

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81964-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Корпорация «ГРИНН» Мегакомплекс «ГРИНН», расположенный по адресу: г. Курск, 305029, ул. К. Маркса, д. 68

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала АО «Корпорация «ГРИНН» Мегакомплекс «ГРИНН», расположенный по адресу: г. Курск, 305029, ул. К. Маркса, д. 68 (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее по тексту – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту – счетчики), 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 – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее по тексту – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), устройство синхронизации времени (далее по тексту – УСВ), программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «Пирамида 2000» и каналобразующую аппаратуру.

Измерительные каналы (далее по тексту – ИК) состоят из двух 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 учёта коэффициента трансформации), 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством каналаобразующей аппаратуры поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов.

Сервер БД в автоматическом режиме ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet с использованием электронной подписи по протоколу ТСП/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности.

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-3, принимающим сигналы точного времени от навигационных систем ГЛОНАСС/GPS.

Время сервера синхронизировано со временем УСВ, корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера и УСВ более чем на ± 1 с. Сервер БД обеспечивает автоматическую коррекцию часов счетчиков. Сличение времени счетчиков с временем сервера один раз в день, при расхождении времени счетчиков с временем сервера более чем на ± 2 с выполняется корректировка, но не чаще, чем раз в сутки. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств с фиксацией времени до и после коррекции или величиной коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Журналы событий сервера БД отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) 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», в состав которого входят модули, указанные 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 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4
CalcClients.dll	3.0	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
CalcLeakage.dll	3.0	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
CalcLosses.dll	3.0	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
Metrology.dll	3.0	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
ParseBin.dll	3.0	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
ParseIEC.dll	3.0	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
ParseModbus.dll	3.0	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
ParsePiramida.dll	3.0	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
SynchroNSI.dll	3.0	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
VerifyTime.dll	3.0	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

ПО «Пирамида 2000» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики.

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ТП-1545 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.2 (ввод Т-1 10 кВ)	ЗНТОЛП-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 55601-13	ЗНТОЛП-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3:100/√3 Рег. № 55601-13	ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. №64242-16	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
2	ТП-1545 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.6 (ввод Т-2 10 кВ)	ЗНТОЛП-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 55601-13	ЗНТОЛП-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3:100/√3 Рег. № 55601-13	ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
3	ПС 110/10 кВ «Котельная», ЗРУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч.31	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 32139-11	НОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3:100/√3 Рег. № 35955-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	активная	±1,0	±3,4	
					реактивная	±2,0	±6,0	
4	ПС 110/10 кВ «Котельная», ЗРУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.44	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 25433-11	НОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3:100/√3 Рег. № 35955-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	активная	±1,0	±3,4	
					реактивная	±2,0	±6,0	
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ							±5 с	

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. Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №1-2 при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,05 \cdot I_{ном}$, для ИК №3-4 при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1-4 от минус 40 °С до +60 °С.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, УСВ на аналогичные утвержденного типа, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
6. Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК.

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ для ИК №1-2 для ИК №3-4 - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения УСВ, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 2 до 120 от 0,5 инд. до 1,0 от 49,5 до 50,5 от -45 до +40 от -40 до +60 от -25 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера 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.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера БД:
 - изменения значений результатов измерений;
 - изменения коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему АИИС КУЭ филиала АО «Корпорация «ГРИНН» Мегакомплекс «ГРИНН», расположенный по адресу: г. Курск, 305029, ул. К. Маркса, д. 68, типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы комбинированные	ЗНТОЛП-НТЗ-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЦ-10	3 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	3 шт.
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЦ-10	6 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01	2 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.12	2 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Сервер БД		1 шт.
Программное обеспечение	ПО «Пирамида 2000»	1 шт.
Методика поверки	МП СМО-2402-2021	1 экз.
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.870 ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Корпорация «ГРИНН» Мегакомплекс «ГРИНН», расположенный по адресу: г. Курск, 305029, ул. К. Маркса, д. 68, аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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.

