

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Сеятель» Западно-Сибирской ЖД - филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Новосибирской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Сеятель» Западно-Сибирской ЖД – филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Новосибирской области (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) класса точности класса точности 0,2S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) класса точности класса точности 0,2 по ГОСТ 1983-2001, счетчик активной и реактивной электроэнергии типа Альфа А1800 класса точности 0,2S (в режиме измерения активной электроэнергии) и класса точности 0,5 (в режиме измерения реактивной электроэнергии), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучёта, реализован на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД RTU-327, Госреестр № 41907-09, зав. № 001132), выполняющего функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК, и содержит программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», с помощью которого решаются задачи коммерческого многотарифного учета расхода и прихода электроэнергии в течение заданного интервала времени, измерения средних мощностей на заданных интервалах времени, мониторинга нагрузок заданных объектов;

3-ий уровень – измерительно-вычислительный комплекс Центра сбора данных АИИС КУЭ (далее – ИВК), реализованный на базе серверного оборудования (серверов сбора данных – основного и резервного, сервера управления), ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», включающий в себя каналы сбора данных с уровня регионального Центра энергоучёта, каналы передачи данных субъектам ОРЭ.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности с учетом коэффициентов трансформации, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД уровня ИВК регионального Центра энергоучета,

где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ) типа 35LVS (35HVS). Устройство синхронизации системного времени УССВ обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога ± 1 с происходит коррекция часов сервера. Часы УСПД синхронизируются при каждом сеансе связи УСПД - сервер, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера на значение, превышающее ± 1 с. Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с. Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по протоколу NTP по оптоволоконной связи, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений. Поправка часов счетчика согласно описанию типа $\pm 0,5$ с, а с учетом температурной составляющей $\pm 1,5$ с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

Уровень регионального Центра энергоучета содержит ПО «АльфаЦЕНТР», включающее в себя модули «АльфаЦЕНТР АРМ», «АльфаЦЕНТР СУБД «Oracle», «АльфаЦЕНТР Коммуникатор». С помощью ПО «АльфаЦЕНТР» решаются задачи коммерческого многотарифного учета расхода и прихода электроэнергии в течение заданного интервала времени, измерения средних мощностей на заданных интервалах времени, мониторинга нагрузок заданных объектов.

Уровень ИВК Центра сбора данных содержит ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», включающее в себя модуль «Энергия Альфа 2». С помощью ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении.

Идентификационные признаки	Значение			
	«АльфаЦЕНТР АРМ»	«АльфаЦЕНТР СУБД «Oracle»	«АльфаЦЕНТР Коммуникатор»	ПК «Энергия Альфа 2»
Идентификационное наименование ПО				
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4	9	3	2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО	a65bae8d7150931f811cfbc6e4c7189d	bb640e93f359bab15a02979e24d5ed48	3ef7fb23cf160f566021bf19264ca8d6	17e63d59939159ef304b8ff63121df60
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5			

· Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения;

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3, 4 нормированы с учетом ПО;

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик статический трёхфазный переменного тока активной/реактивной энергии	УСПД	
1	2	3	4	5	6	7
ТП «Сеятель»						
1	Т - 1 110 кВ	ТГФМ-110 класс точности 0,2S Ктт=150/1 Зав. № 9907; 9908; 9909 Госреестр № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 класс точности 0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 Зав. № 9734; 9744; 9752 Госреестр № 24218-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01285410 Госреестр № 31857-11	RTU-327 зав. № 001132 Госреестр № 41907-09	активная реактивная
2	Т - 2 110 кВ	ТГФМ-110 класс точности 0,2S Ктт=150/1 Зав. № 9910; 9911; 9912 Госреестр № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 класс точности 0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 Зав. № 9753; 9756; 9758 Госреестр № 24218-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01285418 Госреестр № 31857-11		активная реактивная

Таблица 3- Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95, ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95, ($\pm\delta$), %		
		cos φ = 1,0	cos φ = 0,87	cos φ = 0,8	cos φ = 1,0	cos φ = 0,87	cos φ = 0,8
1	2	3	4	5	6	7	8
1, 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	0,6	0,7	0,8	0,8	0,9	1,0
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	0,5	0,5	0,6	0,8	0,8	0,9
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	0,5	0,5	0,6	0,8	0,8	0,9

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95, ($\pm\delta$), %		Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95, ($\pm\delta$), %	
		cos φ = 0,87 (sin φ = 0,5)	cos φ = 0,8 (sin φ = 0,6)	cos φ = 0,87 (sin φ = 0,5)	cos φ = 0,8 (sin φ = 0,6)
1	2	3	4	5	6
1, 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	2,1	1,8	2,5	2,3
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,6	1,4	2,1	2,0
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,1	1,0	1,8	1,7
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,1	1,0	1,8	1,7

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. Нормальные условия эксплуатации:

Параметры сети:

- параметры питающей сети: напряжение (220 \pm 4,4) В, частота (50 \pm 0,5) Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения (0,98 – 1,02) U_н; диапазон силы тока (1,0 – 1,2) I_н; коэффициент мощности cos φ (sin φ) – 0,87 (0,5); частота (50 \pm 0,5) Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от 15°С до 35°С; счетчиков - от 21°С до 25°С; ИВК - от 10°С до 30°С;

- частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

3. Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9 - 1,1) \cdot U_{Н1}$; диапазон силы первичного тока - от $(0,02 (0,05) - 1,2) \cdot I_{Н1}$; диапазон коэффициента мощности $\cos j (\sin j) - 0,5 - 1,0 (0,6 - 0,87)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 60°C до 40°C ;
- относительная влажность воздуха 100 %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Для счетчика электроэнергии Альфа А1800:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9 - 1,1) \cdot U_{Н2}$; диапазон силы вторичного тока $(0,02 (0,05) - 1,2) \cdot I_{Н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos j (\sin j) - 0,5 - 1,0 (0,6 - 0,87)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения менее $0,5$ мТл;
- температура окружающего воздуха - от 10°C до 30°C ;
- относительная влажность воздуха $(40 - 60)$ %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

4. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2.

5. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчик электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в части активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в части реактивной электроэнергии.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- счетчик типа Альфа А1800 - среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов;
- УСПД RTU-327 - среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:
 1. параметрирования;
 2. пропадания напряжения;
 3. коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 1. счетчика;
 2. промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 3. испытательной коробки;
 4. УСПД.

- наличие защиты на программном уровне:
 1. пароль на счетчике;
 2. пароль на УСПД;
 3. пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания – до 5 лет;
- ИВК – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 3 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Сеятель» Западно-Сибирской ЖД – филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Новосибирской области типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Кол-во, шт.
1	2
Трансформаторы тока ТГФМ-110	6
Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные НАМИ-110 УХЛ1	6
Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800	2
УСПД типа RTU-327	1
Устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника	1
Сервер управления HP ML 360 G5	1
Сервер основной БД HP ML 570 G4	1
Сервер резервный БД HP ML 570 G4	1
Методика поверки	1
Формуляр	1
Инструкция по эксплуатации	1

Поверка

осуществляется по документу МП 60654-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Сеятель» Западно-Сибирской ЖД - филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах

Новосибирской области. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в марте 2015 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- средства измерений по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей».
- средства измерений МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков Альфа А1800 - в соответствии с документом МП 2203-0042-2006 «Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- для УСПД RTU-327 - по документу «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Сеятель» Западно-Сибирской ЖД - филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Новосибирской области», аттестованной Обществом с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «Энергоаудитконтроль», аттестат об аккредитации № 01.00252-2011 от 02.03.2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Сеятель» Западно-Сибирской ЖД – филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Новосибирской области

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
3. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
4. ГОСТ 7746–2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
5. ГОСТ 1983–2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

6. ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».
7. 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».
8. АУВП.411711.560.ЭД.ИЭ «Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии тяговых подстанций в границах ОАО «Новосибирскэнерго» Западно-Сибирской железной дороги».
9. ТУ 4228-011-29056091-11 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Технические условия».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

– при осуществлении торговли.

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Российские железные дороги»
(ОАО «РЖД»)
Почтовый адрес: 107174, г. Москва, Новая Басманная ул., д.2
Тел.: (499) 262-60-55
Факс: (499) 262-60-55
e-mail: info@rzd.ru
<http://www.rzd.ru/>

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр
«ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ»(ООО «ИЦ ЭАК»)
Юридический адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17/1, стр. 4
Тел.: (495) 620-08-38
Факс: (495) 620-08-48

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»
(ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46
Тел/факс: (495)437-55-77 / 437 56 66
E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru
Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «___» _____ 2015 г.