Республика Казахстан
Товарищество с ограниченной ответственностью
"SK TITAN ENGINEERING COMPANY"

Государственная лицензия №02795 от 05.03.2018 г.

Заказчик: АО "Мангистауская региональная электросетевая компания"

«Реконструкция ПС-110/6 кВ ПТБ»

РАБОЧИЙ ПРОЕКТ

Автоматизированная система управления технологическим процессом

Пояснительная записка

24-23/0299-03-07-2019-АДУ-ПЗ

Директор ТОО «SK Titan Engineering Company» Каюпов О.

Главный инженер проекта Бегендик Б.

г. Актау-2019 г

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения 3
2. Список используемых при проектировании нормативно - технических документов 3
3. Наименование объекта с описанием схемы электроснабжения предприятия 4
4. Описание процесса деятельности на объектах автоматизации 4
5.1. Трансформаторы тока 5
5.2. Трансформаторы напряжения 5
5.3. Счетчики электроэнергии 5
6.1. Сбор информации с точек учета в УСПД 6
7.1. Защита технических средств 6
7.2. Защита от несанкционированного доступа 6
8. Средства ИКУЭ 7
8.1. Измерительные трансформаторы тока 7
8.2. Счетчики электрической энергии 7
9. Мероприятия по метрологическому обеспечению системы 7
10. Средства измерений 8
11. Требования безопасности 9
12. Условия измерений 10
13.1. Трансформатор тока 11
13.2. Трансформатор напряжения 11
13.3. Счетчик электроэнергии 12
14.1. Выбор кабелей цепей напряжения по допустимому падению напряжения 13
14.2. Выбор кабелей токовых цепей 14
14.3. Расчет погрешности ИКУЭ 16
15. Порядок освидетельствования, поверки компонентов ИКУЭ 17

1. Общие положения

Обоснованием создания автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) субъектами оптового рынка электроэнергии РК являются требования Закона РК «Об электроэнергетике», постановление Правительства РК «О Концепции дальнейшем совершенствования рыночных отношений в электроэнергетике РК» от 03.04.2009г. №465, Программы создания автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии субъектов оптового рынка электроэнергии, утвержденной приказом МЭМР от 18.08.2004г. №183.

Контроль выработки, распределения и потребления на предприятии и в целом в Республике, позволит применить необходимые мероприятия по оперативному снижению потерь в электрических сетях, улучшить качество, что приведет к снижению затрат на электрическую энергию и к снижению себестоимости выпускаемой продукции, а субъект выполнит правила функционирования оптового и балансирующего рынка электроэнергии РК.

Основными целями реконструкции системы АСКУЭ на ПС 110/6 кВ «ПТБ», путем установки измерительных комплексов учета электроэнергии (ИКУЭ) ячейках 110 кВ и 6 кВ, являются:

- точное и легитимное определение количества поставляемой, потребляемой и транспортируемой электрической энергии в сечении точек учета;
- точное определение потерь электрической энергии при ее передаче и потреблении;
- повышение точности коммерческого учета электроэнергии в точках учета в соответствии с требованиями Электросетевых правил Республики Казахстан (ЭСП) за счет использования современных приборов учета заданного класса точности, и применения цифровых технологий измерений, сбора и обработки данных;
- обеспечение синхронности измерений коммерческого учета;
- создание системы единого информационного обеспечения для проведения финансовых расчетов Заказчика на оптовом рынке электроэнергии Республики Казахстан.

2. Список используемых при проектировании нормативно - технических документов

При разработке технического проекта использовалась следующая документация:

1 Закон РК об обеспечении единства измерений;

2 Правила устройства электроустановок Республики Казахстан;

3 Электросетевые правила Республики Казахстан;

4 Программа создания автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии субъектов оптового рынка электроэнергии;

5 СТ РК 2.30-2001. Порядок проведения метрологической аттестации

средств измерений;

6 СТ РК 2.46-2002 Программное обеспечение средств измерений Общие положения. Порядок аттестации;

7 СТ РК 2.63-2003. Методики поверки средств измерений. Порядок разработки, утверждения и применения;

8 РД 34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении;

9 СТ РК 34.014-2002 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Термины и определения;

10 СТ РК 34.015-2002 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание АС.

11 СТ РК 2.6-2003 Программы испытаний для целей утверждения типа средств измерений. Основные требования;

12Правила приемки автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии в промышленную эксплуатацию;

13 Правила освидетельствования измерительного комплекса учета электрической энергии;

14 СТ РК 2.121-2006 «ГСИ РК. Требования к методикам выполнения измерений электрической энергии»;

15 СТ РК 2.120-2006 «ГСИ РК. Требования к методикам выполнения измерений электрической мощности».

3. Наименование объекта с описанием схемы электроснабжения предприятия

Реконструкция существующей системы АСКУЭ ПС 110/6 кВ «ПТБ» АО «МРЭК» включает 2 точки 110 кВ (ВЛ-110кВ от "ТЭЦ-1" (линия Л-М-2) и ВЛ-110кВ от "ТЭЦ-1" (линия Л-М-2) ячейки №1, 3) и 24 точки 6 кВ коммерческого учета электрической энергии.

Данная информация по коммерческим точкам учета будут собираться существующей системой АСКУЭ АО «МРЭК», в ЦДС АО «Мангистауская РЭК» г. Актау.

4. Описание процесса деятельности на объектах автоматизации

Адаптация к существующей системе АСКУЭ ПС 110/6 кВ «ПТБ» АО «МРЭК» представляет собой комплекс технических средств, состоящий из:

- первичных масштабных преобразователей - измерительных трансформаторов тока;
- вторичных цепей между измерительными трансформаторами ТТ, ТН и счетчиками электроэнергии;
- первичных средств учета - микропроцессорных многофункциональных счетчиков электроэнергии;
- каналов связи между существующим устройством сбора и передачи данных (УСПД) и первичными средствами учета.

Измерительные трансформаторы передают по вторичным цепям на счетчики электроэнергии масштабированные значения токов и напряжений. Эти значения обрабатываются микропроцессорной схемой основной платы счетчика, преобразуются в значения электроэнергии и другие величины и записываются в память счетчика в цифровом виде и при опросе передаются в существующее УСПД.

5. Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте

5.1. Трансформаторы тока

Рабочим проектом в разделе «Электротехнические решения» 24-23/0299-19-9-ЭП предусматривается установка трансформаторов тока соответствующих требованиям ЭСП РК, с целью обеспечения требуемой точности учета при малых токах;

Таблица 1. Характеристика проектируемого измерительного трансформатора тока

Вид оборудования	Тип	Класс точности	Коэффициент трансформации	Коли-чество
Трансформатор тока	CA 123, Arteche	0,2S	150-300-600 1200/5;	6

5.2. Трансформаторы напряжения

Рабочим проектом в разделе «Электротехнические решения» 24-23/0299-19-9-ЭП предусматривается установка трансформаторов напряжения соответствующих требованиям ЭСП РК, с целью обеспечения требуемой точности учета при малых токах;

Таблица 2. Характеристика проектируемого измерительного трансформатора напряжения

Вид оборудования	Тип	Класс точности	Коэффициент трансформации	Коли-чество
Трансформатор тока	DDB 123, Arteche	0,2S	110/V3;	6

5.3. Счетчики электроэнергии

Применяемые микропроцессорные счетчики электроэнергии СЭТ-4М модификации СЭТ-4ТМ.03 удовлетворяют всем требованиям к счетчикам. Основные технические характеристики приведены в паспортах на счетчики "Нижегородским научно-производственным объединением имени М.В.Фрунзе", поставляемом в комплекте со счетчиками.

Счетчики измерения электроэнергии устанавливаются в проектируемом

шкафу учета и измерения 110 кВ «Е00+А1» в «ЗРУ-6 кВ совмещенное с ОПУ».

6. Решения по составу информации, объему, способам ее передачи

6.1. Сбор информации с точек учета в УСПД

Данные со счетчиков, собираются по цифровому интерфейсу RS-485. Для адаптации вновь проектируемых счетчиков с существующей АСКУЭ ПС 110/6 кВ «ПТБ», интерфейс RS-485 выбран исходя из условий достаточной помехозащищенности, удобства монтажа, наладки и экономии кабельной продукции.

Устройством сбора информации со счетчиков является существующее УСПД ЭКОМ-3000. УСПД опрашивает счетчики по каналам связи с 15 минутными интервалами. При опросе УСПД устанавливает связь со счетчиком, после чего осуществляется передача данных. Во время сеанса связи с одним из счетчиков, расположенных на общей шине остальные счетчики в этом сеансе не участвуют (слушают сеть). Опрос счетчиков, расположенных на одной шине происходит последовательно.

Также существующее УСПД АО «НК «КТЖ» опрашивает счетчик ячейки №24 по каналам связи и передает данные по GSM/GPRS в местное диспетчерское управление АО «КТЖ.»

7. Структура комплекса технических средств

7.1. Защита технических средств

Для защиты цифровых каналов передачи данных, использующих интерфейс RS-485, используются нелинейные элементы - варисторы, встроенные в счетчики СЭТ-4ТМ.03 и осуществляющие ограничение перенапряжений, возникающих в этих линиях.

Вторичные и информационные цепи для защиты от воздействия электрического поля выполняются экранированными кабелями. Экраны кабелей заземляются в одной точке на заземляющий контур подстанции.

Счетчики электроэнергии типа СЭТ-4М предназначены для работы в РУ до и свыше 1 кВ и удовлетворяют требованиям ГОСТ 29156-91, 29191-91 и 29216-91 по электромагнитной совместимости.

7.2. Защита от несанкционированного доступа

Для целей предотвращения физического доступа к токовым цепям и цепям напряжения счетчика предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

- пломбирование корпусов счетчиков пломбами энергоснабжающей организации и органами Энергонадзора или уполномоченными на то субъектами ОРЭ РК;

- установка крышки из пластика на промежуточных клеммниках токовых цепей и цепей напряжения с последующим пломбированием вышеупомянутыми организациями;

- пломбирование шкафа учета с последующим пломбированием вышеупомянутыми организациями.

8. Средства ИКУЭ

8.1. Измерительные трансформаторы тока

Измерительные трансформаторы тока удовлетворяют основным требованиям раздела 5 «Коммерческий учет» Электросетевых правил Республики Казахстан и требованиям ПУЭ по коммерческому учету:

- имеют класс точности не хуже 0,5;
- на присоединениях 110 кВ измерительные трансформаторы установлены на каждой фазе.

Вторичные цепи измерительных трансформаторов

В данном проекте предусматривается прокладка новых вторичных цепей от трансформаторов тока и шкафа ТН-I-II-110 кВ до приборов учета.

8.2. Счетчики электрической энергии

Применяемые счетчики электроэнергии удовлетворяют всем требованиям коммерческого и технического учета электрической энергии в Республике Казахстан.

Счетчики коммерческого учета комплектуются платой хранения графика нагрузки (ГН), платой дополнительного питания и программируются на 15-ти минутное усреднение мощности. Счетчики снабжены ЖКИ индикатором для визуального контроля информации.

В соответствии с требованиями Электросетевых правил Республики Казахстан к коммерческим счетчикам электроэнергии, счетчики типа СЭТ-4ТМ.03 в стандартной комплектации удовлетворяют требованиям по глубине хранения информации.

Каждый счетчик снабжается платой цифрового интерфейса RS-485 для подключения к коммуникационной аппаратуре и передачи данных на вышестоящие уровни. Скорость передачи данных составляет не менее 9600 бит/сек. Коэффициент готовности не хуже 0,95.

Счетчики типа СЭТ-4ТМ.03 снабжены функцией резервного питания для обеспечения работы счетчиков при отключении питающих цепей от трансформатора напряжения.

Счетчики имеют оптический порт для снятия данных со счетчика автономно, при помощи переносного инженерного пульта.

Рядом с каждым счетчиком монтируется испытательная клемма с возможностью пломбирования.

9. Мероприятия по метрологическому обеспечению системы

По каждому ИКУЭ, входящих в систему АСКУЭ, должна быть проведена ревизия с составлением паспортов-протоколов измерительных комплексов. Далее

измерительные комплексы должны быть освидетельствованы уполномоченным органом Госстандарта Республики Казахстан.

Компоненты ИКУЭ (средства измерений), внесенные в Государственный реестр средств измерений, подлежат периодической поверке. Поверка проводится в соответствии с нормативными документами. По результатам поверки подтверждаются метрологические характеристики ИКУЭ.

При расчёте суммарной погрешности должны быть учтены следующие составляющие:

- погрешность трансформатора тока;
- погрешность трансформатора напряжения;
- основная погрешность счетчика ;
- погрешность трансформаторной схемы включения счетчика за счет угловых погрешностей трансформатора тока, трансформатора напряжения и коэффициента мощности;
- дополнительные погрешности счетчика от влияния внешних величин;
- погрешность из-за падения напряжения в линии присоединения счетчика к трансформатору напряжения в соответствии с ПУЭ и «Инструкцией по поверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей»;
- абсолютная погрешность суточного хода часов синхронизации при измерении текущего астрономического времени в соответствии с технической документацией на компоненты АСКУЭ, выполняющие функции по синхронизации времени, предназначенные для проведения измерений.

Используемые в системе средства измерений должны иметь сертификат Республики Казахстан, удостоверяющий возможность их применения в качестве средств измерений и должны соответствовать по классу точности согласно Электросетевых правил РК п.п. 373; 374.

Используемые в системе средства измерений должны подвергаться регламентным поверочным процедурам и иметь действующие свидетельства о поверке.

После успешной опытно-промышленной эксплуатации система должна быть принята в промышленную эксплуатацию комиссией с участием представителей АО «МРЭК» Республики Казахстан в качестве составной части автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии подстанции 110/10 кВ «ПТБ».

Средства измерения должны иметь утвержденные в Республике Казахстан методики поверки.

10. Средства измерений

На каждый элемент измерительного комплекса учета электроэнергии (ИКУЭ) АСКУЭ (измерительный трансформатор тока, трансформатор напряжения, счетчик электроэнергии) имеется документ, нормирующий его метрологические характеристики. Счетчики и измерительные трансформаторы имеют сертификаты об утверждении типа и внесены в Государственный реестр средств измерений

Республики Казахстан (СИ).

При выполнении измерений в АСКУЭ АО «МРЭК» применяются средства измерений с соответствующими метрологическими характеристиками, приведенные в таблице 3

Таблица 3 Параметры ИКУЭ АО «МРЭК» ПС 110/10 кВ ПТБ

Наименование присоединения	ТН (существующий)		ТТ		ПУ	
	Тип ТН	К.т.	Тип ТТ	К.т.	Тип ПУ	К.т.
ОРУ-110 кВ						
Ячейка № 1	DDB 123, Arteche	0,5	CA 123, Arteche	0,5	СЭТ-4ТМ.03	0,5
Ячейка № 2	DDB 123, Arteche	0,5	CA 123, Arteche	0,5	СЭТ-4ТМ.03	0,5

11. Требования безопасности

Выполнение измерений осуществляется лицами, подготовленными в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок».

При эксплуатации технических средств АСКУЭ необходимо соблюдать требования безопасности в ходе обращения с ними. Необходимо, в первую очередь, следить за тем, чтобы корпуса всех шкафов были заземлены. Необходимо соблюдать меры

предосторожности при каких либо манипуляциях со шкафами, смотреть за тем, чтобы не пережимался или не испытывал механических напряжений питающий кабель шкафа. Эксплуатация шкафа должна осуществляться в сухих помещениях, а место установки должно быть защищено от прямого попадания влаги и прямых солнечных лучей.

Прокладка кабелей цифровых интерфейсов должна осуществляться с соблюдением существующих норм и правил и отвечать требованиям противопожарной безопасности.

В соответствии с Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей и техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей РК ПТЭ и ПТБ РК на панелях со счетчиками, после их монтажа необходимо нанести надпись, указывающую наименование присоединения, на котором производится учет.

Категорически запрещается нарушать целостность пломб счетчиков и клеммных испытательных коробок в процессе эксплуатации системы. В случае возникновения необходимости замены счетчика или вскрытия опломбированных представителями Энергонадзора и уполномоченными лицами субъектов ОРЭ РК устройств, необходимо выполнять вышеуказанные работы только в присутствии этих представителей.

Согласно правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей РК, в электроустановках выше 1000 В работники из числа

оперативного персонала, единолично обслуживающего электроустановку, или старшие по смене должны иметь группу по электробезопасности IV, остальные работники в смене - группу III.

В электроустановках до 1000 В работники из числа оперативного персонала, обслуживающего электроустановку, должны иметь группу III.

12. Условия измерений

При выполнении измерений параметры контролируемых присоединений и условия применения средств измерения должны находиться в допускаемых границах, указанных ниже в таблице 4.

Таблица 4. Условия измерения электроэнергии и мощности

Влияющие факторы		
Наименование параметров составляющих ИКУЭ	Нормальные значения влияющих факторов	Допускаемые по нормативным документам СИ

Ток: ТТ Счетчика	5* А 5 А	**(5-120)% 1ном (1 - 120)% 1ном
Напряжение: вторичной обмотки ТН Счетчика	100В 100В	(80-120)% ином (80-120)% ином
Потери напряжения в цепи ТН:	не более 0,25%$и_{ном}$	не более 0,25% $и_{ном}$
Вторичная нагрузка ТТ и ТН	(25-100)% от Sном	(25-100)% от Sном
Частота: ТТ и ТН Счетчик	50 Гц 50 Гц	(95-105)% ^ом (95-105)% ^ом
Температура окр. ТТ и ТН СчетчикА1800 Влажность (неконденсирующаяся)	+20 °С +23 °С	(-40...+50)°С (-40...+65)°С от 0 до 98 %

* - значение тока вторичной обмотки ТТ

** - ток первичной обмотки ТТ

13. Исходные данные для расчета погрешностей ИКУЭ

13.1. Трансформатор тока

Согласно ГОСТ 7746-2001 пределы допускаемых токовой, угловой погрешностей трансформаторов тока класса точности 0,5 при измерениях в рабочих условиях при установившемся режиме соответствуют значениям, указанным в таблице 5

Таблица 5. Пределы допустимых погрешностей трансформаторов тока

Класс точности	Первичный ток, % от ном-го	Предел допустимой погрешности			Предел вторичной нагрузки, % от номинальной
		токовой, %	угловой		
			мин	срад	
0,5	5	±1,5	±90	±2,7	25-100
	20	±0,75	±45	±1,35	
	100-120	±0,5	±30	±0,9	

13.2. Трансформатор напряжения

Согласно ГОСТ 1983-2001 пределы допускаемых погрешности по напряжению, угловой погрешности трансформаторов напряжения при измерениях в рабочих условиях при установившемся режиме работы составляют значения, указанные в таблице 6

Таблица 6. Пределы допустимых погрешностей трансформаторов напряжения

Класс точности	Предел допустимой погрешности		
	напряжения, %	угловой	
		мин	срад
0,5	±0,5	±20	±0,6

13.3. Счетчик электроэнергии

Согласно ГОСТ 30206-94, когда счетчик находится в нормальных условиях, (приведенных), погрешности, выраженные в процентах, не должны превышать пределов для соответствующего класса точности, установленных в таблице 6.

Если счетчик предназначен для измерения энергии в обоих направлениях, то значения, установленные в таблице 7, следует применять для каждого направления.

Разность между значением погрешности, выраженной в процентах, при однофазной нагрузке счетчика и значением погрешности, выраженной в процентах, при симметричной многофазной нагрузке при номинальном токе и коэффициенте мощности, равном единице, не должна превышать 1,0 % для счетчиков классов точности 0,5 S.

Таблица 7. Пределы погрешности счетчиков электрической энергии (ПУ)

Значение тока	Коэффициент мощности	Предел погрешности для ПУ класс точности
(0,01-0,05) $I_{ном}$	1	±1,0
(0,05-1,2)	1	±0,5
(0,02-0,1) $I_{ном}$	0,5 (при индуктивной	±1,0
	0,8 (при емкостной	
(0,1-1,2) $1_{ном}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	±0,6
	0,8 (при емкостной нагрузке)	

Порядок составляющей погрешности рассинхронизации при измерении текущего календарного времени со счетчика составляет 0,001% и при расчете допускаемой относительной погрешности измерительного комплекса не учитывается.

14. Расчеты для оценки погрешности измерений

14.1. Выбор кабелей цепей напряжения по допустимому падению напряжения

Сечение и длина проводов и кабелей в цепях напряжения расчетных счетчиков (п. 1.5.19. ПУЭ РК) выбраны такими, чтобы потери напряжения в этих цепях составляли не более 0,25% номинального напряжения при питании от трансформатора напряжения класса точности 0,5. Расчет дополнительного падения напряжения в измерительных цепях ТН при подключении проектируемых счетчиков и измерительных преобразователей ведется без учета реактивного сопротивления. Потери напряжения определяются по формуле:

$$\Delta U_{каб} = \sqrt{3} \cdot \mathrm{I}_{н} \cdot R_{каб},$$

где Iн - ток нагрузки в питающем счетчики кабеле; Rкаб - сопротивление питающего счетчики кабеля.

$$I_{н} = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{\Sigma}}{U_{ном}},$$

$$S_{\Sigma} = S_{сч} \cdot n_{сч} + S_{пр} \cdot n_{пр},$$

Где, $n_{сч.}$ - число счетчиков, мощность которых передается по данному кабелю;

$n_{пр.}$ - число преобразователей, мощность которых передается по данному кабелю;

S_{C4} = 3,6 *В* ■ *А* - мощность, потребляемая измерительной цепью счетчика.

$S_{пр}$ = *0,24 В* ■ *А* - мощность,потребляемая измерительной цепью преобразователя.

$$R_{каб} = \frac{L}{F_{каб} \cdot \gamma},$$

где,

L - длина кабеля;

Y - удельная проводимость меди = 57,14 $\frac{м}{Ом \cdot мм^2}$;

$F_{Каб}$ = сечение кабеля.

Сечение кабеля определяется исходя из допустимого падения напряжения в кабеле:

$$F_{каб} = \frac{L}{\gamma \cdot r_{ждоп}},$$

где $г^{ж}_{доп}$ = допустимое сопротивление жилы кабеля

$$r^{ж}_{доп} = \frac{\Delta U_{доп}}{\sqrt{3} \cdot I_{ном}},$$

где $\Delta U_{доп}$ = 0,0025 •$U_{ном}$ - допустимые потери напряжения от трансформатора напряжения до расчетного счетчика при классе точности трансформатора

напряжения 0,5.

В итоге допустимое сечение кабеля определяется по формуле:

$$F_{доп} = \frac{3L \cdot S_{\Sigma}}{\gamma \cdot \Delta U_{доп} \cdot U_{ном}} мм^2,$$

расчётное значение падения напряжения в измерительной цепи

$$\Delta U_p = \frac{3L \cdot S_{\Sigma}}{\gamma \cdot F_{доп} \cdot U_{ном}} В.$$

Таблица 8 - Расчёт падения напряжения

Наименование присоединения	L (от шкафа ТН до ПУ), м	Sz (мощность, потребляемая измерительной цепью), ВА	Fдоп. (допустимое сечение), мм2	F (выбранное сечение), мм2	AU (падение напряжения), В
ПС ПТБ 110 кВ					
Кабели цепей напряжения 100 В от шкафов ТН 110 кВ до счетчиков в ОПУ	7	7.68	0,40	10,0	0,025

14.2. Выбор кабелей токовых цепей

Сечения кабелей токовых цепей выбраны из условия, чтобы фактическая нагрузка вторичной обмотки трансформаторов тока была меньше номинального значения для заданного класса точности. Условие проверки:

$$S_{2факт.} \leq S_{2ном.}$$

где: $S_{2факт.}$ - фактическая нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока;

$S_{2ном.}$ - номинальная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока для заданного класса точности.

Фактическая нагрузка складывается из мощности подключенных к трансформаторам тока приборов и потерь мощности в контрольных кабелях и переходных контактах. К обмоткам трансформаторов тока, используемым для коммерческого учета, подключены только счетчики коммерческого учета

Исходя из этого:

$$S_{2факт.} = S_{\Sigma} + I^2_{2ном.}(R_{каб} + R_{конт}),$$

$$S_{\Sigma} = S_{сч} \cdot n_{сч} + S_{пр} \cdot n_{пр}$$

где $S_{сч}$, $S_{пр}$ – потребление счетчика А1800 и преобразователя 7KG 6000 по токовым цепям:

$$S_{сч(пр).} = I^2_{2ном} R_{сч(пр)}$$

R_{C4}= 0,00012 Ом - сопротивление измерительной цепи счетчика;

$R_{пр}$= 0,002 Ом - сопротивление измерительной цепи преобразователя;

$I_{2\ ном}$ = 5 А- номинальный вторичный ток трансформатора тока;

$R_{каб.}$ - сопротивление контрольного кабеля токовых цепей;

$R_{конт.}$ - суммарное сопротивление переходных контактов.

Принимаем:

$\sum R_{конт}$ = 0,1 *Ом.*

Сопротивление кабеля при соединении трансформаторов тока по схеме звезда находится по формуле:

$$R_{каб} = \frac{L_{цепи} \cdot \rho_{каб}}{F_{каб}},$$

где $L_{цепи.}$ - длина цепи;

$F_{Ка6}$ - сечение кабеля;

$\rho_{каб}$ = 0,0175 $^{Ом\cdot мм}$ - удельное сопротивление медной жилы кабеля.

Тогда:

$$F_{доп} \geq \frac{L_{цепи} \cdot \rho_{каб} \cdot I^2_{2ном}}{S_{2ном} - S_{\Sigma} - I^2_{2ном} \cdot R_{конт}},$$

Таблица 9. Расчеты значений допустимых сечений токовых цепей ИКУЭ от ТТ до счетчика

Наименование присоединени я	Направление		1-цепи, м	Тип ТТ	$S_{НОМ.Т\ m}$ ВА	$F_{пр}$, мм^2
	откуда	куда				
Ячейка №1	ТТ 110 кВ	Шкаф DC	20	CA 123, Arteche	20	10
	Шкаф DC	Шкаф учета и измерения 110 кВ	80			4
Ячейка №2	ТТ 110 кВ	Шкаф DC	20	CA 123,	20	10

	Шкаф DC	Шкаф учета и измерения 110 кВ	80	Arteche		4

Из приведенного расчета видно, что сечений токовых цепей ИКУЭ от ТТ до счетчика соответствуют для учета электрической энергии.

14.3. Расчет погрешности ИКУЭ

Предел допускаемой относительной погрешности измерительного комплекса при измерении электроэнергии вычисляют по формуле:

$$\delta_w = \pm 1{,}1\sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_л^2 + \delta_{сч}^2 + \delta_\theta^2 + \delta_J^2}$$

где:

SI, SU - погрешности ТТ и ТН в процентах;

S\ - погрешность из-за потерь напряжения в линии присоединения счетчика к ТН;

$S_{сч}$ - основная относительная погрешность счетчика;

S_e - погрешность схемы подключения счетчика (за счет угловых погрешностей ТТ и ТН);

S_J - дополнительная погрешность счетчика от j-ой влияющей величины (постоянная составляющая в цепи переменного тока, не симметрия напряжений, форма кривой тока, температура и т.д.).

Погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика, возникающую за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, определяем при измерении активной энергии по формуле:

$$\delta_\theta = 0{,}029\sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2}\,\frac{\sqrt{1-\cos^2\varphi}}{\cos\varphi}$$

при измерении реактивной энергии по формуле:

$$\delta_\theta = 0{,}029\sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2}\,\frac{\cos\varphi}{\sqrt{1-\cos^2\varphi}}$$

где:

0_i - угловая погрешность ТТ, мин;

$0_и$ - угловая погрешность ТН, мин;

cos ф - коэффициент мощности контролируемого присоединения.

Погрешности из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН используем по расчетам падения напряжения в измерительной цепи, см. таблицу 9.

Дополнительными погрешностями счетчика от j-й влияющей величины являются: погрешность от изменения температуры окружающего воздуха, погрешность от изменения напряжения в измерительной цепи счетчика,

погрешность от изменения частоты счетчика.

бсч.и - погрешность счетчиков класса 0,5 при изменении напряжения в диапазоне 10% составляет не более 0,2% при cos ф =1 и не более 0,4% при cos ф =0,5(при индуктивной нагрузке).

Для счетчиков класса точности 0,5 дополнительная погрешность бсч/f при отклонении частоты на ±5% не превышает 0,2%.

Средний температурный коэффициент бсчЛ для счетчиков класса точности 0,5 - 0,03% на градус при cos ф =1 и 0,05% на градус при cos ф =0,5(при индуктивной нагрузке).

Из выше изложенного определяется дополнительная погрешность счетчиков установленных для учета электрической энергии на объектах. ИКУЭ 110 кВ (ТН класса точности 0,5; ТТ класса 0,5; ПУ класса 0,5; максимальное падение напряжения в данной группе 0,025);

Результаты расчетов погрешности измерительных каналов для диапазонов токов 1%, 5%, 20% и (100-120)% от $1_{ном}$ при различных значениях cos ф приведены в таблицах 10-11.

Таблица 10. Расчет погрешности ИКУЭ при cos ф = 1

Ток ВН, % от 1ном	ТТ			ТН			AU	ПУ (счетчик)					Погр-сть ИКУЭ	Допуст-я погр-сть (ЭСП РК)
	Кт	6I, %	ei, мин	К.т	6U, %	eи, мин	6л, %	Кт	6сч, %	бсчЛ, %	6сч. U, %	бсч/f, %	6w, %	бwд, %
5	Л с 0,5	1,5	90	Л с 0,5	0,5	20	0,025	Л с 0,5	0,5	0,03	0,2	0,2	1,84	2,10
20		0,75	45		0,5	20			0,5	0,03	0,2	0,2	1,16	1,60
100 120		0,5	30		0,5	20			0,5	0,03	0,2	0,2	0,98	1,60

Таблица 11. Расчет погрешности ИКУЭ при cos ф = 0,5

Ток ВН, % от 1ном	ТТ			ТН			AU	ПУ (счетчик)					Погр-сть ИКУЭ	Допуст-я погр-сть (ЭСП РК)
	К.т.	6I, %	ei, мин	К.т.	6U, %	eu, мин	бл, %	К.т.	бсч, %	6С4.t, %	бсч. U, %	бсч/f, %	6w, %	6wg, %
5	0,5	1,5	90	0,5	0,5	20	0,025	0,5	0,5	0,05	0,4	0,2	1,89	2,10
20		0,75	45		0,5	20			0,5	0,05	0,4	0,2	1,24	1,60
100 120		0,5	30		0,5	20			0,5	0,05	0,4	0,2	1,07	1,60

15. Порядок освидетельствования, поверки компонентов ИКУЭ

Порядок освидетельствования, поверки или замены компонентов ИКУЭ системы АСКУЭ (в т.ч. и ИКУЭ находящихся на балансе сторонних организаций) производится в соответствии с Правилами освидетельствования измерительного

комплекса учета электрической энергии, утвержденными приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан.

Освидетельствование ИКУЭ проводится с целью установления соответствия погрешности измерительного комплекса требованиям Электросетевых правил.

Освидетельствование измерительного комплекса осуществляют юридические лица, имеющие соответствующие лицензии РК и аккредитованные на право поверки средств измерений, входящих в состав ИКУЭ системы АСКУЭ АО «МРЭК».

Организация работ по освидетельствованию измерительного комплекса возлагается на субъект оптового рынка электроэнергии (владелец ИКУЭ).

Средства измерений ИКУЭ системы должны отвечать требованиям Электросетевых правил и иметь Сертификат об утверждении типа (о признании утверждения типа), Сертификат о метрологической аттестации, действующие Сертификаты о поверке.

Работы по освидетельствованию измерительных комплексов или отдельные его компоненты владелец ИКУЭ осуществляет на договорной основе.

Свидетельство ИКУЭ оформляется в срок не более одного месяца по окончании освидетельствования в двух экземплярах. Один экземпляр акта освидетельствования ИКУЭ хранит в подразделении, эксплуатирующем ИКУЭ, второй экземпляр направляет в дело АО «МРЭК».

Метрологическая служба владельца ИКУЭ и АО «МРЭК» в соответствии с выданным свидетельством ИКУЭ навешивает пломбы (наклеивает лейблы) в соответствии с Правилами изготовления, хранения и применения клейм.

В случае выхода из строя одного из средств измерения, входящего в состав ИКУЭ системы АСКУЭ, владелец ИКУЭ осуществляет следующие мероприятия:

• создает комиссию в составе не менее трех человек, включая представителей метрологической службы, эксплуатационного и ремонтного подразделений (а при необходимости и представителя балансодержателя оборудования ИКУЭ);

• устанавливает новое средство измерения (тип средства измерений - аналогичный, вышедшему из строя);

• проверяет, правильность установки средства измерения и составляет акт по форме установленной Правилами.

Один экземпляр акта направляется Системному оператору ОРЭ РК (АО «KEGOC») для внесения изменений в Реестре коммерческого учета, второй храниться у субъекта оптового рынка вместе со Свидетельством на ИКУЭ.

По окончании действия свидетельства ИКУЭ, владельцем ИКУЭ организуется проведение его повторного освидетельствования в порядке, предусмотренном Правилами.