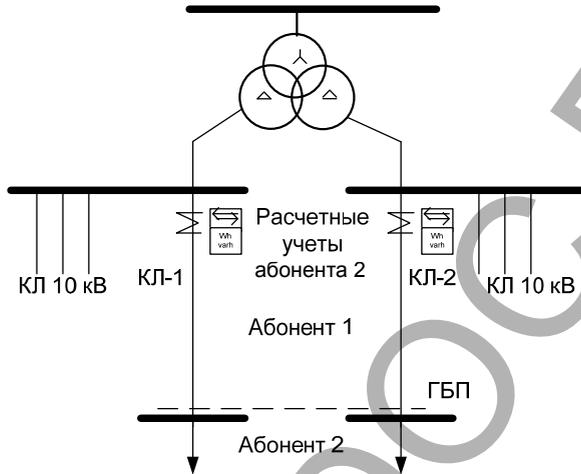


Рисунок А.7 – Расчетная схема

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 отдача активной и реактивной ЭЭ для трансформатора, соответственно кВт·ч, квар·ч, кВт·ч, квар·ч: $A_a^T = A_a'$; $A_p^T = A_p'$; $A_a^{om(T)} = A_a^{om}$; $A_p^{om(T)} = A_p^{om}$.

4) Величины потерь ΔA_a^T и ΔA_p^T в трехобмоточном трансформаторе определяются путем умножения соответствующих величин в двухобмоточном трансформаторе такой же мощности на коэффициент 1,5.

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

$$\Delta \bar{A}_a^T = 1,5 \cdot T \cdot \Delta P_{xx}; \quad (A.44)$$

$$\Delta \bar{A}_p^T = 1,5 \cdot T \cdot \Delta Q_{xx}. \quad (A.45)$$

6) Среднее за расчетный месяц сальдо активной мощности, кВт:

$$P_1 = \frac{(A_a^T - A_a^{om(T)})}{T}. \quad (A.46)$$

7) Среднее за расчетный месяц сальдо реактивной мощности, квар:

$$Q_1 = \frac{(A_p^T - A_p^{om(T)})}{T}. \quad (A.47)$$

8) Для расчета переменных потерь (в меди) трансформатора принимаются те же значения дисперсий, времени потребления и времени отдачи, что и для ВЛ 110 кВ.

9) Переменные технические потери активной и реактивной ЭЭ в трансформаторе, соответственно кВт·ч и квар·ч, определяются следующим образом:

$$\Delta \tilde{A}_a^T = 1,5 \cdot \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{HT}^2} \cdot R_T \cdot T \cdot d \cdot 10^{-3}; \quad (A.48)$$

$$\Delta \tilde{A}_p^T = 1,5 \cdot \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{HT}^2} \cdot X_T \cdot T \cdot d \cdot 10^{-3}. \quad (A.49)$$

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

11) Время потребления активной и реактивной мощности принимается таким же, как и для трансформатора.

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

$$\Delta \bar{A}_a^{np(T)} = \Delta \bar{A}_a^T \cdot \frac{T_a^{np}}{T}. \quad (A.50)$$

13) Переменные потери активной ЭЭ в трансформаторе при потреблении активной ЭЭ, кВт·ч:

$$\Delta \tilde{A}_a^{np(T)} = \Delta \tilde{A}_a^T \cdot \frac{A_a}{A_a + A_a^{om(T)}}. \quad (A.51)$$

14) Суммарные потери активной ЭЭ в трансформаторе при потреблении активной ЭЭ, кВт·ч:

$$\Delta A_a^{np(T)} = \Delta \bar{A}_a^{np(T)} + \Delta \tilde{A}_a^{np(T)}. \quad (A.52)$$

15) Постоянные потери реактивной ЭЭ при потреблении реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta \bar{A}_p^{np(T)} = \Delta \bar{A}_p^T \cdot \frac{T^{np}}{T}. \quad (\text{A.53})$$

16) Переменные потери реактивной ЭЭ в трансформаторе при потреблении реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta \tilde{A}_p^{np(T)} = \Delta \tilde{A}_p^T \cdot \frac{A_p^T}{A_p^T + A_p^{om(T)}}. \quad (\text{A.54})$$

17) Суммарные потери реактивной ЭЭ в трансформаторе при потреблении реактивной ЭЭ, квар·ч:

$$\Delta A_p^{np(T)} = \Delta \bar{A}_p^{np(T)} + \Delta \tilde{A}_p^{np(T)}. \quad (\text{A.55})$$

18) ТРЭТ от потребления ЭЭ в ТЭС:

а) активная составляющая, кВт·ч:

$$\Delta A_a^{Tp, Tp} = \left\{ \begin{array}{l} \Delta A_a^T, \text{ если не было реверса активной мощности} \\ \Delta A_a^{np(T)}, \text{ если был реверс активной мощности} \end{array} \right\}; \quad (\text{A.56})$$

б) реактивная составляющая, квар·ч:

$$\Delta A_p^{Tp, Tp} = \left\{ \begin{array}{l} \Delta A_p^T, \text{ если не было реверса активной мощности} \\ \Delta A_p^{np(T)}, \text{ если был реверс активной мощности} \end{array} \right\}. \quad (\text{A.57})$$

19) ТРЭТ от транзитных перетоков:

а) активная составляющая, кВт·ч:

$$\Delta A_a^{Tp} = \Delta A_a^{Tp, Tp} \frac{A_a^{a62_1} + A_a^{a62_2}}{A'_a}; \quad (\text{A.58})$$

б) реактивная составляющая, квар·ч:

$$\Delta A_p^{Tp} = \Delta A_p^{Tp, Tp} \frac{A_p^{a62_1} + A_p^{a62_2}}{A'_p}. \quad (\text{A.59})$$

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

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

б) активное сопротивление i -ой КЛ 110 кВ, Ом: $R_i = r_0 \cdot L_i$;

в) индуктивное сопротивление i -ой КЛ 110 кВ, Ом: $X_i = x_0 \cdot L_i$.

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

$$\Delta \bar{A}_{a_i} = q_0^3 \cdot L_{кл_i} \cdot \operatorname{tg} \delta \cdot T, \quad (\text{A.60})$$

$$\Delta \bar{A}_{p_i} = -q_0^3 \cdot L_{кл_i} \cdot T, \quad (\text{A.61})$$

$\operatorname{tg} \delta$ – тангенс угла диэлектрических потерь, $\operatorname{tg} \delta = 0,02$.

22) Потери в трехфазной группе ТТ 10 кВ, кВт·ч: $\Delta A_a^{TT} = 8,3$.

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

$$\Delta \tilde{A}_{a_i} = \frac{A_{a_i}^{a62_2} + A_{p_i}^{a62_2}}{T \cdot U_{нл}^2} \cdot R_i \cdot d \cdot 10^{-3}; \quad (\text{A.62})$$

$$\Delta \tilde{A}_{p_i} = \frac{A_{a_i}^{a62_2} + A_{p_i}^{a62_2}}{T \cdot U_{нл}^2} \cdot X_i \cdot d \cdot 10^{-3}. \quad (\text{A.63})$$

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

а) активная составляющая, кВт·ч:

$$\Delta A_{a_i} = \Delta \bar{A}_{a_i} + \Delta \tilde{A}_{a_i} + \Delta A_a^{TT}; \quad (\text{A.64})$$

б) реактивная составляющая, квар·ч:

$$\Delta A_{p_i} = \Delta \bar{A}_{p_i} + \Delta \tilde{A}_{p_i}. \quad (\text{A.65})$$

25) Корректирующие поправки для данных учета электроэнергии с учетом составляющих ТРЭТ сведены в таблицу А.12.

Таблица А.12

Точки измерения	Корректирующие поправки к данным учета ЭЭ	
	потребление активной ЭЭ за расчетный период, кВт·ч	потребление реактивной ЭЭ за расчетный период, квар·ч
№1 – точка измерения на КП-1	$\Delta A_{a1} = \Delta A_{a1}^{I_1}$	$\Delta A_{p1} = \Delta A_{p1}^{I_1}$
№2 – точка измерения на КП-2	$\Delta A_{a2} = \Delta A_{a2}^{I_2}$	$\Delta A_{p2} = \Delta A_{p2}^{I_2}$

26) Приведенные (скорректированные) значения данных учета активной и реактивной ЭЭ (см. таблицу А.13):

Таблица А.13

Точки измерения	Корректируемые данные учета ЭЭ за расчетный период	
	активное потребление, кВт·ч	реактивное потребление, квар·ч
№1 – точка измерения на КП-1	$A_{a1}^{a\delta 2_1} = A_{a1}^{a\delta 2_1} - \delta A_{a1}$	$A_{p1}^{a\delta 2_1} = A_{p1}^{a\delta 2_1} - \delta A_{p1}$
№2 – точка измерения на КП-2	$A_{a2}^{a\delta 2_2} = A_{a2}^{a\delta 2_2} - \delta A_{a2}$	$A_{p2}^{a\delta 2_2} = A_{p2}^{a\delta 2_2} - \delta A_{p2}$

А.2.3.2 Представление результатов расчета

Таблица А.14

Параметры	Единица измерения	Обозначение	
		Точка измерения № 1	Точка измерения № 2
ТРЭТ между точкой измерения ЭЭ и ГБП, активная составляющая	кВт·ч	$\Delta A_a^{l_1}$	$\Delta A_a^{l_2}$
ТРЭТ между точкой измерения ЭЭ и ГБП, реактивная составляющая	квар·ч	$\Delta A_p^{l_1}$	$\Delta A_p^{l_2}$
Корректирующая поправка к данным учета – активная ЭЭ	кВт·ч	δA_{a1}	δA_{a2}
Корректирующая поправка к данным учета – реактивная ЭЭ	квар·ч	δA_{p1}	δA_{p2}
Данные учета потребления активной ЭЭ с учетом коррекции	кВт·ч	$A_a^{iab2_1}$	$A_a^{iab2_2}$
Данные учета потребления реактивной ЭЭ с учетом коррекции	квар·ч	$A_p^{2ab_1}$	$A_p^{2ab_2}$
ТРЭТ от транзитных перетоков, активная составляющая	кВт·ч	ΔA_a^{Tp}	
ТРЭТ от транзитных перетоков, реактивная составляющая	квар·ч	ΔA_p^{Tp}	

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_p Ом	X_p Ом	ΔP_{xx} кВт	ΔQ_{xx} квар
ОМ-2,5/6-У1	501	514	0,04	0,375
ОМ-2,5/10-У1	1361	1504	0,04	0,375
ОМП-4/6-У1	269	116	0,045	0,2
ОМП-4/10-У1	775	328	0,045	0,2
ОМП-10/6-У1	64	73	0,07	0,55
ОМП-10/10-У1	180	203	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	$\Delta P_{xx'}$ кВт	$\Delta Q_{xx'}$ квар
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	$\Delta P_{xx'}$, кВт	$\Delta Q_{xx'}$, 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

Окончание таблицы Б.3

Тип трансформатора	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔP_{xx} , кВт	ΔQ_{xx} , квар
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
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

Окончание таблицы Б.4

Тип трансформатора	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔP_{xx} , кВт	ΔQ_{xx} , квар
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 0,4 кВ (голые провода)

Марка провода	r_{σ} , Ом/км
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

Окончание таблицы Б.5

Марка провода	r_{σ} Ом/км
АС-95, АСИ-95	0,3007
АС-120, АСИ-120	0,2459
М-16	1,2
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
АН-25	1,290
АН-35	0,884
АН-50	0,614
АЖ-25	1,330
АЖ-35	0,960
АЖ-50	0,665

Таблица Б.6 – Провода ВЛ 0,4 кВ (изолированные провода СИП-1, СИП-2)

Сечение фазной жилы	r_{σ} 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 0,4 кВ (изолированные провода СИП-4(и))

Сечение фазной жилы	r_{σ} , 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_{σ} , Ом/км	x_{σ} , 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
AC-10	3,12	0,398
AC-16	1,772	0,390
AC-25	1,140	0,380
AC-35	0,812	0,370
AC-50	0,630	0,360
AC-70	0,450	0,350
AC-95	0,330	0,340
AC-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_{σ} , Ом/км	x_{σ} , 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_{σ} , Ом/км	x_{σ} , 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_{σ} , Ом/км	x_{σ} , Ом/км	$q_{3\sigma}$, 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

Окончание таблицы Б.11

Марка провода	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$q_{з0}$, квар/км
A-300	0,107	0,392	38,4
A-400	0,080	0,382	38,6
АС-70	0,450	0,440	34
АС-95	0,330	0,429	35
АС-120	0,270	0,423	36
АС-150	0,210	0,416	36,5
АС-185	0,170	0,386	37
АС-240	0,130	0,401	38
АС-300	0,107	0,392	38,5
АС-400	0,090	0,382	38,6
АСО-150	0,210	0,416	36,5
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	г _р , Ом/км		0,4 кВ		6 кВ		10 кВ		35 кВ	
	медные жилы	алюминиевые жилы	х _р , Ом/км	q ₀ ³ , квар/км	х _р , Ом/км	q ₀ ³ , квар/км	х _р , Ом/км	q ₀ ³ , квар/км	х _р , Ом/км	q ₀ ³ , 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

Площадь сечения, мм ²	Медные жилы, r_0 , Ом/км	Алюминиевые жилы, r_0 , Ом/км
50	0,387	0,641
70	0,268	0,443
95	0,193	0,32
120	0,153	0,253
150	0,124	0,206
185	0,0991	0,164
240	0,0754	0,125
300	0,0601	0,1
400	0,047	0,0778
500	0,0366	0,0605
630	0,028	0,0464

Библиография

- [1] Правила электроснабжения
Утверждены постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 октября 2011 г. № 1394
- [2] Концепция приборного учета электроэнергии в Республике Беларусь
Утверждена постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 30 августа 2005 г. № 28
- [3] Дополнения к Рекомендациям по межгосударственной стандартизации МЕТРОЛОГИЯ. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ РМГ 29-99 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения»
Утверждены решением Электроэнергетического Совета СНГ от 23 мая 2008 г. № 33