

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Сызранский НПЗ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии АО «Сызранский НПЗ» (далее-АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, потребленной за установленные интервалы времени, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации, а также передачу данных в утвержденных форматах другим удаленным заинтересованным пользователям. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии,
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации (внешние пользователи) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций (внешних пользователей);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень-измерительно-информационные комплексы (ИИК)), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности (КТ) 0,2S; 0,5S; 0,5 по ГОСТ 7746-01, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности (КТ) 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-01, счетчики электрической энергии многофункциональные ION 7650 класса точности (КТ) 0,2S /0,5 (ГР №20175-01), ION 7330 класса точности (КТ) 0,5S/1,0 (ГР №22898-07) по ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной электроэнергии, указанных в таблице 2 (43 точки измерения).

2-й уровень-измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) включающий в себя два сервера HP Proliant DL380e Gen8, устройство синхронизации времени UCS-2 (ГР №41681-10), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (ПО) «Энергосфера» 7.1.

Результаты измерений и состояние средств измерений (журналы счетчиков) по точкам измерения относящихся к диспетчерским наименованиям приведенным в таблице 2.1, организационно входящих в состав системы учета смежного субъекта, транслируются в адрес ИВК АО «Сызранский НПЗ» в виде XML-макетов 80020, и записываются на сервер ИВК АИИС КУЭ АО «Сызранский НПЗ».

Первичные 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 0,02 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 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин. Цифровой сигнал с выходов счетчиков с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы преобразователя интерфейсов RS-485/Ethernet, далее по основному каналу связи по локальной вычислительной сети АО «СНПЗ» на сервер ИВК, где производится обработка измерительной информации, сбор, хранение результатов измерений, оформление отчетных документов, а также передача информации всем заинтересованным субъектам в рамках согласованного регламента. При отказе основного канала сервер ИВК переключается на резервный, организованный по технологии CSD стандарта GSM. Сформированные XML-отчеты передаются в информационную систему ООО «РН-Энерго» и дальнейшее направление подписанного ЭП макета 80020 в ПАК ОАО «АТС», а также заинтересованным организациям и участникам Оптового рынка электроэнергии по выделенному каналу доступа в сеть Интернет.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени, созданной на основе устройства синхронизации времени УСВ-2, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS) установленного на уровне ИВК и синхронизирующим собственное время по сигналам времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приёмника. Часы сервера АИИС КУЭ синхронизированы со временем УСВ-2, корректировка часов сервера АИИС КУЭ выполняется при расхождении часов сервера и часов УСВ-2 на величину более ± 1 с. Сличение показаний часов сервера и УСВ-2 происходит не реже 1 раза в 30 мин. Сличение показаний часов счетчиков и сервера ИВК производится во время сеанса связи со счетчиками. Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении с часами сервера на величину более ± 1 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сутки.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ на уровне ИВК установлено программное обеспечение (далее-ПО) ПК «Энергосфера» 7.1 Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения ПК «Энергосфера» 7.1 приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значения
Наименование ПО	ПК «ЭНЕРГОСФЕРА»
Идентификационное наименование ПО	ПО «Сервер опроса»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.1.45.5761
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р.50.2.077-2014–высокий.

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО АИИС КУЭ и измерительную информацию (наличие специальных средств защиты-разграничение прав доступа, использование ключевого носителя, пароли, фиксация изменений в журнале событий), исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки фальсифицированного ПО и данных, считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

Метрологические и технические характеристики

Перечень компонентов АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединений, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав измерительного канала (далее-ИК), представлен в таблице 2.

Таблица 2 - Перечень компонентов, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ

Номер измерительного канала	Наименование присоединения	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Пределы допускаемой основной относительной погрешности, ±(%)	Пределы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ±(%) ±(%)
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	УСВ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ГПП-1 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 17	ТЛШ-10 У3 КТ 0,5; 3000/5 Зав. № 292 Зав. № 284 Зав. № 276	НТМИ-6 У3 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 1409ВА446	ION 7650 КТ 0,2S/0,5 Зав. № MJ-1312A565-04	УСВ-2 зав №2970	А Р	1,2 1,9	5,4 2,6
2	ГПП-1 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч. 28	ТЛШ-10 У3 КТ 0,5; 3000/5 Зав. № 275 Зав. № 289 Зав. № 280	НТМИ-6 У3 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 1409ВА459	ION 7650 КТ 0,2S/0,5 Зав. № MJ-1312A560-04			1,2 1,9	5,4 2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	ГПП-1 110/6 кВ ТСН-1 0,4 кВ	ТОП-0,66 КТ 0,2S; 100/5 Зав. № 4074224 Зав. № 4074234 Зав. № 4074220	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № МВ-1312А269-12	УСВ-2 зав. №2970	А Р	0,7 1,2	2,3 2,6
5	ГПП-1 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 43	ТШЛ-10 У3 КТ 0,5; 3000/5 Зав. № 2023 Зав. № 923 Зав. № 3116	НТМИ-6 У3 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 1409ВА427	ION 7650 КТ 0,2S/0,5 Зав. № MJ-1312А571-04			1,2 1,9	5,4 2,6
6	ГПП-1 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч. 56	ТШЛ-10 У3 КТ 0,5; 3000/5 Зав. № 3599 Зав. № 944 Зав. № 1533	НТМИ-6 У3 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 1409ВА425	ION 7650 КТ 0,2S/0,5 Зав. № MJ-1312А573-04			1,2 1,9	5,4 2,6
7	ГПП-1 110/6 кВ ТСН-2 0,4 кВ	ТОП-0,66 КТ 0,2S; 100/5 Зав. № 4074219 Зав. № 4074228 Зав. № 4074230	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № МВ-1312А271-12			0,7 1,2	2,3 2,6
8	ГПП-2 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 11	ТОЛ-НТ3-10 КТ 0,5S;2000/5 Зав. № 05927 Зав. № 05804 Зав. № 05859	ЗНОЛП-НТ3-6 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 06826 Зав. № 06820 Зав. № 06822	ION 7650 КТ 0,2S/0,5 Зав. № MJ-1312А566-04			1,2 1,9	5,4 2,6
9	ГПП-2 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч. 24	ТОЛ-НТ3-10 КТ 0,5S;2000/5 Зав. № 05926 Зав. № 05801 Зав. № 05797	ЗНОЛП-НТ3-6 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 06813 Зав. № 06814 Зав. № 06812	ION 7650 КТ 0,2S/0,5 Зав. № MJ-1312А568-04			1,2 1,9	5,4 2,6
10	ГПП-2 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 37	ТОЛ-НТ3-10 КТ 0,5S, 2000/5 Зав. № 05800 Зав. № 05802 Зав. № 05806	ЗНОЛП-НТ3-6 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 06836 Зав. № 06879 Зав. № 06818	ION 7650 КТ 0,2S/0,5 Зав. № MJ-1312А570-04			1,2 1,9	5,4 2,6
11	ГПП-2 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч. 56	ТОЛ-НТ3-10 КТ 0,5S;2000/5 Зав. № 05860 Зав. № 05805 Зав. № 05856	ЗНОЛП-НТ3-6 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 06825 Зав. № 06821 Зав. № 06819	ION 7650 КТ 0,2S/0,5 Зав. № MJ-1312А567-04			1,2 1,9	5,4 2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	ТП-36 6/0,4 кВ РУ-6 кВ яч. 10 ООО "Адгезия-ЗИМ"	ТЛК-10-5 У3 КТ 0,5,100/5 Зав. № 14126 Зав. № 14128	НАМИТ-10-1 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 0752	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A259-12	УСВ-2 зав.№2970	А Р	1,3 2,1	6,0 4,2
13	ТП-36 6/0,4 кВ РУ-6 кВ яч. 5 ООО "Адгезия-ЗИМ"	ТЛК-10-5 У3 КТ 0,5,100/5 Зав. № 14354 Зав. № 13819	НАМИТ-10-1 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 0743	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A376-12			1,3 2,1	6,0 4,2
14	ТП-52 6/0,4кВ фид. 12 РУ 6-кВ	ТОЛ-10-II У2 КТ 0,5; 50/5 Зав. № 2108 Зав. № 2107	НАМИ-10 КТ 0,2 6000/100 Зав. № 2994	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A347-12			1,2 1,9	5,9 4,2
15	ТП-93 6/0,4 кВ ООО «Транссервис СНПЗ ПР-0,4 кВ	ТОП-0,66 КТ 0,2S; 50/5 Зав. № 4077161 Зав. № 4077166 Зав. № 4077164	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A266-12			0,7 1,2	3,2 3,6
16	ТП-50 6/0,4 кВ фид. 15 ЗРУ 6-кВ	ТПК-10 У3 КТ 0,5,150/5 Зав. № 00390 Зав. № 00552 Зав. № 00632	ЗНОЛ.06-6 У3 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 5356 Зав. № 5349 Зав. № 5357	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A264-12			1,3 2,1	6,0 4,2
17	ТП-50 6/0,4 кВ фид. 18 ЗРУ 6-кВ	ТПК-10 У3 КТ 0,5,150/5 Зав. № 01030 Зав. № 00089 Зав. № 01044	ЗНОЛ.06-6 У3 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 13019 Зав. № 13203 Зав. № 13139	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A351-12			1,3 2,1	6,0 4,2
18	ТП-50 6/0,4 кВ фид. 17 ЗРУ 6-кВ ООО «Сызранская Топливная Компания»	ТПК-10 У3 КТ 0,5,100/5 Зав. № 01384 Зав. № 01119 Зав. № 01230	ЗНОЛ.06-6 У3 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 5356 Зав. № 5349 Зав. № 5357	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A297-12			1,3 2,1	6,0 4,2
19	ООО «Спец РСУ» СНПЗ, РУ-0,4 кВ	ТОП-0,66 КТ 0,2S,50/5 Зав. № 4077163 Зав. № 4077166 Зав. № 4077162	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A296-12			0,7 1,2	3,2 3,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
20	ТП-90а 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.12 ООО «Инвест стройснаб»	ТЛК-10-5 У3 КТ 0,5; 100/5 Зав. № 12537 Зав. № 12376	НАМИТ-10-1 УХЛ2 КТ 0,2 6000/100 Зав. № 0925	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A272-12	УСВ-2 зав№2970	А Р	1,2	5,9
21	ТП-18а 6/0,4кВ ОАО «Приволжск- нефтепровод» СНПЗ ТП-18а СОД-1	ТОП-0,66 КТ 0,2S;100/5 Зав. № 4074227 Зав. № 4074231 Зав. № 4074221	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A261-12			0,7	3,2
22	ТП-18а 6/0,4кВ ОАО «Приволжск нефтепровод» СНПЗ ТП-18а СОД-2	ТОП-0,66 КТ 0,2S;100/5 Зав. № 4074223 Зав. № 4074233 Зав. № 4074214	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A348-12			0,7	3,2
23	ТП-6А 6/0,4 кВ ОАО «Приволжск- нефтепровод» узел учёта нефти ввод№1 СНПЗ	ТШП-0,66 КТ 0,2S;20/5 Зав. № 4075632 Зав. № 4075631 Зав. № 4075624	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A262-12			0,7	3,2
24	ТП-6А 6/0,4 кВ ОАО «Приволжск- нефтепровод» узел учёта нефти ввод№2 СНПЗ	ТШП-0,66 КТ 0,2S;20/5 Зав. № 4075625 Зав. № 4075626 Зав. № 4075628	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A260-12			0,7	3,2
25	ТП-6А 6/0,4 кВ ОАО «Приволжск- нефтепровод» СНПЗ,ЩСУ1-1	ТШП-0,66 КТ 0,2S;600/5 Зав. № 4102101 Зав. № 4102104 Зав. № 4102099	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A380-12			0,7	3,2
26	ТП-6А 6/0,4 кВ ОАО «Приволжск- нефтепровод» СНПЗ,ЩСУ1-2	ТШП-0,66 КТ 0,2S;600/5 Зав. № 4102102 Зав. № 4102103 Зав. № 4102100	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A263-12			0,7	3,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
27	ТП-6А 6/0,4 кВ ООО «Вектор- сервис» СНПЗ	ТОП-0,66 КТ 0,2S;20/5 Зав. № 4075627 Зав. № 4075630 Зав. № 4075629	-	M7330 ION 0,5S/1 Зав. № MB-1312A-392-12	УСВ-2 зав.№2970	А Р	0,7 1,2	3,2 3,6
28	ТП-48 6/0,4 кВ РП-0,4 кВ ф.1 ОАО Средне- Волжский штаб ВГСЧ"	ТОП-0,66 КТ 0,2S; 75/5 Зав. № 4076098 Зав. № 4076101 Зав. № 4076102	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A-398-12			0,7 1,2	3,2 3,6
29	ТП-38а 6/0,4кВ ПР -0,4 кВ ф. 7 ООО "РН-Информ"	ТШП-0,66 КТ 0,2S;300/5 Зав. № 4103298 Зав. № 4103302 Зав. № 4103305	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A-377-12			0,7 1,2	3,2 3,6
30	ТП-41а 6/0,4 кВ ПР-5 0,4 кВ ф. №6 ООО "Сызраньремс трой"	ТОП-0,66 КТ 0,2S;100/5 Зав. № 4074222 Зав. № 4074236 Зав. № 4074215	-	ION 7330 КТ 0,5S Зав. № MB-1312A257-12			0,7 1,2	3,2 3,6
31	ТП-41а 6/0,4 кВ ПР-3 0,4 кВ ф. №4 ООО "Сф"Теплои золяция"	ТОП-0,66 КТ 0,2S;100/5 Зав. № 4074226 Зав. № 4074232 Зав. № 4074216	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A395-12			0,7 1,2	3,2 3,6
32	ТП-41а 6/0,4 кВ ПР-4 0,4 кВ яч. 5 ООО "ПСМ+"	ТОП-0,66 КТ 0,2S;100/5 Зав. № 4074211 Зав. № 4074213 Зав. № 4074212	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A393-12			0,7 1,2	3,2 3,6
33	ТП-41а 6/0,4 В ПР-5 0,4 кВ яч. №5 ОАО «ВБРР»	ТОП-0,66 КТ 0,2S;30/5 Зав. № 4076086 Зав. № 4076096 Зав. № 4076094	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A355-12			0,7 1,2	3,2 3,6
34	ТП-41а 6/0,4 кВ ПР-5 0,4 кВ ф. №6 ООО "Сызрань ремстрой"	ТОП-0,66 КТ 0,2S;100/5 Зав. № 4074225 Зав. № 4074237 Зав. № 4074217	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № MB-1312A397-12			0,7 1,2	3,2 3,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
35	ТП-41а 6/0,4 кВ ПР-5 0,4 кВ яч.8 ЩО-5 ОАО "Вымпелком- Коммуникации"	ТОП-0,66 КТ 0,2S;30/5 Зав. № 4076090 Зав. № 4076092 Зав. № 4076085	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № МВ-1312А354-12	УСВ-2 зав.№2970	А Р	0,7 1,2	3,2 3,6
36	ТП-41а 6/0,4кВ ПР-5 0,4 кВ яч. №9 ООО "МСС Поволжье"	ТОП-0,66 КТ 0,2S;30/5 Зав. № 4076095 Зав. № 4076083 Зав. № 4076091	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № МВ-1312А381-12			0,7 1,2	3,2 3,6
37	ТП-41а 6/0,4кВ ПР-6 0,4 кВ яч. №6 ООО "Техносервис"	ТОП-0,66 КТ 0,2S;150/5 Зав. № 4074238 Зав. № 4074240 Зав. № 4074239	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № МВ-1312А383-12			0,7 1,2	3,2 3,6
38	ТП "Береговая" 6/0,4 кВ РУ-6 кВ яч. 11	ТЛК-10 КТ 0,5,100/5 Зав. № 6642 Зав. № 2866 Зав. № 6589	НАМИ-10 КТ 0,5 6000/100 Зав. № 531	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № МВ-1312А384-12			1,3 2,1	6,0 4,2
39	ТП "Береговая" 6/0,4 кВ РУ-6 кВ яч. 12	ТЛК-10 КТ 0,5,100/5 Зав. № 1392 Зав. № 0523 Зав. № 1887	НАМИТ-10 КТ 0,2 6000/100 Зав. № 0380	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № МВ-1312А356-12			1,2 1,9	5,9 4,2
40	ТП "Береговая" 6/0,4 кв РУ-6 кВ яч. 20 С/о"Нефтяник"	ТЛК-10-6 У3 КТ 0,5,150/5 Зав. № 0169 Зав. № 0621	НАМИТ-10 КТ 0,2 6000/100 Зав. № 0380	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № МВ-1312А353-12			1,2 1,9	5,9 4,2
41	ТП-76 6/0,4 кВ РУ-0,4 кВ секция №1, панель №2 ООО «Квант»	ТШП-0,66 КТ 0,2S; 200/5 Зав. № 4102521 Зав. № 4102520 Зав. № 4102522	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № МВ-1312А350-12			0,7 1,2	3,2 3,6
42	КТП-5 6/0,4 кВ ОАО «Самаранефте- газ» Здание ЦЗЛ ЮГ ШП-1 Ф-6	ТОП-0,66 КТ 0,2S, 75/5 Зав. № 4076099 Зав. № 4076100 Зав. № 4076103	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № МВ-1312А359-12			0,7 1,2	3,2 3,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
43	КТП-5 6/0,4 кВ ООО «Полакс» СНПЗ РП-0.4	ТОП-0,66 КТ 0,2S,30/5 Зав. № 4076089 Зав. № 4076093 Зав. № 4076087	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № МВ-1312А360-12	УСВ-2 зав.№2970	А Р	0,7 1,2	3,2 3,6
44	ТП-41а 6/0,4 кВ ПР-2 0,4 кВ яч. №1 ОАО «ВБРР»	ТОП-0,66 КТ 0,2S;30/5 Зав. № 4076084 Зав. № 4076088 Зав. № 4076097	-	ION 7330 КТ 0,5S/1 Зав. № МВ-1312А294-12			0,7 1,2	3,2 3,6

Примечания:

- А-активная электрическая энергия, Р- реактивная электрическая энергия;
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
- Нормальные условия:
параметры сети: напряжение (0,98÷1,02) Уном; для ИК №1,2,5,6,12,13,14,16,17,18,20,38,39,40 ток (0,05÷1,2) Ином, для ИК №3,7,8,9,10,11,15,19,21-37,41-44 ток (0,01÷1,2) Ином, $\cos \varphi = 0,9$ инд; температура окружающей среды (20±5) °С;
- Рабочие условия:
параметры сети: напряжение (0,9÷1,1) Уном; для ИК №1,2,5,6,12,13,14,16,17,18,20,38,39,40 ток (0,05÷1,2) Ином, для ИК №3,7,8,9,10,11,15,19,21-37,41-44 ток (0,01÷1,2) Ином, 0,5 инд. $\leq \cos \varphi \leq 0,8$ емк; допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов тока и напряжения от минус 40 °С до + 60 °С, для счетчиков ION 7330 от минус 20 °С до +50 °С; ION 7650 от минус 20 °С до +70 °С; для сервера от +10 °С до + 35 °С;
- Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №1,2,5,6 при I = 0,05Ином, $\cos \varphi = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +15°С до +35°С, для ИК №3,7 при I = 0,01Ином, $\cos \varphi = 0,5$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +15°С до +35°С, для ИК №8,9,10,11,15,19,21-37, 41-44 при I = 0,01Ином, $\cos \varphi = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 20°С до +40°С, ИК №12,13,14,16,17,18,20,38,39,40 при I = 0,05Ином, $\cos \varphi = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 20°С до +40°С.
- Технические параметры и метрологические характеристики трансформаторов тока отвечают требованиям ГОСТ 7746-2001, трансформаторов напряжения ГОСТ 1983-2001, счетчиков электрической энергии ГОСТ 31819.22-2012 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 в режиме измерения реактивной электроэнергии.
Перечень измерительных каналов (диспетчерские наименования), результаты измерений которых передаются в виде XML-макетов 80020 на сервер ИВК АИИС КУЭ АО «Сызранский НПЗ» приведен в таблице 2.1

Таблица 2.1 - Перечень измерительных каналов (диспетчерские наименования), результаты измерений которых передаются в виде XML-макетов 80020 на сервер ИВК АИИС КУЭ АО «Сызранский НПЗ»

Номер ИК	Номер диспетчерского наименования АИИС КУЭ смежного субъекта	Диспетчерское наименование точки измерения	Наименование АИИС КУЭ, номер в Государственном реестре средств измерений
1	2	3	4
1	6	ОМВ-110 кВ	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Кубра» (ГР № 62090-15)
2	7	ВЛ-110 кВ СНПЗ-1	
3	8	ВЛ-110 кВ СНПЗ-2	Система измерительно-информационная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Волжская ТГК» Самарского региона (ГР № 35905-07)
4	19	КЛ-35кВ ВОДОЗАБОР-1	
5	20	ВЛ-35кВ ВОДОЗАБОР-2	
6	21	ВЛ-35кВ ЦРП-3-2	Канал измерительной системы измерительно-информационной коммерческого учета электрической энергии ОАО «Волжская ТГК» Самарского региона (ГР № 48838-12)
7	429	КЛ-35кВ «ЦРП-3-1» яч.13	

Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее - ИК) при измерении активной (реактивной) электроэнергии (при значении рабочего тока в процентах от номинального первичного тока трансформаторов тока (ТТ) приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала АИИС КУЭ при измерении активной (реактивной) электроэнергии

Номер измерительного канала	Значение $\cos \varphi$	Предел допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электроэнергии (при значении рабочего тока в процентах от номинального первичного тока ТТ), %							
		$1(2) \leq I_{\text{раб}} < 5$		$5 \leq I_{\text{раб}} < 20$		$20 \leq I_{\text{раб}} < 100$		$100 \leq I_{\text{раб}} < 120$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		A	P	A	P	A	P	A	P
8-11	0,5	±5,4	±2,6	±3,0	±1,7	±2,2	±1,4	±2,2	±1,4
	0,8	±2,9	±4,5	±1,7	±2,6	±1,3	±2,0	±1,3	±2,0
	1	±1,8	Не норм	±1,1	Не норм	±0,9	Не норм	±1,0	Не норм
3,7	0,5	±2,3	±2,6	±1,7	±2,4	±1,2	±2,3	±1,2	±2,3
	0,8	±1,5	±3,0	±1,1	±2,7	±0,9	±2,4	±0,9	±2,4
	1	±1,2	Не норм	±0,8	Не норм	±0,8	Не норм	±1,3	Не норм
15,19, 21-37, 41-44	0,5	±3,2	±3,6	±2,8	±3,5	±2,6	±3,4	±2,6	±3,4
	0,8	±2,3	±4,3	±2,1	±4,1	±2,0	±3,9	±2,0	±3,9
	1	±1,8	Не норм	±1,6	Не норм	±1,9	Не норм	±1,6	Не норм
1,2,5,6	0,5	-	-	±5,4	±2,6	±2,9	±1,6	±2,2	±1,4
	0,8	-	-	±2,9	±4,5	±1,6	±2,5	±1,3	±2,0
	1	-	-	±1,8	Не норм	±1,1	Не норм	±1,0	Не норм

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
12,13, 16,17, 18,38	0,5	-	-	±6,0	±4,2	±3,8	±3,7	±3,3	±3,6
	0,8	-	-	±3,5	±5,9	±2,5	±4,5	±2,3	±4,2
	1	-	-	±2,3	Не норм	±1,9	Не норм	±2,1	Не норм
14,20, 39,40	0,5	-	-	±5,9	±4,2	±3,7	±3,6	±3,1	±3,5
	0,8	-	-	±3,4	±5,8	±2,4	±4,4	±2,2	±4,1
	1	-	-	±2,3	Не норм	±1,8	Не норм	±2,0	Не норм

Надежность применяемых в системе компонентов:

счетчик электрической энергии multifunctional ION 7330, ION 7650

- среднее время наработки на отказ не менее 120 000 часов;
- среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ часа;

трансформатор тока (напряжения)

- среднее время наработки на отказ не менее $40 \cdot 10^5$ часов,

устройство синхронизации времени УСВ-2

- среднее время наработки на отказ не менее 35 000 часов;
- среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ часа;

сервер

- среднее время наработки на отказ не менее $T = 89600$ часов,
- среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ часа.

Надежность системных решений:

-защита от кратковременных сбоев питания сервера ИВК с помощью источника бесперебойного питания;

-резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

Регистрация событий:

журнал событий счетчика:

- параметрирования;
- воздействия внешнего магнитного поля;
- вскрытие счетчика;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

журнал сервера:

- даты начала регистрации измерений;
- перерывов электропитания;
- потери и восстановления связи со счётчиками;
- программных и аппаратных перезапусков;
- корректировки времени в счетчике и сервере;
- изменения ПО.

Защищенность применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- сервера ИВК;

защита информации на программном уровне:

- результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервер.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик ION - каждый массив профиля при времени интегрирования 30 мин составляет 3,7 месяца;

- сервер - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на измерительные каналы и на комплектующие средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента системы	Номер в Гос.реестре СИ	Количество (шт.)
1	2	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный ION (исполнение ION 7330 (M7330A0B0B0A0A6A)), КТ 0,5S/1,0	22898-07	35
Счетчик электрической энергии многофункциональный ION (исполнение ION 7650 (M7650A0C0B5A0A6E)), КТ 0,2S/0,5	22898-07	8
Трансформатор тока ТПК-10, КТ 0,5	22944-13	6
Трансформатор тока ТОП-0,66, КТ 0,2S	15174-06	48
Трансформатор тока ТШЛ-10, КТ 0,5	3972-73	6
Трансформатор тока ТЛШ-10, КТ 0,5	11077-07	12
Трансформатор тока ТОЛ-НТЗ-10, КТ 0,5S	51679-12	9
Трансформатор тока ТЛК-10, КТ 0,5	9143-01	5
Трансформатор тока ТШП-0,66, КТ 0,2S	15173-06	6
Трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-6, КТ 0,5	3344-08	3
Трансформатор напряжения НАМИТ-10, КТ 0,2 (модификация НАМИТ-10-1, КТ 0,5)	16687-97	3 1
Трансформатор напряжения НАМИ-10, КТ 0,2	11094-87	1
Трансформатор напряжения НТМИ-6, КТ 0,5	380-49	4
Трансформатор напряжения ЗНОЛП-НТЗ-6, КТ 0,5	51676-12	9
Устройство синхронизации времени УСВ-2	41681-10	1
Сервер HP Proliant DL380e Gen8	-	2
Наименование документации		
Методика поверки МП 4222-01-0274142328-2016		1
Формуляр ФО 4222-01-0274142328-2016		1

Поверка

осуществляется в соответствии с документом МП 4222-01-0274142328-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Сызранский НПЗ». Методика поверки, утвержденным ФБУ «Самарский ЦСМ» 27.01.2016 г.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска и (или) наклейки со штрих кодом и заверяется подписью поверителя.

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчики электрической энергии многофункциональные ION 7330, ION 7650 в соответствии с документом «Счётчики электрической энергии многофункциональные ION. Методика поверки МП 2203-0066-2006», утвержденной ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Менделеева» в декабре 2006 г ;
- устройство синхронизации времени УСВ-2, УСВ-2 в соответствии с документом «Устройства синхронизации времени УСВ-2». Методика поверки. ВЛСТ.237.00.001 И1», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 12 мая 2010 г;
- радиочасы МИР РЧ-01, ГР №27008-04;
- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5», ГР № 33750-12 .

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений, которые используются в автоматизированной информационно-измерительной системе коммерческого учёта электроэнергии АО «Сызранский НПЗ» приведены в документе «Методика (метод) измерений электроэнергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии АО «Сызранский НПЗ». МВИ 4222-01-0274142328-2016. Методика аттестована ФБУ «Самарский ЦСМ» в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009. Свидетельство об аттестации №122/RA.RU 311290/2016 от 22 января 2016г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии АО «Сызранский НПЗ»

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

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

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

ГОСТ 31819.22-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S.

ГОСТ 31819.23-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии. (IEC 62053-23:2003, MOD)

Изготовитель

Акционерное общество «Сызранский НПЗ» (АО «Сызранский НПЗ»)

Адрес почтовый (юридический): 446009, Самарская обл., г. Сызрань, ул. Астраханская, д. 1
ИНН 6325004584

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энвижн - Индустриальные решения»
(ООО «Энвижн – Индустриальные решения»)

Адрес (почтовый): 450077, Уфа, ул. Мустая Карима, д. 28

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»)

Адрес: 443013, пр. Карла Маркса, 134, г. Самара

Тел. (846) 3360827

E-mail: smrcsm@saminfo.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2016 г.