

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«АЛТАЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМ. И.И. ПОЛЗУНОВА»
ООО «МЕЖРЕГИОНАЛЬНЫЙ ЦЕНТР ЭЛЕКТРОННЫХ ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ РЕСУРСОВ»

С. О. ХОМУТОВ, Н. А. СЕРЕБРЯКОВ, В. И. СТАШКО

УЧЕТ НА РЫНКАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ

Учебно-методическое пособие

Рекомендовано в качестве учебно-методического пособия для студентов всех форм обучения
по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»



ООО «МЦ ЭОР»
Барнаул - 2023

Внимание! Перед вами версия для изготовления печатной копии электронного издания. Все права принадлежат ООО «МЦ ЭОР». Выходные данные актуальны для электронного издания сетевого распространения <http://mceor.ru/23005>

УДК 338.516.54
ББК 31.280

Хомутов, С. О. Учет на рынках электроэнергии и мощности: учебно-методическое пособие / С. О. Хомутов, Н. А. Серебряков, В. И. Сташко – Барнаул : ООО «МЦ ЭОР», 2023. – 26 с. – ISBN 978-5-6050973-1-0. – URL: <http://mceor.ru/23005> (дата обращения: 27.10.2023). - Текст : электронный.

DOI 10.57112/23005

Учебно-методическое пособие предназначено для студентов, обучающихся по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», а также будет полезно студентам других направлений при изучении основ эффективной работы потребителей в условиях рынка электроэнергии. Учебно-методическое пособие содержит сведения, которые помогут читателям ознакомиться с основными принципами учета потребленной электроэнергии в условиях рынка электрической энергии и мощности.

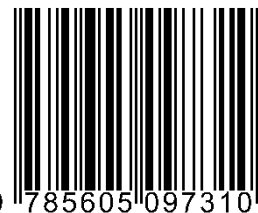
Рецензент:

Старухин Роман Сергеевич, кандидат технических наук, доцент ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова».

Рассмотрено и утверждено
на заседании кафедры ЭПП
Протокол № 1 от 31.08.2023 г.

Рекомендовано Межрегиональным центром электронных образовательных ресурсов к государственной регистрации в качестве издания для вузов.
Сертификат № 23005

ISBN 978-5-6050973-1-0



© С. О. Хомутов, Н. А. Серебряков, В. И. Сташко, 2023
© ООО «МЦ ЭОР», 2023

СОДЕРЖАНИЕ

	ВВЕДЕНИЕ	4
1	ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	5
2	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА ПОТРЕБЛЕННОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ИНТЕГРАЛЬНОМ УЧЕТЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	11
3	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ НА УЧАСТКЕ СЕТИ ОТ ГРАНИЦЫ БАЛАНСОВОЙ ПРИНАДЛЕЖНОСТИ ДО МЕСТА УСТАНОВКИ ПРИБОРА УЧЁТА	15
4	ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ.....	25
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	26

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день, неотъемлемой частью электроэнергетического рынка является коммерческий учет электроэнергии. Целью коммерческого учета электроэнергии является получениями всеми участниками рынка достоверной информации об объемах потребленной электроэнергии для проведения финансовых расчетов. В связи с этим, к системам коммерческого учета электроэнергии предъявляются достаточно жесткие требования по точности измерений, порядку сбора и передачи данных, синхронизации времени и т.д.

Система коммерческого учета электроэнергии представляет собой важнейшую часть технологического обеспечения оптового и розничного рынков, напрямую затрагивающую интересы всех субъектов электроэнергетики и потребителей. В условиях рынка электроэнергии учет электроэнергии является непременным атрибутом купли-продажи электроэнергии.

В данном учебно-методическом пособии, помимо необходимого теоретического материала, представлены практические задания. Целью выполнения практических заданий, представленных в учебно-методическом пособии, является получение практических и теоретических знаний и умений по дисциплинам «Информационно-измерительная техника» и «Экономика электроэнергетики», а также ознакомление с основными методами учета потребляемой электрической энергии.

1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Учет электроэнергии можно подразделить на [1]:

1. Технический учет – предназначается для контроля потребления электроэнергии внутри энергообъекта (электростанции, электрической подстанции), а также для расчётов и анализа потерь электроэнергии в электросетях, расхода электрической энергии на собственные нужды и т.д.

2. Коммерческий учет (КУ) – предназначается для проведения измерений и сбора данных о фактической генерации и потреблении электроэнергии, и выступает в качестве основания для финансовых взаиморасчётов между участниками электроэнергетического рынка. Организация КУ как на оптовом, так и на розничных рынках электроэнергии, является важным условием успешного функционирования электроэнергетической отрасли.

Несмотря на общий курс на цифровизацию электроэнергетики, на многих энергообъектах, особенно в сфере жилищно-коммунальных услуг, учёт электроэнергии до сих пор осуществляется приборным или расчетными способами. Такие способы учета электроэнергии относятся к неавтоматизированным и имеют ряд недостатков: требуют наличия многочисленного обслуживающего персонала, имеют невысокую точность измерений, снижают возможность оперативного управления.

В целях преодоления вышеперечисленных недостатков используются автоматизированные системы учета электроэнергии. Автоматизированным учёт электроэнергии предполагает сбор, передачу, обработку и воспроизведение данных измерений в автоматическом режиме, а также возможность задания методов и алгоритмов выполнения данных операций персоналом, обслуживающим систему учета.

К автоматизированным системам учета коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) на оптовом и розничных рынках электроэнергии предъявляются различные требования. Так, в соответствии с Правилами ОРЭМ [2], АСКУЭ на ОРЭМ должна выполнять следующие функции:

- измерение объемов активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут и нарастающим итогом;
- формирование информации о состоянии средств измерений («Журналы событий»), а также, в случае использования для расчета значений учетных показателей, данных о вариантах схем электроснабжения и положении коммутационной аппаратуры;
- ведение единого времени при выполнении измерений;

- периодический автоматический сбор результатов измерений электрической энергии и данных о состоянии средств;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств и объектов измерений не менее 3,5 лет;
- обработку, формирование и передачу результатов измерений, вариантах схем электроснабжения и положении коммутационной аппаратуры, данных о состоянии объектов измерений в XML-формате;
- обеспечение защиты от несанкционированного доступа оборудования, программного обеспечения на физическом и программном уровне;
- обеспечение дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений, вариантах схем электроснабжения, положении коммутационной аппаратуры объектов измерений с сервера на всех уровнях АИИС КУЭ.

Функции АСКУЭ на ОРЭМ реализуются на следующих уровнях:

1. Уровень измерительно-информационных комплексов (ИИК), в состав которых входят:

- счетчики электрической энергии;
- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- вторичные аналоговые или цифровые измерительные цепи;
- устройства сопряжения измерительных цепей;
- технические средства приема-передачи данных и каналы связи (каналообразующая аппаратура).

2. Уровень информационно-вычислительных комплексов электроустановок (ИВКЭ), в состав которых входят:

- устройства сбора и передачи данных (УСПД);
- технические средства приема-передачи данных и каналы связи (каналообразующая аппаратура).

3. Уровень информационно-вычислительного комплекса (ИВК), в состав которого входят:

- сервер (сервера) баз данных с установленным программным обеспечением (ПО);
- автоматизированные рабочие места (АРМ);
- технические средства приема-передачи данных и каналы связи (каналообразующая аппаратура).

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) формируется на всех уровнях АСКУЭ. СОЕВ выполняет функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени от источника точного времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже $\pm 5,0$ с. В СОЕВ входят все средства измерений

времени, влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации и коррекции времени. СОЕВ должна быть привязана к единому календарному времени.

Значения показателей надежности СОЕВ должны быть не ниже:

- коэффициент готовности – не менее 0,95;
- время восстановления – не более 24 часов.

При создании АСКУЭ на ОРЭМ выбираются точки измерений электрической энергии (или соответствующие точкам измерений измерительные комплексы), результаты измерений в которых обеспечивают определение количества потребленной электрической энергии с минимальной величиной потерь электрической энергии от точек измерений до точек поставки.

Набор выполняемых функций АСКУЭ на розничных рынках электроэнергии (РРЭ) определяется в соответствии Правилами предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии [3]:

- а) передача показаний и результатов измерений;
- б) предоставление информации о количестве и иных параметрах электрической энергии;
- в) полное или частичное ограничение режима потребления электрической энергии, а также возобновление подачи электрической энергии;
- г) установление и изменение зон суток (часов, дней недели, месяцев), по которым прибором учета электрической энергии осуществляется суммирование объемов электрической энергии в соответствии с дифференциацией цен и тарифов;
- д) передача данных о параметрах настройки и событиях, зафиксированных прибором учета электрической энергии;
- е) передача справочной информации;
- ж) передача архива данных;
- з) оповещение о возможных недостоверных данных, поступающих с приборов учета в случае срабатывания индикаторов вскрытия электронных пломб на корпусе и клеммной крышке, воздействия магнитным полем на элементы прибора учета, неработоспособности прибора учета вследствие аппаратного или программного сбоя, его отключения (после повторного включения), перезагрузки;

В состав информации о количестве и иных параметрах электрической энергии входят:

а) объем принятой и отданной электрической энергии, учтенный по точке поставки, в том числе по тарифным зонам, в почасовой или получасовой разбивке;

б) объем принятой и отданной реактивной энергии, учтенный по точке поставки, в том числе по тарифным зонам;

в) порог превышения соотношения величин потребления активной и реактивной мощности, а также длительность отклонения соотношения потребления активной и реактивной мощности от предельного значения;

г) значения максимальных в каждые рабочие сутки расчетного периода почасовых объемов электрической энергии, учтенные по точке поставки в установленные системным оператором плановые часы пиковой нагрузки, и среднее арифметическое из данных значений за расчетный период;

д) значения максимальной и минимальной фактической активной, реактивной и полной мощности по точке поставки;

е) информация о величине резервируемой максимальной мощности;

ж) величина потерь электрической энергии в объектах электросетевого хозяйства на участке сети от физического места установки прибора учета до точки поставки;

з) информация о нарушении индивидуальных параметров качества электроснабжения по точке учета;

и) алгоритм определения объема принятой и отданной электрической энергии по точке поставки на основании результатов измерений приборов учета.

Важнейшей частью любой системы учета электроэнергии являются счетчики электрической энергии. Счётчик электроэнергии – это прибор для измерения расхода электроэнергии переменного или постоянного тока. Счетчики электроэнергии можно классифицировать по следующим принципам:

1. По принципу действия:

- Индукционные (электромеханические счетчики) – электросчетчик, в котором магнитное поле неподвижных токопроводящих катушек влияет на подвижный элемент из проводящего материала. Подвижный элемент представляет собой диск, по которому протекают токи, индуцированные магнитным полем катушек. Расход электроэнергии, в данном случае, прямо пропорционально числу оборотов диска. В настоящее время индукционные счётчики электроэнергии уходят с рынка товарной продукции в связи с отдельными недостатками: отсутствие дистанционного автоматического снятия показаний, однотарифность, относительно высокая погрешность измерений, недостаточная защита от кражи электроэнергии, а также низкая функциональность.

- Электронные (статические электросчетчики) – электросчетчик, в котором переменный ток воздействует на твердотельные электронные компоненты

для создания на выходе импульсов, число которых пропорционально расходу активной энергии. Измерения активной электроэнергии данными электросчетчиками основаны на преобразовании аналоговых входных сигналов тока и напряжения в импульсы. Счетный механизм представляет собой электромеханическое или электронное устройство, содержащее как запоминающее устройство, так и дисплей. Основными достоинствами электронных электросчетчиков является возможность учета электроэнергии по дифференцированным тарифам (одно-, двух- и более тарифный), то есть возможность запоминать и показывать количество использованной электроэнергии в зависимости от запрограммированных периодов времени, многотарифный учет достигается за счет набора счетных механизмов, каждый из которых работает в установленные интервалы времени, соответствующие различным тарифам. Электронные электросчетчики значительно долговечнее.

- Гибридные счётчики электроэнергии — редко используемый промежуточный вариант с цифровым интерфейсом, измерительной частью индукционного или электронного типа, механическим вычислительным устройством.

2. По классу точности. Класс точности счетчика – это его наибольшая допустимая относительная погрешность, выраженная в процентах. Счетчики активной энергии изготавливаются со следующими классами точности 0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5; 1,0; 2,0, а счетчики реактивной энергии — классов точности 0,5; 1,0; 2,0.

3. По подключению к электрической сети: однофазные (однофазный двухпроводный), трехфазные – трехпроводные, трехфазные – четырехпроводные.

4. По конструкции: простые и многофункциональные.

5. По интервальности учета: интегральные и интервальные.

6. По количеству тарифов: однотарифные и многотарифные.

7. По видам измеряемой энергии и мощности: активной электроэнергии (мощности), реактивной электроэнергии (мощности) и активно-реактивной электроэнергии (мощности).

7. По типу включения в электрические сети: разделяют на счетчики:

- прямого включения – подключаются к электросети напрямую, без измерительных трансформаторов. Выпускаются однофазные и трехфазные модели, для сетей 0,4/0,23 кВ на токи до 100 А;

- косвенного включения – подключаются к сети через измерительные трансформаторы тока и напряжения. Выпускаются только трехфазные модели. Величина измеряемого тока и напряжения зависит от характеристик подключенных трансформаторов. Область применения - сети напряжения свыше 1 кВ;

- полукосвенного включения – подключаются через измерительный трансформатор тока при первичном токе свыше 100 А.

В условиях рынка электроэнергии к компонентам, входящим в АСКУЭ предъявляются жесткие требования по точности измерений. К измерительным трансформаторам и счетчикам электроэнергии, входящим в АСКУЭ на ОРЭМ, предъявляются следующие требования:

- Класс точности измерительных трансформаторов тока должен быть не хуже 0,5, при этом при замене, истечении срока службы, отрицательных результатах поверки рекомендуется устанавливать измерительные трансформаторы тока класса точности не хуже 0,5S;

- Класс точности измерительных трансформаторов напряжения должны быть не хуже 0,5, при этом допускается применение измерительных трансформаторов напряжения класса точности не хуже 1,0 при выполнении условий, представленных в таблице 1.

Таблица 1 – Допускаемые к применению комбинации классов точности измерительных трансформаторов тока и счетчиков, включенных в состав ИИК, при наличии в составе ИИК измерительных трансформаторов напряжения класса точности 1,0.

№ п/п	Класс точности измерительных трансформаторов тока	Класс точности измерительных трансформаторов напряжения	Класс точности счетчика по активной электрической энергии
1	0,1	1,0	0,2S
2	0,1	1,0	0,5S
3	0,2S	1,0	0,2S
4	0,2S	1,0	0,5S
5	0,2	1,0	0,2S
6	0,2	1,0	0,5S
7	0,5S	1,0	0,2S

- Класс точности счетчиков электроэнергии должен быть не хуже 0,5S по активной электрической энергии. Допускается применять счетчики прямого включения (без применения в составе ИИК измерительных трансформаторов тока и напряжения) с классом точности не хуже 1,0 по активной электрической энергии.

К измерительным трансформаторам и счетчикам электроэнергии, входящим в АСКУЭ на РРЭ, предъявляются следующие требования:

- Класс точности измерительных трансформаторов, используемых в измерительных комплексах для установки приборов учета, должен быть не ниже 0,5;

- Счетчики электроэнергии должны обеспечивать измерение активной и реактивной энергии в сетях переменного тока в двух направлениях с классом точности 1,0 и выше по активной энергии и 2,0 по реактивной энергии (0,5S и выше по активной энергии и 1,0 по реактивной энергии для приборов учета электрической энергии трансформаторного включения).

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА ПОТРЕБЛЕННОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ИНТЕГРАЛЬНОМ УЧЕТЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В настоящее время в отношении мелких потребителей электроэнергии с максимальной мощностью ниже 670 кВт и населения допускается применять интегральный учет электроэнергии, который позволяет рассчитать объем электропотребления за определенный период времени без разбивки по часам. При интегральном учете электроэнергии ее объем определяется исходя из показаний прибора учета (ПУ). При прямом включении счетчика электроэнергии объем электропотребления рассчитывается на основании выражения:

$$W_n = I_2 \cdot U_2 \cdot t = \Pi_k - \Pi_n, \quad (1)$$

где W_n – объем электроэнергии при прямом включении ПУ, кВт·ч; I_2 – вторичный ток, А; U_2 – вторично напряжение, В; t – время, сек; Π_k – показания ПУ на конец расчетного периода; Π_n – показания ПУ на начало расчетного периода.

При косвенном включении ПУ объем электропотребления рассчитывается на основании выражения:

$$W_k = I_1 \cdot U_1 \cdot t = K_{mm} \cdot I_2 \cdot K_{mn} \cdot U_2 \cdot t = K_{mm} \cdot K_{mn} \cdot (\Pi_k - \Pi_n), \quad (2)$$

где W_k – объем электроэнергии при косвенном включении ПУ, кВт·ч; I_1 – первичный ток, А; U_1 – первичное напряжение; K_{mm} – коэффициент трансформации по току; K_{mn} – коэффициент трансформации по напряжению.

Пример 1

Рассчитать объем электроэнергии на основании показаний прибора учета. Показания на начало расчетного периода $\Pi_n = 2507,16$ кВт·ч, показания на конец расчетного периода $\Pi_k = 2526,15$ кВт·ч:

а) при прямом включении;

б) при косвенном включении, при этом коэффициент трансформации по току равен $K_{mm} = 30 / 5$, коэффициент трансформации по напряжению равен $K_{mn} = 10000 / 100$,

Решение:

а) при прямом включении прибора учета объем электроэнергии рассчитывается на основании выражения:

$$W_n = \Pi_k - \Pi_n = 2526,15 - 2507,16 = 18,999 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

б) при косвенном включении прибора учета объем электроэнергии рассчитывается на основании выражения:

$$W_k = K_{mm} \cdot K_{mn} \cdot (\Pi_k - \Pi_n) = 6 \cdot 100 \cdot (2526,15 - 2507,16) = 11400 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Задание 1

Рассчитать объем электроэнергии на основании показаний прибора учета в соответствии с своим вариантом по таблице 1.1. Показания на начала расчетного периода Π_H кВт·ч показания на конец расчетного периода Π_K кВт·ч:

а) при прямом включении;

б) при косвенном включении, при этом коэффициент трансформации по току равен $K_{тн}$, коэффициент трансформации по напряжению равен $K_{мн}$.

Таблица 2 – Варианты заданий

Номер варианта	Π_H , кВт·ч	Π_K , кВт·ч	$K_{ТТ}$	$K_{ТН}$
1	2503,1458	2585,1258	30/5	10000/100
2	1502,2589	1625,2563	50/5	10000/100
3	1002,1256	1202,1254	30/5	10000/100
4	3002,0258	3125,1478	50/5	10000/100
5	1112,1236	1521,2369	75/5	10000/100
6	1452,1265	1521,4587	50/5	10000/100
7	1030,2301	1010,1254	30/5	10000/100
8	2514,2654	2585,1478	100/5	10000/100
9	3002,8952	3102,1258	75/5	10000/100
10	3514,1459	3614,1478	30/5	10000/100
11	984,4584	999,478	100/5	10000/100
12	1020,1040	1415,1259	75/5	10000/100
13	1254,1259	1325,1478	100/5	10000/100
14	3212,2547	32781447	30/5	10000/100
15	1499,9999	1555,9999	50/5	10000/100
16	3333,2587	3334,1459	75/5	10000/100
17	2574,2587	2657,2584	100/5	10000/100
18	1741,1789	1874,1598	50/5	10000/100
19	1523,1459	1626,1458	30/5	10000/100
20	1256,1258	1325,7489	50/5	10000/100
21	1925,1257	2014,1259	75/5	10000/100
22	2015,1527	2016,2589	50/5	10000/100
23	2021,1459	2025,4178	30/5	10000/100
24	1478,1479	1598,9999	100/5	10000/100
25	1612,1478	1712,1258	75/5	10000/100
26	1212,1212	1313,1313	100/5	10000/100
27	2020,2323	2323,2020	30/5	10000/100
28	2587,2596	2985,2587	100/5	10000/100
29	999,1236	1020,1234	100/5	10000/100
30	2998,2785	3125,1254	30/5	10000/100

В случае необходимости замены ПУ в следствие окончания срока поверки, выхода из строя и т.п., объем электропотребления за отчетный период определяется на основании выражения:

$$W_{\kappa} = K_{mm} \cdot K_{mn} \cdot (P_{\kappa} - P_n) + K_{mm} \cdot K_{mn} \cdot (P_{\kappa}' - P_n') \quad (3)$$

где P_n – показания вышедшего из строя ПУ на начало расчетного периода; P_{κ} – показания вышедшего из строя счетчика электроэнергии на момент замены ПУ; P_{κ}' – показания вновь установленного ПУ на конец расчетного периода; P_n' – показания вновь установленного счетчика электроэнергии на момент замены ПУ.

Пример 2

Рассчитать объем электроэнергии на основании показаний прибора учета в случае выхода его из строя в течение расчетного периода. Показания прибора учета, вышедшего из строя, на начало расчетного периода $P_n = 26148,1826$ кВт·ч, показания прибора учета, вышедшего из строя, на конец расчетного периода $P_{\kappa} = 26319,382$ кВт·ч. Начальные показания установленного прибора учета $P_n' = 19033,9470$ кВт·ч, конечные показания установленного прибора учета $P_{\kappa}' = 19148,165$ кВт·ч, коэффициент трансформации по току равен $K_{mm} = 30/5$, коэффициент трансформации по напряжению равен $K_{mn} = 1000/100$. Выражение по расчету объема потребленной электроэнергии, при выходе ПУ в течение расчетного периода определяется на основании выражения:

$$W_{\kappa} = K_{mm} \cdot K_{mn} \cdot (P_{\kappa} - P_n) + K_{mm} \cdot K_{mn} \cdot (P_{\kappa}' - P_n')$$

$$W_{\kappa} = 6 \cdot 100 \cdot (26319,382 - 26148,1826) + 6 \cdot 100 \cdot (19148,1655 - 19033,9470) = \\ = 171250,74 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Задание 2

Рассчитать объем электроэнергии на основании показаний прибора учета в случае выхода его из строя в течение расчетного периода в соответствии с своим вариантом по таблице 1. Показания прибора учета, вышедшего из строя, на начало расчетного периода P_n кВт·ч, показания прибора учета, вышедшего из строя, на конец расчетного периода P_{κ} кВт·ч. Начальные показания установленного прибора учета P_n' кВт·ч, конечные показания установленного прибора учета P_{κ}' кВт·ч, коэффициент трансформации по току равен K_{mm} , коэффициент трансформации по напряжению равен K_{mn} .

Таблица 3 – Варианты заданий

Номер варианта	P_n , кВт·ч	P_k , кВт·ч	P'_n , кВт·ч	P'_k , кВт·ч	K_{mm}	K_{mn}
1	1452,126	1521,4	3002,89	3102,1	30/5	10000/100
2	1030,23	1010,1	3514,145	3614,1	100/5	10000/100
3	2514,26	2585,1	984,4584	999,47	30/5	10000/100
4	3002,89	3102,1	1020,104	1415,1	100/5	10000/100
5	3514,145	3614,1	1254,125	1325,1	30/5	10000/100
6	984,4584	999,47	3212,254	3278,14	100/5	10000/100
7	1020,104	1415,1	1499,999	1555,9	30/5	10000/100
8	1254,125	1325,1	2574,258	2657,2	100/5	10000/100
9	3212,254	3278,14	1741,178	1874,1	30/5	10000/100
10	1499,999	1555,9	1523,145	1626,1	100/5	10000/100
11	3333,258	3334,1	1256,125	1325,7	30/5	10000/100
12	2574,258	2657,2	1499,147	1555,5	100/5	10000/100
13	1741,178	1874,1	1499,147	1555,5	30/5	10000/100
14	1523,145	1626,1	2503,145	2585,1	30/5	10000/100
15	1256,125	1325,7	1502,25	1625,2	30/5	10000/100
16	1499,147	1555,5	1002,12	1202,1	100/5	10000/100
17	2503,145	2585,1	3002,02	3125,1	30/5	10000/100
18	1502,25	1625,2	1112,123	1521,2	100/5	10000/100
19	1002,12	1202,1	2020,232	2323,2	30/5	10000/100
20	3002,02	3125,1	2587,259	2985,2	30/5	10000/100
21	1112,123	1521,2	999,1236	1020,1	100/5	10000/100
22	2020,232	2323,2	2998,278	3125,1	30/5	10000/100
23	2587,259	2985,2	2015,152	2016,2	100/5	10000/100
24	999,1236	1020,1	2021,145	2025,5	30/5	10000/100
25	2998,278	3125,1	1478,147	1598,5	30/5	10000/100
26	2015,152	2016,2	1612,147	1712,1	100/5	10000/100
27	2021,145	2025,5	1612,147	1712,1	30/5	10000/100
28	1478,147	1598,5	3212,254	3278,14	100/5	10000/100
29	1612,147	1712,1	1499,999	1555,9	30/5	10000/100
30	1612,147	1712,1	3333,258	3334,1	100/5	10000/100

3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ НА УЧАСТКЕ СЕТИ ОТ ГРАНИЦЫ БАЛАНСОВОЙ ПРИНАДЛЕЖНОСТИ ДО МЕСТА УСТАНОВКИ ПРИБОРА УЧЁТА

Приборы учета подлежат установке на границах балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) смежных субъектов розничного рынка [4]. К смежным субъектам на РРЭ относятся:

- потребители;
- производителей электрической энергии (мощности) на розничных рынках;
- сетевые организации, имеющих общую границу балансовой принадлежности.

При отсутствии технической возможности установки прибора учета (ПУ) на границе балансовой принадлежности, ПУ необходимо устанавливать в месте, максимально приближенном к границе балансовой принадлежности, в котором имеется техническая возможность его установки.

При этом по соглашению между смежными субъектами розничного рынка прибор учета, подлежащий использованию для определения объемов потребления (производства, передачи) электрической энергии одного субъекта, может быть установлен в границах объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) другого смежного субъекта.

Счетчики должны размещаться в легко доступных для обслуживания сухих помещениях, в достаточно свободном и не стесненном для работы месте с температурой в зимнее время не ниже 0 °С.

Счетчики общепромышленного исполнения не разрешается устанавливать в помещениях, где по производственным условиям температура может часто превышать +40 °С, а также в помещениях с агрессивными средами.

Допускается размещение счетчиков в неотапливаемых помещениях и коридорах распределительных устройств электростанций и подстанций, а также в шкафах наружной установки. При этом должно быть предусмотрено стационарное их утепление на зимнее время посредством утепляющих шкафов, колпаков с подогревом воздуха внутри них электрической лампой или нагревательным элементом для обеспечения внутри колпака положительной температуры, но не выше °С.

Счетчики, предназначенные для учета электроэнергии, вырабатываемой генераторами электростанций, следует устанавливать в помещениях со средней температурой окружающего воздуха +15 - +25 °С. При отсутствии таких помещений счетчики рекомендуется помещать в специальных шкафах, где должна поддерживаться указанная температура в течение всего года.

Счетчики должны устанавливаться в шкафах, камерах комплектных распределительных устройствах (КРУ, КРУН), на панелях, щитах, в нишах, на стенах, имеющих жесткую конструкцию.

Допускается крепление счетчиков на деревянных, пластмассовых или металлических щитках. Высота от пола до коробки зажимов счетчиков должна быть в пределах 0,8 - 1,7 м. Допускается высота менее 0,8 м, но не менее 0,4 м.

В местах, где имеется опасность механических повреждений счетчиков или их загрязнения, или в местах, доступных для посторонних лиц (проходы, лестничные клетки и т.п.), для счетчиков должен предусматриваться запирающийся шкаф с окошком на уровне циферблата. Аналогичные шкафы должны устанавливаться также для совместного размещения счетчиков и трансформаторов тока при выполнении учета на стороне низшего напряжения (на вводе у потребителей).

Конструкции и размеры шкафов, ниш, щитков и т.п. должны обеспечивать удобный доступ к зажимам счетчиков и трансформаторов тока. Кроме того, должна быть обеспечена возможность удобной замены счетчика и установки его с уклоном не более 1 град. Конструкция его крепления должна обеспечивать возможность установки и съема счетчика с лицевой стороны.

При монтаже электропроводки для присоединения счетчиков непосредственного включения около счетчиков необходимо оставлять концы проводов длиной не менее 120 мм. Изоляция или оболочка нулевого провода на длине 100 мм перед счетчиком должна иметь отличительную окраску.

Для безопасной установки и замены счетчиков в сетях напряжением до 380 В должна предусматриваться возможность отключения счетчика установленными до него на расстоянии не более 10 м коммутационным аппаратом или предохранителями. Снятие напряжения должно предусматриваться со всех фаз, присоединяемых к счетчику.

Трансформаторы тока, используемые для присоединения счетчиков на напряжении до 380 В, должны устанавливаться после коммутационных аппаратов по направлению потока мощности.

В случае если прибор учета, в том числе коллективный (общедомовой) ПУ в многоквартирном доме, расположен не на границе балансовой принадлежности, то объем электропотребления, определенный на основании показаний данного ПУ, подлежит корректировке на величину потерь электрической энергии, возникающих на участке сети от границы балансовой принадлежности до места установки прибора учета.

Перед расчётом, исходя из схемы участка сети от границы балансовой принадлежности до места установки прибора учёта, определяются в качестве исходных данных следующие параметры имеющихся элементов данного участка сети:

- для кабельных и воздушных линий – напряжение, материал (медь, алюминий), сечение и длина;
- для силовых трансформаторов – номинальная мощность, номинальное напряжение высшей обмотки, фактическое напряжение на высшей стороне, потери мощности короткого замыкания, потери мощности холостого хода.

Расчет условно-постоянных потерь.

Условно-постоянные потери включают [5]:

- потери на холостой ход силовых трансформаторов;
- потери в изоляции кабелей напряжением свыше 1 кВ;
- потери от токов утечки по изоляторам ВЛ напряжением свыше 1 кВ.

Годовые потери электроэнергии холостого хода в силовом трансформаторе определяются на основе приведенных в паспортных данных оборудования потерь мощности холостого хода ΔP_{xx} (кВт), по формуле [6]:

$$\Delta W_x = \Delta P_{xx} \cdot T_{год}, \quad (4)$$

где $T_{год}$ - число часов работы трансформатора в год, ч (принимается 8760 ч).

При отсутствии паспортных данных о потерях мощности холостого хода потери мощности принимаются из таблицы 4.

Таблица 4 - Потери мощности в силовых трансформаторах

Номинальная мощность трансформатора, $S_{тр}$, кВ·А	25	40	63	100	160	250	400	630	1000	1600
Потери мощности холостого хода, ΔP_{xx} , кВт	0,13	0,19	0,26	0,36	0,56	0,82	1,05	1,68	2,45	3,3
Потери мощности короткого замыкания, $\Delta P_{кз}$, кВт	0,6	0,88	1,28	1,97	2,65	3,7	5,5	8,5	12,2	18

Годовые потери от токов утечки по изоляторам воздушных линий определяются по формуле:

$$\Delta W_{вл} = \Delta W_{уд.вл} \cdot l_{вл} \cdot 1000, \quad (5)$$

где $\Delta W_{уд.вл}$ - удельные годовые потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ, тыс. кВт·ч/км в год (принимаются в соответствии с таблицей 5); $l_{вл}$ - длина ВЛ, км.

Таблица 5 - Удельные годовые потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ

Напряжение, кВ	6	10	20	35
Удельные потери, кВт ч/км в год	0,16	0,26	0,51	0,55

Годовые потери в изоляции кабелей определяются по формуле:

$$\Delta W_{кл} = \Delta W_{уд.кл} \cdot l_{кл} \cdot 1000, \quad (6)$$

где $\Delta W_{уд.кл}$ - удельные годовые потери электроэнергии в изоляции кабелей, тыс. кВт·ч/км в год (принимаются в соответствии с таблицей 4); $l_{кл}$ - длина КЛ, км.

Определяются суммарные годовые условно-постоянные потери в элементах сети на участке от границы балансовой принадлежности до места установки прибора учёта:

$$\Delta W_{n.zod} = \Delta W_x + \Delta W_{вл} + \Delta W_{кл} \quad (7)$$

Производится расчёт суммарных условно-постоянных потерь за расчётный период:

$$\Delta W_{n.сент} = \Delta W_{n.zod} \cdot \frac{T}{T_{zod}}, \quad (8)$$

Таблица 6 - Удельные потери электроэнергии в изоляции кабелей

Напряжение, кВ	Удельные потери электроэнергии в изоляции кабеля, кВт·ч/км в год, при сечении кабеля, $F_{кл}$ мм ²										
	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
6	0,14	0,17	0,26	0,29	0,33	0,42	0,55	0,60	0,67	0,74	0,83
10	0,33	0,37	0,55	0,68	0,75	0,86	0,99	1,08	1,17	1,28	1,67

где T - число часов в расчётном периоде (в течение которых элементы сети находились под напряжением), ч; T_{zod} - число часов в год, ч (принимается 8760 ч).

Условно-постоянные потери за расчётный час:

$$\Delta W_{П(ч)} = \frac{\Delta W_{n.zod}}{T_{zod}} \quad (9)$$

Расчет активных сопротивлений

Для расчёта нагрузочных потерь предварительно определяются активные сопротивления.

Активное сопротивление трёхфазных ВЛ и КЛ напряжением 0,38 кВ определяется по формуле:

$$R_{л0,38} = r_0 \cdot L / n_{ц}, \text{ Ом}, \quad (10)$$

где r_0 - удельное активное сопротивление на 1 км кабеля (провода), Ом/км (принимается в соответствии с таблицей 4); L - длина линии, км; $n_{ц}$ - количество параллельных цепей, шт. (при отсутствии параллельных цепей $n_{ц}=1$).

Таблица 7 – Удельные активные сопротивления проводников

Номинальное сечение, мм ²	Удельные активное сопротивление на 1 км кабеля (провода), Ом/км	
	жилы из меди	жилы из алюминия
1,5	12,1	
2,5	7,41	12,1
4	4,61	7,41
6	3,08	5,11
10	1,83	3,08
16	1,15	1,91

Продолжение таблицы 7

25	0,727	1,20
35	0,524	0,868
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	0,991	0,164
240	0,0754	0,125

В отношении ВЛ и КЛ напряжением свыше 1 кВ определяется активное сопротивление, приведённое к напряжению 0,38 кВ [7]:

$$R_{\text{Лприв}} = r_0 \cdot \frac{L}{n_{\text{ц}}} \cdot \frac{(0,38 \text{ кВ})^2}{U_{\text{ном}}^2}, \text{ Ом}, \quad (11)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение на ВЛ или КЛ, кВ.

В отношении однофазных линий напряжением 0,22 кВ определяется активное сопротивление, также приведённое к напряжению 0,38 кВ:

$$R_{\text{Лприв}} = 2 \cdot r_0 \cdot L \cdot \frac{(0,38 \text{ кВ})^2}{(0,22 \text{ кВ})^2}, \text{ Ом}, \quad (12)$$

Здесь коэффициент «2» учитывает наличие нулевого проводника, по которому протекает рабочий ток.

В отношении двухобмоточного трехфазного трансформатора определяется активное сопротивление, приведённое к напряжению 0,38 кВ, в соответствии с паспортными данными оборудования:

$$R_T = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot (0,38 \text{ кВ})^2}{S_{\text{тр}}^2} \cdot 10^3, \text{ Ом}, \quad (13)$$

где $\Delta P_{\text{кз}}$ - потери мощности короткого замыкания, кВт; $S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность трехфазного трансформатора, кВА.

При отсутствии паспортных данных о потерях мощности короткого замыкания потери мощности принимаются из таблицы 1.

Определяется результирующее активное сопротивление участка сети от границы балансовой принадлежности до места установки прибора учёта.

При простом последовательном соединении элементов сети результирующее активное сопротивление:

$$R = \sum R_{\text{Л0,38}} + \sum R_{\text{Лприв}} + R_T, \text{ Ом}, \quad (14)$$

При сложном соединении элементов сети результирующее активное сопротивление определяется в соответствии с законами электротехники.

Расчёт нагрузочных потерь по методу средних нагрузок.

Нагрузочные потери электроэнергии на участке сети от границы балансовой принадлежности до места установки прибора учёта за расчётный период определяются по формуле:

$$\Delta W_n = k_k \cdot \Delta P_{cp} \cdot T \cdot k_\phi^2, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (15)$$

где ΔP_{cp} - потери мощности на участке сети от границы балансовой принадлежности до места установки прибора учёта, кВт; k_ϕ^2 - квадрат коэффициента формы графика за период, о.е. (принимается равным 1,333); k_k - коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки (принимается равным 0,99), о.е.; T - число часов в расчётном периоде, ч.

Квадрат коэффициента формы графика определяется по формуле:

Соответственно:

$$k_\phi^2 = \frac{1 + 2k_3}{3 \cdot k_3} = \frac{1 + 2 \cdot 0,5}{3 \cdot 0,5} = 1,333, \text{ о.е.} \quad (16)$$

где k_3 - коэффициент заполнения графика, о.е. (принимается равным 0,5).

Нагрузочные потери мощности на участке сети от границы балансовой принадлежности до места установки прибора учёта определяются по формуле [7]:

$$\Delta P_{cp} = \frac{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2}{U_{ном}^2} \cdot R \cdot 10^{-3} = \frac{P_{cp}^2 \cdot (1 + tg^2 \varphi)}{U_{ном}^2} \cdot R \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}, \quad (17)$$

где P_{cp} , Q_{cp} - средние значения активной и реактивной мощности за расчётный период T , кВт и кВАр; $tg \varphi$ - коэффициент реактивной мощности, о.е.; $U_{ном}$ - номинальное напряжение, кВ (принимается 0,38 кВ); R - результирующее активное сопротивление участка сети от границы балансовой принадлежности до места установки прибора учёта, Ом.

При отсутствии данных о коэффициенте реактивной мощности, принимается $tg \varphi = 0,6$.

Средняя нагрузка определяется по формуле:

$$P_{cp} = \frac{W_0}{T}, \text{ кВт}, \quad (18)$$

где W_0 - количество электроэнергии в точке учёта за время T , определённое по показаниям прибора учёта, кВт·ч

Соответственно нагрузочные потери электроэнергии на участке сети от границы балансовой принадлежности до места установки прибора учёта за расчётный период определяются по формуле:

$$\Delta W_n = 0,01243 \cdot R \cdot \frac{W_0^2}{T}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (19)$$

где R - результирующее активное сопротивление участка сети от границы балансовой принадлежности до места установки прибора учёта, Ом; W_0 - отпуск электроэнергии в точке поставки за время T , кВт·ч; T - число часов в расчётном периоде, ч.

Расчёт технических потерь электроэнергии

В отношении точек поставки с интегральным учётом (расчёты по 1 и 2 ценовым категориям) технические потери электроэнергии на участке сети от границы балансовой принадлежности до места установки прибора учёта за расчётный период определяются суммированием условно-постоянных потерь, определённых по формуле (5), и нагрузочных потерь, определённых по формуле (17) или формуле (18):

$$\Delta W = \Delta W_{\Pi} + \Delta W_n = \Delta W_{\Pi_{год}} \cdot \frac{T}{8760} + 0,01243 \cdot R \cdot \frac{W_0^2}{T}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (20)$$

Пример 3

Рассчитать суммарные условно-постоянные, нагрузочные за расчётный период, а также общие технические потери за расчётный час в соответствии с исходными данными:

- номинальная мощность трансформатора - $S_{mp} = 63$ кВА;
- номинальное напряжение ВЛ - $U_{ном}^{ВЛ} = 10$ кВ;
- номинальное напряжение КЛ - $U_{ном}^{КЛ} = 0,38$ кВ;
- сечения провода - $F_{вл} = 70$ мм²;
- сечения кабеля - $F_{кл} = 70$ мм²;
- число часов в расчётном периоде (сентябрь) – $T = 720$ ч;
- длина ВЛ - $l_{вл} = 2,45$ км;
- длина КЛ - $l_{кл} = 0,74$ км;
- среднечасовая нагрузка составляет $S_{cp}^{час} = 0,7 \cdot S_{mp}$;
- коэффициент мощности $\cos \varphi = 0,9$.

Решение.

Потери мощности холостого хода ΔP_{xx} определяются на основе номинальной мощности трансформатора и таблицы 4:

$$\Delta P_{xx} = 0,26 \text{ кВт}.$$

Годовые потери электроэнергии холостого хода в силовом трансформаторе определяются:

$$\Delta W_x = \Delta P_{xx} \cdot T_{год} = 0,26 \cdot 8760 = 2277,6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Удельные годовые потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ при напряжении из таблицы 5:

$$\Delta W_{уд.кл} = 0,26 \text{ кВт} \cdot \text{ч/км.}$$

Годовые потери от токов утечки по изоляторам воздушных линий определяются:

$$\Delta W_{вл} = \Delta W_{уд.вл} \cdot l_{вл} \cdot 1000 = 0,26 \cdot 2,45 \cdot 1000 = 637 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Удельные потери электроэнергии в изоляции кабелей при напряжении, сечении кабеля из таблицы 6:

$$\Delta W_{уд.кл} = 0,86 \text{ кВт} \cdot \text{ч/км.}$$

Годовые потери в изоляции кабелей определяются по формуле:

$$\Delta W_{кл} = \Delta W_{уд.кл} \cdot l_{кл} \cdot 1000 = 0,86 \cdot 0,74 \cdot 1000 = 636,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Определяются суммарные годовые условно-постоянные потери в элементах сети на участке от границы балансовой принадлежности до места установки прибора учёта:

$$\Delta W_{n.год} = \Delta W_x + \Delta W_{вл} + \Delta W_{кл} = 2277,6 + 637 + 636,4 = 3551 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Производится расчёт суммарных условно-постоянных потерь за расчётный период:

$$\Delta W_{II}^{Мес} = \Delta W_{n.год} \cdot \frac{T}{T_{год}} = 3551 \cdot \frac{720}{8760} = 291,86 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Производится расчёт условно-постоянных потерь за расчётный час:

$$\Delta W_{II}^{Час} = \frac{\Delta W_{n.год}}{T_{год}} = \frac{3551}{8760} = 0,405 \text{ кВт}$$

Для расчёта нагрузочных потерь предварительно определяются активные сопротивления. В отношении ВЛ и КЛ напряжением свыше 1 кВ определяется активное сопротивление, приведённое к напряжению 0,38 кВ.

$$R_{Лприв} = r_0 \cdot \frac{L}{n_{\text{ц}}} \cdot \frac{(0,38\text{кВ})^2}{U_{\text{ном}}^2} = 0,443 \cdot 2,45 \cdot \left(\frac{0,38}{10}\right)^2 = 0,0016 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{кл}} = r_0 \cdot \frac{L}{n_{\text{ц}}} \cdot \frac{(0,38\text{кВ})^2}{U_{\text{ном}}^2} = 0,443 \cdot 0,74 \cdot \left(\frac{0,38}{0,38}\right)^2 = 0,327 \text{ Ом}$$

В отношении двухобмоточного трехфазного трансформатора определяется активное сопротивление, приведенное к напряжению 0,38 кВ, в соответствии с паспортными данными оборудования:

$$R_T = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot (0,38\text{кВ})^2}{S_{\text{ном}}^2} \cdot 10^3 = \frac{1,28 \cdot 0,38^2}{160^2} \cdot 10^3 = 0,007 \text{ Ом}$$

Определяется результирующее активное сопротивление участка сети от границы балансовой принадлежности до места установки прибора учёта.

При простом последовательном соединении элементов сети результирующее активное сопротивление:

$$R = \sum R_{\text{кл}} + \sum R_{\text{Лприв}} + R_T = 0,327 \text{ Ом}$$

Для определения нагрузочных потерь электроэнергии на участке сети от границы балансовой принадлежности до места установки прибора учёта необходимо определить объем электропотребления за расчетный период:

$$W_0 = P_{\text{ср}} \cdot T = 0,7 \cdot S_{\text{мр}} \cdot \cos \varphi \cdot T = 0,7 \cdot 63 \cdot 0,9 \cdot 720 = 28576,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Нагрузочные потери за расчетный час:

$$\Delta W_{\text{н}}^{\text{час}} = 0,01243 \cdot R \cdot \frac{W_0^2}{T^2} = 0,01243 \cdot 0,327 \cdot \frac{28576,8^2}{720^2} = 6,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Нагрузочные потери за отчетный период равны:

$$\Delta W_{\text{н}}^{\text{мес}} = \Delta W_{\text{н}}^{\text{час}} \cdot T = 6,4 \cdot 720 = 4608 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Общие технические потери за расчетный час равны:

$$\Delta W^{\text{час}} = \Delta W_{\text{п}}^{\text{час}} + \Delta W_{\text{н}}^{\text{час}} = 0,405 + 6,4 = 6,805 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Общие технические потери за расчетный период равны:

$$\Delta W = \Delta W^{\text{час}} \cdot T = 6,805 \cdot 720 = 4899,6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Задание 1

Рассчитать суммарные условно-постоянные, нагрузочные за расчетный период, а также общие технические потери за расчетный час в соответствии с своим вариантом по таблице 8. Среднечасовая нагрузка составляет $S_{cp}^{Час} = 0,7 \cdot S_{mp}$, коэффициент мощности составляет $\cos \varphi = 0,9$, напряжение кабельной линии $U_{кл} = 0,38$ кВ.

Таблица 8 – Варианты заданий

Вариант	S_{mp} , кВ·А	$U_{ВЛ}$, кВ	$F_{вл}$ мм ²	$F_{кл}$ мм ²	T , ч	$l_{вл}$, км	$l_{кл}$, км
1	25	6	35	10	720	2.54	1.11
2	40	10	50	16	744	3.24	1.01
3	63	6	70	25	720	2.64	1.18
4	100	10	35	35	744	3.94	1.59
5	160	6	50	50	720	2.96	1.08
6	250	10	70	70	744	4.28	1.16
7	400	6	35	95	720	4.86	1.25
8	630	10	50	120	744	4.04	0.97
9	1000	6	70	150	720	1.94	1.70
10	1600	10	35	185	744	1.93	0.86
11	25	6	50	10	720	1.34	1.61
12	40	10	70	16	744	3.59	1.65
13	63	6	35	25	720	4.23	0.75
14	100	10	50	35	744	3.92	1.22
15	160	6	70	50	720	1.41	1.92
16	250	6	35	70	744	4.45	1.05
17	400	10	50	95	720	4.60	1.33
18	630	6	70	120	744	2.46	1.00
19	1000	10	35	150	720	2.72	0.51
20	1600	6	50	185	744	1.07	1.91
21	25	10	70	10	720	4.82	1.39
22	40	6	35	16	744	1.00	1.34
23	63	10	50	25	720	3.03	1.78
24	100	6	70	35	744	4.11	1.45
25	160	10	35	50	720	4.91	1.38
26	250	6	50	70	744	3.50	0.58
27	400	10	70	95	720	1.28	1.54
28	630	6	35	120	744	2.41	0.93
29	1000	10	50	150	720	4.74	1.67
30	1600	6	70	185	744	4.95	0.57

4. ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

1. Предназначение коммерческого учета электроэнергии?
2. Виды учета электроэнергии?
3. Функции АСКУЭ?
4. Требования к АСКУЭ на ОРЭМ?
5. Требования к АСКУЭ на РРЭ?
6. Классификация счетчиков электрической энергии?
7. Какие требования предъявляются к классу точности компонентов АСКУЭ на оптовом и розничных рынках электроэнергии?
8. Особенности определения объемов потребленной электроэнергии при прямом и косвенном включении прибора учета?
9. Назовите общие требования к местам установки приборов учета?
10. Виды потерь электроэнергии?
11. Какие составляющие включают условно-постоянные потери электроэнергии?
12. Основные принципы расчета нагрузочных потерь?

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Сенько, В. В. Автоматизированные системы коммерческого учёта электроэнергии : учебное пособие / В. В. Сенько. – Изд. 2-е. – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2011. – 48 с.
2. Об утверждении правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты правительства российской федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности : Постановление правительства РФ от 27 декабря 2010 г. № 1172 // Российская газета. – 2011. – № 5447 – Ст. 17.
3. О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности) : Постановление правительства РФ от 19 июня 2020 г. № 890 / Официальный интернет-портал правовой информации – URL : <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202006230034> (дата обращения 25.01.2022).
4. О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии : Постановление правительства РФ от 04 мая 2012 г. № 442 // Российская газета. – 2012. – № 5799. – Ст. 19.
5. Дулесова, Н. В. Экономика энергетики. Формирование балансов электрической энергии : методические указания к практическим занятиям / Н. В. Дулесова ; Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ. – Абакан : Ред.-изд. сектор ХТИ – филиала СФУ, 2013. – 40 с.
6. Андреева, Л. В., Осика, Л. К., Тубинис, В. В. Коммерческий учет электроэнергии на оптовом и розничном рынках / Л. В. Андреева, Л. К. Осика, В. В. Тубинис ; под общ. ред. Л. К. Осики. — Москва : изд-во «Авок-пресс», 2010. — 384 с. — 1 000 экз. — ISBN 978-5-98267-065-6.
7. Железко Ю.С. Потери электроэнергии, реактивная мощность, качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов. – Москва : Изд-во «НЦ ЭНАС», 2009. – 420 с. – ISBN 978-5-93196-958-9.

Станислав Олегович Хомутов,
Николай Александрович Серебряков,
Василий Иванович Сташко

УЧЕТ НА РЫНКАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ

Учебно-методическое пособие

ИЗДАНО В АВТОРСКОЙ РЕДАКЦИИ

Электронное издание

Производитель электронного издания:
ООО «МЦ ЭОР», 656043, Алтайский край, г. Барнаул, ул. Ползунова, 40

Сайт: <http://mceor.ru/>
E-mail: mceor@mail.ru

Электронное издательство «Виртуальная литература»

Связаться с издательством: <http://stashko.ru/author>
Заказать издание: +79230097208

Наши издания на ЛитРес: <http://stashko.ru/litres1>

ЛитРес:

**ОДИН КЛИК ДО САМОГО
ИНТЕРЕСНОГО!**