

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1464 от 04.07.2017 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220/110/10 кВ «Северная»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220/110/10 кВ «Северная» (далее по тексту – АИИС КУЭ ПС «Северная») предназначена для измерений, коммерческого и технического учета электрической энергии и мощности, а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении. В частности, АИИС КУЭ ПС «Северная», предназначена для использования в составе многоуровневых автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ПС «Северная», представляет собой двухуровневую информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Первый уровень (нижний) состоит из установленных на объектах контроля электронных счетчиков активной и реактивной электроэнергии с цифровым интерфейсом RS-485 по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии) и по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии), измерительных трансформаторов тока (далее по тексту – ТТ) по ГОСТ 7746-2001 и измерительных трансформаторов напряжения (далее по тексту – ТН) по ГОСТ 1983-2001, вторичных измерительных цепей и технических средств приема-передачи данных, образующих 14 измерительных каналов (далее по тексту – ИК) системы.

Второй уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее по тексту – ИВКЭ), с функцией информационно-вычислительного комплекса (далее по тексту – ИВК), в который входит устройство сбора и передачи данных (далее по тексту – УСПД), обеспечивающее интерфейс доступа к ИК, технические средства приема-передачи данных (каналообразующей аппаратуры), коммутационные средства, рабочие станции (далее по тексту – АРМ).

Передача данных с УСПД осуществляется на сервере ОАО «ФСК ЕЭС», который входит в АИИС КУЭ ЕНЭС, внесенную в Государственный реестр средств измерений под № 45673-10.

Система обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

- 1) активной (реактивной) энергии за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом, с учетом временных (тарифных) зон, включая прием и отдачу энергии;
- 2) средних значений активной (реактивной) мощности за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом;
- 3) календарного времени и интервалов времени.

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках и УСПД может храниться служебная информация: параметры качества электроэнергии в точке учета, регистрация различных событий, данные о корректировках параметров, данные о работоспособности устройств, перерывы питания и другая информация. Эта информация может по запросу пользователя передаваться на АРМ.

В АИИС КУЭ ПС «Северная» измерения и передача данных на верхний уровень происходят следующим образом. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов (для счетчиков трансформаторного включения) поступают на входы счетчиков электроэнергии, которые преобразуют значения входных сигналов в цифровой код.

Счетчики производят измерения мгновенных и действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают активную мощность ($P=U \cdot I \cdot \cos\varphi$) и полную мощность ($S=U \cdot I$). Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q=(S^2-P^2)^{0.5}$. Средние значения активной мощности рассчитываются путем интегрирования текущих значений P на 30-минутных интервалах времени. По запросу или в автоматическом режиме измерительная информация передается в устройство сбора и передачи данных (УСПД). В УСПД происходят косвенные измерения электрической энергии при помощи программного обеспечения, установленного на УСПД, где происходит накопление и отображение собранной информации. Полный перечень информации, передаваемой на ИВКЭ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков, УСПД и уровнем доступа АРМа к базе данных. Для передачи данных, несущих информацию об измеряемой величине от одного компонента АИИС КУЭ ПС «Северная» к другому, используются проводные линии связи (ВОЛС) и GSM-сеть, в качестве резервного канала.

АИИС КУЭ ПС «Северная» имеет устройство синхронизации системного времени (УССВ) на основе GPS-приемника. Коррекция времени в УСПД производится не реже одного раза в сутки, по сигналам от (УССВ) на основе GPS-приемника, подключенного к УСПД.

Для защиты метрологических характеристик системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрена аппаратная блокировка, пломбирование средств измерений и учета, кроссовых и клеммных коробок, а также многоуровневый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли, коды оператора и программные средства для защиты файлов и баз данных).

Основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ ПС «Северная» соответствуют критериям качества АИИС КУЭ, определенным согласно техническим требованиям НП «Совет рынка» и ОАО «АТС» к АИИС КУЭ. Система выполняет непрерывные автоматизированные измерения следующих величин: приращения активной электрической энергии, календарного времени, интервалов времени и коррекцию хода часов компонентов системы, а также сбор результатов и построение графиков получасовых нагрузок, необходимых для организации рационального контроля и учета энергопотребления. Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ ПС «Северная» трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии и УСПД соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ. В системе обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков. Глубина хранения информации в системе не менее 35 суток. При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти. Предусмотрен самостоятельный старт УСПД после возобновления питания.

Для защиты информации и измерительных каналов АИИС КУЭ ПС «Северная» от несанкционированного вмешательства предусмотрена механическая и программная защита. Все кабели, приходящие на счетчик от измерительных трансформаторов и сигнальные кабели от счетчика, кроссируются в пломбируемом отсеке счетчика.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ ПС «Северная», являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре средств измерений. Устройства связи, модемы различных типов, пульта оператора, средства вычислительной техники (персональные компьютеры) отнесены к вспомогательным техническим компонентам и выполняют только функции передачи и отображения данных, получаемых от основных технических компонентов.

Программное обеспечение

ПО RTU325H обеспечивает косвенные измерения и учет электрической энергии мощности при сборе данных со счетчиков, синхронизацию времени подчиненных счетчиков, имеющих встроенные часы.

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерений активной и реактивной электроэнергии, а также для разных тарифных зон не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов УСПД и

определяются классом применяемых ТТ и ТН (кл. точности 0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5), классом применяемых электросчетчиков (кл. точности 0,2S; 0,5S).

Идентификационные данные программного обеспечения, установленного в АИИС КУЭ ПС «Северная», приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Наименование файла	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО RTU-325H	модуль управления системным временем	adjust_time	Версия 2	a9b6290cb27bd3d4b62e671436cc8fd7	MD5 RFC1321
	расчетный модуль преобразования к именованным величинам	calculate_command	Версия 2	54dc3949e7b3116161f4132d4718f85d	
	внешний модуль генерации отчета цифровых идентификаторов	RTU325_calc_hash.7z	Версия 2	342bd97e3b62d94f222186f8c0ad0ee6	

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2

Параметр	Значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности измерения электроэнергии	Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 3
Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В частота, Гц	220±22 50±1
Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии, °С - трансформаторов тока и напряжения, °С	от +5 до +35 от -40 до +40
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков, не более, мТл	0,5
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	25-100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, %	0,25; 0,1
Первичные номинальные напряжения, кВ	110; 10
Первичные номинальные токи, кА	2; 0,3
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	1; 5
Количество точек измерения, шт.	14
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30

Продолжение таблицы 2

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов, не более, секунд в сутки	±5
Средний срок службы системы, лет	15

Таблица 3

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения электрической энергии (для рабочих условий эксплуатации), d , %.

№ ИК	Состав ИК*	$\cos \varphi$ ($\sin \varphi$)	$\delta_{1(2)\%I}$ $I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	$\delta_{5\%I}$ $I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\delta_{20\%I}$ $I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$\delta_{100\%I}$ $I_{100\%} \leq I < I_{120\%}$
1-10	ТТ 0,2S ТН 0,2 Сч 0,2S (активная энергия)	1	±1,2	±0,8	±0,7	±0,7
		0,8	±1,5	±1,1	±0,9	±0,9
		0,5	±2,2	±1,4	±1,2	±1,2
	ТТ 0,2S ТН 0,2 Сч 0,5 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	±2,6	±1,6	±1,2	±1,2
		0,5 (0,87)	±3,0	±1,7	±1,1	±1,1
11-14	ТТ 0,5S ТН 0,5 Сч 0,5S (активная энергия)	1	±2,5	±1,7	±1,6	±1,6
		0,8	±3,4	±2,5	±2,1	±2,1
		0,5	±5,7	±3,5	±2,7	±2,7
	ТТ 0,5S ТН 0,5 Сч 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	±5,7	±4,2	±3,9	±3,9
		0,5 (0,87)	±4,4	±3,7	±3,6	±3,6

Примечание: ИК – измерительный канал.

Для разных сочетаний классов точности измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации рассчитываются согласно алгоритмам, приведенным в методике поверки АИИС КУЭ ПС «Северная».

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка времени (d_p), рассчитываются по следующей формуле (на основании считанных по цифровому интерфейсу показаний счетчика о средней получасовой мощности, хранящейся в счетчике в виде профиля нагрузки в импульсах):

$$d_p = \pm \sqrt{d^2 + \frac{\delta_{\text{ИК}} \times 100\%}{1000 P T_{cp}}}^2, \text{ где}$$

d_p – пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии, в %;

d , -пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.3 измерения электроэнергии, в %;

K – масштабный коэффициент, равный общему коэффициенту трансформации трансформаторов тока и напряжения;

K_e – внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу, выраженному в Вт·ч);

T_{cp} – интервал усреднения мощности, выраженный в часах;

R – величина измеренной средней мощности с помощью системы на данном интервале усреднения, выраженная в кВт.

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерения средней мощности для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

$$d_{p.корр.} = \frac{D_t}{3600T_{cp}} \times 100\%, \text{ где}$$

D_t – величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчиках (в секундах); T_{cp} – величина интервала усреднения мощности (в часах).

Знак утверждения типа

наносится на титульных листах эксплуатационной документации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220/110/10 кВ «Северная» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплект поставки приведен в таблице 4 и 5.

Таблица 4

Канал учета		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Наименование средств измерений	Обозначение, тип, стандарт, технические условия либо метрологические характеристики, № Госреестра	
1	2	3	4	5
	АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220/110/10 кВ «Северная»	УСПД	RTU-325H № 005565 Рег. № 44626-10	
1	ВЛ 110 кВ Северная – Металлургическая Левая (ВЛ 110 кВ Связь - левая)	ТТ	IOSK I1/I2 = 2000/1 класс точности 0,2S №№ 2086931; 2086916; 2086932 Рег. № 26510-09	Ток, 1 А (номинальный вторичный)
		ТН	TEMP 123 U1/U2 = 110000/100 класс точности 0,2 №№ T09015703; T09015702; T09015701 Рег. № 25474-03	Напряжение, 100 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	EPQS класс точности 0,2S/0,5 № 888027 Iном= 1 А Рег. № 25971-06	Ном. ток 1 А, энергия активная/реактивная

Канал учета		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Наименование средств измерений	Обозначение, тип, стандарт, технические условия либо метрологические характеристики, № Госреестра	
1	2	3	4	5
2	Северная – Металлургическая Правая (ВЛ 110 кВ Связь - правая)	ТТ	IOSK I1/I2 = 2000/1 класс точности 0,2S №№ 2086917; 2086930; 2086942 Рег. № 26510-09	Ток, 1 А (номинальный вторичный)
		ТН	TEMP 123 U1/U2 = 110000/100 класс точности 0,2 №№ Т09015706; Т09015705; Т09015704 Рег. № 25474-03	Напряжение, 100 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	EPQS класс точности 0,2S/0,5 № 888026 Iном= 1 А Рег. № 25971-06	Ном. ток 1 А, энергия активная/ реактивная
3	ВЛ 110 кВ Северная – Двуречки с отпайками Левая (ВЛ 110 кВ Двуречки Левая)	ТТ	IOSK I1/I2 = 2000/1 класс точности 0,2S №№ 2086923; 2086925; 2086940 Рег. № 26510-09	Ток, 1 А (номинальный вторичный)
		ТН	TEMP 123 U1/U2 = 110000/100 класс точности 0,2 №№ Т09015706; Т09015705; Т09015704 Рег. № 25474-03	Напряжение, 100 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	EPQS класс точности 0,2S/0,5 № 888028 Iном= 1 А Рег. № 25971-06	Ном. ток 1 А, энергия активная/ реактивная
4	ВЛ 110 кВ Северная – Двуречки с отпайками Правая (ВЛ 110 кВ Двуречки Правая)	ТТ	IOSK I1/I2 = 2000/1 класс точности 0,2S №№ 2086905; 2086938; 2086906 Рег. № 26510-09	Ток, 1 А (номинальный вторичный)
		ТН	TEMP 123 U1/U2 = 110000/100 класс точности 0,2 №№ Т09015703; Т09015702; Т09015701 Рег. № 25474-03	Напряжение, 100 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	EPQS класс точности 0,2S/0,5 № 888029 Iном= 1 А Рег. № 25971-06	Ном. ток 1 А, энергия активная/ реактивная

Канал учета		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Наименование средств измерений	Обозначение, тип, стандарт, технические условия либо метрологические характеристики, № Госреестра	
1	2	3	4	5
5	ВЛ 110 кВ Северная – Гидрооборудование Левая (ВЛ 110 кВ 2А Левая)	ТТ	IOSK I1/I2 = 2000/1 класс точности 0,2S №№ 2086918; 2086934; 2086922 Рег. № 26510-09	Ток, 1 А (номинальный вторичный)
		ТН	TEMP 123 U1/U2 = 110000/100 класс точности 0,2 №№ Т09015706; Т09015705; Т09015704 Рег. № 25474-03	Напряжение, 100 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	EPQS класс точности 0,2S/0,5 № 888030 Iном= 1 А Рег. № 25971-06	Ном. ток 1 А, энергия активная/ реактивная
6	ВЛ 110 кВ Северная – Гидрооборудование Правая ВЛ 110 кВ 2А Правая	ТТ	IOSK I1/I2 = 2000/1 класс точности 0,2S №№ 2086937; 2086929; 2086936 Рег. № 26510-09	Ток, 1 А (номинальный вторичный)
		ТН	TEMP 123 U1/U2 = 110000/100 класс точности 0,2 №№ Т09015703; Т09015702; Т09015701 Рег. № 25474-03	Напряжение, 100 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	EPQS класс точности 0,2S/0,5 № 888033 Iном= 1 А Рег. № 25971-06	Ном. ток 1 А, энергия активная/ реактивная
7	ПС 220/110/10 кВ Северная, ОРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, КВЛ 110 кВ Северная - ГПП-18 2 цепь	ТТ	IOSK I1/I2 = 2000/1 класс точности 0,2S №№ 2086939; 2086921; 2086908 Рег. № 26510-09	Ток, 1 А (номинальный вторичный)
		ТН	TEMP 123 U1/U2 = 110000/100 класс точности 0,2 №№ Т09015703; Т09015702; Т09015701 Рег. № 25474-03	Напряжение, 100 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	EPQS класс точности 0,2S/0,5 № 888024 Iном= 1 А Рег. № 25971-06	Ном. ток 1 А, энергия активная/ реактивная

Канал учета		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Наименование средств измерений	Обозначение, тип, стандарт, технические условия либо метрологические характеристики, № Госреестра	
1	2	3	4	5
8	ПС 220/110/10 кВ Северная, ОРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Северная ГПП-17	ТТ	IOSK I1/I2 = 2000/1 класс точности 0,2S №№ 2086941; 2086935; 2086911 Рег. № 26510-09	Ток, 1 А (номинальный вторичный)
		ТН	TEMP 123 U1/U2 = 110000/100 класс точности 0,2 №№ Т09015706; Т09015705; Т09015704 Рег. № 25474-03	Напряжение, 100 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	EPQS класс точности 0,2S/0,5 № 888032 Iном= 1 А Рег. № 25971-06	Ном. ток 1 А, энергия активная/ реактивная
9	ПС 220/110/10 кВ Северная, ОРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Северная - ГПП-1 (ВЛ 110 кВ ГПП-1)	ТТ	IOSK I1/I2 = 2000/1 класс точности 0,2S №№ 2086943; 2086927; 2086920 Рег. № 26510-09	Ток, 1 А (номинальный вторичный)
		ТН	TEMP 123 U1/U2 = 110000/100 класс точности 0,2 №№ Т09015703; Т09015702; Т09015701 Рег. № 25474-03	Напряжение, 100 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	EPQS класс точности 0,2S/0,5 № 888025 Iном= 1 А Рег. № 25971-06	Ном. ток 1 А, энергия активная/ реактивная
10	ПС 220/110/10 кВ Северная, ОРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, КВЛ 110 кВ Северная - ГПП-18 1 цепь	ТТ	IOSK I1/I2 = 2000/1 класс точности 0,2S №№ 2086919; 2086914; 2086928 Рег. № 26510-09	Ток, 1 А (номинальный вторичный)
		ТН	TEMP 123 U1/U2 = 110000/100 класс точности 0,2 №№ Т09015706; Т09015705; Т09015704 Рег. № 25474-03	Напряжение, 100 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	EPQS класс точности 0,2S/0,5 № 888023 Iном= 1 А Рег. № 25971-06	Ном. ток 1 А, энергия активная/ реактивная

Канал учета		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Наименование средств измерений	Обозначение, тип, стандарт, технические условия либо метрологические характеристики, № Госреестра	
1	2	3	4	5
11	ВЛ 10 кВ Северная – ТП Пансионат (ВЛ 10 кВ Пансионат)	ТТ	ТЛО-10 I1/I2 = 300/5 класс точности 0,5S №№ 6148; 6136; 6138 Рег. № 25433-08	Ток, 5 А (номинальный вторичный)
		ТН	ЗНОЛП U1/U2 = 10000/100 класс точности 0,5 №№ 6148; 6145; 6142 Рег. № 23544-07	Напряжение, 100 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М класс точности 0,5S/1 № 0803090520 Iном = 5 А Рег. № 36697-08	Ном. ток 5 А, энергия активная/ реактивная
12	ВЛ 10 кВ Северная – ТП Первомайский (ВЛ 10 кВ Первомайский)	ТТ	ТЛО-10 I1/I2 = 300/5 класс точности 0,5S №№ 6141; 6134; 6132 Рег. № 25433-08	Ток, 5 А (номинальный вторичный)
		ТН	ЗНОЛП U1/U2 = 10000/100 класс точности 0,5 №№ 6134; 6130; 6146 Рег. № 23544-07	Напряжение, 100 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М класс точности 0,5S/1 № 0803090515 Iном = 5 А Рег. № 36697-08	Ном. ток 5 А, энергия активная/ реактивная
13	ВЛ 10 кВ Северная – ТП Казинка (ВЛ 10 кВ Казинка)	ТТ	ТЛО-10 I1/I2 = 300/5 класс точности 0,5S №№ 6135; 6145; 6137 Рег. № 25433-08	Ток, 5 А (номинальный вторичный)
		ТН	ЗНОЛП U1/U2 = 10000/100 класс точности 0,5 №№ 6148; 6145; 6142 Рег. № 23544-07	Напряжение, 100 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М класс точности 0,5S/1 № 0803090369 Iном = 5 А Рег. № 36697-08	Ном. ток 5 А, энергия активная/ реактивная

Канал учета		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Наименование средств измерений	Обозначение, тип, стандарт, технические условия либо метрологические характеристики, № Госреестра	
1	2	3	4	5
14	ВЛ 10 кВ ПС 220 кВ Металлургическая - ПС 220 кВ Северная (ВЛ 10 кВ Металлургическая)	ТТ	ТЛО-10 I1/I2 = 300/5 класс точности 0,5S №№ 6149; 6144; 6146 Рег. № 25433-08	Ток, 5 А (номинальный вторичный)
		ТН	ЗНОЛП U1/U2 = 10000/100 класс точности 0,5 №№ 6138; 6147; 6407 Рег. № 23544-07	Напряжение, 100 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М класс точности 0,5S/1 № 0803090380 Iном = 5 А Рег. № 36697-08	Ном. ток 5 А, энергия активная/ реактивная

Примечание: в процессе эксплуатации системы возможны замены отдельных измерительных компонентов без переоформления свидетельства об утверждении типа АИИС КУЭ ПС «Северная»: стандартизованных компонентов - измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов, класс точности которых должен быть не хуже класса точности первоначально указанных в таблице, а также УСПД - на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом, согласно МИ 2999-2006. Акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ ПС «Северная» как его неотъемлемая часть.

Таблица 5

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации	Необходимое количество для АИИС КУЭ ПС «Северная»
УСПД RTU-325H	1 шт.
АРМ стационарный	1 шт.
Коммутатор	1 шт.
Формуляр НВЦП.422200.056.ФО	1 экземпляр
Методика поверки НВЦП.422200.056.МП	1 экземпляр
Руководство по эксплуатации НВЦП.422200.056.РЭ	1 экземпляр
Программное обеспечение электросчетчиков	Состав программных модулей определяется заказом потребителя
Программное обеспечение УСПД RTU-325H	
Устройство синхронизации системного времени (УССВ) № 001079	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу НВЦП.422200.056.МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220/110/10 кВ «Северная». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 18.04.2011 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;

- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии трехфазных многофункциональных СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с методикой поверки, утвержденной Нижегородским ЦСМ в 2007г.;
- средства поверки комплексов аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД RTU-325Н в соответствии с методикой поверки, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма, наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе: «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220/110/10 кВ «Северная» Руководство по эксплуатации». НВЦП.422200.056.РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к Системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220/110/10 кВ «Северная»:

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

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

Изготовитель

ОАО «Электроцентроналадка»

ИНН 7730035496

Адрес: 123995, г. Москва, Г-59, ГСП-5, Бережковская наб., д. 16 корп. 2

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

Адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17/1, стр. 4

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

Испытательный центр

ГЦИ СИ Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»
(ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.