

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» мая 2022 г. № 1266

Регистрационный № 63725-16

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Юго-Западная ТЭЦ» потребление станции (ГРУ-10 кВ)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Юго-Западная ТЭЦ» потребление станции (ГРУ-10 кВ) (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, контроля ее передачи и потребления за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, а также сбора, хранения и обработки полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ АО «Юго-Западная ТЭЦ» потребление станции (ГРУ-10 кВ) включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-3.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных СИКОН С70 (далее – УСПД), каналаобразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналаобразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени на базе устройства синхронизации времени типа УСВ-2 (далее - УСВ-2), сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее - ПО) «Пирамида 2000».

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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 без учета коэффициента трансформации.

Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Сервер сбора данных обеспечивает сбор измерительной информации с УСПД. В системе предусмотрен доступ к базе данных сервера со стороны АРМ и информационное взаимодействие с организациями-участниками оптового рынка электроэнергии.

Система выполняет непрерывное измерение приращений активной и реактивной электрической энергии, измерение текущего времени и коррекцию хода часов компонентов системы, а также сбор результатов и построение графиков получасовых нагрузок, необходимых для организации рационального энергопотребления.

Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. Базовым устройством СОЕВ является устройство синхронизации типа УСВ-2, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTS (SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС/GPS. УСВ-2 обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. В случае выхода из строя устройства УСВ-2 синхронизация времени осуществляется по резервному УСВ-2. Переключение на резервный канал синхронизации времени производится вручную. УСВ-2 обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД.

Сервер БД уровня ИВК, периодически, но не реже чем один раз в час, сравнивает свое время со временем УСВ-2, в случае расхождения превышающего 1 с, производит коррекцию в соответствии со временем УСВ-2. Коррекция часов УСПД осуществляется со стороны сервера БД АИИС КУЭ и проводится при расхождении часов УСПД и сервера БД АИИС КУЭ более чем на $\pm 0,5$ с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью один раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000» версии не ниже 3.0. Идентификационные данные программного обеспечения, установленного на сервере АИИС КУЭ АО «Юго-Западная ТЭЦ» потребление станции (ГРУ-10 кВ), приведены в таблице 1.

ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационные наименования модулей ПО	CalcClients.dll; CalcLeakage.dll; CalcLosses.dll; Metrology.dll; ParseBin.dll; ParseIEC.dll; ParseModbus.dll; ParsePiramida.dll; SynchroNSI.dll; VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4 b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac 52e28d7b608799bb3cce41b548d2c83 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD 5

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

		Измерительные компоненты			Метрологические характеристики ИК		
Наименование объекта и номер ИК		ТТ	TH	Счётчик	УСПД, УСВ	Вид электроэнергии	Основная погрешность, %
1	2						
		3	4	5	6	7	8
АО «Юго-Западная ТЭЦ»							
1	Юго-Западная ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, 1 секция, яч. 6, ф. ЮЗТ-16/116 ИК № 2.5	ТОЛ-10 III Кл. т. 0,2S 600/1	ЗНОЛП-10-У2 Кл. т. 0,2 10000:√3/100√3	Альфа А1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70, УСВ-2	активная реактивная	±0,6 ±1,3
2	Юго-Западная ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, 2 секция, яч. 2, ф. ЮЗТ-22/122 ИК № 2.6	ТОЛ-10 III Кл. т. 0,2S 600/1	ЗНОЛП-10-У2 Кл. т. 0,2 10000:√3/100√3	Альфа А1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70, УСВ-2	активная реактивная	±0,6 ±1,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	Юго-Западная ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, 2 секция, яч. 6, ф. ЮЗТ-26/126 ИК № 2.10	ТОЛ-10 III Кл. т. 0,2S 600/1	ЗНОЛП-10-У2 Кл. т. 0,2 10000:√3/100√3	Альфа A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70, УСВ-2	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
4	Юго-Западная ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, 3 секция, яч. 2, ф. ЮЗТ-32/132 ИК № 2.11	ТОЛ-10 III Кл. т. 0,2S 600/1	ЗНОЛП-10-У2 Кл. т. 0,2 10000:√3/100√3	Альфа A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70, УСВ-2	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
5	Юго-Западная ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, 3 секция, яч. 6, ф. ЮЗТ-36/136 ИК № 2.15	ТОЛ-10 III Кл. т. 0,2S 600/1	ЗНОЛП-10-У2 Кл. т. 0,2, 10000:√3/100√3	Альфа A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70, УСВ-2	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
6	Юго-Западная ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, 4 секция, яч. 2, ф. ЮЗТ-42/142 ИК № 2.16	ТОЛ-10 III Кл. т. 0,2S 600/1	ЗНОЛП-10-У2 Кл. т. 0,2, 10000:√3/100√3	Альфа A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70, УСВ-2	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	Юго-Западная ТЭЦ, ПРУ-10 кВ, 4 секция, яч. 6, ф. ЮЗТ-46/146 ИК № 2.20	ТОЛ-10 III Кл. т. 0,2S 600/1	ЗНОЛП-10-У2 Кл. т. 0,2, 10000:√3/100√3	Альфа А1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70, УСВ-2	активная	±0,6	±1,5

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Нормальные условия эксплуатации:

параметры сети:

- напряжение (0,98 – 1,02) $U_{ном}$;
- ток (1,0 – 1,2) $I_{ном}$,
- частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц;
- $\cos\varphi = 0,9$ инд..

температура окружающей среды:

- ТТ и ТН - от 15 до 35 °C;
- счетчиков - от 21 до 25 °C;
- УСПД - от 10 до 30 °C; ИВК - от 10 до 30 °C.

относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

а) для ТТ и ТН:

параметры сети:

- диапазон первичного напряжения - $(0,9 – 1,1) U_{н1}$;
- диапазон силы первичного тока - $(0,02 – 1,2) I_{н1}$;
- коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 – 1,0$ ($0,6 – 0,87$);
- частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц.

- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- температура окружающего воздуха - от 5 до 35 °C.

б) для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети:
- диапазон вторичного напряжения - $(0,9 – 1,1) U_{н2}$;
- диапазон силы вторичного тока - $(0,01 – 1,2) I_{н2}$;
- коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 – 1,0$ ($0,6 – 0,87$);
- частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- относительная влажность воздуха (40 - 60) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа;
- температура окружающего воздуха – от 5 до 35 °C;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 Тл.

в) для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от 10 до 30 °C;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 7 от 5 до 35 °C.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в Таблице 2, УСПД, УСВ на однотипный утвержденного типа.

Параметры надежности применяемых в АИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётик Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 24$ ч;
- УСПД СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 12$ ч;
- УСВ-2 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 35000$ ч, среднее время восстановления работоспособности, не более $t_b = 24$ ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью передачи электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу не

менее 45 суток;
сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
– сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Юго-Западная ТЭЦ» потребление станции (ГРУ-10 кВ) типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег.№	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10 III	36308-07	21
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-10-У2	23544-07	11
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-10-У2	46738-11	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	31857-06	7
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	28822-05	1
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	41681-10	2
Программное обеспечение	Пирамида 2000	-	1
Формуляр	ПЭ-251-ЗА-001	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Юго-Западная ТЭЦ» потребление станции (ГРУ-10 кВ), аттестованной ФГБУ «ВНИИМС», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311787

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Юго-Западная ТЭЦ» потребление станции (ГРУ-10 кВ)

1 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин.

Общетехнические условия.

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ПетроЭнергоцентр»

(ООО «ПетроЭнергоцентр»)

ИНН 7842345538

Адрес: 191119, г. Санкт-Петербург, ул. Днепропетровская, д.33, лит.А, пом. 11-15(2Н)

Телефон: +7 (812) 764-99-00

Факс: +7 (812) 572-32-29

E-mail: petroenergocentr@mail.ru

Web-сайт: petroenergocenter.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.