Республика Казахстан

Товарищество с ограниченной ответственностью
«Алматыпроектэнергострой»

«Согласовано»
Генеральный директор
ТОО «Алматыпроектэнергострой»

Ковехов В.В.

«____» _____ 2026 г.

М.П.

«Утверждаю»
Генеральный директор
ТОО «KegenHydro»

Жармухамбет А. К.

«____» _____ 2026 г.

М.П.

«Согласовано»
АО «KEGOC» Управляющий директор
по эксплуатации и капитальному
строительству

Атакулов Е.Т.

«____» _____ 2026 г.

Том 2
ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ

№ 133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП

на проектирование
«Автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии малой гидроэлектростанции на реке Шелек в районе Кеген с. Алгабас»

г.Астана,
2026 г.

СОСТАВИЛИ:

Наименование организации	Должность исполнителя	Фамилия, имя, отчество	Подпись	Дата
ТОО «Алматыпроектэнергострой»	Главный специалист	Щукина И.С.		
ТОО «Алматыпроектэнергострой»	Генеральный директор	Ковехов В.В.		

СОГЛАСОВАНО:

Наименование организации	Должность исполнителя	Фамилия, имя, отчество	Подпись	Дата
ТОО «KegenHydro»	Генеральный директор	Жармухамбет А.К.		
АО «KEGOC»	Директор ДРЗАП			
АО «KEGOC»	Главный менеджер ОМ и ИС			

Лист регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в докум.	№ докум.	Входящий № сопроводи-тельного документа и дата	Подпись	Дата
	изме-ненных	заме-ненных	новых	аннули-рованных					

№ строки	Формат	Обозначение	Наименование	Стр.	Кол. листов	Примечание
1	А4	133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.СС	Список сокращений	4	2	
Общесистемные решения						
2	А4	133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.ВП	Ведомость технического проекта	6	2	
3	А4	133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.ФС	Схема функциональной структуры	8	8	
4	А4	133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.ПЗ	Пояснительная записка	16	21	
5	А4	133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.АФ	Описание автоматизируемых функций	37	9	
6	А4	133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.ОПЗ	Описание постановок задач	46	7	
7	А4	133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.МО	Описание метрологического обеспечения	53	19	
8	А4	133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.ОН	Проектная оценка надежности системы	72	19	
9	А4	133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.ОС	Описание постановок задач	91	5	
Информационное обеспечение						
10	А4	133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.В1	Перечень входных сигналов и данных	96	6	
11	А4	133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.В2	Перечень выходных сигналов (документов)	102	4	
12	А4	133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.ИО	Описание информационного обеспе ения системы	106	8	
Техническое обеспечение						
13	А4	133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.ТС	Описание комплекса технических средств	114	8	
Программное обеспечение						
14	А4	133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.ПО	Описание программного обеспечения	122	9	

Взамен. инв.

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата
ГИП		Матвиенко			
Н.контроль		Верховцов			
Проверил		Щукина			
Разработал		Обгольц			

133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.ВП

«Автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии малой гидроэлектростанции на реке Шелек в районе Кеген с. Алгабас»

АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас)
Технический проект

Стадия	Лист	Листов
ТП	4	2

Ведомость технического проекта

ТОО "Алматыпроектэнергострой"

№ строки	Формат	Обозначение	Наименование	Кол. листов	№ экз.	Приме чание
Приложение						
15	А4		Однолинейная электрическая схема КТП 6,3/10 кВ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас)	1	1	
16	А4		Технические условия № 01-15-03-05/3880 от 22.05.2026 г. АО «KEGOC» на подключение АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) к АСКУЭ Системного оператора АО «KEGOC».	4	1	

Взамен. инв.

Подпись и дата

. № подл.

АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас)

Схема функциональной структуры
133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.ФС

Взамен. инв.

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись.	Дата	133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.ФС			
						«Автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии малой гидроэлектростанции на реке Шелек в районе Кеген с. Алгабас»			
						АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) Технический проект	Стадия	Лист	Листов
							ТП	6	8
ГИП		Матвиенко							
Н.контроль		Верховцов							
Проверил		Щукина				Схема функциональной структуры	ТОО "Алматыпроектэнергострой"		
Разработал		Обгольц							

СОДЕРЖАНИЕ

1	Элементы функциональной структуры АСКУЭ	8
1.1	Уровни иерархии АСКУЭ	8
1.2	Измерительный комплекс учета электроэнергии	9
1.3	База данных	10
1.4	Устройство сбора и передачи данных	10
1.5	Система обеспечения единого времени	12
2	Информационные связи между элементами функциональной структуры АСКУЭ	12
2.1	Взаимодействие между КУЭ и БД	12
3	Информационные связи между аскуэ с другими системами	13

1. Элементы функциональной структуры АСКУЭ

1.1 Уровни иерархии АСКУЭ

Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) является двухуровневой системой с централизованным управлением и распределенной функцией измерения. Функциональная структура АСКУЭ приведена на рисунке 1.

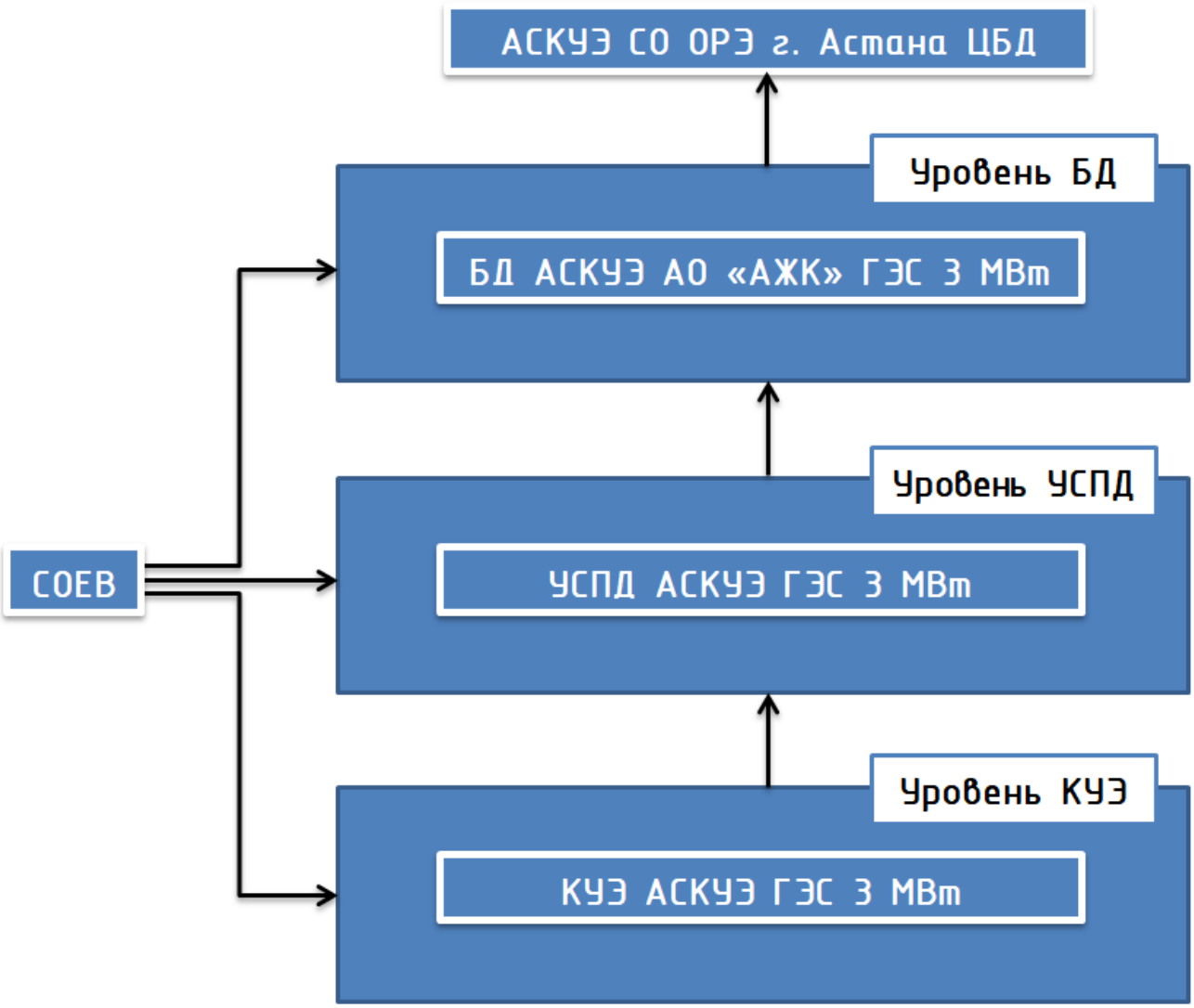

Рисунок 1. Функциональная структура АСКУЭ

АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) имеет следующую иерархическую структуру:

– первый уровень включает в себя КУЭ;
– второй уровень включает устройство сбора и передачи данных;
– второй уровень включает в себя БД и каналообразующую аппаратуру;

СОЕВ функционирует на всех уровнях иерархии.

1.2 Измерительный комплекс учета электроэнергии

Каждый КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

– измерение физических величин;

– хранение информации в специализированной базе данных СЭ;

– защита оборудования, ПО СЭ и данных от НСД на аппаратном и программном уровнях (установка паролей и т.п.);

– диагностика технических средств и ПО СЭ;

– конфигурирование и настройка параметров технических средств.

При выполнении функции измерения физических величин КУЭ решает задачу автоматического измерения средней активной и реактивной мощности на интервале усреднения 15 мин и выработанной энергии (с момента сброса счетчика, за прошедший месяц, с раскладкой по тарифам).

При выполнении функции хранения информации в специализированной базе данных КУЭ решает задачу хранения результатов измерений с указанием времени проведения измерения в энергонезависимой памяти счетчика. Глубина хранения информации – не менее 45 суток.

При выполнении функции защиты оборудования, ПО и данных от НСД на аппаратном и программном уровнях, КУЭ решает задачу обеспечения программной защиты от НСД результатов измерений и конфигурационных параметров счетчиков путем использования паролей доступа. Задача аппаратной защиты от НСД решается с помощью пломбирования счетчиков и испытательных переходных коробок.

При выполнении функции диагностики технических средств и ПО КУЭ решает задачу формирования журнала событий и задачу контроля работоспособности счетчика в фоновом режиме. Ведение журнала событий обеспечивает выполнение функции защиты от НСД путем фиксирования событий (изменений состояния счетчика) с привязкой ко времени.

При выполнении функции конфигурирования и настройки параметров КУЭ решает задачу конфигурирования и настройки параметров счетчиков электроэнергии путем использования программ завода-изготовителя счетчиков.

Приборы коммерческого учета ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) устанавливается на присоединениях в ячейках ЗРУ 10 кВ и 6,3 кВ.

1.3 Устройство сбора и передачи данных.

УСПД АСКУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматический (не менее одного раза в 15 мин) и автоматизированный по запросу сбор результатов измерений, данных о состоянии средств измерений иобъектов измерений;

- хранение информации в специализированной базе данных;

- защита оборудования, ПО и данных от НСД на аппаратном и программном уровнях (установка паролей и т.п.);

- диагностика технических средств и ПО;

- конфигурирование и настройка параметров

1.4 База данных

БД, находящаяся на ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас), обеспечивает выполнение следующих функций:

– автоматический (не менее одного раза в 15 минут) и автоматизированный по запросу сбор результатов измерений, данных о состоянии средств измерений и объектов измерений;

– обработка результатов измерений;

– хранение информации в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование базы данных), с разграничением прав доступа;

– передача информации в АСКУЭ СО РК - АО «KEGOC»;

– диагностика технических средств и ПО;

– защита оборудования, ПО и данных от НСД на аппаратном и программном уровнях (установка паролей и т.п.);

– контроль достоверности измерений;

– конфигурирование и настройка параметров АСКУЭ.

При выполнении функции автоматического (не менее одного раза в 15 минут) и автоматизированного по запросу сбора результатов измерений, данных о состоянии средств измерений и объектов измерений, БД решает следующие задачи:

– автоматический или автоматизированный по запросу сбор БД результатов измерений от КУЭ;

– автоматический или автоматизированный по запросу сбор БД данных о состоянии КУЭ;

– автоматический или автоматизированный по запросу сбор БД информации о состоянии объектов измерения.

При выполнении функции обработки результатов измерений БД решает задачу приведения результатов измерений к учетным показателям, характеризующим оборот товарной продукции (выработка электроэнергии).

При выполнении функции хранения информации в специализированной базе данных БД решает следующие задачи:

– хранение результатов измерений с указанием времени проведения измерения;

– хранение данных о состоянии средств измерений;

– хранение данных о состоянии объектов измерения;

– хранение служебной и нормативно-справочной информации;

– резервирование базы данных.

При выполнении функции передачи информации в АСКУЭ СО РК - АО «KEGOC» БД решает следующие задачи:

– автоматическая передача результатов измерений в АСКУЭ СО РК - АО «KEGOC»;

– автоматическая передача данных о состоянии средств измерений в АСКУЭ СО РК - АО «KEGOC».

При выполнении функции защиты оборудования, ПО и данных от НСД на аппаратном и программном уровнях БД решает задачу программной защиты от НСД при попытке изменения конфигурации БД, результатов измерений, данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений.

При выполнении функции конфигурирования и настройки параметров АСКУЭ БД решает задачу настройки ПО БД в соответствии с конкретной схемой коммерческого учета.

При выполнении контроля достоверности измерений БД решает следующие задачи:

– анализ пропуска данных;
– анализ журналов событий;
– сравнение с предельно допустимыми и плановыми величинами;
– анализ схемы измерений.

При выполнении функции диагностики технических средств и ПО БД решает следующие задачи:

– контроль работоспособности каналов связи;
– контроль работоспособности ПО.

1.5 Система обеспечения единого времени

СОЕВ выполняет функцию измерения времени и обеспечивает синхронизацию времени во всех элементах АСКУЭ с абсолютной погрешностью ± 1 с.

Выполнение функции измерения времени обеспечивается решением следующих задач:

- синхронизация внутреннего времени по встроенному или внешнему источнику точного времени ГЛОНАСС/GPS и/или NTP-серверов;
- синхронизация цифровых измерительных устройств, счетчиков, микропроцессорных измерительных устройств по внутреннему времени сервера;
– автоматическое измерение интервалов времени с использованием ГЛОНАСС/GPS;
- синхронизация КУЭ БД.

2. Информационные связи между элементами функциональной структуры АСКУЭ

2.1 Взаимодействие между КУЭ и БД

Взаимодействие между КУЭ и БД осуществляется в соответствии с протоколом ГОСТ Р МЭК 870-5-104-2004, с использованием протокола TCP/IP:

– запрос журналов событий и запрос журналов корректировок времени;
– команды корректировки времени;
– команда синхронизации времени (при необходимости корректировки времени).

запросы, выдаваемые БД в КУЭ, могут иметь следующее:

- запрос текущих данных, на который КУЭ выдает информацию, еще не переданную в БД на текущий момент времени;
- запрос результатов измерений за определенный период по определенному каналу измерения из энергозависимой памяти счетчиков;

Состав данных, передаваемых от КУЭ в БД АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас):

– результаты измерений (активная и реактивная средняя мощность на интервале усреднения 15 мин, активная и реактивная энергия с момента сброса показаний счетчика, активная и реактивная энергия за текущий месяц и прошедшие 11 месяцев);
– состояние средств измерения (журналы событий счетчиков);
– текущее время счетчика.

3. Информационные связи АСКУЭ с другими системами

Взаимодействие между АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) и АСКУЭ СО ОРЭ РК происходит по инициативе АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас). Взаимосвязь АСКУЭ с АСКУЭ СО ОРЭ РК производится в соответствии с требованиями документа «Технические условия на подключение АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) к АСКУЭ Системного оператора РК – АО «KEGOC».

Состав данных, предоставляемых в АСКУЭ СО ОРЭ РК от АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) посредством логического интерфейса передачи коммерческой информации:

– пятнадцатиминутные приращения активной и реактивной электроэнергии, измеренные КУЭ, соотнесенные с местным календарным временем, а также со среднеевропейским временем;

– состояние средств измерений.

Состав данных технической информации, предоставляемых в АСКУЭ СО РК - АО «KEGOC» от АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас):

– данные по состоянию технических и программных средств коммерческого учета («журналы событий», статусы работоспособности измерительных каналов);

– данные по составу силового оборудования электрических сетей, с привязкой к точкам поставки и учета (ПС, ВЛ, трансформаторы, распределительные устройства, выключатели, разъединители, присоединения, балансовое деление);

– данные по составу и характеристикам технических и программных средств коммерческого учета (трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, счетчики, контроллеры, каналы связи).

АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас)

Пояснительная записка
133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.ПЗ

Взам. инв.

Подпись и дата

Инв.№подл.

						133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.ПЗ		
						«Строительство электросетевых объектов солнечной электростанции установленной мощностью 3 МВт для нужд портфельных компаний АО «KEGOC»»		
Изм.	Колуч	Лист	№док	Подпись	Дата			
ГИП		Матвиенко				АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) Технический проект	Стадия: ТП	Лист: 14 / Листов: 21
Н.контро		Верховцов						
Проверил		Щукина				Пояснительная записка	ТОО "Алматыпроектэнергострой"	
Разработа		Обгольц						

1	**ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**	17
1.1	Перечень организаций, участвующих в разработке системы, сроки выполнения стадий	17
1.2	Цели, назначения и области использования АСКУЭ	18
1.3	Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожаро- и взрывобезопасности	18
1.4	Список используемых при проектировании нормативно-техни еских документов	19
1.5	Сведения о научно-исследовательских работах, типовых проектных решениях	20
1.6	Очередность создания системы и объем каждой очереди	20
2	**ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССА ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**	20
3	**ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ**	21
3.1	Решение по структуре системы, подсистем, средствам и способам связи для информационного обмена между компонентами системы, подсистем	21
3.2	Решение по взаимосвязям АСКУЭ со смежными системами, обеспечения ее совместимости	22
3.3	Решения по режимам функциониров ния, диагностированию работы системы	22
3.4	Решение по численности, квалификации и функциям персонала АСКУЭ, режимам его работы, порядку взаимодействия	23
3.5	Сведения об обеспечении заданных в ТЗ потребительских характеристик системы, определяющих ее качество	24
3.6	Состав функций, комплексов задач, реализуемых системой	24
3.7	Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте	24
3.7.1	Трансформаторы тока	24
3.7.2	Трансформаторы напряжения	24
3.7.3	Вторичные цепи	24
3.7.4	Счетчики электроэнергии	25
3.7.5	Сервер БД	28
3.7.6	Источник бесперебойного питания	28
3.7.7	Синхронизация времени	29
3.8	Решение по составу информации, объему, способам ее организации, видам машинных носителей, входным и выходным документам и сообщениям, последовательности обработки информации и другим компонентам	29
3.8.1	Сбор информации с точек учета	29
3.8.2	Организация информационного обмена уровня с внешними системами	30
3.8.3	Формирование расчетных групп учета	30
3.8.4	Входная и выходная информация	31
3.9	Решения по составу программных средств, языкам деятельности, алгоритмам процедур и операций и методам их реализации	32

4	**МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОДГОТОВКЕ ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ К ВВОДУ СИСТЕМЫ В ДЕЙСТВИЕ**	34
4.1	Мероприятия по приведению информации к виду, пригодному для обработки ЭВМ	34
4.2	Мероприятия по созданию необх димых подразделений и рабочих мест	34
4.3	Мероприятия по обучению и проверке квалификации персонала	34
4.4	Мероприятия по изменению объекта автоматизации	35
4.5	Мероприятия по защите технических и программных средств от несанкционированного доступа	35
5	**СХЕМА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ**	35
5.1	Элементы функциональной стр ктуры и автоматизированные функции, выполняемые АСКУЭ	35
5.2	Информационные связи	35

1 Общие положения

Полное наименование системы - Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии малой гидроэлектростанции на реке Шелек в районе Кеген с. Алгабас.

Условное наименование системы – АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас).

Настоящая проектная документация разработана согласно заключенному между ТОО «KegenHydro» и ТОО «Алматыпроектэнергострой». Технический проект выполнен согласно Техническому заданию на проектирование АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас), в соответствии с ПУЭ РК.

Проектная документация предназначена для выполнения монтажных и пусконаладочных работ при создании АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) для заказа и приобретения в этих целях оборудования и материалов.

1.1 Перечень организаций, участвующих в разработке системы, сроки выполнения стадий

Объектом автоматизации является малая гидроэлектростанции мощностью 3 МВт на реке Шелек в районе Кеген с. Алгабас

Пользователь системы:

ТОО «KegenHydro»

Республика Казахстан, город Алматы, Медеуский район, Проспект Достык, дом 134

Разработчик:

ТОО «Алматыпроектэнергострой»

Республика Казахстан, г. Астана, Есильский район, ул. Достык, зд. 20, эт. 12, БЦ «Санкт-Петербург»

Сроки выполнения последующих стадий работ определяются условиями договоров.

1.2 Цели, назначение и области использования АСКУЭ ГЭС 3 МВ

Назначение системы:

– Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) предназначена для автоматизации коммерческого учета потребленной, выработанной и отпущенной электроэнергии в электрические сети;

– Сбор и формирование базы данных измерений.

– Обработка, архивация и хранение в течение пяти лет данных измерений.

– Выполнение электротехнических расчетов.

– Отображение измерительной и расчетной информации в виде графиков нагрузки, таблиц и ведомостей на пользовательских местах субъекта ОРЭ.

– Взаимообмен необходимой и согласованной информацией по учету электроэнергии между АСКУЭ СО ОРЭ и АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас).

– Повышение эффективности управления электрическими режимами распределения и выработки электроэнергии.

– Поддержание единого времени с целью обеспечения синхронности измерений.

Основными целями создания АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) являются:

– Обеспечение индивидуального учета фактического потребления и выработки электроэнергии.

– Оплата фактической стоимости потребленной и произведенной электроэнергии без перекрестного субсидирования.

– Прогнозируемость стоимости электроэнергии в планируемый период.

– Надежное электроснабжение.

– Определение балансов электроэнергии (точный учет потерь электроэнергии).

– Взаимообмен согласованной информацией по учету электроэнергии с субъектами ОРЭ.

– Участие в оптовом и балансирующем рынке электроэнергии Республики Казахстан.

Критерием достижения цели создания АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) является ввод АСКУЭ в промышленную эксплуатацию.

1.3 Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожаро- и взрывобезопасности

Технические решения, принятые в техническом проекте и рабочих чертежах, соответствуют требованиям экологических, санитарно – гигиенических, противопожарных и других норм, а также правилам взрывобезопасности, действующих на территории Республики Казахстан, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию системы при соблюдении предусмотренных в проекте мероприятий.

1.4 Список используемых при проектировании нормативно–технических документов

При разработке технического проекта использовалась следующая документация:

- Правила функционирования автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии для субъектов оптового рынка электрической энергии (утверждены приказом МЭ РК от 30.03.2015г. №248. Зарегистрированного МЮ РК от 6.05. 2015г. №10957).
- Закон Республики Казахстан «Об электроэнергетики» от 9 июля 2004 года N 588.
- Закон Республики Казахстан «Об обеспечении единства измерений» №53-II ЗРК от 07.06.2000 г.
- Закон Республики Казахстан об энергосбережении и повышении энерго-эффективности от 13 января 2012 года № 541-IV ЗРК.
- Закон Республики Казахстан «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» от 4 июля 2009 года №165-IV;
- Постановление Правительства Республики Казахстан от 3 апреля 2009 г. №465 О концепции дальнейшего совершенствования рыночных отношений в Республике Казахстан.
- Правила устройства электроустановок Республики Казахстан.
- СТ РК 34.015–2002 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы»
- СТ РК 34.014–2002 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Термины и определения»
- ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Стадии создания»
- ГОСТ 34.201-89 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем»
- РД 50-34.698-90 «Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов»
- ГОСТ 27300-87 «Информационно-измерительные системы. Общие требования, комплектность и правила составления эксплуатационной документации»
- СТ РК 1087-2002 «Единая система программной документации. Руководство пользователя. Требования к составу, содержанию и оформлению»
- СТ РК 34.014-2002. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Термины и определения.
- СТ РК 34.015-2002. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание АС.
- СТ РК 2.18-2019. Методики выполнения измерений. Порядок разработки, метрологической аттестации, регистрации и применения.
- СТ РК 2.121-2006 «ГСИ РК. Требования к методикам выполнения измерений электрической энергии».
- СТ РК 2.120-2006 «ГСИ РК. Требования к методикам выполнения измерений электрической мощности».

- СТ РК 2.122-2006 «ГСИ РК. Требования к методикам выполнения измерений электроэнергии и мощности с использованием автоматизированной системы коммерческого учета энергии и мощности на энергообъектах».
- РД 34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.
- Руководство по эксплуатации Меркурий 234 26.51.63.130-061-89558048-2018 от 30.07.2025 г.
- Инструкции по инсталляции, настройке и эксплуатации ПО «Энергосфера».
- Однолинейная схема подстанции 110/35 кВ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) .
- Планы помещений и кабельной канализации ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) .
- Техническое задание на проектирование.

1.5 Сведения о научно-исследовательских работах, типовых проектных решениях

При разработке настоящей проектной документации научно-исследовательские работы не проводились. Использовались типовые проектные решения.

1.6 Очередность создания системы и объем каждой очереди

АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) создаётся в одну очередь.

В объем работ входит:

– создание и освидетельствование измерительных комплексов учета электроэнергии на питающих вводах 110 кВ трансформатора,

– установка информационного комплекса (телекоммуникационное, компьютерное оборудование, программное обеспечение и база данных) в полном объеме. Также организовываются основной и резервный каналы связи с провайдером сети Интернет для передачи данных СО ОРЭ.

– создание и освидетельствование измерительных комплексов учета электроэнергии на всех точках коммерческого и технического учета и подключение их к АСКУЭ.

– работы по проведению опытно-промышленных испытаний АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) и вводу её в промышленную эксплуатацию.

2 Описание процесса деятельности

АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) представляет собой комплекс программно-технических средств, состоящий из:

- первичных преобразователей – измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- вторичных цепей между измерительными трансформаторами и счетчиками электроэнергии;
- первичных средств учета – цифровых счетчиков электроэнергии;
- устройства сбора и передачи данных (УСПД);
- каналов связи УСПД с первичными средствами учета;
- каналов связи счетчиков с первичными средствами учета;
- средств программного обеспечения счетчиков, БД.

Функционирование АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) осуществляется нижеприведённым образом.

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 мощности электроэнергии и другие величины и записываются в память счетчика в цифровом виде.

Каждые 15 минут УСПД установленный на ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) производит опрос цифровых счетчиков. Полученная информация записывается в энергонезависимую память, далее, по запросу с верхнего уровня АСКУЭ, предоставляется на вышестоящий уровень с периодичностью раз в 15 минут.

Сервер БД АО «АЖК» периодически опрашивает УСПД и накапливает все полученные данные в базе данных. По запросу сервер осуществляет формирование отчетной информации потреблении и перетоках электроэнергии по учётным группам.

Подсистема обработки, отображения, хранения и управления данными, представляет собой аппаратно- программный комплекс центра сбора информации АСКУЭ. Центр сбора информации осуществляет автоматический сбор данных со счетчиков, их обработку, хранение, отображение на АРМ, формирование отчетов и передачу информации в АО «АЖК» далее в СО РК.

Вышеописанные процедуры происходят автоматически, а время и частота опроса настраиваются вручную на этапе пуско-наладки системы.

Сервер БД периодически опрашивает КУЭ и накапливает все полученные данные. По запросу от автоматизированных рабочих мест сервер осуществляет формирование отчетной информации о генерации, потреблении и перетоках электроэнергии по учетным группам.

Учетные группы формируются и настраиваются на этапе пуско-наладки системы.

Передача данных в СО РК осуществляется с уровня БД из АСКУЭ АО «АЖК» при помощи установленного на их аппаратной базе коммуникационного ПО с периодичностью раз в 15 минут или по запросу.

3 Основные технические решения

3.1 Решения по структуре системы, подсистем, средствам и способам связи для информационного обмена между компонентами системы, подсистем

АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) является трехуровневой системой, с иерархической распределённой обработкой информации.

Уровни системы:

- Первый уровень - КУЭ, включающий ТТ, ТН, вторичные измерительные цепи, интеллектуальные счётчики электроэнергии Меркурий 234
- Второй уровень – УСПД (Эком-3000).
- Третий уровень – сервер БД АСКУЭ АО «АЖК».

Структура АСКУЭ, а также используемый для её создания программно-технический комплекс, соответствует техническим требованиям к АСКУЭ, представленным в ПУЭ.

Функциональная структурная схема АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) показана в разделе «Схема функциональной структуры».

Объектами сбора первичной учетной информации являются многофункциональные измерительные приборы, установленные в ячейках ЗРУ 10 кВ и ЗРУ 6 кВ.

Проектом предусмотрены использование одного основного и одного резервного каналов передачи данных АСКУЭ СО ОРЭ РК - АО «KEGOC».

Данные передаются в соответствии с регламентом ОРЭ РК, приведенном в «Технических условиях на подключение АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) к АСКУЭ СО РК»;

Данные АСКУЭ передаются по FTP протоколу. Адрес FTP сервера Системного оператора ОРЭ РК: ftpmetr.kegoc.kz. Другие параметры, необходимые для функционирования FTP обмена (имя пользователя, пароль), будут предоставлены участнику рынка по запросу перед проведением опытно-промышленных испытаний АСКУЭ и после согласования СО ОРЭ программы испытаний.

3.2 Решения по взаимосвязям АСКУЭ со смежными системами, обеспечению ее совместимости

Для обеспечения совместимости форматов передачи данных коммерческого учета ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) в ПО «Энергосфера», устанавливаемое в серверной части шкафа ИВКЭ, предусмотрен встроенный модуль, который поддерживает формат обмена данными коммерческого учета электроэнергии, принятый на ОРЭ РК.

АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) формирует файлы измерений с 15-минутной периодичностью. Сформированные файлы записываются в предоставленный каталог FTP сервера АСКУЭ Системного Оператора.

3.3 Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы

Проектом предусматриваются следующие режимы функционирования:

– круглосуточное функционирование счетчиков, осуществляющих в автоматическом режиме измерение заданных параметров и хранение требуемой информации;

– автоматическая передача информации с заданной периодичностью на верхний уровень системы на сервер БД.

– доступ к серверу БД со стороны внешних потребителей коммерческой информации в автоматическом и/или спорадическом режимах.

3.4 Решения по численности, квалификации и функциям персонала АС, режимам его работы, порядку взаимодействия

Метрологическое обеспечение СИ, которые входят в состав АСКУЭ (трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, счетчики электроэнергии), осуществляется организацией, аккредитованной на право поверки указанных средств измерений.

Эксплуатация и техническое обслуживание всех частей аппаратно-программного комплекса АСКУЭ также поручаются на договорных началах.

Персонал, допущенный к эксплуатации системы, должен пройти обучение пользованию системы и правилам техники безопасности в объёме, предусмотренном инструкцией по эксплуатации системы.

В обязанности обслуживающего персонала входит проведение следующих мероприятий:

– профилактический осмотр (оперативный контроль работы устройств по индикаторам, визуальный контроль внешнего вида и надежности подключения кабелей внешних проводок к зажимам устройств);

– технический осмотр - плановый периодический контроль закрепленным персоналом исправной работы устройств в соответствии с инструкциями по обслуживанию (сравнение текущих показаний на первых трёх уровнях системы);

– внеплановое обслуживание при возникновении неисправностей, заключающееся в поиске и устранении неисправностей допущенным для этих работ персоналом.

Таблица 1.

Виды технического обслуживания технических средств АСКУЭ.

№	Виды техн ческого обслуживания	Периодичность проведения	Кто проходит	Примечания
1	Ежедневный Осмотр	Ежедневно – в течение рабочей смены	оперативно-эксплуатационный персонал ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас)	
2	Технический	Осмотр Раз в месяц	Дежурный персонал ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас)	
3	Эксплуатационная проверка	Два раза в год	Дежурный персонал ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас)	
4	Внеплановое обслу-живание	При возникновении необходимости	Дежурный персонал ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас)	

Данные ежедневного и ежемесячного осмотров должны фиксироваться персоналом предприятия в регистрационном журнале.

Эксплуатационная проверка производится в соответствии с документацией на АСКУЭ.

3.5 Сведения об обеспечении заданных в ТЗ потребительских характеристик системы, определяющих ее качество

Структура проектируемой АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) приспособлена к дальнейшей модернизации и развитию, а именно:

– предусмотрена возможность добавления в систему новых точек учета;

– возможно увеличение количества пользователей системы – при условии закупки на соответствующее количество пользователей;

– наращивание аппаратных и программных средств обеспечивается без вывода системы из постоянной эксплуатации.

Расчет надежности системы приведен в документе 126.17.04-2025.25-1-АСКУЭ.ОН.

Представляемые к обработке данные приводятся в удобном для понимания виде, возможна реализация представления данных в виде графических форм и отчетов.

Потребительские характеристики системы и ее компонентов полностью соответствуют заданным в ТЗ требованиям.

3.6 Состав функций, комплексов задач, реализуемых системой

Перечень функций и задач, реализуемых системой приведен в документе 126.17.04-2025.25-1-АСКУЭ.ОПЗ (Описание постановок задач).

3.7 Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте

3.7.1 Трансформаторы тока

Техническим проектом АСКУЭ не предусматривается замена проектируемых трансформаторов тока, т.к. они обеспечивают:

- требуемую точность учета при малых токах;
- снижение суммарной погрешности КУЭ.

3.7.2 Трансформаторы напряжения

Техническим проектом не предусматривается замена проектируемых трансформаторов напряжения, т.к. они обеспечивают:

-требуемую точность учета;

-снижение суммарной погрешности КУЭ.

3.7.3 Вторичные цепи

В качестве вторичных цепей, передающих сигнал от ТТ и ТН до счетчиков, используются контрольные кабели, проложенные по кабельным каналам, лоткам в соответствующих помещениях на территории ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас). Кабели проложены раздельно от силовых цепей.

Коммерческие КУЭ АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) расположены в шкафу учета и измерений в ОПУ, смонтированы с соблюдением всех требований ПУЭ РК и не вносят погрешностей в измерения электрической мощности и энергии, превышающие допустимые значения.

Проектируемые сечения токовых цепей выбраны из условий допустимых нагрузок ТТ и соответствуют нормативным требованиям.

Проектируемые сечения цепей напряжения выбраны из условия допустимых потерь напряжения в цепи ТН – счетчик и соответствуют нормативным требованиям.

Сечения контрольных кабелей удовлетворяют требованиям по пожарной безопасности и механической прочности.

Проверка проектируемого сечения кабелей приведена в разделе «Описание метрологического обеспечения» данного проекта.

3.7.4 Счетчики электроэнергии

Применяемые счетчики электроэнергии удовлетворяют всем требованиям ТЗ к счетчикам. Основные технические характеристики приведены в паспорте на счетчик, поставляемом в комплекте со счетчиком.

На присоединениях 10 кВ, 6,3 кВ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) устанавливаются счетчики электроэнергии Меркурий 234 , классом точности 0,2S/0,5S, снимающие показания в двух направлениях, используемые для коммерческого учета.

Все счетчики комплектуются платой хранения графика нагрузки (ГН) и программируются на 15-ти минутное усреднение мощности. Счётчики снабжены ЖКИ индикатором для визуального контроля 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.

Счётчики имеют оптический порт для снятия данных со счётчика автономно, при помощи переносного инженерного пульта.

Данные по размещению и типу счетчиков приведены в таблице 2.

Таблица 2.

№ п/п	Точки учета	Место установки счетчика	Счетчик электроэнергии
Сторона 10 В			
1	ВЛ 10 кВ ПС №76"И"– ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) (Коммерческий учет)	РУ 10 кВ. Шкаф №102	МЕРКУРИЙ 234 $К_{тт}$=800/5; $К_{тн}$=10/0,1 Кл.точности= 0,2S
2	Ввод Т1 (Технический учет)	РУ 10 кВ. Шкаф №103	МЕРКУРИЙ 234 $К_{тт}$=800/5; $К_{тн}$=10/0,1 Кл.точности= 0,2S
Сторона 6 кВ			
3	Генератор 1 G1 (Коммерческий учет)	РУ 6 кВ. Шкаф №2	МЕРКУРИЙ 234 $К_{тт}$=600/5; $К_{тн}$=6,3/0,1 Кл.точности= 0,2S
4	УРЗН-1 W103Н (Технический учет)	ЗРУ 6 кВ. Шкаф №3	МЕРКУРИЙ 234 $К_{тт}$=600/5; $К_{тн}$=6,3/0,1 Кл.точности= 0,2S
5	Генератор 2 G2 (Коммерческий учет)	ЗРУ 6 кВ. Шкаф №4	МЕРКУРИЙ 234 $К_{тт}$=600/5; $К_{тн}$=6,3/0,1 Кл.точности= 0,2S

Метрологические характеристики точек учета рассматриваются в документе 133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.МО

3.7.5 Сервер БД

В составе БД используется PC-совместимое компьютерное оборудование на базе системного программного обеспечения фирмы Microsoft. Спецификации оборудования рассматриваются в документе 133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.ТС «Описание комплекса технических средств».

3.7.6 Источник бесперебойного питания

Выбор источника бесперебойного питания осуществляется исходя из обеспечения работоспособности в течение двух часов следующих устройств:

- сервер БД;
- устройство сбора и передачи данных;
- устройство синхронизации системного времени.

Для УСПД установленного в ОПУ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) применяется источник бесперебойного питания.

3.7.7 Синхронизация времени

В АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) синхронизация времени производится от эталона, в качестве которого выступает GPS (глобальная система позиционирования). В качестве приёмника сигналов GPS о точном астрономическом времени используется модуль GPS.

В системе автоматически поддерживается единое время во всех ее компонентах, в частности в счётчиках, где происходит датирование измерений, с точностью не хуже ±1 секунд/сутки.

Для синхронизации времени ПО «Энергосфера» комплектуется модулем коррекции времени.

3.7.8 Устройство сбора и передачи данных

Применяемое устройство сбора и передачи данных- «Эком-3000». Основные технические характеристики приведены в документации наизделие, поставляемой в комплекте с самим изделием.

УСПД предназначено для сбора данных об энергопотреблении от первичных измерителей – микропроцессорных счётчиков электрической энергии с цифровыми интерфейсами, перевода измеренных значений в именованные физические величины, формирования групповых измерений. УСПД обеспечивает высокоточный учет электрической энергии и мощности за фиксированные интервалы времени, в условиях многотарифности, передачу данных по каналам связи. При пропадании основного питания УСПД, оно запитывается от источника бесперебойного питания.

3.8 Решения по составу информации, объему, способам ее организации, видам машинных носителей, входным и выходным документам и сообщениям, последовательности обработки информации и другим компонентам.

3.8.1 Сбор информации с точек учета

Данные со счетчиков Меркурий 234 передаются по цифровому интерфейсу RS-485. Счетчики электроэнергии подключаются непосредственно к порту RS-485 УСПД. Интерфейс RS-485 выбран исходя из условий достаточной помехозащищенности, удобства монтажа, наладки и экономии кабельной продукции.

Сервер опрашивает счетчики по каналам связи с 15 минутными интервалами. При опросе сервер устанавливает связь со счетчиком, после чего осуществляется передача данных. Во время сеанса связи с одним из счетчиков, расположенные на общей шине остальные счетчики в этом сеансе не участвуют. Опрос счетчиков, расположенных на одной шине происходит последовательно. Опрос счетчиков, расположенных на разных шинах (подключенных к разным портам RS-485), осуществляется параллельно. Время связи с одним счетчиком составляет примерно 20-30 секунд.

Организация информационного обмена уровня с внешними системами

Информационный обмен данными со сторонними потребителями информации (СО ОРЭ) осуществляется по двум независимым каналам связи.

Передача данных производится соответственно протоколу обмена информацией, принятому на ОРЭ РК. Технические устройства – земная спутниковая станция, маршрутизатор, каналообразующее оборудование. Передача данных производится соответственно протоколу обмена информацией, принятому на ОРЭ РК. Предоставляемые данные – четвертьчасовые профили мощности и электроэнергии, получаемые с точек учета, а также события точек учета. Дистанционное изменение используемых при передаче данных защищено паролем.

3.8.3 Формирование расчетных групп учета

Расчетная группа учета – набор измерений в точках учета, необходимых для проведения расчетов определенного типа. Расчетные группы формируются для облегчения процесса отображения и обработки информации по данным об энергопотреблении объектов.

Формирование групп учета дает возможность получения информации по всем статьям учета, обеспечивающим учет электроэнергии, а также контроль за показателями работы предприятия и его структурных подразделений.

Группы учета формируются на этапе пуско-наладки системы путём ввода точек учета, составляющих расчетную группу учета в экранных формах ПО «Энергосфера». Состав и количество расчетных групп учета может уточняться на этапе пуско-наладки системы.

3.8.4 Входная и выходная информация

Уровень иерархии	Входная информация	Источник информации	Период формирования
Уровень точек учета	Токи и напряжения	Измерительные ТТ и ТН	постоянно
	Параметры настройки, конфигурирования ПО, технических средств.	Проектная документация	1 раз на этапе пуско-наладки.
Уровень УСПД	Данные по приращениям активной, реактивной электроэнергии и мощности, по текущим параметрам электрической сети.	КУЭ точек учета	1 раз в 15 минут
	Данные с УСВ о точном значении текущего времени.	УСВ в УСПД	постоянно
Уровень БД	Данные по приращениям активной, реактивной электроэнергии и мощности, по текущим параметрам электрической сети.	УСПД	1 раз в 15 минут
	Данные с УСВ о точном значении текущего времени.	УСВ в УСПД	постоянно

Таблица 4. Выходная информация.

Уровень иерархии	Выходная информация	Получатель	Период формирования
Уровень точек учета	Данные по приращениям активной, реактивной электроэнергии и мощности, по текущим параметрам электрической сети.	УСПД	1 раз в 15 минут
Уровень УСПД	Данные о приращениях активной, реактивной электроэнергии и мощности по точкам учета объекта	БД	1 раз в 15 минут
Уровень БД	Данные о приращениях активной, реактивной электроэнергии и мощности по точкам учета ПС 110/10кВ «Ондирис»	АО «АЖК» СО РК	1 раз в 15 минут
Уровень БД	Данные о событиях точек учета	АО «АЖК» СО РК	По мере возникновения

Объем выходных форм (документов) для АСКУЭ в целом приведен в документе 133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.В2 «Перечень выходных сигналов».

3.9 Решения по составу программных средств, языкам деятельности, алгоритмам процедур и операций и методам их реализации

Программное обеспечение АСКУЭ.

1. Программное обеспечение АСКУЭ функционирует на нескольких уровнях:

– программное обеспечение микропроцессорных счетчиков электроэнергии Меркурий 234. Встроенное программное обеспечение, поставляемое со счетчиками, полностью инсталлировано и конфигурировано на заводе изготовителя, кроме инсталляции, требуемой на месте установки. Вместе со счетчиками поставляется вся необходимая документация по организации регистров счетчика, протоколов обмена и др.

– прикладное программное обеспечение сервера БД – «Энергосфера».

2. Программный комплекс «Энергосфера» разработан с учетом следующих требований:

– параллельный сбор данных;

– параллельная система расчетов;

– система диагностики сбора данных и расчетов, работы аппаратных средств системы;

– масштабируемая производительность (модульное построение).

3. В качестве СУБД используется БД сервера – база данных комплекса на основе промышленной СУБД MS SQL Server:

- стандартная, выпускаемая в течение ряда лет корпорацией Microsoft,
- удерживающая значимый и стабильный рынок сбыта по всему миру, имеет систему авторизации и разделения прав пользователей,
- поддерживает систему транзакций,
- масштабируемая,
- имеет стандартные механизмы архивации и восстановления,
- имеет развитый и стабильный рынок средств разработки приложений,
- поддерживает систему национальных языков.

4. В качестве ОС используется Windows Server 2025 Standart-16 Core License Pack RU (русская версия). Критерии выбора:

– выпускается одной из крупнейших фирм производителей ПО,

– внутри ОС разделены понятия администратора и пользователя, что позволяет надежно защитить клиентскую часть ПО, поддерживается практически всеми разработчиками периферийного оборудования, под данную ОС выпускается большое количество средств разработки, основанных на различных современных технологиях.

5. Взаимообмен данными АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) с АСКУЭ СО ОРЭ РК происходит в формате ПО «Энергосфера». Для экспорта данных АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) в АСКУЭ СО ОРЭ применяется модуль формирования и взаимообмена данными с АСКУЭ Системного оператора ОРЭ РК.

4. Мероприятия по подготовке объекта автоматизации к вводу системы в действие

4.1 Мероприятия по приведению информации к виду, пригодному для обработки ЭВМ

Функцию приведения информации к виду, пригодному для обработки ЭВМ выполняют электронные счетчики электроэнергии, установленные в точках учета ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас). Принципы оцифровки аналоговых величин тока и напряжения, подаваемых на счетчик, описаны в Руководстве по эксплуатации счетчиков.

4.2 Мероприятия по созданию необходимых подразделений и рабочих мест

Не требуются.

4.3 Мероприятия по обучению и проверке квалификации персонала

Персонал, производящий ежедневный контроль АСКУЭ, проходит обучение в необходимом объеме поставщиком оборудования и ПО в специализированном центре или на местах в процессе инсталляции системы.

Контроль знаний должен подтверждаться сертификатами.

4.4 Мероприятия по изменению объекта автоматизации

Все работы по изменению объекта автоматизации проводятся в рамках создания АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) и определяются данным Техническим проектом.

4.5 Мероприятия по защите технических и программных средств от несанкционированного доступа

Для организации защиты технических и программных средств предусматривается проведение следующих мероприятий:

– подключение электросчетчиков к вторичным обмоткам трансформаторов тока отдельно от цепей релейной защиты;

– подключение электросчетчиков к трансформаторам напряжения осуществляется отдельным кабелем через автоматический выключатель;

– пломбирование промежуточных клеммных сборок измерительных ТТ и ТН либо их маркирование;

– пломбирование корпуса электросчетчика (пломба завода изготовителя);

– пломбирование откидывающегося прозрачного окна на лицевой панели счетчика (Энергонадзор или иной уполномоченный субъект ОРЭ РК);

– пломбирование винтов крепления крышки зажимов счетчика (Энергонадзор или иной уполномоченный субъект ОРЭ РК);

На программном уровне организован многоуровневый доступ к ПО технических средств с разграничением прав пользователей через систему паролей.

5. Схема функциональной структуры

5.1 Элементы функциональной структуры и автоматизированные. функции, выполняемые АСКУЭ

Схема функциональной структуры АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) приведена в разеделе 116.06-24-1АСКУЭ.ТП.ФС.

Автоматизированные функции, выполняемые ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас), описаны в разделе «Описание автоматизируемых функций» документа 133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.АФ.

5.2 Информационные связи

Электросчетчики Меркурий 234 подключаются непосредственно к портам УСПД ЭКОМ-3000. На один порт RS-485 подключается не более 10 счетчиков с

АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас)

Описание автоматизируемых функций

133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.АФ

Взамен.инв.

Подпись и дата

Инв.№подл

Изм.	Колуч	Лист	№док	Подпись	Дата	133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.АФ			
						«Строительство электросетевых объектов солнечной электростанции установленной мощностью 3 МВт для нужд портфельных компаний АО «KEGOC»»			
ГИП		Матвиенко				АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) Технический проект	Стадия	Лист	Листов
Н.контрол		Верховцов					ТП	35	9
Проверил		Щукина				Описание автоматизируемых функций	ТОО "Алматыпроектэнергострой"		
Разработал		Обгольц							

СОДЕРЖАНИЕ

1	Характеристики функциональной структуры АСКУЭ	38
2	Процесс выполнения функций	39
3	Разделение функций на автоматические и выполняемые по командам персонал	42
4	Временной регламент выполне ия автоматизированных функций	43
5	Примененные решения организации АСКУЭ	44

1. **Характеристика функциональной структуры АСКУЭ**

В состав АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) входят следующие уровни:

– КУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) ;
– УСПД ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) ;
– Сервер БД ДП АО «АЖК».

Уровень комплексов учета электроэнергии (КУЭ) включает в себя трансформаторы тока и напряжения, линии связи ТТ и ТН со счетчиками, счетчики электроэнергии.

Уровень КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

– автоматическое измерение величин активной и реактивной электроэнергии и других показателей коммерческого учёта;
– автоматическое измерение среднеинтервальной активной мощности;
– автоматическое выполнение измерений времени и интервалов времени;
– автоматическая коррекция времени;
– автоматическое измерение напряжения и тока;
– автоматическую регистрацию событий в журнале событий, сопровождающих процессы измерения;
– автоматическое сохранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
– безопасность хранения информации и программного обеспечения;
– конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
– диагностику работы технических средств;
– запись данных графика нагрузки;
– обработку данных за расчётный период;
– снятие информации со счётчиков автономным способом через оптический порт;
– самодиагностику и ведение журнала событий с фиксацией следующих событий:
– перерывы питания;
– изменение текущих значений времени и даты;
– общее количество связей со счётчиком, изменивших данные;
– отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
– попытки несанкционированного доступа;
– отклонение тока и напряжения в измерительных цепях от заданных пределов.

Уровень УСПД обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений со всех КУЭ, обслуживаемых данным УСПД;
- возможность автоматического масштабирования долей именованных величин электроэнергии и других физических величин;
- автоматическая коррекция времени;
- ведение Журнала событий с фиксацией следующих событий:

- диагностику работы технических средств;
- хранение результатов измерений (автоматически);
- хранение данных о состоянии средств измерений (автоматически);
- попытки несанкционированного доступа;
- связи с УСПД, приведшие к изменениям данных;
- перезапуски УСПД;
- предоставление доступа серверу БД к результатам измерений;
- предоставление доступа серверу БД к данным о состоянии средств измерений.

Уровень БД обеспечивает выполнение следующих функций:

– автоматический регламентный сбор результатов измерений;

– автоматическое вычисление потерь электроэнергии от точки измерений до точки учета (определяется как определенный процент от потока энергии в ТУ);

– автоматическая коррекция времени;

– автоматический сбор данных о состоянии средств измерений;

– контроль достоверности данных;

– контроль восстановления данных;

– масштабирование долей именованных величин электроэнергии и других физических величин;

– хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений (не менее 5 лет) (автоматически);

– ведение нормативно-справочной информации;

– ведение «Журналов событий»;

– формирование отчетных документов;

– агрегирование показаний счетчиков с учетом возможного изменения электрической схемы;

– автоматическая передача в АСКУЭ СО ОРЭ РК:

– результатов измерений;

– данных о состоянии средств измерений;

– безопасность хранения данных и программного обеспечения в соответствии с рекомендациями ГОСТ Р 52069.0-2003;

– конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения;

– предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, печатным и электронным данным;

– диагностику работы технических средств и программного обеспечения.

2. **Процесс выполнения функций**

Все функции КУЭ выполняются посредством счетчиков электрической энергии Меркурий 234 (далее счетчиков). Функции УСПД выполняются с помощью Эком-3000. Функции БД выполняются сервером БД. Функция измерения величин активной и реактивной электроэнергии производится в каждом КУЭ в соответствии с утвержденной методикой выполнения измерения. Функция выполняется постоянно.

При измерении величин активной и реактивной электроэнергии счётчик выполняет следующее:

– аналогово-цифровое преобразование входных сигналов тока и напряжения;

– расчет данных о выработанной электроэнергии и мощности;

– получение именованных физических величин заданной размерности.

Функция записи данных графика нагрузки из расчётных данных о выработанной мощности формирует профили нагрузки с периодом 15 минут. Профили записывается в память счётчика. Глубина хранения профилей соответствует ПУЭ РК.

Функция обработки данных за расчётный период (одни сутки) производит интегрирование энергии по времени, которое принято за расчётный период и вычисляет максимальную мощность за расчётный период с целью определения её выработки субъектом. В конце расчётного периода выполняются функции:

- передача измеренных величин из регистров для текущих расчетных периодов в соответствующие регистры предыдущего расчетного периода;
- передача данных из регистров для предыдущих расчетных периодов в соответствующие регистры для одного расчетного периода назад;
- очистка регистров мощности по текущему периоду выработки;
- очистка регистров максимальной мощности;
- суммирование максимальных мощностей в момент окончания расчетного периода с соответствующими величинами, записанными в регистрах для общей мощности;
- генерация и регистрирование данных для начала нового отсчета.

Функция самодиагностики и ведения журнала событий производит самодиагностику правильности работы счётчика и при выявлении причин, влияющих на правильное функционирование, выдаёт коды ошибок или предупреждения. Процесс самодиагностики КУЭ выполняется автоматически при следующих условиях:

- при первоначальном подключении счётчика;
- каждые 24 часа после подачи питания;
- при каждом обращении через оптический порт;
- сразу после сеанса связи;
- после перерыва питания.

При самодиагностике счетчик проводит электронный анализ, включающий проверку следующих аспектов:

- подтверждения конфигурации данных;
- точности генератора тактовой частоты часов;
- напряжения литиевой батареи (разрядка батареи);
- нормальной работы микропроцессора;
- обнаружение и идентификация условий для выдачи кодов предупреждений.

Счётчики типа Меркурий 234 записывают определённые типы событий в журнал событий. Запись каждого события сопровождается датой и временем, в которое оно произошло. Это даёт возможность последующего анализа работы счётчика, фактов вмешательства в его работу, а также устранения ошибок. Для надёжности работы журнал событий не может быть удалён. В журнале событий счётчика ведется регистрация даты и времени следующих событий:

- Отключения и включения питания;
- Корректировки времени;
- Ручного сброса мощности;
- Включение и выключение режима тестирования.

Число разрешенных флагов событий в совокупности может меняться от 5 до 255.

Функция измерения и синхронизации времени включает в себя:

- Автоматическое измерение времени внутренними таймерами устройств измерения;
- Нормирование величин отклонений встроенных часов при помощи синхронизации с единым системным временем;
- Синхронизацию времени по сигналам точного времени, принимаемым через GPS-приёмник (синхронизация времени в КУЭ осуществляется один раз в сутки);
- Контроль времени в КУЭ при каждом сеансе связи (при отклонении внутреннего времени в приборе измерения электроэнергии формируется сообщение об ошибке).

Функция контроля достоверности измерительной информации выполняет анализ полноты измеренных данных и принимает решение о достоверности или недостоверности измерения. Факт появления недостоверной информации сигнализируется. Данная функция выполняется с помощью программного обеспечения «Энергосфера ».

Функция формирования архива измеренных величин выполняет:

- Опрос всех КУЭ и сбор данных с них в БД;
- Запись данных в базу данных АСКУЭ.

Функция формирования архива технической и диагностической информации выполняет:

- регистрацию события в системном журнале;
- сигнализацию аварийных или не санкционированных событий;
- запись события в базу данных АСКУЭ.

Функция формирования отчёта по выработке электроэнергии выполняет необходимые расчёты и формирует отчёты.

Функция контроля за выполнением договорных обязательств по энерговыработке выполняется персоналом и включает в себя:

- формирование графика выработки электрической энергии;
- проверку соответствия текущей выработки электрической энергии договорным обязательствам.

Функция контроля работоспособности программно – технических средств осуществляется на всех уровнях и во всех подсистемах АСКУЭ. В КУЭ и БД выполняются тестовые самопроверки. Во время сеансов связи осуществляется анализ взаимодействия и исправности каналов связи.

3. Разделение функций на автоматические и выполняемые по командам персонала

Действия, выполняемые человеком, предусмотрены при конфигурировании системы на всех уровнях.

Остальные функции осуществляются без участия человека.

Распределение действий между персоналом и техническими средствами показано в таблице 3.1.

Таблица 3.1. Распределение действий между персоналом и техническими средствами.

Комплекс задач	Действия	
Сбор первичной информации в точках учет электроэнергии (измерение физических величин по каждому КУЭ).	Технические средства	Персонал
Консолидация информации по электроустановке.	Автоматически	
Консолидация информации в сечении поставки электроэнергии:		
1) Решение вычислительных задач по замеще ию отсутствующей измерительной информации, в соответствии с договорными условиями.	Автоматически	
2) Ведение журнала событий о состоянии КУЭ	Автомат чески	
3) Формирование профиля нагрузки 15 минутных значений	Автоматически	
4) Формирован е архива измеренных величин	Автоматически	
5) Формирование архива технической и служебной информации	Автоматически	
6) Контроль работоспособности программно –техниче ких средств КУЭ	Автоматически	

Синхронизация времени:

1) Синхронизация времени по каждому КУЭ	Автоматически	
2) Синхронизация времени в сервере	Автоматически	

Организация взаимодействия с другими субъектами оптового рынка электрической энергии:

1) Доступ к коммерческой информации	Автоматизировано	
2) Передача 15-ти минутных данных коммерческого учета для каждого интервала измерения СО ОРЭ РК.	Автоматизировано	
3) Передача данных по состоянию технических и программных средств коммерческого учета СО ОРЭ РК	Автоматизировано	

Временной регламент выполнения автоматизированных функций

Периодичность и продолжительность решения функциональных задач приведена в таблице 4.1.

Таблица 4.1. Периодичность и продолжительность решения функциональных задач.

Комплекс задач	Периодичность	Продолжительность
Сбор первичной информации в точках учета электроэнергии (измерение физических величин по каждому КУЭ).	период 15 минут.	

Консолидация информации в сечении поставки электроэнергии:

1) Решение вычислительных задач по замещению отсутствующей измерительной информации, в соответствии с договорными условиями.	Период –15 минут.	
2) Ведение журнала событий о состоянии КУЭ.	Период – постоянно.	
3) Формирование профиля нагрузки 15 мин тных значений.	Период- 15 минут.	
4) Формирование архива измеренных величин.	Период –15 минут.	

5) Формирование архива техническ й и служебной информации.	Период – 1 сутки.	
6) Контроль работоспо-собности программно – технических средств КУЭ	Период – 15 минут.	
7) Формирование отчёта по выработке электроэнергии ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас)	Период – 15 минут.	

Синхронизация времени:

1) Синхронизация времени по каждому КУЭ.	Синхронизация 1 сутки; контроль при каждом обращении, период 15 минут.	
2) Синхронизация времени в УСПД.	Синхронизация при каждом опросе, период 15 минут	
2) Синхронизация времени в БД.	Синхронизация при каждом опросе	

Применённые решения организации АСКУЭ

При проектировании системы были применены следующие типовые решения, которые относятся к иерархии построения АСКУЭ:

- синхронизация времени осуществляется сервером БД;
- подключение УСПД к серверу осуществляется с использованием промышленного протокола RS-485;
- при построении системы оборудование размещается в проектируемых шкафах различного исполнения, согласно предъявляемым требованиям.

АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас)

Описание постановок задач
133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.ОПЗ

Взамен.инв.

Подпись и дата

Инв.№подл

						133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.ОПЗ		
						«Строительство электросетевых объектов солнечной электростанции установленной мощностью 3 МВт для нужд портфельных компаний АО «KEGOC»»		
Изм.	Колуч	Лист	№док	Подп.	Дата			
ГИП		Матвиенко				АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) Технический проект	Стадия	Лист	Листов
Н.контроль		Верховцов					ТП	44	7
Проверил		Щукина				Описание постановок задач	ТОО "Алматыпроектэнергострой"		
Разработал		Обгольц							

СОДЕРЖАНИЕ

1 Характеристики функциональных задач 46

2 Алгоритмы решения комплексов задач 47

3 Периодичность и продолжительность решения функциональных задач 48

4 Распределение действий между персоналом и техническими средствами 49

1. **Характеристики функциональных задач**

Главной задачей АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) является автоматизированный сбор показаний коммерческого и технического учета с счетчиков электроэнергии Меркурий 234 и передача данных на сервер ДП АО «АЖК», далее данные ретранслируются на ftp-сервер АСКУЭ СО РК посредством каналов связи.

Объектом автоматизации являются точки коммерческого учета электроэнергии, входящие в состав АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас), а также технический учет внутреннего потребления энергообъекта, для обеспечения получения наиболее полного баланса по предприятию и его подразделениям.

В результате функционирования АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) реализуются следующие комплексы задач:

– сбор первичной информации в точках учета электроэнергии (измерение активной и реактивной энергии в точке учета и обеспечение доступа к результатам измерений);
– консолидация информации по точкам учета ЭЭ (уровень БД);
– консолидация информации в сечении поставки ЭЭ (автоматизированный сбор и обработка информации по состоянию в УСПД и БД АСКУЭ АО «АЖК»)
– решение вычислительных задач по замещению отсутствующей измерительной информации, в соответствии с договорными условиями;
– ведение журнала событий о состоянии КУЭ;
– формирование профиля нагрузки 15 минутных значений;
– формирование архива измеренных величин;
– формирование архива технической и служебной информации;
– формирование отчёта по выработке электроэнергии;
– синхронизация времени (измерение времени КУЭ; генерация эталонных сигналов времени; синхронизация времени КУЭ):
– синхронизация времени в каждом КУЭ;
– синхронизация времени УСПД;
– организация взаимодействия с другими субъектами оптового рынка электрической энергии:
– доступ к коммерческой информации;
– доступ к технической и служебной информации.

2. **Алгоритмы решения комплексов задач**

Для решения комплексов задач используются следующие алгоритмы:

– автоматическое проведение измерений в точке учёта;

– автоматический сбор, диагностика и обработка информации по учёту электроэнергии в электроустановке;

– автоматический сбор, диагностика и обработка информации по учёту электроэнергии и ее поставке;

– автоматическая синхронизация времени КУЭ, УСПД;

– обеспечение проведения финансовых расчётов на оптовом рынке электроэнергии;

– автоматический опрос УСПД АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас);

– автоматизированная передача коммерческой и технической информации на сервер БД ДП АО «АЖК»;

– параметризация счётчиков и значений авточтения;

– оперативный контроль параметров электросети и расчетной мощности по различным интервалам графика нагрузки;

– анализ данных в табличном и графическом представлении по счетчикам, объектам за день или за произвольный период с возможностью печати или экспорта в файл формата Excel;

– оперативный контроль параметров электросети и расчетной мощности по профилю в режиме близком к реальному;

– составление групп для более детального анализа данных с учетом потерь, нахождение максимумов мощности для каждой временной зоны, представление данных в табличном или графическом виде для анализа с возможностью печати или экспорта в файл формата Excel;

– нахождение максимумов мощности по фидерам объекта за произвольный период времени;

– разграничение доступа к функциям программы для различных категорий пользователей с автоматической фиксацией в журнале событий их действий;

– синхронизация времени на счётчиках с единым системным временем на БД во время сеанса связи;

– синхронизация данных между уровнями иерархии, между сервером БД и удаленными автономными рабочими станциями, с использованием различных каналов связи (прямые соединения или по протоколу TCP/IP);

– экспорт данных в формат протокола обмена информацией с внешними системами, принятого на ОРЭ РК, и описанного в документе «Технические условия на подключение АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) к АСКУЭ СО ОРЭ для дальнейшего их использования в других системах.

3. **Периодичность и продолжительность решения функциональных задач**

Периодичность и продолжительность решения функциональных задач приведена в таблице 3.1.

Таблица 3.1. Периодичность и продолжительность решения функциональных задач.

Комплекс задач	Периодичность	Продолжительность
Сбор первичной информации в точках учета электроэнергии (измерение физических величин по каждому КУЭ).	период 15 минут.	

Консолидация информации в сечении поставки электроэнергии:

1) Решение вычислительных задач по замещению отсутствующей измерительной информации, в соответствии с договорными условиями.	Период – 15 минут.	
2) Ведение журнала событий о состоянии КУЭ.	Период – постоянно.	
3) Формирование профиля нагрузки 15 минутных значений.	Период -15 минут.	
4) Формирование архива измеренных величин.	Период –15 минут.	
5) Формирование архива технической и служебной информации.	Период –1 сутки.	
6) Контроль работоспо-собности программно – технических с едств КУЭ.	Период –15 минут.	
7) Формирование отчёта по выработке электроэнергии ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас)	Период –15 минут.	

Синхронизация времени:

1) Синхронизация времени по каждому КУЭ.	синхронизация 1 сутки; контроль при каждом обращении, период 15 минут.	
2) Синхронизация времени УСПД.	Синхронизация при каждом опросе, период 15 минут	

Организация взаимодействия с другими субъектами оптового рынка электрической энергии:

1) Передача четвертьчасовых данных коммерческого учета СО ОРЭ РК.	Период - 15 минут	
2) Передача данных по состоянию технических и программных средств коммерческого учета СО ОРЭ РК.		По мере возникновения событий

4. Распределение действий между персоналом и техническими средствами

Распределение действий между персоналом и техническими средствами показано в таблице 4.1.

Таблица 4.1.

Комплекс задач	Действия	
	Технические средства	Персонал
Сбор первичной нформации в точках учета электроэнергии (измерение физических величин по каждому КУЭ)	Автоматически	
Консолидация информации по электроустановке.	Автоматически	

Консолидация информации в сечении поставки электроэнергии:

1) Решение вычислительных задач по замещению отсу ствующей измерительной информации, в соответствии с договорными условиями.	Автоматически	
2) Ведение журнала событий о состоянии КУЭ	Автоматически	
3) Формирование профиля нагрузки 15 минутных значений	Автоматически	
4) Формирование арх ва измеренных величин	Автоматически	
5) Формирование архива технической и служебной информации	Автоматически	
6) Контроль работоспособности программно – технических средств КУЭ	Автоматически	

Синхронизация времени:

1) Синхронизация времени по каждому КУЭ	Автоматически	
2) Синхронизация времени УСПД	Автоматически	

Организация взаимодействия с другими субъектами оптового рынка электрической энергии:

1) Передача 15-ти минутных данных коммерческого учета для каждого интервала измерения СО ОРЭ РК.	Автоматизировано	
2) Передача данных по состоянию технических и программных средств коммерческого учета СО ОРЭ РК	Автоматизировано	

АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас)

Описание метрологического обеспечения

133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.МО

Взамен. инв.

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колуч	Лист	№док	Подпись	Дата	133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.МО			
						«Строительство электросетевых объектов солнечной электростанции установленной мощностью 3 МВт для нужд портфельных компаний АО «KEGOC»»			
ГИП		Матвиенко				АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) Технический проект	Стадия	Лист	Листов
Н.контрол		Верховцов					ТП	51	21
Проверил		Щукина				Описание метрологического обеспечения	ТОО "Алматыпроектэнергострой"		
Разработал		Обгольц							

СОДЕРЖАНИЕ

1	Общие требования к АСКУЭ	56
2	Средства измерений	57
3	Методы измерений	60
4	Требования безопасности	60
5	Условия измерений	60
6	Средства поверки, калибровки и контроля условий эксплуатации	61
7	Подготовка к выполнению измерений	63
8	Исходные данные для расчета погрешностей	63
9	Расчет составляющей погрешности рассинхронизации при измерении текущего календарного времени	65
10	Расчет сечения жил контрольных кабелей в цепях тока и напряжения учета электроэнергии	66
11	Расчет относительной погрешности измерительных комплексов	69
12	Замещение отсутствующей информации	72

1. Общие требования к АСКУЭ

На стадии проектирования должна определяться погрешность измерительных комплексов учета электроэнергии и обеспечиваться ее минимизация.

Метрологическое обеспечение АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) основано на выполнении метрологических мероприятий и работ, необходимых для обеспечения качества измерений, важнейшей характеристикой которого является единство измерений.

Метрологическое обеспечение АСКУЭ включает в себя:

- организацию МО КУЭ (разработка НД, МВИ, инструкций);

- техническое обеспечение МО (периодические поверки средств измерений, входящих в состав КУЭ, экспериментальные исследования и расчеты);

- освидетельствование КУЭ.

Метрологическое обеспечение измерений регламентируется нормативными и методическими документами (Законы Республики Казахстан, стандарты, правила, положения, инструкции, рекомендации, указания, ведомственные приказы и др.).

Метрологические характеристики измерительных комплексов учета электроэнергии АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) определяются классом точности ТТ, ТН, счетчиков и сопротивлением кабельных линий от ТТ и ТН до счетчика. Технические средства, обеспечивающие передачу измерительной информации в цифровом коде от КУЭ на БД, не оказывают влияния на метрологические характеристики АСКУЭ.

За погрешность измерений в точке учета электроэнергии принимают предел допускаемой относительной погрешности КУЭ в предусмотренных рабочих условиях применения АСКУЭ на энергообъектах и при доверительной вероятности, равной 0,95.

Пределы допускаемых относительных погрешностей коммерческих КУЭ, согласно ПУЭ, должны быть не хуже указанных в таблице 1. Требования к суммарным погрешностям групп КУЭ в данном разделе не предъявляются.

Таблица 1.

Пределы допускаемых относительных погрешностей коммерческих КУЭ

Ток в процентном отношении от номинального	Коэффициент мощности, cos φ	Пределы погрешности для присоединений с номинальными величинами		
		Межгосударственные ВЛ, ВЛ 500 кВ и выше, генераторы 50 МВт и выше	ВЛ 220-110 кВ, генераторы до 50 МВт	35-6 кВ, генераторы до 50 МВт
1	2	3	4	5
Активная энергия				
От 20% до 120%	1	±0,8	±1,1%	±1,6
От 5% до 20%	1	±1%	±1,1%	±1,6%
От 1% до 5%	1	±1,5%	±1,5%	±2,1%
От 20% до 120%	0,5 инд до 0,5 емк	±1,1%	±1,1%	±1,6%
Реактивная энергия				
10% до 120%	0	±4,0%	±4,0%	±4,0%
10% до 120%	0,866 с отставанием 0,866 с опережением	±5,0%	±5,0%	±5,0%

2. Средства измерений

На каждый элемент КУЭ (измерительный трансформатор, счетчик электроэнергии) имеется документ, нормирующий его метрологические характеристики – свидетельство о поверке, а для КУЭ - составляется паспорт-протокол и проводится освидетельствование в уполномоченных органах Госстандарта РК. Счетчики и измерительные трансформаторы имеют сертификаты об утверждении типа СИ и внесены в Госреестр средств измерений Республики Казахстан (ГСИ).

При выполнении коммерческих измерений в АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) применяются средства измерений, приведенные в таблице 2.

Таблица 2.

Перечень измерительных трансформаторов тока и напряжения и счетчиков электрической энергии.

№ п/п	Точки учета	Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электроэнергии
Сторона 10 кВ				
1	ВЛ 10 кВ ПС №76"И"– ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас)	LZZBJ9-12 Ктт=800/5А Кл.точности=0,5	JDZ11-10B Ктн=10/0,1 Кл.точности=0,5	МЕРКУРИЙ 234 Ктт=800/5; Ктн=10/0,1 Кл.точности= 0,2S
2	Ввод Т1 QT1K	LZZBJ9-12 Ктт=800/5А Кл.точности=0,5	JDZ11-10B Ктн=10/0,1 Кл.точности=0,5	МЕРКУРИЙ 234 Ктт=800/5; Ктн=10/0,1 Кл.точности= 0,2S

Продолжение таблицы 2

№ п/п	Точки учета	Трансформатор тока	Трансформатор напряже ия	Счетчик электроэнергии
Сторона 6 кВ				
3	Генератор 1 G1	LZZBJ9-6,3 $К_{тт}$=600/5А Кл.точности= 0.5	JDZX10-6.3 $К_{тн}$=6.3/0,1 Кл.точности=0,5	МЕРКУРИЙ 234 $К_{тт}$=600/5; $К_{тн}$=6.3/0,1 Кл.точности= 0,2S
4	Ввод Т1 QT1P	LZZBJ9-6,3 $К_{тт}$=600/5А Кл.точности= 0.5	JDZX10-6.3 $К_{тн}$=6.3/0,1 Кл.точности=0,5	МЕРКУРИЙ 234 $К_{тт}$=600/5; $К_{тн}$=6.3/0,1 Кл.точности= 0,2S
5	Генератор 1 G2	LZZBJ9-6,3 $К_{тт}$=600/5А Кл.точности= 0.5	JDZX10-6.3 $К_{тн}$=6.3/0,1 Кл.точности=0,5	МЕРКУРИЙ 234 $К_{тт}$=600/5; $К_{тн}$=6.3/0,1 Кл.точности= 0,2S

3. Методы измерений

Измерения электроэнергии выполняют интегрированием по времени мощности контролируемого присоединения (объекта учета) при помощи счетчиков электроэнергии типа Меркурий 234 .

Метод измерений мощности основан на вычислении средней мощности по интервальному значению расхода электроэнергии, измеренной при помощи счетчиков Меркурий 234 .

Результаты измерения электроэнергии и мощности, получаемые в виде аналоговых сигналов, выводятся на дисплей счетчиков в цифровом виде и передаются в УСПД.

4. Требования безопасности

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

5. Условия измерений

При выполнении измерений параметры контролируемых присоединений и условия применения средств измерения должны находиться в допускаемых границах, указанных в таблице 3.

Таблица 3. Условия измерения электроэнергии и мощности

Влияющие факторы		
Наименование параметров составляющих ИК	Нормальные значения влияющих факторов	Допускаемые по нормативным документам на СИ
Ток: ТТ Счетчик	 5(1)* А 5(1) А	 **(5-120)% $I_{1ном}$ (1 – 120)% $I_{ном}$
Напряжение: вторичной обмотки ТН счетчик	 100 В 100 В	 (80 – 120)% $U_{1ном}$ (80 – 120)% $U_{н\ м}$
Потери напряжения в цепи ТН	не более 0,25%	не более 0,25
Вторичная нагрузка ТТ ТН	(25-100)% от $S_{ном}$	(25-100)% от $S_{ном}$
Частота: ТТ и ТН Счетчик БД	 50 Гц 50 Гц 50 Гц	 (95-105)%$f_{ном}$ (95-105)%$f_{ном}$ (95-105)%$f_{н\ м}$
Температура окружающего воздуха: ТТ и ТН Счетчик БД	 20 °С 20 °С 20 °С	 (-40…50) °С (40…70) °С (-25…60) °С
Влажность (неконденсирующаяся), %		от 0 до 98

* Указано значение тока вторичной обмотки.
**$I_{1ном}$ – ток в первичной обмотке ТТ.

6. Средства поверки, калибровки и контроля условий эксплуатации

Перечень установок, средств измерений и оборудования, необходимых для поверки, калибровки, ремонта и контроля условий эксплуатации КУЭ приведен в Таблице 4.

Таблица 4. Примерный перечень образцовых средств измерений

Наименование СИ	Тип	Диапазон измерений	Основная погрешность, %	Назначение
Источник стабилизированных напряжений	ИСН-1	150мкА – 100 А 5мВ – 100 В	±0,1	Задание входного сигнала
Магазин сопротивлений	Р4010	(0,01-111,10) МОм	±0 02	Задание входного сигнала
Вольтметр	Э531	От 1,5 до 15 В	0,5	Контроль значения входного сигнала
Мегаомметр	ЭО202/2-Г	0 – 10000 МОм	±1	Измерение сопротивления вторичных цепей
Миллиамперметр	Э59	10 - 20 - 40 мА	±0,5	Контроль входного сигнала
Механический секундомер	СОС пр-2б-2-000	0-60 сек 0-60 мин	±2	Измерение синхронизации времени
Барометр анероид	БАММ	(80-106-1000 Па)	±0,2	Измерение барометрического давления
Аспирационный психрометр	МВ-4М	От 10 до 100%	±0,5	Измерение влажности окружающего воздуха
Ампервольтметр	М2038	75мВ - 200В 0,75мА – 30А	±0,5	Измерение напряжения цепи питания
Аппарат для поверки измерительных трансформаторов	К-507	0,1 – 10 % 3,5’ – 350’ 6.5’ – 650’	±0,1	Эталонное средство
Фазометр	Д578	5А, 10А 100, 127, 220 В	±0,5	Измерен е тока, напряжения по фазам
Установка для поверки счетчиков электроэнергии	УЭС-3	0,5 – 10 А 0 – 300 В	±0,1	Эталонное средство

Продолжение таблицы 4.

Наименование СИ	Тип	Диапазон измерений	О новная погрешность, %	Назначение
счетчик электро-энергии эталонный	A1R-0L-T+	54-269 В 0,5-7.5 А	±0,2	Измерение электро-энергии, мощности, тока, напряжения
счетчик электро-энергии эталонный	ZERA TPZ 308	57,8/100 В 127/220В 220/380В 1 А, 5 А	±0,1	Измер ние электро-энергии, мощности, тока, напряжения

7. Подготовка к выполнению измерений

При подготовке к выполнению измерений проводят работы, указанные в СТ РК 2.18-2019 «Методики выполнения измерений. Порядок разработки, метрологической аттестации, регистрации и применения» или в документации на АСКУЭ. С помощью КУЭ и сервера БД при выполнении измерений автоматически фиксируют:

- сигналы измерительной информации на выходах КУЭ;
– календарную дату выполнения измерений;
– наименование КУЭ;
– номер КУЭ;
– номер наблюдения на контролируемом присоединении;
– астрономическое время выполнения измерений;
– учетный период или интервальное значение времени измерений.

8. Исходные данные для расчета погрешностей

8.1 Трансформаторы тока

Согласно ГОСТ 7746-2015 пределы допускаемых токовой δ_I угловой θ_I погрешностей ТТ классов точности 0,5 при измерениях в рабочих условиях применения при установившемся режиме соответствуют значениям, указанным в таблице 5.

Таблица 5.

Класс точности	Первичный ток, % от номинального	Предел допустимой погрешности		Предел вторичной нагрузки, % от номинальной
		токовой, %	угловой	
			мин	
0,5	5	±1,5	±90	25-100
	20	±0,75	±45	
	100-120	±0,5	±30	

8.2. Трансформаторы напряжения

Согласно ГОСТ 1983-2015 пределы допускаемых погрешности напряжения δ_U и угловой погрешности θ_U трансформаторов напряжения при измерениях в рабочих условиях при установившемся режиме работы составляют значения, указанные в таблице 6.

Таблица 6.

Класс точности	Предел допустимой погрешности		
	Напряжения, %	Угловой	
		мин	срад
0,5	±0,5	±20	±0,6

8.3. Счетчики электроэнергии.

Согласно ГОСТ 30206-94 погрешность счетчиков электроэнергии класса точности 0,2S, 0,5S нормируют в диапазоне значений тока в измерительной цепи счетчика:

- многофазного счетчика с симметричными нагрузками – от тока $I_{мин}$=1% номинального тока при cosφ=1 и от тока $I_{мин}$=2% номинального тока при cosφ=0,5 инд., 0,8 емк. до максимального 1,2 $I_{ном}$ значения тока включительно. Кроме того, предусмотрено нормирование в диапазоне значений тока в измерительной цепи от 10% номинального тока до максимального 1,2 $I_{ном}$ значения тока включительно при cosφ=0,25 инд., 0,5 емк. – по особому требованию потребителя.

Данные сведены в таблицу 7.

Погрешность счетчиков типа Меркурий при измерении активной энергии, вызываемая измерением тока в нормальных условиях.

Таблица 7.

Значение тока	Коэффициент мощности	Пределы погрешности, % для счетчиков класса точности 0,2S по ГОСТ 30206-94	Пределы погрешности, % для счетчиков класса точности 0,5S по ГОСТ 30206-94
От $0,01I_{ном}$ до $0,05I_{ном}$	1	±0,4	±1,0
От $0,05I_{ном}$ до $1,2I_{ном}$ включительно	1	±0,2	±0,5
От $0,02I_{ном}$ до $0,1I_{ном}$	0,5 инд., 0,8 емк.	±0,5	±1,0
От $0,1I_{ном}$ до $1,2I_{ном}$ включительно	0,5 инд., 0,8 емк.	±0,3	±0,6

9. Расчет составляющей погрешности рассинхронизации при измерении текущего календарного времени

Согласно паспорту, для счетчиков типа Меркурий точность хода часов при T=20°C ±5°C составляет ±0,5сек/сутки.

Модуль синхронизации системного времени на базе GPS – приемника подключен непосредственно к серверу и работает постоянно. Синхронизация времени сервера БД происходит при каждом сеансе опроса КУЭ.

Сервер поддерживает единое системное время, выполняя автоматически коррекцию хода часов подключенных счетчиков.

11. Расчет относительной погрешности измерительных комплексов

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

$$\delta_W = \pm \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_Л^2 + \delta_c^2 + \delta_\theta^2 + \sum_j \delta_j^2 + \delta_{y.c.}^2}$$

где:

– δ_I, δ_U – погрешности ТТ и ТН в процентах;

– $\delta_л$ – погрешность из-за потерь напряжения в линии присоединения счетчика к ТН;

– δ_c – основная относительная погрешность счетчика;

– δ_θ – погрешность схемы подключения счетчика (за счет угловых погрешностей ТТ и ТН);

– $\delta_{y.c.}$ – относительная погрешность устройства сбора и передачи данных;

– δ_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 δ_θ, возникающую за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, определяем при измерении активной энергии по формуле:

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

при измерении реактивной энергии по формуле:

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

- θ_I – угловая погрешность ТТ, мин;

– θ_U – угловая погрешность ТН, мин;

– $cos\varphi$ – коэффициент мощности контролируемого присоединения.

Погрешности из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН $\delta_л$ определяем по результатам расчетов падения напряжения в измерительной цепи.

Дополнительными погрешностями счетчика от j-й влияющей величины δ_j являются: погрешность от изменения температуры окружающего воздуха δ_{ct}, погрешность от изменения напряжения в измерительной цепи счетчика δ_{cU}, погрешность от изменения частоты счетчика δ_{cf}.

Погрешность счетчиков класса 0,2S при изменении напряжения в диапазоне 10% составляет не более 0,1% при $cos\varphi$ =1 и не более 0,2% при $cos\varphi$ =0,5(инд).

Для счетчиков класса точности 0,2S дополнительная погрешность при отклонении частоты на ±5% не превышает 0,1%.

Средний температурный коэффициент для счетчиков класса точности 0,2S - 0,01% на градус при при $cos\varphi$ =1 и 0,02% на градус при $cos\varphi$ =0,5(инд).

Погрешность счетчиков класса 0,5S при изменении напряжения в диапазоне 10% составляет не более 0,2% при $cos\varphi$ =1 и не более 0,4% при $cos\varphi$ =0,5(инд).

Предел допускаемой относительной погрешности измерительного комплекса при измерениях мощности δ_p вычисляют по формуле:

$$\delta_\theta = \pm 1.1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_w}{1.1}\right)^2 + \delta_T^2}$$

В связи с тем, что среднесуточная погрешность измерения текущего астрономического времени пренебрежимо мала, можно считать, что предел допускаемой относительной погрешности КУЭ при измерениях мощности равен пределу допускаемой относительной погрешности КУЭ при измерениях энергии, т.е. δ_w=δ_p.

Промежуточные и конечные результаты расчетов пределов допускаемой относительной погрешности КУЭ для диапазонов токов 20% и (100-120) % от $I_{ном}$ при различных значениях cosφ приведены в таблицах.

Таблица 10. Расчет пределов допускаемой относительной погрешности при Cosφ = 1 (активная энергия).

№ КУЭ	Первичный ток I_1, % от $I_{1ном}$	Составляющие погрешности измерительного комплекса																Суммарная погрешность	Пределы погрешностей по ПУЭ
		класс ТТ	δ_I, %	θ_I, мин.	класс ТН	δ_U, %	θ_U, мин.	cos φ	δ_θ, %		$\delta_л$, %	класс счетч.	δ_c, %		Дополнительные погрешности счетчика			$\delta p=\delta_W$, %	
									акт.	реакт.			акт.	реакт.	δ_{Ct}, %	δ_{CU}, %	δ_{Cf}, %	акт.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1,2	20	0,5	0,75	45	0,5	0,5	20	1	0		0,2	0,2S	0,2		0,01	0,1	0,1	1,065	1,6
	100-120		0,75	30		0,5	20		0				0,2		0,02	0,1	0,1	1,067	1,6

Таблица 11. Расчет пределов допускаемой относительной погрешности при Cosφ = 0.866 (активная и реактивная энергия).

№ ИИК	Первичный ток I_1, % от $I_{1ном}$	Составляющие погрешности измерительного комплекса																Суммарная погрешность	
		класс ТТ	δ_I, %	θ_I, мин.	класс ТН	δ_U, %	θ_U, мин.	cos φ	δ_θ, %		$\delta_л$, %	класс счетч.	δ_c, %		Дополнительные погрешности счетчика			$\delta p=\delta_W$, %	
									акт.	реакт.			акт.	реакт.	δ_{Ct}, %	δ_{CU}, %	δ_{Cf}, %	акт.	реакт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1,2	0	0,5	0,75	45	0,5	0,5	20	0,866	0,82	2,47	0,17	0,2S	0,3	0,3	0,01	0,2	0,1	1,437	2,940
	100-120		0,75	30		0,5	20		0,60	1,81			0,3	0,3	0,01	0,2	0,1	1,297	2,282

Пределы допускаемой относительной погрешности активной энергии при cosφ = 0.866 не регламентируются.

Пределы допускаемой относительной погрешности реактивной энергии составляют 5.0%, что значительно выше расчетных значений.

Таблица 12. Расчет пределов допускаемой относительной погрешности при Cosφ = 0 (реактивная энергия).

№ ИИК	Первичный ток I_1, % от $I_{ном}$	Составляющие погрешности измерительного комплекса													Дополнительные погрешности счетчика			Суммарная погрешность	Пределы погрешностей по ПУЭ
		класс ТТ	δ_I, %	θ_I, мин.	класс ТН	δ_U, %	θ_U, мин.	cos φ	δ_θ, %		$\delta_л$, %	класс счетч.	δ_c, %					$\delta p=\delta_W$, %	
									акт.	реакт.			акт.	реакт.	δ_{CI}, %	δ_{CU}, %	$\delta_{C\theta}$, %	реакт.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.2	20	0,5	0,75	45	0,5	0,5	20	0		0	0,17	0,2S		0,3	0,025	0,35	0,75	1,6304	4
	100-120		0,75	30		0,5	20			0				0,3	0,025	0,35	0,75	1,6304	4

Расчетная относительная погрешность коммерческих КУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) соответствует требованиям ПУЭ и требованиям Технического задания.

Фактические значения относительных погрешностей измерительных комплексов будут определены при проведении освидетельствования КУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) . По их результатам на каждый КУЭ составляется паспорт-протокол.

До сдачи АСКУЭ в промышленную эксплуатацию субъект ОРЭ РК должен разработать и аттестовать в установленном порядке МВИ для КУЭ. Разработку МВИ необходимо проводить в соответствии с СТ РК 2.18-2019.

12. Замещение отсутствующей информации.

При утрате результатов измерений по причине неисправности счетчиков коммерческого учета замещение отсутствующей информации обеспечивается расчетными методами контроля достоверности результатов измерений, основанных на использовании закона сохранения энергии, с учетом расчетных величин потерь электроэнергии и пределов погрешностей с использованием результатов измерений, полученных от счетчиков технического учета.

При утрате результатов измерений по причине перерыва автоматизированного учета, вследствие замены, поверки, калибровки счетчика и выполнения работ в измерительных цепях трансформаторов тока и напряжения, восстановление отсутствующей информации обеспечивается возможностью БД выполнения данных процедур без потери ранее накопленных первичных данных коммерческого учета.

При утрате результатов измерений по причине перерыва автоматизированного учета вследствие перерыва питания аппаратуры замещение отсутствующей информации обеспечивается возможностью БД автоматического перехода к нормальному функционированию после восстановления питания и сбору пропущенных данных от микропроцессорных счетчиков, имеющих встроенную память.

АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас)

Проектная оценка надежности
133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.ОН

Взамен.инв.

Подпись и дата

Инв.№подл.

						133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.ОН
						«Строительство электросетевых объектов солнечной электростанции установленной мощностью 3 МВт для нужд портфельных компаний АО «KEGOC»»
Изм.	Колуч	Лист	№док	Подпись	Дата	
ГИП		Матвиенк				АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) Технический проект
Н.контроль		Верховцов				Стадия: ТП; Лист: 65; Листов: 19
Проверил		Щукина				Проектная оценка надежности
Разработал		Обгольц				ТОО "Алматыпроектэнергострой"

СОДЕРЖАНИЕ

1	Надежность АСКУЭ	73
2	Требования по надежности, предъявляемые на систему в техническом задании	75
3	Исходные данные надежности элементов АСКУЭ	76
4	Методика расчёта	81
5	Расчёт показателей надежности	83
6	Проверка выполнимости установленных требований по надежности к элементам АСКУЭ	85
7	Расчет требуемого количества счетчиков для ЗИП	86
8	Программа обеспечения надежности	87

1. Надежность АСКУЭ

1.1. Основные термины

Основные определения сведены в таблицу 1.

Таблица 1.

1. Надежность	Свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонта, хранения и транспортирования.
2. Безотказность	Свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или наработки.
3. Долговечность	Свойство объекта сохранять работоспособное состояние до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта.
4. Ремонтопригодность	Свойство объекта, заключающееся в приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта.
5. Сохраняемость	Свойство объекта сохранять в заданных пределах значения параметров, характеризующих способность объекта выполнять требуемые функции, в течение и после хранения и (или) транспортирования.
6. Исправное состояние	Состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям нормативно – технической и (или) конструкторской (проектной) документации.
7. Неисправное состояние	Состояние объекта, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.
8. Работоспособное состояние	Состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.
9. Неработоспособное состояние	Состояние объекта, при котором значения хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.
10. Предельное состояние	Состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.
11. Повреждение	Событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта при сохранении работоспособного состояния.
12. Отказ	Событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта.

13. Наработка до отказа	Наработка объекта от начала эксплуатации до 1-го отказа
14. Наработка между отказами	Наработка объекта от окончания восстановления его работоспособности до возникновения следующего отказа.
15. Время восстановления	Продолжительность восстановления работоспособности объекта.
16. Коэффициент готовности	Определяется как сумма времени в работоспособном состоянии к общему времени эксплуатации объекта.
17. Средняя наработка на отказ	Среднее значение наработки между отказами.

1.2. Введение

Оборудование, заложенное в проект АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) разработано для удовлетворения жестких требований надежности и готовности в следующих аспектах:

- Прочная механическая конструкция;
- Защищенность от электрических помех;
- Высококачественные компоненты;
- Проверенные в эксплуатации электронные блоки;
- Полностью проверенное программное обеспечение;
- Полный комплект документации на систему;
- Отображение сообщений об ошибках;
- Быстрая замена дефектных модулей;
- Гарантийное и послегарантийное обслуживание.

Высокая гибкость системы обеспечивает резервирование на следующих уровнях:

- Линии связи;
- Электропитание;
- Хранение данных.

В данной программе обеспечения надежности рассматриваются коммерческие КУЭ АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас).

1.3. Общие аспекты надежности

Многие факторы влияют на надежность и готовность АСКУЭ. Показатели надежности и резервирование оборудования являются наиболее важными факторами обеспечения надежности системы. АСКУЭ проектируется с учетом удовлетворения строгих требований надежности в следующих аспектах:

– Стойкость к электромагнитным воздействиям;
– Ремонтопригодность;
– Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9002;
– Мощные функции контроля процесса работы и развитые средства диагностики системы;
– Резервирование элементов системы.

1.4. Цели и задачи расчёта надежности

Целью расчёта надежности является:

– Проверка выполнимости установленных требований технического задания по надежности к элементам АСКУЭ;

5. Расчетное определение показателей надежности АСКУЭ по документации на элементы АСКУЭ.

2. Требования по надежности, предъявляемые на систему в техническом задании

В качестве показателей надежности в техническом задании выбраны средняя наработка на отказ, среднее время восстановления, коэффициент готовности. Надежность системы по техническому заданию должна удовлетворять требованиям ПУЭ РК и определяться установленной классификацией АСКУЭ.

Требования к количественным значениям показателей надежности

Значения показателей надежности измерительных трансформаторов рекомендуется иметь не ниже:

– средний срок службы - не менее 25 лет

– средняя наработка до отказа ТТ и ТН не менее 170000 часов.

(при наличии этих показателей в паспорте или справке производителя)

Значения показателей надежности БД рекомендуется иметь не ниже:

– коэффициент готовности – не менее 0,95;

– среднее время восстановления - не более 24 часов.

(при наличии этих показателей в паспорте или справке производителя)

При расчете надежности БД наработка на отказ модемов должна быть не хуже 30000 ч.

Значения показателей надежности счетчиков электроэнергии рекомендуется иметь не ниже:

– средняя наработка на отказ – не менее 35000 часов;

– среднее время восстановления - не более 168 часов.

(при наличии этих показателей в паспорте или справке производителя)

Значения показателей надежности СОЕВ рекомендуется иметь не ниже:

– коэффициент готовности – не менее 0,95;

– среднее время восстановления – не более 168 часов.

(при наличии этих показателей в паспорте или справке производителя).

Значения показателей надежности УСПД рекомендуется иметь не ниже:

- средняя наработка на отказ – не менее 35000 часов;

- среднее время восстановления - не более 24 часов.

(при наличии этих показателей в паспорте или справке производителя)

Значения показателей надежности каналообразующей аппаратуры (модемы, мультиплексоры и т.п.) должны быть не ниже:

– средняя наработка на отказ – не менее 30000 часов;

–среднее время восстановления - не более 12 часов.

Значения показателей надежности источников бесперебойного питания рекомендуется иметь не ниже заданных:

–средняя наработка на отказ – не менее 250000 часов;

–среднее время восстановления - не более 5 часов.

Установленный полный срок службы АСКУЭ – не менее 20 лет.

3. Исходные данные надежности элементов АСКУЭ

3.1. Идентификация АСКУЭ

Идентификация АСКУЭ произведена в соответствии с ГОСТ 27.301-95.

АСКУЭ предназначена для сбора, обработки, регистрации, передачи и хранения параметров информации энергопотребления, поступающих от счётчиков электроэнергии. При расчете показателей надежности учитываются элементы системы, отказы которых влияют на передачу данных в центр сбора информации СО ОРЭ РК.

Структурная схема представлена в разделе 133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.ФС и состоит из:

– КУЭ, включающего трансформаторы тока и напряжения, счётчики;
– УСПД, включающее Эком-3000;
– БД, включающая сервер БД, УССВ, ИБП, а также АРМ пользователя.

Критерии отказа АСКУЭ в соответствии с техническим заданием перечислены в таблице 2.

Таблица 2.

Наименование функции	Наименование задачи	Период выполнения функции	Степень централизации	Критерий отказа
1	2	3	4	5
Получение физических величин коммерческого учета электроэнергии	Автоматическое измерение физических величин	15 мин	Децентрализованная функция	Отсутствие записи в профиле нагрузки КУЭ за один период
	Автоматический сбор информации об измеренных физических величинах	15 мин или по запросу	Децентрализованная функция	Коммерческая информация не получена в БД за один период
	Формирование часовых, суточных и месячных значений профиля нагрузки	Одни сутки	Децентрализованная функция	Не сформирован профиль за один период

1	2	3	4	5
Обработка данных коммерческого учета электроэнергии	Автоматизированное соотнесение результатов измерений со схемой измерений	15 мин	Централизованная функция	Невозможность привязки, проведенных измерений, по присоединениям за один период
	Решение аналитической задачи по замещению отсутствующей (недостоверной) измерительной информации	Одни сутки	Централизованная функция	Коммерческая информация не предоставлена в АСКУЭ СО ОРЭ РК за один период
	Автоматизированное формирование сальдо по электропотреблению участника ОРЭ РК	15 мин	Централизованная функция	Невозможность формирования сальдо за один период
Предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированной информации в форме отображения, печатной форме, форме электронного документа (файла)	Формирование документов. Ручной запуск программ. Предоставление доступа к отчетным и иным документам в визуальной, печатной и электронной форме	По мере необходимости (за любой временной интервал)	Централизованная функция	Невозможность выполнения данной функции
Ведение журналов событий	Ведение журнала событий КУЭ	По факту события	Децентрализованная функция	Отсутствие записей в журнале событий при наличии событий
	Ведение журнала событий БД	По факту события	Централизованная функция	Отсутствие записей в журнале событий при наличии событий

Контроль достоверности измерений	Методы контроля: анализ пропуска данных; анализ журнала событий КУЭ;	15 мин	Централизованная функция	Невозможность выполнения данной функции
Формирование архивов информации	Формирование архива измеренных величин, с указанием времени проведения измерения и времени поступления данных в электронный архив	Одни сутки	Централизованная и децентрализованная функции	Нет записи в архиве за один период
Формирование архивов информации	Формирование архива технической и служебной информации	Одни сутки	Децентрализованная функция	Нет записей в архиве при формировании архив
	Формирование архива НСИ	В момент окончания действия	Централизованная функция	Отсутствие возможности исполнения функции привело к передаче СО ОРЭ РК искаженной информации
Организация доступа к информации АСКУЭ	Отправка данных в АСКУЭ СО ОРЭ РК	15 мин	Централизованная функция	Коммерческая информация не предоставлена в АСКУЭ СО ОРЭ РК за один период
	Отправка данных о состоянии средств измерений в АСКУЭ СО ОРЭ РК	По мере возникновения событий	Централизованная функция	Информация не предоставлена в АСКУЭ СО ОРЭ РК за 15 мин

Синхронизация времени в АСКУЭ	Синхронизация времени по каждому КУЭ	Синхронизация – при необходимости, контроль – при каждом обращении	Децентрализованная функция	Абсолютная разность показаний времени УССВ и КУЭ превышает пять секунд
	Синхронизация времени в БД, осуществляющаяся в автоматическом режиме, включающая в себя, поддержание времени и синхронизацию времени всех компонент АСКУЭ	Контроль синхронизации - 30 секунд; Синхронизация – 15 минут	Централизованная функция	Превышение разности показаний времени УССВ и БД абсолютной величины в пять секунд
Контроль функционирования АСКУЭ и ее компонентов	Контроль работоспособности программно-технических средств БД	Одни сутки	Централизованная функция	Отсутствие записи о контроле в журнале событий при сбоях БД
	Контроль работоспособности программно-технических средств КУЭ	Одни сутки	Децентрализованная функция	Отсутствие записи о контроле в журнале событий при сбоях КУЭ

3.2. Классификация АСКУЭ

Классификация АСКУЭ произведена в соответствии с ГОСТ 27.003-90.

АСКУЭ является изделием конкретного назначения, имеющим один основной вариант применения по назначению.

По числу возможных состояний АСКУЭ относится к изделиям, которые в процессе эксплуатации могут находиться в двух состояниях – работоспособном или неработоспособном.

В состав АСКУЭ входят изделия непрерывного длительного применения.

По последствиям отказов АСКУЭ относится к изделиям, отказы которого не приводят к последствиям катастрофического (критического) характера.

По характеру основных процессов, определяющих переход в предельное состояние, АСКУЭ является стареющим и изнашивающимся изделием.

По возможности технического обслуживания в процессе эксплуатации АСКУЭ является обслуживаемым изделием.

По необходимости проведения контроля перед применением АСКУЭ является контролируемым перед применением.

Поскольку в состав системы входит компьютерное оборудование, то АСКУЭ относится к изделиям с отказами сбойного характера.

По возможности восстановления работоспособного состояния после отказа в процессе эксплуатации АСКУЭ является восстанавливаемым изделием. Элементы АСКУЭ по возможности восстановления работоспособного состояния подразделяются на невосстанавливаемые и восстанавливаемые (таблица 3).

Таблица 3.

Поз.	Наименование	Тип	Состояние после отказа
1	УСПД	ЭКОМ-3000	Восстанавливаемый
2	ИБП	Mean Well DRC-100B	Восстанавливаемый
3	Трансформатор тока	LZZBJ9	Невосстанавливаемый
4	Трансформатор напряжения	JDZ11, JDZX10	Невосстанавливаемый
5	Счетчик электрической энергии	МЕРКУРИЙ 234	Восстанавливаемый

3.3. Исходные данные для расчета

Исходные данные для расчета приведены в таблице 4.

Таблица 4.

Поз	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Источник
1	Трансформатор тока	LZZBJ9	9	400 000	Описание типа
2	Трансформатор напряжения	JDZ11, JDZX10	6	175 000	Описание типа
3	Счетчик электро-энергии	МЕРКУРИЙ 234	3	320 000	Руководство эксплутации
4	Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1	35 000	Данные производ-дителя
5	Коммутатор	SNR	1	800 000	Данные производ-дителя
6	Маршрутизатор	MikroTIk	1	200 000	Данные производ-дителя
7	ИБП	Mean Well	1	410 100	Данные производ-дителя

Для системы устанавливается срок службы 20 лет (175200 часов).

4. Методика расчёта

Основными характеристиками надежности, рассчитываемыми в данном разделе, являются: средняя наработка до отказа ($T_{ср}$) и коэффициент готовности ($К_г$). Расчёт средней наработки до отказа ($T_{ср}$) проводится как для последовательно соединенных составных частей, так и для взаимно резервирующих.

Система ремонтируема и поэтому оценивается коэффициентом готовности. В связи с установленным критерием отказа для достижения высокой надежности АСКУЭ необходимо организовать ремонт системы с минимальным временем восстановления.

Интенсивность отказов элемента определяется по формуле:

$$\lambda = \frac{1}{T_0}$$

Интенсивность отказа ТТ:

$$\lambda = \frac{1}{T_0} = \frac{1}{400000} = 0.0000025$$

Интенсивность отказа ТН:

$$\lambda = \frac{1}{T_0} = \frac{1}{175000} = 0.0000057$$

Интенсивность отказа счетчика МЕРКУРИЙ 234:

$$\lambda = \frac{1}{T_0} = \frac{1}{320000} = 0.00000313$$

Интенсивность отказа модема УСПД:

$$\lambda = \frac{1}{T_0} = \frac{1}{35000} = 0.000028$$

Интенсивность отказа коммутатора:

$$\lambda = \frac{1}{T_0} = \frac{1}{800000} = 0{,}00000125$$

Интенсивность отказа маршрутизатора:

$$\lambda = \frac{1}{T_0} = \frac{1}{200000} = 0{,}000005$$

Интенсивность отказа ИБП:

$$\lambda = \frac{1}{T_0} = \frac{1}{410\ 100} = 0{,}0000024$$

Интенсивность отказов системы как сумма интенсивностей отказов всех элементов системы рассчитывается по формуле:

$$\lambda_{\text{КУЭ}} = \sum_{i=1}^{n} \lambda_i = (0.0000025 \cdot 9) + (0.0000057 \cdot 6) + (0.00000313 \cdot 3) = 0.0000661$$

$$\lambda_{\text{ИВК}} = \sum_{i=1}^{n} \lambda_i = 0.000028 + 0{,}00000125 + 0{,}000005 + 0{,}0000024 = 0.0000367$$

Интенсивность отказов АСКУЭ равна сумме интенсивностей отказов объектов.

$$\lambda_{\text{АСКУЭ}} = \sum_{i=1}^{n} \lambda_{\text{ОБ}i} = 0.0000661 + 0.0000367 = 0.000103$$

Среднее время наработки на отказ системы определяется по формуле:

$$T_{0\text{КУЭ}} = \frac{1}{\lambda_{\text{КУЭ}}} = \frac{1}{0.0000661} = 15129$$

$$T_{0\text{ИВК}} = \frac{1}{\lambda_{\text{ИВК}}} = \frac{1}{0.0000367} = 27248$$

$$T_{0\text{АСКУЭ}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АСКУЭ}}} = \frac{1}{0.000103} = 9709$$

Показатель коэффициента готовности элемента (отношение времени исправной работы компонента или системы к общему времени работы компонента или системы) определяется по формуле:

$$К_Г = \frac{Т_0}{Т_В + Т_0}.$$

$$К_{Г\,КУЭ} = \frac{Т_{0КУЭ}}{Т_{ВКУЭ} + Т_{0КУЭ}} = \frac{15129}{168 + 15129} = 0{,}989.$$

$$К_{Г\,ИВК} = \frac{Т_{0ИВК}}{Т_{ВИВК} + Т_{0ИВК}} = \frac{27248}{24 + 27248} = 0{,}999.$$

Коэффициент готовности АСКУЭ определяется как:

$$К_{Г\,АСКУЭ} = \frac{Т_{0АСКУЭ}}{Т_{ВАСКУЭ} + Т_{0АСКУЭ}} = \frac{9709}{168 + 9709} = 0{,}982.$$

где $Т_{Bmax}$ – максимальное время восстановления элемента

5. Расчёт показателей надежности

Расчет надежности произведен для элементов системы, обеспечивающих коммерческий учет.

При расчете показателей надежности считается, что элементы соединены последовательно.

Показатель средней наработки на отказ при заданных $К_г$ и $Т_В$ будет:

$$Т_0 = \frac{К_Г \cdot Т_В}{1 - К_Г}$$

5.1. Расчет интенсивности отказов КУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас)

Результаты расчета представлены в таблице 5

Таблица 5.

Поз	Наименование	Тип	Время восстановления, час	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ, 1/ч	Коэф. готовности к работе		Показатель средней наработки на отказ $T_о$,час
						расч.	%	
1	Трансформатор тока	LZZBJ9	24	**400 000**	0.0000025	0,999	99,0	**23 999**
2	Трансформатор напряжения	JDZ11, JDZX10	24	**175 000**	0,0000057	0,999	99,0	**23 997**
3	Счетчик электро-энергии	МЕРКУРИЙ 234	168	**320 000**	0,00000313	0,999	99,0	**167 912**

5.2 Расчет интенсивности отказов ИВК ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас)

Результаты расчета представлены в таблице 6.

Таблица 6.

Поз	Наименование	Тип	Время восстановления, час	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ, 1/ч	Коэф. готовности к работе		Показатель средней наработки на отказ $T_о$,час
						расч.	%	
1	УСПД	ЭКОМ-3000	24	**35 000**	0,00002857	0,999	99,0	**23984**
2	Маршрутизатор	MikroTik	24	**200 000**	0,000005	0,999	99,0	**23997**
3	Коммутатор	SNR	24	**150 000**	0,00000125	0,999	99,0	**23999**
5	ИБП	Mean Well	5	**410 000**	0,00000244	0,999	99,0	**5000**

5.3 Расчет показателей надежности АСКУЭ

Результаты расчета представлены в таблице 7

Таблица 7.

Поз.	Наименование	Интенсивность отказов λ, 1/ч	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Коэффициент готовности
1	ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) (уровень КУЭ)	0.0000661	15129	0,989
2	ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) (уровень ИВК)	0.0000367	27248	0,999
	Итого для АСКУЭ	**0.000103**	**9709**	**0,982**

6. Проверка выполнимости установленных требований по надежности к элементам АСКУЭ

1. Средняя наработка до отказа для измерительных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения составляет 400000 и 175000 часов соответственно, что удовлетворяет требованиям ТЗ.

2. Средняя наработка на отказ счетчиков электрической энергии составляет 320000 часов, время восстановления не превышает 168 часов, что соответствует требованиям ТЗ.

3. Средняя наработка на отказ источников бесперебойного питания составляет 410000 часов, время восстановления не превышает 5 часов, что соответствует требованиям ТЗ.

4. Для ИВК показатель средней наработки на отказ при заданных $К_Г$ и времени восстановления составляет – 27248 ч. Среднее время наработки до отказа сервера составляет 90000 часов, что превышает требуемое.

5. Для коммутатора показатель средней наработки на отказ при заданных $К_Г$ и времени восстановления составляет – 23999 ч. Среднее время наработки до отказа коммутатора составляет 800000 часов, что превышает требуемое.

7. Расчет требуемого количества счетчиков для ЗИП

Расчёт ЗИП производят для одинаковых устройств, то есть время наработки на отказ всех устройств одинаково.

Интенсивность отказов одного устройства:

$$\lambda = \frac{1}{T_0}$$

где T_0 – наработка до отказа одного устройства.

Интенсивность отказов n однотипных работающих устройств:

$$\lambda_{общ} = n\frac{1}{T_0}$$

Среднее время наработки на отказ системы:

$$T_{ср} = \frac{1}{\lambda_{общ}}$$

Количество устройств в ЗИПе m рассчитывается исходя из времени ремонта $T_{рем}$ вышедшего из строя устройства:

$$m = \frac{T_{рем}}{T_{ср}} \geq 1$$

Ремонтируемые объекты после возникновения отказа восстанавливают и продолжают эксплуатировать.

Время ремонта счетчиков МЕРКУРИЙ 234 принимается равным 168 ч.

Результаты расчета ЗИП приведены в таблице 8.

Таблица 8.

№ п/п	Тип счетчика	Кол-во	λ, 1/ч	$T_{ср}$, ч	M	Кол-во в ЗИП, шт
1	МЕРКУРИЙ 234	3	0,00000938	106610	0.00158	1

Таким образом, для ЗИП требуется один счетчик данного типа, указанного в таблице 8.

По результатам расчетов можно сделать следующие заключения:

- Время готовности к работе элементов системы составляет не менее 99,9%.

– Вероятность безотказной работы для большинства функций системы в данном случае определяется надежностью счетчиков. Это наиболее тонкое место в системе, так как характеризуется наибольшим временем восстановления. Таким образом, рекомендуется для ЗИП предусмотреть один счетчик.

– Выбранные элементы системы АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) соответствуют требованиям к надежности, предъявленным в ТЗ на проектирование АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас).

8. Программа обеспечения надежности

8.1. Меры по обеспечению заданного уровня надежности

Для обеспечения заданного уровня надежности и ее улучшения необходимо:

- Производить сбор и анализировать данные об отказах;
- Произвести расчет показателей надежности;
- Провести проверку показателей надежности, полученных на стадии проектирования с показателями надежности, полученными в результате сбора данных об отказах;
- Производить профилактические работы во время эксплуатации.

Для увеличения надежности системы во время эксплуатации разработана программу обеспечения надежности (ПОН), представленная далее.

В соответствии с ТЗ на создание АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) проектом предусматривается программа обеспечения надежности (ПОН), содержащая организационные и технические мероприятия.

ПОН распространяется на:

- средства учета и вторичные цепи;
- средства вычислительной техники и программного обеспечения.

8.2 ПОН средств учета и вторичных соединений

Мероприятия по обеспечению необходимой надежности трансформаторов тока должны быть предусмотрены на стадии монтажных работ вновь устанавливаемых трансформаторов тока и в этом проекте не рассматриваются.

Контроль и обслуживание в процессе эксплуатации также обеспечивает необходимую надежность трансформаторов тока.

При капитальных ремонтах основного оборудования, но не реже чем 1 раз в 3 года, должна проводиться полная проверка трансформаторов тока.

Необходимая надежность трансформаторов напряжения должна быть предусмотрена на стадии монтажных работ вновь устанавливаемых трансформаторов напряжения и в этом проекте не рассматривается.

Контроль и обслуживание в процессе эксплуатации также повышает надежность трансформаторов напряжения.

При выборе типа счетчиков учитывалось то, что счетчики МЕРКУРИЙ 234 являются полностью электронным. В отличие от электромеханических счетчиков он не имеет движущихся частей, что повышает эксплуатационную надежность прибора и обеспечивает его многолетнюю безотказную работу.

В счетчике МЕРКУРИЙ 234 используются следующие основные способы обеспечения необходимой надежности:

- счетчик проводит автоматическую самодиагностику правильности работы и при выявлении причин, которые могут повлиять на его правильное функционирование, выдает коды ошибок или предупреждений;
- применяется современная малопотребляющая (не требующая принудительного охлаждения) элементная база;
- в схеме счетчика используется энергонезависимая память двух типов: FRAM и FLASH для хранения данных и конфигурации.

Тип счетчика, заводской номер, а также все калибровочные коэффициенты счетчика хранятся в защищенной области памяти и имеют аппаратную защиту от записи. Без вскрытия корпуса счетчика изменение этих данных недоступно. Измеренные данные (показания накопленной энергии) защищены от изменения и резервируются на двух независимых физических носителях.

Для увеличения надежности счетчика его монтаж и эксплуатацию следует производить в соответствии с Руководством по эксплуатации на счетчик, также необходимо учитывать требования ПУЭ.

В процессе эксплуатации АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас), необходимо проводить статистическую оценку для средней наработки до отказа ТТ и ТН по следующей формуле:

$$T_0 = \frac{1}{N}\sum_{j-1}^{N}\tau_j$$

где N – число работоспособных измерительных трансформаторов при t=0.

τ_j – наработка до первого отказа каждого из измерительных трансформаторов.

Полученные данные заносят в таблицу 9.

8.3. ПОН средств вычислительной техники и программного обеспечения

ПОН предусматривает следующие способы обеспечения необходимой надежности средств вычислительной техники и программного обеспечения.

Система контроля работоспособности и диагностирования неисправностей источника бесперебойного питания обеспечивает автоматическое самотестирование и сигнализацию о возникновении отказа.

Источник бесперебойного питания выявляет искажения сетевого напряжения. По умолчанию источник бесперебойного питания реагирует на искажения, переключаясь на работу от аккумулятора для защиты подключенной нагрузки.

В процессе эксплуатации АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) необходимо проводить статистическую оценку для средней наработки на отказ всех элементов, отказ которых повлияет на не предоставление коммерческой информации в СО ОРЭ РК за сутки, по следующей формуле:

$$T_0 = \frac{t}{r(t)},$$

где r(t) – число отказов, фактически происшедших за суммарную наработку t.

Полученные данные заносят в Табл. 9.

Таблица 9. Приложение к ПОН (рекомендуемое)

Наименование элемента (функции)	Вид (описание) отказа	Возможные причины отказа	Последствия отказа			Способы и средства обнаружения и локализации отказа	Рекомендации по предупреждению (снижению) тяжести последствий отказа	Категория тяжести последствий отказа
			на рассматриваемом уровне	на вышестоящем уровне	на уровне изделия			
1	2	3	4	5	6	7	8	9

АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас)

Описание организационной структуры
133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.ОС

Взамен. инв.

Подпись и дата

Инв. № подл.

						133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.ОС			
						«Строительство электросетевых объектов солнечной электростанции установленной мощностью 3 МВт для нужд портфельных компаний АО «KEGOC»»			
Изм.	Колуч	Лист	№док	Подпись.	Дата				
ГИП		Матвиенко				АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) Технический проект	Стадия	Лист	Листов
Н.контро		Верховцов					ТП	84	5
Проверил		Щукина				Описание постановок задач	ТОО "Алматыпроектэнергострой"		
Разработа		Обгольц							

СОДЕРЖАНИЕ

1	Решения по численности, квалификации и функциям персонала, режимам его работы, порядку взаимодействия	92
2	Должностная инструкция оперстивно-эксплуатационного персонала системы АСКУЭ	93
3	Организация обслуживания и эксплуатации АСКУЭ	93

1. **Решения по численности, квалификации и функциям персонала АС, режимам его работы, порядку взаимодействия**

Для обеспечения работоспособности системы на предприятии не требуется введения штатных единиц и формирования оперативно-эксплуатационного персонала АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас). Оперативно-эксплуатационное обслуживание АСКУЭ на договорных началах поручается специализированной организации.

Персонал, допущенный к эксплуатации системы, должен пройти обучение пользованию и правилам техники безопасности в объёме, предусмотренном инструкцией по эксплуатации системы.

В обязанности специализированной организации входит проведение следующих мероприятий:

– профилактический осмотр (оперативный контроль работы устройств по индикаторам, сравнение текущих показаний на первых трёх уровнях системы, визуальный контроль внешнего вида и надежности подключения кабелей внешних проводок к зажимам устройств);

– технический осмотр - плановый периодический контроль закрепленным персоналом исправной работы устройств в соответствии с инструкциями по обслуживанию (сравнение текущих показаний на первых трёх уровнях системы);

– внеплановое обслуживание при возникновении неисправностей, заключающееся в поиске и устранении неисправностей допущенным для этих работ персоналом.

Виды технического обслуживания технических средств АСКУЭ.

№	Виды технического обслуживания	Периодичность проведения	Кто проводит	Примечание
1	Ежедневный осмотр	Ежедневно – в течение рабочей смены	оперативно-эксплуатационный персонал ПС	
2	Технический осмотр	Раз в месяц	специализированная организация	
3	Эксплуатационная проверка	Два раза в год	специализированная организация	
4	Внеплановое обслу-живание	При возникновении необходимости	специализированная организация	

Для проведения ежедневного осмотра оперативно-эксплуатационный персонал ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) должен пройти обучение в специализированной организации.

Данные ежедневного и ежемесячного осмотров должны фиксироваться дежурным персоналом предприятия в регистрационном журнале.

Эксплуатационная проверка производится в соответствии с документацией на АСКУЭ.

2. Должностная инструкция оперативно-эксплуатационного персонала АСКУЭ

Специализированная организация отвечает за непрерывную и устойчивую работу системы, исправность включённого в неё оборудования и проведение профилактических работ.

Эксплуатационный персонал специализированной организации обязан:

– знать структуру АСКУЭ;

– знать состав комплекса технических средств АСКУЭ и правила его эксплуатации;

– уметь пользоваться программным комплексом «Энергосфера»;

– уметь снимать показания со счётчиков в ручном режиме посредством информации, полученной с жидкокристаллического дисплея;

– контролировать как аппаратную (программную), так и конструктивную защиту, и целостность комплекса технических средств АСКУЭ в пределах предприятия;

– контролировать проведение технического обслуживания системы;

– при проведении периодических плановых и внеплановых поверок измерительного комплекса, паспортизации и внесении изменений в паспорта-протоколы измерительных каналов обеспечивать своевременную подачу заявок в государственную метрологическую службу, аккредитованную и имеющую сертификат на проведение соответствующего вида работ.

Администратору и всему эксплуатационному персоналу в целом специализированной организации запрещается:

– самостоятельно вскрывать узлы учёта, испытательные блоки, изменять схему измерительных цепей;

– изменять или переустанавливать программное обеспечение;

– устанавливать дополнительное программное обеспечение на сервер АСКУЭ;

– отключать без технической необходимости (аварии, модернизации, наладки) устройства, входящие в комплекс технических средств АСКУЭ.

3. Организация обслуживания и эксплуатации АСКУЭ

Техническое обслуживание, входящего в состав АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) оборудования, осуществляется в соответствии с требованиями по эксплуатации системы, эксплуатационной документации на эти средства и инструкций производителей технических средств.

Периодическая поверка средств измерений должна производиться в сроки, установленные Законом Республики Казахстан «Об обеспечении единства измерений» №53-II ЗРК от 07.06.2000 г.

Все виды работ, определенные регламентом технического обслуживания АСКУЭ, должны выполняться с уведомления и согласия Системного оператора ОРЭ РК.

Работы, выходящие за рамки регламента технического обслуживания АСКУЭ (изменение электрических схем, изменение или замена программного обеспечения и т.п.), должны выполняться с согласия системного оператора ОРЭ РК.

По завершению работ по техническому обслуживанию АСКУЭ все нарушения, в результате проведенных работ, пломбы, пароли – должны быть восстановлены. При необходимости должны быть внесены изменения в паспорта-протоколы КУЭ.

Метрологическое обеспечение СИ, которые входят в состав АСКУЭ (трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, счетчики электроэнергии), осуществляется подрядной организацией, аккредитованной на право поверки указанных средств измерений.

АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас)

Перечень входных сигналов и данных
133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.В1

Взамен. инв.

Подпись и дата

Инв. № подл.

						133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.В1
						«Строительство электросетевых объектов солнечной электростанции установленной мощностью 3 МВт для нужд портфельных компаний АО «KEGOC»»
Изм.	Колуч	Лист	№док	Подпись.	Дата	
ГИП		Матвиенк				АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) Технический проект
Н.контроль		Верховцов				
Проверил		Щукина				Перечень входных сигналов и данных
Разработал		Обгольц				

Стадия	Лист	Листов
ТП	89	6

ТОО "Алматыпроектэнергострой"

СОДЕРЖАНИЕ

1 Введение 99

2 Перечень КУЭ АСКУЭ 99

3 Структура и значение идентификационного кода по каждой точке измерения 102

1. **Введение**

Перечень входных данных автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) представляет собой перечень измерительных комплексов учета электроэнергии АСКУЭ, данные о которых вносятся системным администратором в СУБД при монтаже и настройке АСКУЭ.

В состав КУЭ входят ТТ, ТН, линии связи ТТ и ТН со счетчиками, счетчики электрической энергии Меркурий 234 .

Входными данными АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) является информация, снимаемая со счетчиков электрической энергии:

–данные по выработанной активной и реактивной энергии и мощности по всем направлениям;

–при необходимости, данные по учету электроэнергии по 4 тарифным зонам (4 зоны в сутках, 4 типа дней недели, 4 сезона);

–фиксация максимальной мощности нагрузки на расчетном интервале времени;

–данные по измерению (вычислению) и отображение напряжения и тока пофазно, частоты сети, коэффициента мощности, фазных углов тока и напряжения;

–текущее время и дата.

2. **Перечень КУЭ АСКУЭ.**

№ п/п	Диспетчерское наименование присоединения	Класс напря-же-ния, кВ	Измеряемый параметр и направление	Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электро-энергии
1	ВЛ 10 кВ ПС №76"И"– ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас)	10	А+, А-, Р+, Р-	LZZBJ9-12 Ктт=800/5А Кл.точности=0,5	JDZ11-10B Ктн=10/0,1 Кл.точности=0,5	МЕРКУРИЙ 234 Ктт=800/5; Ктн=10/0,1 Кл.точности= 0,2S
2	Генератор 1 G1	6	А+, А-, Р+, Р-	LZZBJ9-6,3 $К_{тт}$=600/5А Кл.точности= 0.5	JDZX10-6.3 $К_{тн}$=6.3/0,1 Кл.точности=0,5	МЕРКУРИЙ 234 $К_{тт}$=600/5; $К_{тн}$=6.3/0,1 Кл.точности= 0,2S
3	Генератор 1 G2	6	А+, А-, Р+, Р-	LZZBJ9-6,3 $К_{тт}$=600/5А Кл.точности= 0.5	JDZX10-6.3 $К_{тн}$=6.3/0,1 Кл.точности=0,5	МЕРКУРИЙ 234 $К_{тт}$=600/5; $К_{тн}$=6.3/0,1 Кл.точности= 0,2S

3. Структура и значение идентификационного кода по каждой точке измерения.

Идентификационный код каждого измерительного комплекса учета электроэнергии, входящего в состав АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) должен соответствовать следующей структуре восемнадцатиразрядного десятичного кода:

1-й разряд – код страны, значение кода Республики Казахстан «1».

2-й разряд – код энергетической зоны, южной зоны (Алматинская область) - «2».

3-й, 4-й разряды – код области, города или энергоузла, значение кода Алматинской области - «02».

5-й разряд – код основной деятельности субъекта, значение кода генерации электроэнергии «5».

6 – 9 разряды – персональный код субъекта, значение кода энергообъектов ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас): «3052» (Алматинская область).

10 – 11 разряды – персональный код структурного подразделения субъекта. Значение кода может быть от «01» до «99», присваивается организацией, выполняющей проект.

12 – 14 разряды - персональный код подстанции (энергообъекта) субъекта. Значение кода может быть от «001» до «999», присваивается организацией, выполняющей проект.

№ п/п	Диспетчерское наименование присоединения	Класс напряжения, кВ	Идентификационный код
Коммерческий учет			
1	ВЛ 10 кВ ПС №76"И"– ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас)	10	1202 5 3052 01 001 0001
2	Генератор 1 G1	6	1202 5 3052 01 001 0002
3	Генератор 2 G2	6	1202 5 3052 01 001 0003
Технический учет			
4	Ввод Т1 QT1K	10	1202 5 3052 01 001 0004
5	Ввод Т1 QT1P	6	1202 5 3052 01 001 0005

АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас)

Перечень выходных сигналов (документов)
133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.В2

Взамен.инв

Подпись и дата

Инв.№подл.

Изм.	Колуч	Лист	№док	Подпись	Дата	133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.В2			
						«Строительство электросетевых объектов солнечной электростанции установленной мощностью 3 МВт для нужд портфельных компаний АО «KEGOC»»			
ГИП		Матвиенко				АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) Технический проект	Стадия	Лист	Листов
Н.контроль		Верховцов					ТП	93	4
Проверил		Щукина				Перечень выходных сигналов (документов)	ТОО "Алматыпроектэнергострой"		
Разработал		Обгольц							

СОДЕРЖАНИЕ

1 Введение 104

2 Перечень выходных документов 104

3 Протоколы аварийных сообщений 104

4 Выходные данные, передаваемые в виде электронных документов 105

1. Введение

Выходными документами автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) являются:

- отчетные формы о потреблении/выработке электроэнергии;
- протоколы аварийных сообщений;
- выходные данные, передаваемые в виде электронных документов.

2. Перечень выходных документов.

4. Общие потребленные кВт/ч по различным периодам;
5. Общие выданные кВт/ч по различным периодам;
6. Общие потребленные квар/ч (Q1) по различным периодам;
7. Общие выданные квар/ч (Q3) по различным периодам;
8. Общие кВА/ч по различным периодам;
9. Оперативный контроль параметров электросети и совмещенной мощности по профилю.
10. Нахождение максимумов мощности по фидерам объекта за произвольный период времени.
11. Составление групп из разных счетчиков для более сложного анализа данных.
12. Раскладка энергии (мощности) по временным (тарифным) зонам.
13. Нахождение совмещенного максимума мощности для каждой временной зоны.
14. Расчет электроэнергии с учетом тарифных коэффициентов и т. д.
15. Расчет балансов как по активной, так и по реактивной энергии.

Данные предоставляются в таблице или графическом виде для анализа с возможностью печати или экспорта в файл формата Excel.

3. Протоколы аварийных сообщений.

Протоколы аварийных сообщений в АСКУЭ формируются с помощью ПО «Энергосфера». Аварийные сообщения содержат информацию журналов событий счетчиков, БД.

Протоколы аварийных сообщений в АСКУЭ отображаются на экране компьютера, а также могут быть распечатаны на бумажном носителе.

4. Выходные данные, передаваемые в виде электронных документов.

Выходными данными, которые передаются в виде электронных документов, являются данные о результатах измерений и состоянии средств измерений, передаваемые в HST-файлах.

Данные в HST-файлах передаются в АСКУЭ СО ОРЭ РК.

АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас)

Описание информационного обеспечения
133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.ИО

Взамен. инв.

Подпись и дата

Инв. № подл.

						133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.ИО
						«Строительство электросетевых объектов солнечной электростанции установленной мощностью 3 МВт для нужд портфельных компаний АО «KEGOC»»
Изм.	Колуч	Лист	№док	Подпись.	Дата	
ГИП		Матвиенко				АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) Технический проект
Н.контро		Верховцов				
Проверил		Щукина				Описание информационного обеспечения
Разработа		Обгольц				

Стадия	Лист	Листов
ТП	97	8

ТОО "Алматыпроектэнергострой"

СОДЕРЖАНИЕ

1	Введение	108
2	Состав информационного обеспечения	108
3	Организация информационного обеспечения	108
4	Организация сбора и передачи информации	109
4.1	Организация внемашинной информации	111
4.2	Организация внутримашинной информации	111
5	Описание системы классификации и кодирования	111

1. Введение

Информационное обеспечение АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) представляет собой совокупность массивов информации в электронном и документированном виде, включая описание программных средств, унифицированной системы документации и языковых средств системы. Посредством используемых технических средств ПО «Энергосфера» создаются массивы информации, которые позволяют пользователям системы получить:

– информацию о фактических перетоках электроэнергии на точках коммерческого учета, используемую в финансовых расчётах;

– техническую информацию, позволяющую свести баланс, а также обеспечивающую необходимыми данными эксплуатационный и административный персонал;

– служебную информацию о текущем состоянии средств учёта.

Помимо этого, программное обеспечение «Энергосфера» снабжено необходимой сопроводительной, эксплуатационной, нормативно-справочной (на программном уровне) и нормативно-технической документацией.

2. Состав информационного обеспечения

Информационное обеспечение состоит из:

1) документов:

– регламентирующих работу АСКУЭ;

– регламентирующих работу обслуживающего персонала АСКУЭ;

– методик и нормативов, в соответствии с которыми выполняются те или иные действия в процессе работы системы;

2) информации, которая образуется в процессе функционирования АСКУЭ:

– измеренные величины;

– техническая и технологическая информация;

– информация для сторонних АСКУЭ;

– отчетная и диагностическая информация.

ПО «Энергосфера» обеспечивает хранение коммерческой и технической информации в базе сервера АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) не менее пяти лет. База данных отвечает требованиям повышенной защищённости от потери информации и от несанкционированного доступа.

3. Организация информационного обеспечения

Информационное обеспечение делится на внемашинное и внутримашинное.

Организация информационного обеспечения АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) изображена на рисунке 1. Описание информационного обеспечения АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) подробно изложено в РД "Руководство пользователя ПО «Энергосфера».

Рисунок 1. Организация информационного обеспечения АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас)

4. Организация сбора и передачи информации

АСКУЭ выполняет сбор и передачу технической и технологической информации согласно схеме, показанной на рисунке 2.

В системе представлена следующая информация:

- техническая об измеренных значениях;
- технологическая о состоянии объекта и элементов АСКУЭ;
- служебная, содержащая внутренние настройки системы.

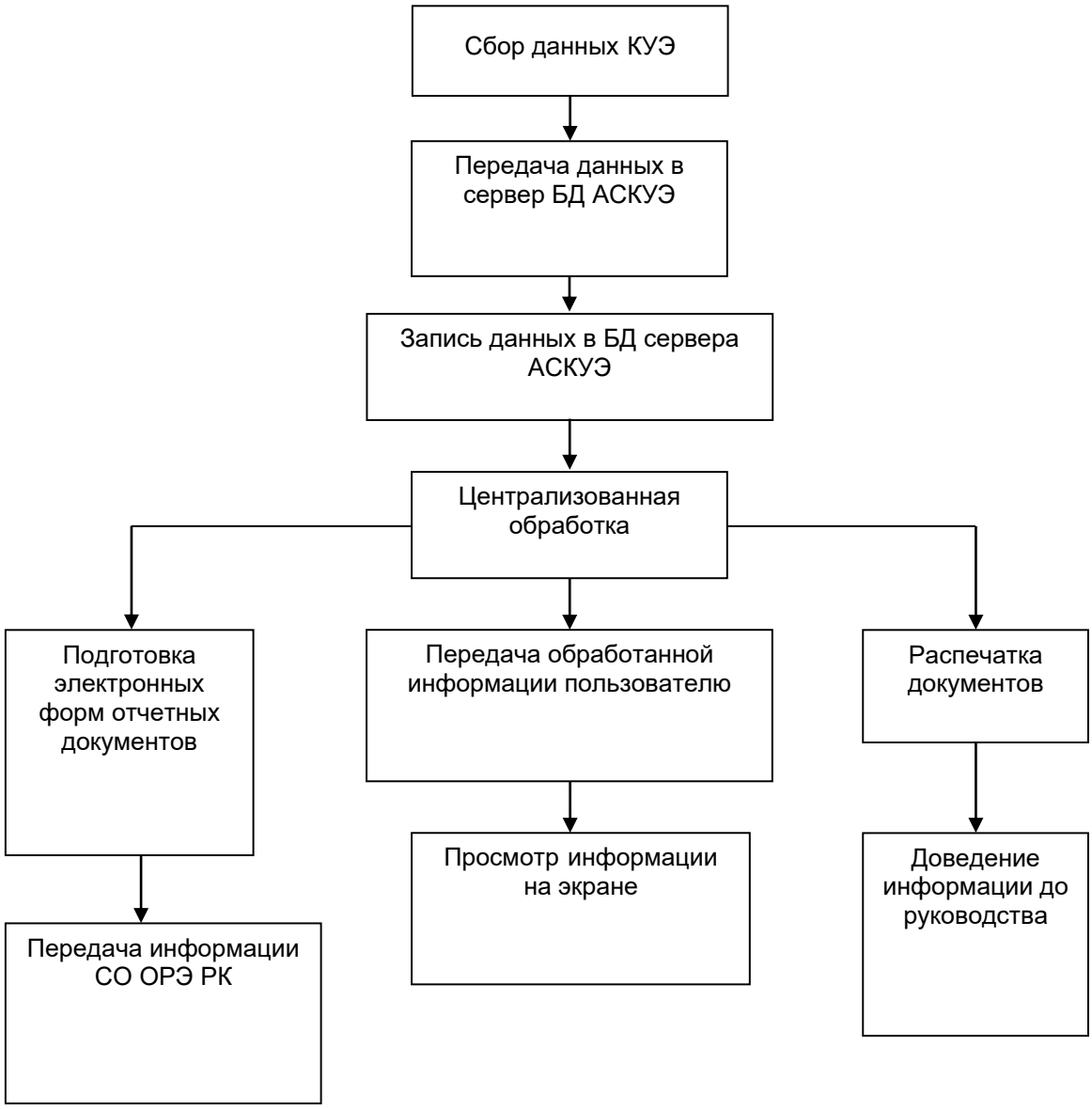

Рисунок 2. Технологический процесс сбора и обработки данных.

При взаимодействии БД и КУЭ осуществляется обмен технической и технологической информацией об измерениях, произведенных на объекте и состоянии оборудования на нем. Переданная информация размещается в БД. На основании информации, находящейся в БД, оператор может:

- осуществлять контроль за потребляемой и выработанной электроэнергией;
- формировать отчеты;
- формировать данные для передачи СО ОРЭ РК.

4.1 Организация внемашинной информации

Внемашинная информация предназначена для формирования технологического процесса работы системы и включает в себя:

– нормативную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);

– эксплуатационную документацию (руководство по эксплуатации и формуляр);

– проектную документацию, необходимую для создания и ввода в действие системы.

Список документов, использованных при разработке данного проекта, приведен в разделе 1.

Руководство пользователя приведено в Руководстве по эксплуатации.

Должностные инструкции разрабатываются на стадии опытно – промышленной эксплуатации.

Проектная документация формируется окончательно на стадии опытно – промышленной эксплуатации и включает в себя данный проект, исправления и дополнения к нему.

4.2 Организация внутримашинной информации

Внутримашинная информация предназначена для обеспечения функционирования АСКУЭ и выполнения всех, возложенных на нее функций. Внутримашинная информация состоит из индивидуальных файлов данных (программ) и единого информационного массива данных системы (базы данных АСКУЭ).

Программы, использованные в АСКУЭ, находятся на «жестких» дисках АРМа диспетчера.

База данных АСКУЭ находится на «жестком» диске сервера баз данных.

Программы АСКУЭ обеспечивают выполнение функций системы по сбору информации, предоставлению информации пользователю в различных формах и формированию электронных форм отчетных документов.

База данных АСКУЭ обеспечивает хранение всей информации системы:

– первичных и расчетных данных;

– диагностической информации;

– описание коммуникаций;

– описание электрических схем;

– описание расчетных схем.

5. Описание системы классификации и кодирования

Для ведения электронного архива коммерческих и технологических данных используется система управления базами данных.

Указанная система позволяет сформировать:

– глобальный список пользователей с разграничением прав доступа к информации;

– автоматический регламент копирования информации из баз данных на долговременные внешние носители;

– журналы регистрации событий с фиксацией идентификации пользователей баз данных и внесённых изменений с привязкой к единому системному времени;

– список сформированных отчётных документов.

Информационное и программное обеспечение разрабатываемой АСКУЭ позволяет разделить задачи хранения, обработки и передачи информации по модульному принципу с соблюдением принципов открытости систем.

Система классификации и кодирования информации обеспечивает:

– единообразие представления всех данных;

– выделение элементарных идентифицирующих понятий и однозначную идентификацию каждого объекта;

– возможность вносить изменения и влиять на изменение структуры классификации без потерь баз данных;

– возможность дополнения классификационной структуры новыми идентифицирующими понятиями, возникающими в процессе развития;

– возможность классификации без ограничений на уровень вложенности;

– учёт представления пользователей в создаваемых классификациях;

– совместимость создаваемых классификаторов с отраслевыми;

– возможность расширения.

Информационное обеспечение АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) посредством программных и технических средств обеспечивает:

– ввод, обработку, накопление и хранение информации;

– информационную совместимость БД и КУЭ;

– представление информации в форме, удобной для пользователя;

– актуальность и достоверность информации в базах данных, ее хранение с минимально необходимой избыточностью, а также контроль полноты и непротиворечивости информации;

– адаптируемость к возможным изменениям информационных потребностей пользователей.

База данных может быть функционально разделена на несколько частей, в зависимости от того, какую часть измерительной системы она охватывает.

БД представляет собой программное обеспечение автоматизированной измерительной системы, которое позволяет производить:

– подготовку Базы данных для ввода параметров элементов системы.

– тестирование Баз данных;

– создание и выполнение одиночных запросов к Базам данных;

– регистрацию элементов измерения системы;

– тестирование и компоновка элементов измерения и их характеристик;

– тестирование результатов измерения;

– подготовка структуры тарифов для формирования финансовых отчетов;

– устанавливать связь с узлами учета автоматически или по запросу оператора;

– осуществлять сбор и передачу данных от узлов учета;

– осуществлять хранение учетных и других данных в Базе данных системы;

– производить конверсию данных для передачи в другие компьютерные системы для последующей обработки или мониторинга;

– осуществлять обработку результатов измерения для выставления счета установленной формы, производить анализ, строить прогноз и осуществлять контроль управления энергопотреблением.

АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас)

Описание комплекса технических средств
133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.ТС

Взамен. инв.

Подпись и дата

Инв. № подл.

						133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.ТС			
						«Строительство электросетевых объектов солнечной электростанции установленной мощностью 3 МВт для нужд портфельных компаний АО «KEGOC»»			
Изм.	Колуч	Лист	№док	Под.	Дата				
ГИП		Матвиенко				АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) Технический проект	Стадия	Лист	Листов
Н.контроль		Верховцов					ТП	105	8
Проверил		Щукина				Описание комплекса технических средств	ТОО "Алматыпроектэнергострой"		
Разработал		Обгольц							

СОДЕРЖАНИЕ

1	Общие положения	116
2	Структура технического обеспечения	116
2.1	Структура технического обеспечения АСКУЭ	116
2.1.1	Состав технического обеспечения АСКУЭ	116
2.1.2	Состав технического обеспечения БД	116
2.1.3	Состав технического обеспечения КУЭ	117
2.2	Функционирование комплекса технических средств АСКУЭ	117
2.2.1	Описание функционирования технических средств БД	117
2.2.2	Описание функционирования технических средств АРМ	117
2.3	Описание размещения технических средств АСКУЭ	118
2.3.1	Размещение технических средств БД	118
2.3.2	Размещение технических средств КУЭ	118
3	Требования техники безопасности и условия эксплуатации АСКУЭ	119
4	Методы защиты технических средств от механических, тепловых, электромагнитных воздействий	119
5	Защита от несанкционированного доступа к комплексу технических и программных средств	120
6	Обоснование выбора типа комплекса технических средств	121
7	Требования к персоналу	121
8	Описание аппаратуры передачи данных	121

1.Общие положения

Технические средства автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) обеспечивают аппаратную реализацию функций и задач, возложенных на АСКУЭ.

На все технические средства, приобретаемые по проекту АСКУЭ, имеются сертификаты соответствия качества РК.

Принятые в проекте технические решения, связанные с использованием тех или иных технических средств, основываются на материалах предпроектного обследования и учитывают специфику предприятия.

2.Структура технического обеспечения

2.1. Структура технического обеспечения АСКУЭ

2.1.1 Состав технического обеспечения АСКУЭ

АСКУЭ имеет двухуровневую иерархическую структуру:
- первый уровень включает в себя 2 коммерческих КУЭ и 22 технических КУЭ;
- второй уровень включает в себя УСПД ;
- третий уровень включающий в себя сервер АСКУЭ АО «АЖК».

СОЕВ функционирует на всех уровнях иерархии.

2.1.2 Состав технического обеспечения БД

Сервер (АСКУЭ АО «АЖК») предназначен для сокращения расходов и упрощения работы. Исключительный уровень производительности и отказоустойчивости для баз данных и аналитических рабочих нагрузок благодаря энергонезависимой памяти. Сервер очень прост в развертывании и подходит для обслуживания как базовых, так и критически важных приложений. Использована система бесперебойного питания, профили различных размеров и конфигурации, кабельные скобы, панель питания, клеммные ряды, вставки для ввода кабелей, кабельная продукция, система внешней защиты внутренних цепей.

2.1.3 Состав технического обеспечения УСПД

Устройство сбора и передачи данных УСПД Эком-3000:
- разветвитель RS485;
- терминатор RS485;
- кабель ПсЭнг(А)-HF 1х2х0,78.

2.1.3 Состав технического обеспечения КУЭ

- Трансформатор тока, класс точности 0,5. включен в Государственный реестр средств измерений РК, сертифицирован;
- Трансформатор напряжения, класс точности 0,5. включен в Государственный реестр средств измерений РК, сертифицирован;
- Счетчик электрической энергии многофункциональный Меркурий 234 класс точности 0,2S. включены в Государственный реестр средств измерений РК, сертифицирован;
- Устройство сбора и передачи данных Эком-3000, сертифицирован, включен в Государственный реестр средств измерений РК;
- вторичные измерительные цепи от трансформаторов тока и напряжения до счетчиков;
- разветвитель интерфейса RS-485;
- кабель интерфейса RS-485.

2.2 Функционирование комплекса технических средств АСКУЭ

2.2.1 Описание функционирования технических средств БД

- Основная задача сервера БД собрать данные АСКУЭ, поступающих по каналам связи для дальнейшей записи в БД АСКУЭ;

- С использованием FTP-клиента и FTP-сервера – производится взаимосвязь с АСКУЭ СО РК.

- Взаимообмен информацией с АСКУЭ СО РК применяются выделенные каналы связи, основной и резервный.

- Связь сервера БД АСКУЭ и удаленного рабочего места – АРМ диспетчера АСКУЭ осуществляется по сети Ethernet.

Сервер БД полностью отвечает требованиям к конфигурации аппаратного обеспечения предъявляемым разработчиком ПО «Энергосфера».

Источник бесперебойного питания защищает данные сервера при отключении электропитания, стабилизирует выходное напряжение при изменении входного напряжения, защищает оборудование от скачков напряжения. ИБП имеет встроенную систему диагностики.

Устройство синхронизации системного времени предназначено для приема сигналов спутниковой системы GPS и выдачи последовательного временного кода.

2.2.2 Описание функционирования технических средств КУЭ

- Измерительные трансформаторы тока и напряжения предназначены для формирования аналоговых сигналов, характеризующих значения входного напряжения и тока в соответствии с установленными коэффициентами трансформации и заданным классом точности (в диапазоне нагрузок).

- В счетчиках происходит аналого-цифровое преобразование входных сигналов тока и напряжения и расчет данных о выработанной электроэнергии и мощности с привязкой к шкале UTC. Конечным итогом измерения является получение следующих физических величин:

- средняя активная и реактивная мощность на интервале усреднения 15 мин;

- активная и реактивная энергия с момента сброса счетчика (с раскладкой по тарифам);

- активная и реактивная энергия за предыдущий месяц (с раскладкой по тарифам).

- значения средней активной и реактивной мощности, с привязкой ко времени, формируют профиль нагрузки, сохраняющийся в энергонезависимой памяти счетчика. Доступ к данным профиля нагрузки возможен только после ввода пароля первого уровня (пароль на чтение). Изменение конфигурации счетчика возможно только после ввода пароля второго уровня. В процессе работы счетчика

постоянно ведется контроль событий. В журнал событий, по мере возникновения, записываются следующие события.

- отключение и включение напряжения питания;
- корректировки времени;
- изменение конфигурации счетчика;
- ошибки в работе счетчика и т.д.

– Вторичные измерительные цепи от измерительных трансформаторов тока и напряжения до счетчиков отвечают следующим требованиям:

- потери напряжения в цепи от трансформатора напряжения до счетчика не превышают 0,25 % номинального вторичного напряжения трансформатора напряжения;
- нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока не превышает допустимой нагрузки, установленной на конкретный тип трансформатора.

– Коробка испытательная переходная предназначена для подключения образцового счетчика и пломбирования измерительных цепей для защиты от НСД.

2.2.3 Описание функционирования технических средств УСПД

УСПД предназначено для сбора информации со счетчиков электроэнергии по цифровым интерфейсам RS-485, обмена данными по интерфейсам RS-232,

Ethernet, обработки, запоминания, архивирования в соответствии с заданной конфигурацией параметров УСПД, передачи обработанной информации в БД и самодиагностики. Информационная емкость УСПД модификации Эком-3000:

- два порта Ethernet;
- три порта интерфейса RS-232 (полный DTE, гальванически неразвязанный);
- восемь портов, гальванически развязанных интерфейса RS-485/422;
- четыре гальванически развязанных интерфейса RS-485;

Разветвитель RS485 типа ПР-3 предназначен для подключения счетчиков по интерфейсу RS-485.

-Терминатор RS485 предназначен для подключения счетчиков по интерфейсу RS-485 и согласования линий связи интерфейса путем установки оконечной нагрузки.

Кабель ПсЭнг(А)-HF 1х2х0,78 представляет собой специализированный симметричный (интерфейсный) кабель для промышленной автоматизации, систем «умный дом» и сетей RS-485.

2.3 Описание размещения технических средств АСКУЭ

УСПД устанавливается в навесном телекоммуникационном шкафу, который размещается в ОПУ подстанции. Шкаф подсоединяется к существующему контуру заземления.

Рядом со счетчиками монтируются разветвительные коробки RS-485, предназначенные для подключения цепей интерфейса RS-485. Терминатор RS-485 устанавливается последним в линии интерфейса RS-485.

Цифровые выходы счетчиков последовательно через ответвители RS-485 подключаются к цифровым входам УСПД, расположенным в клеммном отсеке УСПД.

Установка и подключение измерительных трансформаторов тока и напряжения выполняются в соответствии с проектами установки основного и силового оборудования.

3. Требования техники безопасности и условия эксплуатации АСКУЭ

При эксплуатации технических средств АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас), 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.

Подключение питающих шкафы кабелей, должно производиться таким образом, чтобы была исключена возможность замыкания фазного и нулевого провода. К одной клемме должен подключаться только один провод. После подачи основного питания на шкаф в целях безопасности запрещается прикасаться к неизолированным клеммам и проводам внутри шкафа.

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

В соответствии с «Правилами эксплуатации электроустановок потребителей» 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.

4. Методы защиты технических средств от механических, тепловых, электромагнитных воздействий

Для защиты технических средств АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас), проектом предусмотрено использование специальных материалов и вспомогательных устройств.

Наиболее чувствительные к механическим воздействиям и повреждениям технические средства АСКУЭ монтируются в специальных шкафах, предохраняющих устройства от этих воздействий. Внутри шкафа производятся необходимые подключения, а оборудование внутри шкафа монтируется с учетом обеспечения возможности доступа к входящим в шкаф устройств и их осмотра.

Так как все счетчики электрической энергии устанавливаются на панелях и в шкафах, где температура воздуха в течение года находится в пределах рабочего

диапазона счетчиков, то применение дополнительных устройств, обеспечивающих механическую защиту или поддерживающих рабочую температуру не требуется.

В шкафах, где располагается несколько устройств, в процессе работы которых выделяется тепло, устанавливается устройство климат - контроля, обеспечивающее вентиляцию воздуха через шкаф, в случае повышения температуры, или включение дополнительных нагревательных элементов шкафа

в случае падения температуры ниже определенного значения.

Для защиты цифровых каналов передачи данных, использующих интерфейс RS-485, используются нелинейные элементы – варисторы, встроенные в счетчики Меркурий 234, 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, предназначенные для работы в ЗРУ до и свыше 1 кВ удовлетворяют требованиям ГОСТ по электромагнитной совместимости.

Телекоммуникационное оборудование имеет корпуса, обеспечивающий защиту от электромагнитного поля.

5. Защита от несанкционированного доступа к комплексу технических и программных средств

Защита от несанкционированного доступа к комплексу технических и программных средств осуществляется на физическом и программном уровне.

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 прозрачной крышки из органического стекла на промежуточных клеммниках токовых цепей и цепей напряжения с последующим пломбированием вышеупомянутыми организациями.

Для целей предотвращения несанкционированного физического вмешательства в работу устройств АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас), находящихся внутри шкафов, предусмотрено пломбирование открывающихся частей шкафа пломбой энергоснабжающей организации, органами Энергонадзора или уполномоченными на то субъектами ОРЭ РК.

На программном уровне предусмотрена организация системы паролей с разграничением прав пользователей. Доступ к информации на основе разграничения прав пользователей с использованием паролей осуществляется к следующим устройствам:

- электронным счетчикам активной и реактивной электроэнергии при попытке считать данные через оптический порт или параметризации;

В счётчиках существует два типа защит на логическом уровне:

- Программно – аппаратная –на счётчики всех модификаций на заводе-изготовителе устанавливается программно-аппаратная блокировка; такая защита запрещает полное перепрограммирование счётчика, т. е. изменение программной конфигурации счётчика, изменение коэффициентов трансформации счетчика, констант и т.д; перепрограммирование возможно

только при удалении пломбы Энергонадзора и одновременном нажатии кнопок ALT и RESET.

- **Программная защита** – с помощью программного обеспечения можно установить три уровня паролей:

а) полный доступ с возможностью перепрограммирования;

б) коммерческое чтение с возможностью модификации;

в) только чтение.

Кроме того, в каждом счетчике ведется журнал событий, где фиксируется время и дата связи со счетчиком.

6.Обоснование выбора типа комплекса технических средств

Применяемые в системе АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) такие как устройство синхронизации системного времени в сборе и другие устройства в целом надежны. Основные компоненты комплекта технических средств, состоят из технических средств высокой надежности. Значение наработки на отказ, приведенные в паспортных данных и технических описаниях превышают типовые требования не менее чем в полтора раза;

- технология поставок законченных и отлаженных шкафов минимизирует затраты времени на монтаж и пуско-наладку на энергетических объектах;

- алгоритмы взаимодействия технических и программных средств позволяют оптимально распределить функции, выполняемые АСКУЭ по отдельным узлам;

- исключена ситуация, когда закупается оборудование и в процессе его стыковки выясняется несогласованность отдельных элементов системы;

- эффективность ввода в эксплуатацию работоспособных систем приравнивается к 100%.

7. Требования к персоналу

Обоснование численности персонала, обеспечивающего функционирование технических средств АСКУЭ, приведено в документе 133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.ОС «Описание организационной структуры».

8. Описание аппаратуры передачи данных

Для передачи коммерческих данных АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) в рамках объекта от КУЭ до сервера используются кабели, предназначенные для передачи данных по интерфейсу RS-485. Достоинства использования данного типа интерфейса заключается в следующем:

- позволяет сэкономить кабельную продукцию;
- обладает достаточной помехозащищенностью;
- коэффициент готовности не хуже 0,95;
- скорость передачи данных составляет не менее 9600 бит/с.

Передача данных от счетчиков электрической энергии осуществляется до сервера с помощью объединения счетчиков в группы. В одну группу должно подключаться не более 10 счетчиков. Объединение в группы осуществляется с помощью ПР-3 относящихся к классу пассивных разветвителей интерфейса RS- 422/485 и представляет присоединительно -согласующее устройство приемников и передатчиков сигналов интерфейса RS-485.

АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас)

Описание программного обеспечения

133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.ПО

Взамен. инв.

Подпись и дата

Инв. № подл.

						133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТП.ПО
						«Строительство электросетевых объектов солнечной электростанции установленной мощностью 3 МВт для нужд портфельных компаний АО «KEGOC»»
Изм.	Колуч	Лист	№док	Подпись.	Дата	
ГИП		Матвиенк				АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) Технический проект
Н.контроль		Верховцов				
Проверил		Щукина				
Разработал		Обгольц				Описание программного обеспечения

Стадия	Лист	Листов
ТП	113	9

ТОО "Алматыпроектэнергострой"

СОДЕРЖАНИЕ

1	Описание программного обеспечения АСКУЭ	124
1.1	Программа "Сервер опроса счетчиков Меркурий"	125
1.2	Программа "Сервер опроса"	125
1.3	Программа "Консоль администратора"	126
1.4	Программа "Редактор расчетных схем"	126
1.5	Программа "Центр экспорта/импорта"	126
1.6	Программа "Локальный АРМ "Энергосфера"	129
2	Операционная система	130
3	Установка и настройка ПО	130

1. Описание программного обеспечения АСКУЭ

Программное обеспечение АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) функционирует на следующих уровнях:

- уровень программного обеспечения многофункциональных счетчиков Меркурий 234;
- уровень программного обеспечения БД;

Все системное и прикладное программное обеспечение АСКУЭ необходимо лицензировать в соответствии с законодательством РК в области охраны авторских и смежных прав.

ПК «Энергосфера» входит в состав программно-технического комплекса сервера, предназначенного для автоматизации учета электроэнергии, тепловой энергии и расхода энергоносителей на предприятиях энергетики, промышленности и прочих.

ПК «Энергосфера» – программный комплекс с интегрированной средой разработки, включающий в себя набор программ для построения систем энергоучета.

В зависимости от решаемых задач, ПК «Энергосфера» можно разделить на несколько групп:

- администрирование БД: «Консоль администратора»;
- программное обеспечение для работы с «объектами учета»: «Редактор расчетных схем», «АРМ Энергосфера»;
- импорт (экспорт) данных в систему: «Сервер опроса», «Сервер отчетов», «Консоль администратора», «Редактор расчетных схем» «Центр экспорта\Импорта», «Ручной ввод данных», «Импорт из Excel», «CRQ-интерфейс»;
- оперативный контроль событий в системе: «Алармер»;
- дополнительные программы: «Менеджер программ», «Тоннелепрокладчик», «Анализатор 485», «Менеджер лицензий».

На рис.1 показана структура ПК «Энергосфера».

1.1 Сервер опроса счетчиков Меркурий

Технологическое программное обеспечение «Сервер опроса» предназначено для конфигурирования, наладки и контроля счетчиков электрической энергии Меркурий-234. Обеспечивает настройку необходимых параметров подключенных устройств и просмотр информации с каналов измерения за различные периоды. Обеспечивает одновременную работу с группой подключенных устройств.

1.2 Программа «Сервер опроса»

Программа предназначена для сбора информации с кодовых счетчиков электроэнергии и записи полученной информации в БД.

Выполняемые задачи:

- сбор данных с электросчетчиков.
- поддержка единого времени системы;
- протоколирование событий;
- хронометраж отдельных стадий и процесса в целом.

Особенности:

- гибкая настройка на БД различной структуры, позволяющая встраивать систему учета энергоресурсов на базе вышеперечисленных устройств в уже существующие корпоративные БД;
- хранение конфигурации опроса в БД;
- автоматическая работа. Вмешательство пользователя необходимо лишь для первоначальной настройки, а также при возникновении таких аварийных ситуаций, последствия которых не могут быть преодолены автоматически;
– автоматическое переключение на резервные линии связи при отказе основной линии и обратно на основную после ее восстановления;
- система приоритетов различных задач опроса, устанавливаемых пользователем;
- возможность формирования пользователем расписания опроса счетчиков;
- опрос счетчиков в автоматическом и ручном режимах;
– возможность работы либо в качестве приложения, либо в качестве службы (сервиса) под Windows 9x/ME/NT/2000/XP/7;
- возможность поддержки стандарта OPC Data Access 2.0 при совместной работе с PROSOFT-E OPC-сервером (как публикация всех считанных значений (текущих, накопительных итогов, архивных, событийных) в виде OPC-тэгов, так и выполнение поступающих от OPC-клиентов команд телеуправления).

1.3 Программа «Консоль администратора»

Программа предназначена для администрирования базы данных АСКУЭ и обеспечивает следующие возможности:

- управление правами доступа пользователей к объектам учета;
- редактирование схем сбора данных;
- резервное копирование и восстановление БД из резервной копии;
- просмотр журнала событий системы;
- обновление БД (выполнение скриптов);
- редактирование связей между каналами;
- управление архивированием трендов;
- создание БД АСКУЭ;
- получение информации о различных аспектах состояния БД путем выполнения SQL-запросов из предопределенного набора.

1.4 Программа «Редактор расчетных схем»

Программа предназначена для построения и редактирования схемы объекта учета и расчетных схем.

Программа выполняет следующие основные функции:

- создание и редактирование иерархической структуры объектов учета;
- установка взаимосвязи между измерительной, информационной и расчётной подсистемами АСКУЭ (привязка измерительных каналов к параметрам узлов "дерева" объекта учета);
- создание и редактирование расчетных схем;
- ввод планов, зон суток, диспетчерского журнала работы присоединений по обходной системе шин, каналов ручного ввода, кодов импорта/экспорта;
–редактирование схем замещения данных различными методами (альтернативный источник, расчет по данным за предыдущий период, замещение договорными значениями, ручной ввод);
- управление правами доступа пользователей к объектам учета;
- ведение журнала изменений структуры и свойств объекта учета;
- поддержка разных видов справочников с возможностью группировки, сортировки, поиска элементов.

1.5 Программа «Центр экспорта\импорта»

Программа предназначена для автоматической рассылки/приема данных по учтенной электроэнергии в различных форматах: почтовые сообщения в формате макетов 63002, 12355, 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, KEGOC, IP-пакеты в Формате Оперативной Передачи Данных (ФОПД), файлы в формате АСКП, файлы в формате отчетов Microsoft Excel.

Программа базируется на данных о трехминутных и пятнадцатиминутных значениях учтенной электроэнергии, поступающих от других компонентов ПК Энергосфера.

Программа включает в себя:

- набор объектов, хранящихся и выполняющихся на SQL-сервере в контексте рабочей базы данных ПТК Энергосфера;

- утилиту администратора для настройки Программы (файл expimp.exe);

- службу автоматического экспорта/импорта данных (Win32-служба, среда исполнения - Windows NT/2000/XP/7).

Программа позволяет решать следующие задачи:

- создание и администрирование списков автоматической рассылки/приема одному или нескольким получателям/отправителям на основе хранящихся в ПТК «Энергосфера» данных для каждого из поддерживаемых форматов данных;

-составление и рассылка сообщений в поддерживаемых форматах по команде оператора на основе хранящихся в ПТК «Энергосфера» данных;

- автоматическое составление и рассылка сообщений во всех поддерживаемых форматах по списку счетчиков для рассылки на основе вновь поступающих в ПТК;

- передача на почтовый сервер (автоматическая и/или по команде оператора) сообщений из очереди в соответствии со списком получателей макетов;

- прием по электронной почте подтверждений получения отправленных сообщений в формате макетов 63002, 80020, 80030, 80040, 80050.

- автоматический и/или по команде оператора прием по электронной почте сообщений в форматах 63002, АСКП, 12355, 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, KEGOC, их проверка и импорт в ПТК «Энергосфера» полученных данных, отправка подтверждений получения;

- автоматический прием IP-Пакетов с сообщениями в формате ФОПД, их проверка и импорт в ПТК полученных данных;

- хранение архивов разосланных/принятых макетов для всех поддерживаемых

форматов и работа с ними;

- автоматическое и/или по команде оператора формирование и рассылка отчетов XLS, созданных на базе шаблонов программы «АРМ Энергосфера».

ПК «Энергосфера» является законченным сертифицированным программным продуктом производителя ООО "Прософт-Системы" г.Екатеринбург. Основным критерием выбора является то, что комплексом «Энергосфера» сбор, обработка, хранение и передача информации осуществляются защищенным от несанкционированного доступа и сертифицированным для проведения коммерческих расчетов, единым распределенным программно-аппаратным комплексом.

ПК «Энергосфера» производства ООО "Прософт-Системы" г. Екатеринбург, предназначено для измерения и учета электрической энергии и мощности, а также автоматического сбора, обработки и хранения данных со счетчиков электроэнергии и отображения полученной информации в удобном для анализа виде.

Программный пакет серии "Энергосфера" позволяет удовлетворить потребности в автоматизации коммерческого и технического учета электроэнергии АСКУЭ. Все варианты программного обеспечения полностью совместимы на уровне справочников и данных.

Комплекс в параллельном режиме (одновременно) автоматически осуществляет:

– сбор данных со счетчиков в БД;

– самодиагностику и диагностику компонентов на всех уровнях системы;

– проведение расчетов;

– анализ полноты данных и проведение дорасчетов и досбора недостающих данных.

Центры сбора и обработки данных объединяют технические и программные средства, позволяющие собирать данные коммерческого учета с многофункциональных микропроцессорных счетчиков электроэнергии серии Меркурий-234.

ПК "Энергосфера" позволяет формировать расчетные группы счетчиков, осуществлять автоматические расчеты по группам счетчиков с учетом полноты пришедших данных и автоматические дорасчеты.

ПК "Энергосфера" решает следующие задачи:

– измерение параметров, представленных в таблице 1;

– автоматические расчеты в соответствии с описаниями расчетных групп и соответствующих им описаниям временных зон;

– ведение архивов по результатам расчетов;

– диагностика полноты данных;

– поддержание единого системного времени с целью обеспечения синхронности измерений;

– отслеживание превышения мощности заданных лимитов.

Для обеспечения высокой степени работоспособности, комплекс осуществляет автоматическую диагностику и фиксирует все случаи неисправности в собственном журнале событий. В целях защиты измерительных данных и параметров комплекса от несанкционированных изменений предусмотрена многоуровневая система ограничения.

Наименование параметра	Примечание
Показания счетчиков	Расчет ведется по активной, реактивной энергии в одном или двух направлениях.
Средние мощности на интервале усреднения 1/3/5/10/15/30 мин.	Расчет ведется по активной, реактивной энергии в одном или двух направлениях. При этом, с разных точек учета могут сниматься профили с разным интервалом усреднения, но коммерческий интервал устанавливается единый на всю систему.
Максимальная средняя мощность на коммерческом интервале с учетом временных зон.	Расчет ведется по расчетным группам с раскладкой по временным зонам. Временные зоны могут назначаться с дискретностью до 1-ой минуты. Вариантов разбиения суток на временные зоны может быть неограниченное количество (варианты временных зон). Привязка вариантов временных зон производится к расчетным группам.

Выработка активной и реактивной энергии за сутки, месяц, год.	Расчет ведется по группам в целом и с раскладкой по временным зонам.
Индикация параметров сети	Частота, токи и напряжения пофазно, коэффициент мощности (для счётчиков класса точности 0.2S)

1.6 Программа «Локальный АРМ Энергосфера»

Программа «Локальный АРМ Энергосфера», предусмотренная в настоящем проекте, предназначена для представления пользователям системы информации о параметрах объекта учета в виде мнемосхем, таблиц, графиков, журналов событий. С помощью данной программы пользователь имеет возможность просмотра и печати данных в соответствии со своими правами.

Программа выполняет следующие основные функции:

- построение SCADA-интерфейса для контроля параметров системы в режиме реального времени;
- отображение информации по точкам учета с помощью стандартных или сконфигурированных по желанию пользователя шаблонов и наборов параметров;
- формирование отчетных форм на базе стандартных или разработанных пользователем шаблонов;
- контроль отклонений фактических значений от плановых величин параметров точек учета, ввод команд для ведения диспетчерского графика на электростанции;
- прогноз выработки на получасовых интервалах;
- анализ первичных и расчетных данных на наличие пропусков и статусов;
- контроль замен счетчиков;
- статистика коммутируемых соединений;
- оперативный контроль событий системы;
- просмотр журналов событий на заданном интервале времени;
- конфигурирование АРМ.

Для работы с Программой пользователю требуются права локального **администратора** Windows.

Для работы с Программой пользователь должен обладать навыками работы с ПК в операционной среде Windows.

Каждый пользователь в соответствии со своими правами должен обладать необходимыми знаниями в предметной области для корректной работы с предоставляемой информацией.

Для работы с Программой пользователю необходимо изучить руководство оператора «Локальный АРМ».

Для просмотра и печати выходных форм программы необходимо обладать навыками работы с Microsoft Office и уметь обращаться с принтером.

2. **Операционная система**

Производитель – ООО "Прософт-Системы" гарантирует работоспособность ПО «**Энергосфера»** под ОС Windows 2022. Для работы с БД необходимо установить соответствующее клиентское программное обеспечение. Если необходим экспорт отчетов в формат MS Excel, то необходимо установить MS Excel 2023 или выше.

3. **Установка и настройка ПО**

Установка программы может выполняться двумя способами: с помощью программы **Инсталлятор Комплекта по установке и обновлению ПО**, либо вручную.

Процедура установки с помощью программы **Инсталлятор** описана в документации к программе **Инсталлятор**.

Программа «Инсталлятор» предназначена для установки, обновления и удаления ПК «Энергосфера».

Программа выполняет следующие функции:

- установка серверной части ПК «Энергосфера» на SQL-сервер системы;
- установка клиентской части ПК «Энергосфера» на компьютеры пользователей;
- установка драйверов электронных ключей Guardant;
- обновление ПК «Энергосфера»;
- удаление ПК «Энергосфера».

Для установки программы вручную нужно скопировать в один из каталогов локального диска компьютера исполняемый файл **ControlAge.exe**.

Для удобства вызова рекомендуется создать для указанного файла ярлык на рабочем столе.

Запуск программы выполняется из командной строки или с помощью ярлыка, расположенного на Рабочем столе компьютера.

В командной строке необходимо указать путь к файлу ControlAge.exe и необходимые параметры командной строки.

Руководство по установке и настройке ПО «Энергосфера» в полной версии представлено в документе "ПК "Энергосфера". Локальный АРМ Версия 6.3 Руководство оператора.

Приложение 1

Условные обозначения

PIK – Счетчик электрической энергии, коммерческий учет

PIK – Счетчик электрической энергии, технический учет

Наименование присоединения		ВЛ 10 кВ на ПС №76"И" Алгабас			
Обозначение проектной функциональной группы		TN1K	W102K	QT1K	TV1K+ЗСШ
Назначение шкафа		ТСН 10 кВ	Отх. лин.	Ввод Т1	ТН №1
Порядковый номер шкафа		101	102	103	104
Сборные шины 10 кВ, 630 А					
Комплектное распределительное устройство 10 кВ типа KYN28A-12	Вакуумный выключатель 10 кВ, 25 кА типа VL-12P25C13, 630А				
	Трансформатор тока типа LZZBJ9-12 0.5/10P10 – отх.лин.; 0.5/10P10/10P10 – ввод		PIK1	PIK2	
	Ограничитель перенапряжения типа 3*YH5WZ-17/45				
	Заземлитель типа JN15-12				
	Трансформатор напряжения типа JDZ11-10B 10:√3/0.1:√3/0.1:3 кВ				
	Предохранитель 3*XRNP1-12/1A				
	Трансформатор собственных нужд 10/0,4 кВ, 63 кВА				
		к ЩСН			

Трансформатор силовой
двухобмоточный 10/6,3 кВ
ТМ-5000/10-6,3
S = 5000 кВА
У/Д-11

Ограничитель перенапряжения типа
Y5W-6/20

T1

FV1P

Порядковый номер шкафа		1	2	3	4	5
Сборные шины 6,3 кВ, 80х8						
Комплектное распределительное устройство 6 кВ типа KYN28A-12	Вакуумный выключатель 6,3 кВ типа VS1-6.3, 630А					
	Трансформатор тока типа LZZBJ9-6,3, 600/5А, 0.5/10P10/10P10		PIK3	PIK4		PIK5
	Ограничитель перенапряжения типа 3*YH5WZ-10/27					
	Трансформатор напряжения типа JDZX10-6.3 6.3:√3/0.1:√3/0.1:3 кВ					
	Предохранитель XRNP1-12/0,5A					
	Предохранитель XRNT-10/10A					
Коэффициент трансформации трансформаторов тока			300/5	1000/5		300/5
Обозначение проектной функциональной группы		TV1P	G1	QT1P	TV2P	G2
Назначение шкафа		ТН №1	Генератор 1	Ввод Т1	ТН ввода	Генератор 2

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ		
						Строительство малой гидроэлектростанции (ГЭС), на реке Шелек в районе Кеген с. Алгабас		
ГИП		Матвиенко			02.26	ТП-6,3/10кВ. Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии	Стадия: РП	Лист: 1 / Листов:
Проверил		Матвиенко			02.26			
Разраб		Обгольц			02.26	Схема однолинейная с точками учета	ТОО "Алматпроектэнергострой"	
Н.контр.		Верховцов			02.26			

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

22.05.2026ж. № 01-15-03-05/3880

«ЭЛЕКТР ЖЕЛІЛЕРІН БАСҚАРУ ЖӨНІНДЕГІ ҚАЗАҚСТАН КОМПАНИЯСЫ» «KEGOC» (KAZAKHSTAN ELECTRICITY GRID OPERATING COMPANY) АҚ

Z00T2DO Қазақстан Республикасы
Астана қ. Тәуелсіздік даңғылы, 59 ғимарат
Тел. (7172) 693-824, 690-203 Факс.: (7172) 211-108
E-mail: Kegoc@kegoc.kz

АО «КАЗАХСТАНСКАЯ КОМПАНИЯ ПО УПРАВЛЕНИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СЕТЯМИ» (KAZAKHSTAN ELECTRICITY GRID OPERATING COMPANY) «KEGOC»

Z00T2DO Республика Казахстан
г. Астана, проспект Тәуелсіздік, здание 59
Тел. (7172) 693-824, 690-203 Факс.:(7172) 211-108
E-mail: Kegoc@kegoc.kz

«Алматы Проект Энерго Строй» ЖШС
Бас директоры
Ковехов В.В. м-ға

ЭКЕАЖ ТШ беру туралы
15.05.2026ж. № 26-240 хатқа

СЭС 3МВт (Шелек өз. Алғабас аулы) ЭКЕАЖ- сын ҚР Жүйелік операторы-«KEGOC» АҚ ЭКЕАЖ-сына қосуға арналған техникалық шарттарды жіберіп отырмыз.

ҚР Энергетика министрлігінің 30.03.2015ж. №248 бұйрығымен бекітілген Электр энергиясын коммерциялық есепке алудың автоматтандырылған жүйесінің жұмыс істеу қағидаларына (бұдан әрі – Қағидалар) сәйкес, Сіз жобалауға арналған техникалық тапсырмасын СЭС 3МВт (Шелек өз. Алғабас аулы) ЭКЕАЖ техникалық жобасын, тәжірибелік-өнеркәсіптік сынақтар бағдарламасын электрондық түрде (.pdf форматында) әзірлеп және келісуге жіберу қажет. Жүйенің тәжірибелік-өнеркәсіптік сынақтарын жүргізуіңіз және қажетті есептік құжаттарды қалыптастыруыңыз қажет. Сонымен қатар, электр энергиясын есепке алу кешендерінің құрамына кіретін өлшеу құралдарын тексеру қажет.

Электр энергиясын есепке алудың барлық кешендері ҚР ЭҚОҚ қағидалары мен талаптарына сәйкес куәландырылуы тиіс екенін естеріңізге саламыз.

ЭКЕАЖ құру кезеңдерінің сипаттамаларымен, сонымен қатар қажетті нормативтік техникалық құжаттамамен www.kegoc.kz сайтында танысуға болады.

Қосымша:

1. СЭС 3МВт (Шелек өз. Алғабас аулы) ЭКЕАЖ- сын ҚР Жүйелік операторы-«KEGOC» АҚ ЭКЕАЖ-сына қосуға арналған техникалық шарттары.

Пайдалану және күрделі құрылыс жөніндегі басқарушы директор **Е. Атақұлов**

Орынд. Абушахманов Е.Ж.
+7 (7172) 690-221
abushakhmanov@kegoc.kz

Подписан в MetaDoc
Проверка по ссылке:
[Проверочная ссылка]

Копия электронного документа. Версия СЭД: MetaDoc 1.0. Определен положительный результат проверки ЭЦП.

«ЭЛЕКТР ЖЕЛІЛЕРІН БАСҚАРУ ЖӨНІНДЕГІ ҚАЗАҚСТАН КОМПАНИЯСЫ» «KEGOC» (KAZAKHSTAN ELECTRICITY GRID OPERATING COMPANY) АҚ

Z00T2DO Қазақстан Республикасы
Астана қ. Тәуелсіздік даңғылы, 59 ғимарат
Тел. (7172) 693-824, 690-203 Факс.: (7172) 211-108
E-mail: Kegoc @kegoc.kz

АО «КАЗАХСТАНСКАЯ КОМПАНИЯ ПО УПРАВЛЕНИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СЕТЯМИ» (KAZAKHSTAN ELECTRICITY GRID OPERATING COMPANY) «KEGOC»

Z00T2DO Республика Казахстан
г. Астана, проспект Тәуелсіздік, здание 59
Тел. (7172) 693-824, 690-203 Факс.:(7172) 211-108
E-mail: Kegoc @kegoc.kz

Копия электронного документа. Версия СЭД: MetaDoc 1.0. Определен положительный результат проверки ЭЦП.

Генеральному директору
ТОО «Алматы Проект Энерго Строй»
г-ну В.В. Ковехову

О выдаче ТУ АСКУЭ
на № 26-240 от 15.05.2026г.

Направляем Вам Технические условия на подключение АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) к АСКУЭ Системного оператора РК – АО «KEGOC».

В соответствии с Правилами функционирования автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии, утвержденными приказом МЭ РК от 30.03.2015г. №248 (далее - Правила), Вам необходимо разработать и направить на согласование техническое задание на проектирование, технический проект АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас), программу опытно-промышленных испытаний в электронном виде в формате (.pdf). Провести опытно-промышленные испытания системы и сформировать необходимые отчетные документы. Кроме этого необходимо выполнить поверку средств измерений, входящих в состав комплексов учета электроэнергии.

Напоминаем Вам, что все комплексы учета электроэнергии должны быть освидетельствованы в соответствии с Правилами и требованиями ПУЭ РК.

С описанием этапов создания АСКУЭ, а также с необходимой нормативной технической документацией можно ознакомиться на сайте www.kegoc.kz.

Приложение:
1.Технические условия на подключение АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) к АСКУЭ Системного оператора ОРЭ на 2 стр.

Управляющий директор по эксплуатации и капитальному строительству **Е. Атакулов**

Исп. Абушахманов Е.Ж.
+7 (7172) 690-221
abushakhmanov@kegoc.kz

Подписан в MetaDoc
Проверка по ссылке:
[Проверочная ссылка]

ПРИЛОЖЕНИЕ

Технические условия на подключение
АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас)
к АСКУЭ Системного оператора РК – АО «KEGOC».

1. Техническое задание на проектирование и технический (технорабочий) проект АСКУЭ согласовать с Системным оператором РК – АО «KEGOC».
2. В Техническом задании на проектирование предусмотреть и оформить приложениями:
   - Однолинейную схему электрической сети с указанием точек коммерческого учета электроэнергии;
   - Перечень комплексов учета электроэнергии (КУЭ), данные с которых будут передаваться в АСКУЭ Системного оператора РК;
   - Характеристики КУЭ в соответствии с ПУЭ РК;
   - Перечень точек учета, необходимых субъекту для передачи из АСКУЭ Системного оператора РК (все данные коммерческого учета электроэнергии с подстанций АО «KEGOC», при их необходимости, передаются субъекту энергорынка при помощи межмашинного обмена информацией через сеть Интернет).
3. Идентификационный код каждого комплекса коммерческого учета электроэнергии, входящего в состав ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) должен соответствовать следующей структуре восемнадцатиразрядного десятичного кода.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18

1-й разряд – код страны, значение кода Республики Казахстан «1».
2-й разряд – код энергетической зоны, южной зоны (Алматинская область) - «2».
3-й, 4-й разряды – код области, города или энергоузла, значение кода Алматинской области - «02».
5-й разряд – код основной деятельности субъекта, значение кода генерации электроэнергии «5».
6 – 9 разряды – персональный код субъекта, значение кода энергообъектов ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас): «3052» (Алматинская область).
10 – 11 разряды – персональный код структурного подразделения субъекта. Значение кода может быть от «01» до «99», присваивается организацией, выполняющей проект.
12 – 14 разряды - персональный код подстанции (энергообъекта) субъекта. Значение кода может быть от «001» до «999», присваивается организацией, выполняющей проект.

15 – 18 разряды – персональный код комплекса коммерческого учета субъекта. Значение кода может быть от «0001» до «9999», присваивается организацией, выполняющей проект.

АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) в реестре субъектов энергорынка, подключаемых к АСКУЭ Системного оператора РК, будет присутствовать под следующим кодом:

1	2	0	2	5	3	0	5	2	**X**	**X**	**X**	**X**	**X**	**X**	**X**	**X**	**X**

4. Для взаимообмена информацией с АСКУЭ Системного оператора РК должна быть применена сеть Интернет, для чего субъект рынка должен организовать связь своего сервера АСКУЭ с сетью Интернет по выделенной линии и коммутируемому доступу. Выделенный канал – основной тракт передачи, коммутируемый – резервный.
5. Требования к обмену информацией между АСКУЭ СО РК и АСКУЭ субъекта ОРЭ приведены на сайте www.kegoc.kz.
6. Адрес FTP сервера Системного Оператора РК: ftpmetr.kegoc.kz. Другие параметры, необходимые для функционирования FTP обмена (имя пользователя и пароль), будут предоставлены участнику рынка, по запросу, перед проведением опытно-промышленных испытаний АСКУЭ и после согласования СО РК программы испытаний.