

Приложение № 4
к сведениям о типах средств
измерений, прилагаемым
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «31» декабря 2020 г. № 2342

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ГТ Энерго» Барнаульская ГТ-ТЭЦ вторая очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ГТ Энерго» Барнаульская ГТ-ТЭЦ вторая очередь (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя центральный сервер баз данных (сервер) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированное рабочее место (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает в локальную вычислительную сеть на сервер. На сервере осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленного формата в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется каждый час. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождения показаний часов сервера с УСВ.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера на величину более ± 2 с.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.04.01.01
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точ- ки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические характери- стики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускаемой ос- новной отно- сительной по- грешности, (±δ) %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих усло- виях, (±δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Барнаулская ГТ-ТЭЦ, КРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.5	ARJP3/N2J Кл.т. 0,5 1250/5 Рег. № 21989-01 Фазы: А; В; С	VRQ3n/S2 Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 21988-01 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	HP Pro- Liant ML370	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
2	Барнаулская ГТ-ТЭЦ, КРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.6	ARJP3/N2J Кл.т. 0,5 1250/5 Рег. № 21989-01 Фазы: А; В; С	VRQ3n/S2 Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 21988-01 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
3	Барнаулская ГТ-ТЭЦ, КРУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч.21	ARJP3/N2J Кл.т. 0,5 1250/5 Рег. № 21989-01 Фазы: А; В; С	VRQ3n/S2 Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 21988-01 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Актив- ная	1,1	3,0		
					Реак- тивная	2,3	4,7		
4	Барнаулская ГТ-ТЭЦ, КРУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч.20	ARJP3/N2J Кл.т. 0,5 1250/5 Рег. № 21989-01 Фазы: А; В; С	VRQ3n/S2 Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 21988-01 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Актив- ная	1,1	3,0		
					Реак- тивная	2,3	4,7		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ПС 110 кВ Сиб- энергомаш, ГРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.9	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИТ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 70324-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
6	ПС 110 кВ Сиб- энергомаш, ГРУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч.4	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИТ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 70324-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
7	ПС 110 кВ Сиб- энергомаш, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Барна- ульская ТЭЦ-2 – Сибэнергомаш с отпайкой на ПС Трансмаш (ВЛ ТС-100)	ТФМ-110 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 16023-97 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	НР Pro- Liant ML370	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
8	ПС 110 кВ Сиб- энергомаш, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Сиб- энергомаш – Опор- ная (ВЛ СО-102)	ТФМ-110 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 16023-97 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
9	ПС 110 кВ Сибэнергомаш, ГРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.7	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИТ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 70324-18 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	НР Pro-Liant ML370	Актив-ная	1,3	3,3		
								Реак-тивная	2,5	5,6	
10	ПС 110 кВ Сибэнергомаш, ГРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.19	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18					Актив-ная	1,3	3,3
									Реак-тивная	2,5	5,6
11	ПС 110 кВ Сибэнергомаш, ГРУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч.14	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИТ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 70324-18 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18					Актив-ная	1,3	3,3
							Реак-тивная	2,5	5,6		
12	ПС 110 кВ Сибэнергомаш, ГРУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч.10	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИТ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 70324-18 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив-ная	1,3	3,3		
							Реак-тивная	2,5	5,6		
13	Барнаульская ГТ-ТЭЦ, КРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.13	ARJP3/N2J Кл.т. 0,5 1250/5 Рег. № 21989-01 Фазы: А; В; С	VRQ3n/S2 Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 21988-01 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив-ная	1,3	3,3		
							Реак-тивная	2,5	5,6		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
14	Барнаулская ГТ-ТЭЦ, КРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.12	ARJP3/N2J Кл.т. 0,5 1250/5 Рег. № 21989-01 Фазы: А; В; С	VRQ3n/S2 Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 21988-01 Фазы: А; В; С	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	HP Pro- Liant ML370	Актив- ная	1,3	3,3	
								Реак- тивная	2,5	5,6
15	Барнаулская ГТ-ТЭЦ, КРУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч.29	ARJP3/N2J Кл.т. 0,5 1250/5 Рег. № 21989-01 Фазы: А; В; С	VRQ3n/S2 Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 21988-01 Фазы: А; В; С	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18					Актив- ная	1,3
							Реак- тивная	2,5	5,6	
16	Барнаулская ГТ-ТЭЦ, КРУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч.26	ARJP3/N2J Кл.т. 0,5 1250/5 Рег. № 21989-01 Фазы: А; В; С	VRQ3n/S2 Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 21988-01 Фазы: А; В; С	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,3	3,3	
							Реак- тивная	2,5	5,6	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с	

Примечания:

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	16
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от +15 до +40 от +15 до +40 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 35000 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: 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 по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
параметрирования;

пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ARJP3/N2J	24
Трансформаторы тока	ТЛК10-6	12
Трансформаторы тока	ТФМ-110	6
Трансформаторы напряжения	VRQ3n/S2	24
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	6
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-6	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	8
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	8
Блоки коррекции времени	ЭНКС-2	1
Сервер	HP ProLiant ML370	1
Методика поверки	МП ЭПР-301-2020	1
Паспорт-формуляр	ГТ-ТЭЦ.7703806647.202.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-301-2020 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ГТ Энерго» Барнаурская ГТ-ТЭЦ вторая очередь. Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 28.10.2020 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- блока коррекции времени ЭНКС-2 – по документу ЭНКС.681730.001 МП «Инструкция. Блоки коррекции времени ЭНКС-2. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 30.09.2014 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК – по документу ИЛГШ.411152.167РЭ1 «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 28.04.2016 г.;
- блок коррекции времени ЭНКС-2 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 37328-15);
- анализатор количества и показателей качества электрической энергии AR.5L (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 44131-10);
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ®-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22029-10).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «ГТ Энерго» Барнаурская ГТ-ТЭЦ вторая очередь», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ГТ Энерго» Барнаурская ГТ-ТЭЦ вторая очередь

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «ГТ Энерго» (АО «ГТ Энерго»)

ИНН 7703806647

Адрес: 123610, РФ, г. Москва, Краснопресненская набережная, д.12

Юридический адрес: 117292, РФ, г. Москва, Нахимовский проспект, дом 52/27, оф. Б

Телефон: (495) 258-20-16

Факс: (495) 258-20-82

Web-сайт: www.gtenergo.ru

E-mail: info@gtenergo.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443 Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.