

# ОПИСАНИЕ ТИПА



«СЕРТИФИЦИРОВАНО»

Законсерватор ГЦИ СИ

ФГУП «ВНИИЭТ» - Московский ЦСМ»

М.М. Чухланцева

14 декабря 2009 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС «Северная» - АИИС КУЭ ПС «Северная»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № 43398-09 Взамен №
---	--

Изготовлена по технической документации ЗАО «Метростандарт», г. Москва, в соответствии с технорабочим проектом ЕМНК.466454.030-324, заводской №ЕМНК.466454.030-324

## НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС «Северная» (далее АИИС КУЭ ПС «Северная») предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, времени и интервалов времени.

Область применения АИИС КУЭ ПС «Северная» - коммерческий учёт электрической энергии на ПС «Северная» ОАО «ФСК ЕЭС», в том числе для взаимных расчетов на оптовом рынке электрической энергии (ОРЭ).

## ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ПС «Северная» представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему, которая состоит из измерительных каналов (далее - ИК), измерительно-вычислительного комплекса электроустановки (далее - ИВКЭ), выполняющего функции информационно-вычислительного комплекса (далее - ИВК), и системы обеспечения единого времени (далее - СОЕВ).

АИИС КУЭ ПС «Северная» решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированной информации в форме отображения, печатной форме, форме электронного документа (файла);
- ведение журналов событий ИК и ИВКЭ;
- контроль достоверности измерений на основе анализа пропуска данных и анализ журнала событий ИК;
- формирование защищенного от несанкционированных изменений архива результатов измерений, с указанием времени проведения измерения и времени поступления данных в электронный архив, формирование архива технической и служебной информации;
- передача в организации – участники ОРЭ результатов измерений (1 раз в сутки);
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны организаций - участников ОРЭ (1 раз в сутки);
- организация доступа к технической и служебной информации (1 раз в 30 мин);

- синхронизация времени в автоматическом режиме всех элементов ИК и ИВКЭ (счетчик, шлюз E-422, сервер АРМ ПС, УСПД) с помощью СОЕВ, соподчиненной национальной шкале времени безотносительно к интервалу времени с погрешностью не более  $\pm 5$  с;

- автоматизированный (1 раз в сутки) контроль работоспособности программно-технических средств ИК и ИВКЭ;

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.).

АИИС КУЭ Подстанция «Северная» включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – ИК, включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 и счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800 класса точности 0,2S/0,5; вторичные электрические цепи; технические средства каналов передачи данных.

2-й уровень – ИВКЭ включает в себя:

- шкаф технологического коммутационного устройства (далее - ТКУ), в состав которого входит два шлюза E-422, WiFi модем АWK 1100, сетевой концентратор, блоки резервного питания счетчиков, блок питания шкафа, коммутационное оборудование;

- шкаф устройства центральной коммутации (далее – ЦКУ), в состав которого входит WiFi модем АWK 1100, оптический конвертор, сетевой концентратор D-Link, спутниковая станция «SkyEdge PRO», сервер АРМ ПС;

- шкаф УСПД, в состав которого входит УСПД RTU-325, блок бесперебойного питания;

- устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе GPS-приемника (в составе УСПД RTU-325).

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются 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 электрической мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная электрическая мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной электрической мощности.

Электрическая энергия вычисляется для интервалов времени 30 мин, как интеграл от средней электрической мощности, получаемой периодически за 0,02 с.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение электрической мощности на интервалах времени 3 или 30 мин. В памяти счетчиков ведутся профили нагрузки.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВКЭ, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

Для обеспечения единого времени в АИИС КУЭ Подстанция «Северная» в состав ИВКЭ входит УССВ на базе GPS приемника. УССВ осуществляет прием сигналов точного времени и синхронизацию времени в УСПД.

Контроль меток времени во всех элементах АИИС КУЭ Подстанция «Северная» осуществляется УСПД каждые 30 мин. Синхронизация (коррекция) времени в счетчиках ИК производится при расхождении времени внутренних таймеров счетчиков и УССВ на значение более 2 с. Синхронизация времени в шлюзах E-422 и сервере АРМ ПС производится также УССВ при расхождении значений времени в этих устройствах и УССВ на значение более 2 с.

Таким образом, СОЕВ АИИС КУЭ Подстанция «Северная» обеспечивает измерение времени в системе с погрешностью не хуже  $\pm 5$  с.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 1

Таблица 1 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Канал измерений		Состав измерительного канала				Ктт · Ктн · Ксч	Наименование измеряемой величины	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики		
									Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной и реактивной электрической энергии и мощности при доверительной вероятности P=0,95:		Основная погрешность ИК, ± %
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип	Заводской номер			$\cos \varphi = 0,87$ $\sin \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,5$ $\sin \varphi = 0,87$		
1	2	3		4	5	6	7	8	9	10	
1	ПС Северная - ПС Посольская (СП-277)	ТТ	Нет ТТ				-	Активная Реактивная	не нормируется *	не нормируется *	
			ТН	КТ=0,5	А	НКФ-220-58 У1					№ 1500747
				КТН=220000:√3/100:√3	В	НКФ-220-58 У1					№ 40468
		1382-60	С	НКФ-220-58 У1	№ 1449						
Счетчик	КТ=0,2S/0,5	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 06386007							
	Ксч=1										
	31857-06										

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
2	ВЛ-110 кВ ЗМС-101	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-110Б-IV-У1	№ 5027	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ=600/5	В	ТФЗМ-110Б-IV-У1	№ 5022					
			2793-71	С	ТФЗМ-110Б-IV-У1	№ 4949					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ110-83 ХЛ1	№ 1439					
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ110-83 ХЛ1	№ 1486					
			1188-84	С	НКФ110-83 ХЛ1	№ 1488					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ЕА02РАL-Р4В-4		№ 0001120274					
			Ксч=1								
			16666-97								
3	ВЛ-110 кВ МС-184	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-110Б-1У1	№ 52250	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ=600/5	В	ТФЗМ-110Б-1У1	№ 52464					
			2793-71	С	ТФЗМ-110Б-1У1	№ 52509					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ110-83 ХЛ1	№ 1439					
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ110-83 ХЛ1	№ 1486					
			1188-84	С	НКФ110-83 ХЛ1	№ 1488					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ЕА02РАL-Р4В-4		№ 0001120242					
			Ксч=1								
			16666-97								
4	ВЛ-110 кВ МС3-183	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-110Б-1ХЛ1	№ 61817	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ=600/5	В	ТФЗМ-110Б-1ХЛ1	№ 61816					
			2793-88	С	ТФЗМ-110Б-1ХЛ1	№ 52532					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-83 ХЛ1	№ 1462					
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-83 ХЛ1	№ 1483					
			1188-84	С	НКФ-110-83 ХЛ1	№ 1484					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ЕА02РАL-Р4В-4		№ 0001120251					
			Ксч=1								
			16666-97								

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
5	ВЛ-110 кВ РС-180	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-110Б-IV-У1	№ 4953	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТ <sub>ТТ</sub> =600/5	В	ТФЗМ-110Б-IV-У1	№ 4984					
			2793-71	С	ТФЗМ-110Б-IV-У1	№ 5068					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-83 ХЛ1	№ 1462					
			КТ <sub>ТН</sub> =110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-83 ХЛ1	№ 1483					
			1188-84	С	НКФ-110-83 ХЛ1	№ 1484					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4		№ 00011202082					
			Ксч=1								
			16666-97								
6	ВО-110 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-110Б-1У1	№ 43469	176000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТ <sub>ТТ</sub> =800/5	В	ТФЗМ-110Б-1У1	№ 43474					
			2793-71	С	ТФЗМ-110Б-1У1	№ 43483					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ110-83 ХЛ1	№ 1439					
			КТ <sub>ТН</sub> =110000:√3/100:√3	В	НКФ110-83 ХЛ1	№ 1486					
			1188-84	С	НКФ110-83 ХЛ1	№ 1488					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4		№ 0001120246					
			Ксч=1								
			16666-97								
7	Ф.11 (ТСН-3)	ТТ	Нет ТТ				-	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	не нормируется *	не нормируется *
			ТН	КТ=0,5	А	НКФ-220-58 У1					
		КТ <sub>ТН</sub> =6000:√3/100:√3		В	НКФ-220-58 У1	№ 40468					
		1382-60		С	НКФ-220-58 У1	№ 1449					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 06386123					
			Ксч=1								
31857-06											

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
8	ТСН-3	ТТ	КТ=0,5	A	T-0,66 У3	№ 8867	40	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 0,8% ± 1,8%	± 4,0% ± 2,3%
			КТТ=200/5	B	T-0,66 У3	№ 36838					
			6891-85	C	T-0,66 У3	№ 30227					
		Счетчик	Нет ТН	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 06386124					
				КТ=0,2S/0,5	A1802RALQ-P4GB-DW-4						
				Ксч=1							
		31857-06									

**Примечания:**

- В Таблице 1 приведены метрологические характеристики основной погрешности ИК (нормальные условия эксплуатации) и погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовых);
- В Таблице 1 в графе «Основная погрешность ИК, ± %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности  $P=0,95$ ,  $\cos\varphi=0,87$  ( $\sin\varphi=0,5$ ) и токе ТТ, равном  $I_{ном}$ .
- В Таблице 1 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности  $P=0,95$ ,  $\cos\varphi=0,5$  ( $\sin\varphi=0,87$ ) и токе ТТ, равном 10 % от  $I_{ном}$ .
- Нормальные условия эксплуатации:
  - параметры питающей сети: напряжение -  $(220\pm 4,4)$  В; частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
  - параметры сети: диапазон напряжения -  $(0,99 \div 1,01)U_{н}$ ; диапазон силы тока -  $(1,0 \div 1,2)I_{н}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) -  $0,87(0,5)$ ; частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
  - температура окружающего воздуха: ТТ - от  $+15^\circ\text{C}$  до  $+35^\circ\text{C}$ ; ТН - от  $+10^\circ\text{C}$  до  $+35^\circ\text{C}$ ; счетчиков: в части активной энергии - от  $+21^\circ\text{C}$  до  $+25^\circ\text{C}$ , в части реактивной энергии - от  $+18^\circ\text{C}$  до  $+22^\circ\text{C}$ ; УСПД - от  $+15^\circ\text{C}$  до  $+25^\circ\text{C}$ ;
  - относительная влажность воздуха -  $(70\pm 5)$  %;
  - атмосферное давление -  $(750\pm 30)$  мм рт.ст.
- Рабочие условия эксплуатации:
  - для ТТ и ТН:
    - параметры сети: диапазон первичного напряжения -  $(0,9 \div 1,1)U_{н1}$ ; диапазон силы первичного тока  $(0,01 \div 1,2)I_{н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) -  $0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$ ; частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
    - температура окружающего воздуха - от  $-30^\circ\text{C}$  до  $+35^\circ\text{C}$ ;
    - относительная влажность воздуха -  $(70\pm 5)$  %;
    - атмосферное давление -  $(750\pm 30)$  мм рт.ст.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения -  $(0,9 \div 1,1)U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока - тока  $(0,01 \div 1,2)I_{н2}$ ;
- диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) -  $0,5 \div 1,0$  ( $0,6 \div 0,87$ ); частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения -  $0,5$  мТл;
- температура окружающего воздуха - от  $+15^\circ\text{C}$  до  $+30^\circ\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха -  $(40-60)$  %;
- атмосферное давление -  $(750 \pm 30)$  мм рт.ст.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение -  $(220 \pm 10)$  В; частота -  $(50 \pm 1)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от  $+15^\circ\text{C}$  до  $+30^\circ\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха -  $(70 \pm 5)$  %;
- атмосферное давление -  $(750 \pm 30)$  мм рт.ст.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1, УСПД на одностипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ Подстанция «Северная» как его неотъемлемая часть.



Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик электрической энергии – средняя наработка на отказ не менее 120 000 ч, время восстановления работоспособности не более 168 ч;
- ИВКЭ – средняя наработка на отказ не менее 35 000 ч, время восстановления работоспособности не более 168 ч;
- шлюз E-422 – средняя наработка на отказ не менее 50 000 ч;
- УСПД - средняя наработка на отказ не менее 35 000 ч, среднее время восстановления работоспособности 24 ч;
- СОЕВ - коэффициент готовности Кг не менее 0,95, среднее время восстановления не более 168 ч.

Установленный полный срок службы АИИС КУЭ Подстанция «Северная» - не менее 20 лет.

В АИИС КУЭ Подстанция «Северная» используются следующие виды резервирования:

- резервирование по двум интерфейсам опроса счетчиков;
- резервирование питания счетчиков, шлюзов E-422, сервера АРМ ПС, УСПД;
- предусмотрена возможность автономного считывания измерительной информации со счетчиков и визуальный контроль информации на счетчике;
- контроль достоверности и восстановление данных;
- наличие резервных баз данных;
- наличие перезапуска и средств контроля зависания;
- наличие ЗИП.

Регистрация событий:

- журнал событий ИК:
  - отключение и включение питания;
  - корректировка времени;
  - удаленная и местная параметризация;
  - включение и выключение режима тестирования.
- журнал событий ИВКЭ:
  - дата начала регистрации измерений;
  - перерывы электропитания;
  - потери и восстановления связи со счётчиками;
  - программные и аппаратные перезапуски;
  - корректировки времени в каждом счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - привод разъединителя трансформаторов напряжения;
  - корпус (или кожух) автоматического выключателя в цепи трансформатора напряжения, а так же его рукоятка (или прозрачная крышка);
  - клеммы вторичной обмотки трансформаторов тока;
  - промежуточные клеммники, через которые проходят цепи тока и напряжения;
  - испытательная коробка (специализированный клеммник);
  - крышки клеммных отсеков счетчиков;
  - крышки клеммного отсека УСПД.
- защита информации на программном уровне:
  - установка двухуровневого пароля на счетчик;
  - установка пароля на УСПД;
  - защита результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, журнал событий – не менее 35 суток;
- ИВКЭ – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений - не менее 35 суток;
- Сервер АРМ ПС – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений – не менее 4 лет.

#### ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии Подстанция «Северная» АИИС КУЭ Подстанция «Северная»

#### КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ Подстанция «Северная» определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

#### ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ Подстанция «Северная» проводится по документу МИ 3000-2006 «ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Перечень основных средств поверки:

– трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения 6/ $\sqrt{3}$ ... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35 ... 330/ $\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

– трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

– счетчики типа Альфа А1800 – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;

– средства поверки УСПД в соответствии с документом «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки.», утвержденному ГЦИ СИ ВНИИМС в 2003 г.;

– переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

– радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS).

Межповерочный интервал - 4 года.

## НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ Р 52323–2005 (МЭК 62053-22:2003) «Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».

ГОСТ Р 52425–2005 (МЭК 62053-23:2003) «Статические счетчики реактивной энергии».

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

МИ 3000-2006 «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии Подстанция «Северная» - АИИС КУЭ Подстанция «Северная».

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии Подстанция «Северная» - АИИС КУЭ Подстанция «Северная», утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

#### **Изготовитель:**

ЗАО «Метростандарт»

#### **Юридический/Почтовый адрес:**

117997, г. Москва, ул. Профсоюзная, д. 65, стр. I

Тел.: 8(495)745-21-70

Факс: 8(495) 705-97-50

Сайт: [www.metrostandart.ru](http://www.metrostandart.ru)

Технический директор ЗАО «Метростандарт»



Л.Б. Александров