

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Затонской ТЭЦ

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Затонской ТЭЦ (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени технологическим объектом, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (далее - ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 4.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройства сбора и передачи данных контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С70 (далее - УСПД), каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), включающий в себя основной и резервный серверы АИИС КУЭ, устройства синхронизации времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1 (далее - УСВ-1), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (далее - АРМ) и программное обеспечение (далее - ПО) «Пирамида 2000».

Первичные фазные 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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 поступает на входы УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. УСПД может функционировать в режиме передачи данных без сохранения данных в собственной базе данных. При этом считанные данные результатов измерений приводятся к реальным значениям с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН и заносятся в базу данных на верхнем уровне.

На верхнем - третьем уровне системы, расположенном в центре сбора и обработки информации ООО «БГК», выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации - участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов установленных форматов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится с сервера АИИС КУЭ настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее - СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков, УСПД и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УСВ-1, синхронизирующими собственное время по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приёмника, входящего в состав УСВ-1. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени составляют не более 0,5 с. Основной и резервные серверы АИИС КУЭ периодически (1 раз в 1 час) сравнивают свое системное время с УСВ-1, корректировка часов серверов АИИС КУЭ осуществляется независимо от наличия расхождения. Часы УСПД синхронизированы по времени с часами основного сервера АИИС КУЭ, сравнение показаний часов происходит каждый сеанс связи, коррекция часов осуществляется при наличии расхождения больше ± 1 с. Абсолютная погрешность измерений времени УСПД составляет ± 1 с/сутки. Сличение показаний часов счетчиков и УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками. Корректировка часов осуществляется при расхождении часов счетчиков и УСПД более ± 1 с, но не чаще 1 раза в сутки.

Задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность хода часов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счетчика электроэнергии, УСПД, сервера АИИС КУЭ отражаются в журналах событий. Факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журнале событий сервера АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО 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.

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	3.0
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4 b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков электрической энергии и измерительных трансформаторов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 4, нормированы с учетом ПО.

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 таблицах 2 - 4.

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровня измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	
1	2	3	4	5	6	7
1	Затонская ТЭЦ ГТУ-1	ВСТ 9000/5 Кл. т. 0,2S	ЗНОЛ-ЭК-15 15750/√3:100/√3 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	активная реактивная
2	Затонская ТЭЦ ТГ-1	ВСТ 6000/5 Кл. т. 0,2S	ЗНОЛ-ЭК-10 10500/√3:100/√3 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	активная реактивная
3	Затонская ТЭЦ ТГ-2	ВСТ 6000/5 Кл. т. 0,2S	ЗНОЛ-ЭК-10 10500/√3:100/√3 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	активная реактивная
4	Затонская ТЭЦ ГТУ-2	ВСТ 9000/5 Кл. т. 0,2S	ЗНОЛ-ЭК-15 15750/√3:100/√3 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	активная реактивная
5	Затонская ТЭЦ (220/10/6/0,4), КРУЭ-220 кВ, СШ-220 кВ, яч. 1, В210	АМТ 245/1 1000/5 Кл. т. 0,2S	SU 245/S 220000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	активная реактивная
6	Затонская ТЭЦ (220/10/6/0,4), КРУЭ-220 кВ, СШ-220 кВ, яч. 1, В211	АМТ 245/1 1000/5 Кл. т. 0,2S	SU 245/S 220000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	активная реактивная
7	Затонская ТЭЦ (220/10/6/0,4), КРУЭ-220 кВ, СШ-220 кВ, яч. 2, В222	АМТ 245/1 1000/5 Кл. т. 0,2S	SU 245/S 220000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	активная реактивная
8	Затонская ТЭЦ (220/10/6/0,4), КРУЭ-220 кВ, СШ-220 кВ, яч. 2, В220	АМТ 245/1 1000/5 Кл. т. 0,2S	SU 245/S 220000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	активная реактивная

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
9	Затонская ТЭЦ (220/10/6/0,4), КРУЭ-220 кВ, СШ-220 кВ, яч. 3, В230	АМТ 245/1 1000/5 Кл. т. 0,2S	SU 245/S 220000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	активная реактивная
10	Затонская ТЭЦ (220/10/6/0,4), КРУЭ-220 кВ, СШ-220 кВ, яч. 3, В231	АМТ 245/1 1000/5 Кл. т. 0,2S	SU 245/S 220000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	активная реактивная
11	Затонская ТЭЦ (220/10/6/0,4), РУСН-10 кВ, 5 СШ, яч. 2, КЛ-10 кВ Падеевка - Затонская ТЭЦ - 1	ТОЛ-НТЗ-10 1000/5 Кл. т. 0,5S	НАЛИ-НТЗ-10 10500/100 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	активная реактивная
12	Затонская ТЭЦ (220/10/6/0,4), РУСН-10 кВ, 6 СШ, яч. 5, КЛ-10 кВ Падеевка - Затонская ТЭЦ - 2	ТОЛ-НТЗ-10 1000/5 Кл. т. 0,5S	НАЛИ-НТЗ-10 10500/100 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95$ ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95$ ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1-10 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	0,6	0,8	1,2	0,8	1,0	1,4
	$0,01I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	1,0	1,3	2,0	1,2	1,5	2,2
11; 12 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	0,7	1,1	1,9	0,9	1,3	2,0
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	0,7	1,1	1,9	0,9	1,3	2,0
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	0,9	1,5	2,7	1,1	1,6	2,8
	$0,01I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	1,7	2,8	5,3	1,9	2,9	5,4

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95$ ($\pm\delta$), %		Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95$ ($\pm\delta$), %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1-10 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,0	0,8	1,8	1,8
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,0	0,8	1,8	1,8
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,1	0,9	1,9	1,8
	$0,02I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	2,0	1,5	2,5	2,2
11; 12 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,6	1,1	2,3	1,9
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,6	1,1	2,3	1,9
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	2,3	1,4	2,7	2,1
	$0,02I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	4,3	2,6	4,6	3,0

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 $\cos \varphi = 0,5$; 0,8; 1 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С.

4 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УСВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	12
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 1 до 120 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C	от 80 до 115 от 1 до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -30 до +40 от -40 до +60 от -10 до +50
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - СЭТ-4ТМ.03М - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - 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	165000 2 100000 1 70000 2 35000 2
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - график средних мощностей за интервал 30 мин, суток Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 10 45 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания УСПД, 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 УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД.
- журнал ИВК:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и ИВК.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) Затонской ТЭЦ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ВСТ	58147-14	12
Трансформаторы тока	АМТ 245/1	37101-14	18
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	51679-12	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-ЭК-15	47583-11	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-ЭК-10	47583-11	6
Трансформаторы напряжения	SU 245/S	37115-14	15
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-НТЗ-10	59814-15	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	12
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	28822-05	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	2
Методика поверки	-	-	1
Паспорт-формуляр	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 002-17 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Затонской ТЭЦ. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ООО «МетроСервис» 07.03.2017 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- СИКОН С70 - в соответствии с документом ВЛСТ 220.00.000 И1 «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки», утвержденным ВНИИМС в 2005 г.;
- УСВ-1 - в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000 МП», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» «15» декабря 2004 г.;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Рег. № 46656-11);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-02;
- термогигрометр «Ива-6А-Д»: диапазон измерений температуры от минус 20 °С до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 0 % до 98 %, дискретность 0,1 %;
- миллитесламетр Ш1-15У: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 199,9 мТл.

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

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

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии Затонской ТЭЦ (АИИС КУЭ Затонской ТЭЦ), аттестованной АО ГК «Системы и технологии», аттестат об аккредитации № РОСС RU.0001.310043 от 17.07.2012 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Затонской ТЭЦ

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

Общество с ограниченной ответственностью «Башкирская генерирующая компания» (ООО «БГК»)

ИНН: 0277077282

Адрес: 450045, г. Уфа, ул. Энергетиков, 60

Телефон: (347) 222-83-56

E-mail: office@bgkrb.ru

Заявитель

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

ИНН: 7716809275

Адрес: 129337 г. Москва, ул. Красная Сосна, д. 20, стр. 1

Телефон/факс: (495) 410-28-81

E-mail: Stroyenergetika@gmail.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр» (ООО «МетроСервис»)

Адрес: 660133, Россия, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, 6а

Телефон: (391) 224-85-62

E-mail: E.E.Servis@mail.com

Аттестат аккредитации ООО «МетроСервис» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311779 от 10.08.2016 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.