

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Канал измерительный ячейки № 3 ОРУ-220 кВ АИИС КУЭ ПС 500 кВ «Хехцир»

Назначение средства измерений

Канал измерительный ячейки № 3 ОРУ-220 кВ АИИС КУЭ ПС 500 кВ «Хехцир» (далее – ИК АИИС КУЭ) предназначен для измерения активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации. Полученная информация может быть использована для технического учёта электрической энергии на присоединении ВЛ 220 кВ «Хехцир-2 - НПС-36» (Л-235) объекта филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - Хабаровское ПМЭС ПС 500 кВ «Хехцир».

Описание средства измерений

ИК АИИС КУЭ собран на ПС 500 кВ «Хехцир», территориально расположенной возле поселка Корфовский Хабаровского района Хабаровского края, имеет многофункциональную, многоуровневую структуру.

ИК АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-ый уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2, счетчик активной и реактивной электроэнергии типа Альфа А1800 класса точности 0,2S (в части активной электроэнергии) и класса точности 0,5 (в части реактивной электроэнергии), вторичные электрические цепи и технические средства каналов передачи данных;

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), созданный на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД) серии RTU-300 (Госреестр СИ РФ № 19495-03, зав. № 000764), автоматизированного рабочего места (АРМ) персонала, источника бесперебойного питания и технических средств приема-передачи данных;

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЦСОД филиала «ФСК ЕЭС» МЭС Востока, включает в себя сервер базы данных (БД), источники бесперебойного питания, АРМ персонала ИВК и технических средств приема-передачи данных.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 1 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 1 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Каждые 30 минут УСПД уровня ИВКЭ автоматически производят опрос счетчика по цифровому выходу интерфейса RS-485. Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по основному или резервным каналам передачи данных на верхний уровень системы (сервер БД ИВК), а также отображение информации по подключенным к УСПД ИВКЭ устройствам. В качестве основного канала связи используется канал связи по выделенной оптоволоконной линии связи (ВОЛС). В качестве первого резервного канала передачи данных использован коммутируемый канал передачи данных ЦАТС через телефонную сеть связи общего пользования (ТфССОП), а в качестве второго резервного канала передачи данных – коммутируемый канал сотовой связи стандарта GSM 900/1800 МГц.

Информация со счётчика может быть считана как дистанционно через интерфейс RS-485, так и в ручном режиме управления через встроенный оптопорт счётчика, с помощью переносного инженерного пульта оборудованного оптическим преобразователем для работы со счетчиками электрической энергии.

Сервер БД ИВК, установленный в ЦСОД филиала «ФСК ЕЭС» МЭС Востока по запросу и/или автоматически с периодичностью 1 раз в 30 минут производит опрос УСПД уровня ИВКЭ. Полученная информация записывается в базу данных сервера БД ИВК АИИС КУЭ.

На уровне ИВК системы выполняется обработка измерительной информации, получаемой с ИК АИИС КУЭ, в частности резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Программное обеспечение (ПО) ИК АИИС КУЭ на базе «АльфаЦЕНТР» функционирует на нескольких уровнях:

- программное обеспечение счетчика;
- программное обеспечение УСПД;
- программное обеспечение АРМ персонала;
- программное обеспечение сервера БД ИВК;
- программное обеспечение инженерного пульта.

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счетчика электроэнергии и УСПД, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде.

ИК АИИС КУЭ оснащен системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации системного времени УССВ, подключенного к УСПД ИВКЭ. Время встроенных часов УСПД ИВКЭ синхронизировано с единым календарным временем, которое передается через приёмник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования - GPS, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. Корректировка времени встроенных часов УСПД ИВКЭ осуществляется автоматически 1 раз в 60 мин, при обнаружении рассогласования единого календарного времени и времени встроенных часов УСПД ИВКЭ более ± 1 с.

УСПД ИВКЭ осуществляет коррекцию времени встроенных часов счетчика. Сличение времени встроенных часов счетчика со временем встроенных часов УСПД ИВКЭ, выполняется один раз в 30 мин при каждом сеансе опроса. Корректировка времени встроенных часов счетчика осуществляется автоматически 1 раз в сутки, при обнаружении рассогласования времени встроенных часов УСПД ИВКЭ и счетчика более ± 2 с. От УСПД ИВКЭ так же обеспечивается синхронизация встроенных часов АРМ персонала.

Погрешность часов компонентов ИК АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО (Наименование программного модуля)	Наименование файла	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5	6
ПО «АльфаЦЕНТР»	Программа – планировщик опроса и передачи данных	amrserver.exe	11.07.01.01	e357189aea0466e98b0221dee68d1e12	MD5

1	2	3	4	5	6
ПО «Альфа ЦЕНТР»	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	amrc.exe	11.07.01.01	745dc940a67cfeb3a1b6f5e4b17ab436	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	amra.exe		ed44f810b77a6782abdaa6789b8c90b9	
	драйвер работы с БД	cdbora2.dll		0ad7e99fa26724e65102e215750c655a	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков А1700, А1140	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

- ПО «АльфаЦЕНТР» внесено в Госреестр СИ РФ в составе комплексов измерительно-вычислительных для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР» за № 44595-10;
- Предел допускаемой абсолютной погрешности при измерении электрической энергии и средней мощности в ИВК «АльфаЦЕНТР», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счётчиков, составляет не более ± 1 единицы младшего разряда учтенного значения;
- Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «АльфаЦЕНТР»;
- Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – уровень «С».

Метрологические и технические характеристики

Состав информационно-измерительного комплекса и метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2.1 и 2.2.

Таблица 2.1 – Состав информационно-измерительного комплекса ИК АИИС КУЭ

Канал измерений		Состав информационно-измерительного комплекса					
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации,	Обозначение, тип	Заводской номер	Ктт · Ктн · Ксч	Наименование измеряемой величины	
							18
ТТ	KT=0,2	B CA-245	№ 11006254/1				
ТН	Ктн=220000:√3/100:√3 № 23743-02	C CA-245	№ 11006254/3				
1СШ	KT=0,2	A DFK-245	№ 0513009/7				
2СШ	Ктн=220000:√3/100:√3 № 23743-02	B DFK-245	№ 0513009/1				
Счетчик	KT=0,2	C DFK-245	№ 0513009/2				
	Ктн=220000:√3/100:√3 № 23743-02	A DFK-245	№ 0513009/3				
	KT = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	B DFK-245	№ 0513009/5				
		C DFK-245	№ 0513009/6				
		A1802RALQ-P4GB-DW-4	№ 01182970				

Примечания:

1. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчик электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии;
2. Допускается замена измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчика на аналогичные (см. п. 1 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2.1;
3. Допускается замена УСПД на однотипное утвержденного типа.

Таблица 2.2 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Диапазон тока	Границы относительной погрешности измерений активной и реактивной электрической энергии при индуктивной нагрузке для доверительной вероятности Р=0,95							
		Основная относительная погрешность ИК ($\pm\delta$), %				Относительная погрешность ИК в рабочих условиях ($\pm\delta$), %			
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,866/sin \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8/sin \varphi = 0,6$	$\cos \varphi = 0,5/sin \varphi = 0,866$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,866/sin \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8/sin \varphi = 0,6$	$\cos \varphi = 0,5/sin \varphi = 0,866$
18	$0,01 I_{н1} \leq I_1 < 0,02 I_{н1}$	1,0	-	-	-	1,3	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	-	-
	$0,02 I_{н1} \leq I_1 < 0,05 I_{н1}$	0,9	1,1	1,1	1,8	1,3	1,5	1,6	2,4
		-	2,4	2,1	1,5	-	6,0	5,2	4,1
	$0,05 I_{н1} \leq I_1 < 0,1 I_{н1}$	0,6	0,7	0,8	1,3	1,1	1,3	1,4	2,0
		-	1,5	1,3	1,0	-	3,5	3,2	2,7
	$0,1 I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	0,5	0,6	0,7	1,1	1,0	1,2	1,3	1,9
		-	1,3	1,1	0,9	-	2,7	2,5	2,2
	$0,2 I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	0,5	0,6	0,6	0,9	1,0	1,2	1,3	1,8
		-	1,1	0,9	0,7	-	2,3	2,2	2,0
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	0,5	0,6	0,6	0,9	1,0	1,2	1,3	1,8
		-	1,0	0,9	0,7	-	2,1	2,0	2,0

Примечания:

1. Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Нормальные условия:
 - параметры сети: напряжение (0,99 - 1,01) $U_{ном}$; ток (0,01 - 1,2) $I_{ном}$, $0,5_{инд.} \leq \cos \varphi \leq 0,8_{емк.}$; частота - (50 \pm 0,15) Гц;
 - температура окружающей среды (23 \pm 2) °С
 - магнитная индукция внешнего происхождения (для счетчиков), не более - 0,05 мТл.
4. Рабочие условия:
 - параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) $U_{ном}$; ток (0,01 - 1,2) $I_{ном}$; $0,5_{инд.} \leq \cos \varphi \leq 1$; частота - (50 \pm 0,4) Гц;
 - допускаемая температура окружающей среды: для измерительных ТТ и ТН в зависимости от вида климатического исполнения и категории по ГОСТ 15150-69; для счетчика от минус 40 до 65 °С, для УСПД от минус 40 до 85 °С; для сервера ИВК от 15 до 30 °С;

- магнитная индукция внешнего происхождения (для счетчиков), не более - 0,5 мТл.

Надежность применяемых в ИК АИИС КУЭ компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы не менее 25 лет, среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 300000$ ч.;
- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 120000$ ч.;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 40000$ ч., среднее время восстановления работоспособности не более $t_b = 24$ ч.;
- ИВК - коэффициент готовности не менее $K_T = 0,99$ ч., среднее время восстановления работоспособности не более $t_b = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- Применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС – Стандартов;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтопригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Функции контроля процесса работы и средства диагностики ИК АИИС КУЭ;
- Резервирование электропитания оборудования ИК АИИС КУЭ.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
 - параметрирование;
 - пропадание напряжения;
 - коррекция времени в счетчике.
- журнал событий УСПД:
 - параметрирование;
 - пропадание напряжения;
 - коррекция времени в контроллере УСПД.
- журналы событий сервера:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты сервера;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчиков;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательных коробок;
 - УСПД;
 - сервер БД;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;

- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер БД.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 35 сут.;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 сут.;
- сервер БД – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на канал измерительный ячейки № 3 ОРУ-220 кВ АИИС КУЭ ПС 500 кВ «Хехцир».

Комплектность средства измерений

Полная комплектность канала измерительного ячейки № 3 ОРУ-220 кВ АИИС КУЭ ПС 500 кВ «Хехцир» определяется проектной документацией на модернизацию системы. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ.

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока типа СА-245	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения DFK-245	6 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа Альфа А1800	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных RTU-325	1 шт.
Специализированное программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР»	1 комплект
Руководство пользователя	1 экземпляр
Инструкция по эксплуатации	1 экземпляр
Паспорт-формуляр ДЯИМ.422231.285.ПФ	1 экземпляр
Методика поверки	1 экземпляр

Поверка

осуществляется по документу МП 52530-13 «Канал измерительный ячейки № 3 ОРУ-220 кВ АИИС КУЭ ПС 500 кВ «Хехцир»». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 12 октября 2012 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-88 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или по МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- счетчика электрической энергии – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки МП-2203-0042-2006», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- УСПД серии RTU-300 – в соответствии с документом «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2003 г.;

- радиочасы МИР РЧ-01 (Госреестр СИ РФ № 27008-04), принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);
- переносной компьютер с оптическим преобразователем и ПО для работы со счетчиками системы и ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр «CENTER» (Госреестр СИ РФ № 22129-04): диапазон измерений температуры от минус 20 до 60 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в следующих документах:

Расширение ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ «Хехцир-2» и Приморской ГРЭС. Расширение ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ «Хехцир-2». Технорабочий проект У.26-10-ФСК/ВС/УСП-ПИР.02.011/1-АКУ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к каналу измерительному ячейки № 3 ОРУ-220 кВ АИИС КУЭ ПС 500 кВ «Хехцир»

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
3. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
4. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
5. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
6. ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
7. ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Использование вне сферы государственного регулирования обеспечения единства измерений.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Эльстер Метроника»
111141, г. Москва, 1-й проезд Перова Поля, д. 9, стр. 3.
тел.: (495) 730-02-85, тел./факс: (495) 730-02-83,
e-mail: metronica@ru.elster.com.

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»

119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

тел./факс: 8 (495) 437-55-77

Аттестат аккредитации государственного центра испытаний № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.П.

«_____» _____ 2013 г.