

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 ($P=U \cdot I \cdot \cos\phi$) 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 АИС КУЭ ПС «Северная» к другому, используются проводные линии связи (ВОЛС) и GSM-сеть, в качестве резервного канала.

АИС 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 АИС КУЭ ПС «Северная» соответствуют критериям качества АИС КУЭ, определенным согласно техническим требованиям НП «Совет рынка» и ОАО «АТС» к АИС 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 АИС КУЭ ПС «Северная» трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии и УСПД соответствуют техническим требованиям к АИС 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 АИС КУЭ ПС «Северная» от несанкционированного вмешательства предусмотрена механическая и программная защита. Все кабели, приходящие на счетчик от измерительных трансформаторов и сигнальные кабели от счетчика, кrossируются в пломбируемом отсеке счетчика.

Все основные технические компоненты, используемые АИС КУЭ ПС «Северная», являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре средств измерений. Устройства связи, модемы различных типов, пульты 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 АИС КУЭ ПС «Северная», приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наимено-вание программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Наимено-вание файла	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентифи-катора про-граммного обеспечения
ПО RTU-325H	модуль управления системным временем	ad-just_time	Версия 2	a9b6290cb27bd3d4b 62e671436cc8fd7	MD5 RFC1321
	расчетный модуль преобразования к именованным величинам	calc-com	Версия 2	54dc3949e7b311616 1f4132d4718f85d	
	внешний модуль генерации отчета цифровых идентификаторов	RTU325_calc_ha sh.7z	Версия 2	342bd97e3b62d94f2 22186f8c0ad0ee6	

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, °C - трансформаторов тока и напряжения, °C	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*	$\cos \varphi$ ($\sin \varphi$)	$\delta_{1(2)\%I}$ $I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	$\delta_{5\%I}$ $I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\delta_{20\%I}$ $I_{20\%} \leq I \leq I_{100\%}$	$\delta_{100\%I}$ $I_{100\%} < I \leq I_{120\%}$
1-10	TT 0,2S TH 0,2 Сч 0,2S <u>(активная энергия)</u>	1	$\pm 1,2$	$\pm 0,8$	$\pm 0,7$	$\pm 0,7$
		0,8	$\pm 1,5$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$
		0,5	$\pm 2,2$	$\pm 1,4$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
	TT 0,2S TH 0,2 Сч 0,5 <u>(реактивная энергия)</u>	0,8 (0,6)	$\pm 2,6$	$\pm 1,6$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
		0,5 (0,87)	$\pm 3,0$	$\pm 1,7$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$
11-14	TT 0,5S TH 0,5 Сч 0,5S <u>(активная энергия)</u>	1	$\pm 2,5$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
		0,8	$\pm 3,4$	$\pm 2,5$	$\pm 2,1$	$\pm 2,1$
		0,5	$\pm 5,7$	$\pm 3,5$	$\pm 2,7$	$\pm 2,7$
	TT 0,5S TH 0,5 Сч 1,0 <u>(реактивная энергия)</u>	0,8 (0,6)	$\pm 5,7$	$\pm 4,2$	$\pm 3,9$	$\pm 3,9$
		0,5 (0,87)	$\pm 4,4$	$\pm 3,7$	$\pm 3,6$	$\pm 3,6$

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):

$$d_p = \pm \sqrt{d^2 + \frac{\alpha K_k \times 100\%}{\frac{1}{1000} P T_{cp}} \frac{\dot{\theta}^2}{\dot{\theta}}}, \text{ где}$$

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

d_p - 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:

$$d_{p,korr} = \frac{Dt}{3600T_{cp}} \times 100\% , \text{ где}$$

Dt - 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 АИС 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
	АИС КУЭ ЕНЭС ПС 220/110/10 кВ «Северная»	УСПД	RTU-325Н № 005565 Рег. № 44626-10	
1	ВЛ 110 кВ Северная – Металлургическая Левая (ВЛ 110 кВ Связь - левая)	TT	IOSK I1/I2 = 2000/1 класс точности 0,2S №№ 2086931; 2086916; 2086932 Рег. № 26510-09	Ток, 1 А (номинальный вторичный)
		TH	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)	TT	IOSK I1/I2 = 2000/1 класс точности 0,2S №№ 2086917; 2086930; 2086942 Рег. № 26510-09	Ток, 1 А (номинальный вторичный)
		TH	TEMP 123 U1/U2 = 110000/100 класс точности 0,2 №№ T09015706; T09015705; T09015704 Рег. № 25474-03	Напряжение, 100 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	EPQS класс точности 0,2S/0,5 № 888026 Ином= 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)	TT	IOSK I1/I2 = 2000/1 класс точности 0,2S №№ 2086923; 2086925; 2086940 Рег. № 26510-09	Ток, 1 А (номинальный вторичный)
		TH	TEMP 123 U1/U2 = 110000/100 класс точности 0,2 №№ T09015706; T09015705; T09015704 Рег. № 25474-03	Напряжение, 100 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	EPQS класс точности 0,2S/0,5 № 888028 Ином= 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)	TT	IOSK I1/I2 = 2000/1 класс точности 0,2S №№ 2086905; 2086938; 2086906 Рег. № 26510-09	Ток, 1 А (номинальный вторичный)
		TH	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 № 888029 Ином= 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)
		TH	TEMP 123 U1/U2 = 110000/100 класс точности 0,2 №№ T09015706; T09015705; T09015704 Рег. № 25474-03	Напряжение, 100 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	EPQS класс точности 0,2S/0,5 № 888030 Ином= 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)
		TH	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 № 888033 Ином= 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)
		TH	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 № 888024 Ином= 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	TT	IOSK I1/I2 = 2000/1 класс точности 0,2S №№ 2086941; 2086935; 2086911 Рег. № 26510-09	Ток, 1 А (номинальный вторичный)
		TH	TEMP 123 U1/U2 = 110000/100 класс точности 0,2 №№ T09015706; T09015705; T09015704 Рег. № 25474-03	Напряжение, 100 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	EPQS класс точности 0,2S/0,5 № 888032 Ином= 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)	TT	IOSK I1/I2 = 2000/1 класс точности 0,2S №№ 2086943; 2086927; 2086920 Рег. № 26510-09	Ток, 1 А (номинальный вторичный)
		TH	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 № 888025 Ином= 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	TT	IOSK I1/I2 = 2000/1 класс точности 0,2S №№ 2086919; 2086914; 2086928 Рег. № 26510-09	Ток, 1 А (номинальный вторичный)
		TH	TEMP 123 U1/U2 = 110000/100 класс точности 0,2 №№ T09015706; T09015705; T09015704 Рег. № 25474-03	Напряжение, 100 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	EPQS класс точности 0,2S/0,5 № 888023 Ином= 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)
		TH	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)
		TH	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)
		TH	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)
		TH	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	заказом потребителя
Устройство синхронизации системного времени (УССВ) № 001079	1 шт.

Проверка

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.