

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-КОМСОМОЛЬСКИЙ НПЗ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-КОМСОМОЛЬСКИЙ НПЗ» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), а также аппаратуру для передачи/приема данных по линиям связи; источники бесперебойного питания для каналообразующей аппаратуры.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) АИИС КУЭ с установленным программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации времени УСВ-1 (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства приема-передачи данных, каналообразующую аппаратуру и технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей.

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 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по линиям связи поступает на сервер ООО «РН-КОМСОМОЛЬСКИЙ НПЗ», где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных.

Сервер базы данных, с периодичностью один раз в 30 минут, производит опрос уровня ИИК. Полученная информация записывается в базу данных сервера БД.

На верхнем - втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Один раз в сутки сервер ИВК АИИС КУЭ автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML. Файл с результатами измерений в формате XML по электронной почте автоматически направляется на почтовый сервер энергосбытовой организации ООО «РН-Энерго». На сервере ООО «РН-Энерго» файл с результатами измерений в формате XML подписывается электронно-цифровой подписью ООО «РН-Энерго» и направляется в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС», в АО «СО ЕЭС» и другим смежным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ создана на основе устройства синхронизации времени УСВ-1, в состав которого входит приемник сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (ГЛОНАСС/GPS).

Сличение часов сервера с часами УСВ-1 происходит не реже, чем 1 раз в сутки. Коррекция часов сервера выполняется при расхождении с показаниями УСВ-1 более чем на ± 1 с.

Время счетчиков сличается со временем сервера не реже одного раза в сутки, коррекция времени счетчиков проводится при расхождении времени счетчика и сервера более чем на ± 1 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят программные модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» 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 «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.07.05
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений согласно Р 50.2.077-2014 соответствует уровню «средний».

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 – Состав ИК

Канал измерений		Состав измерительного канала				УСВВ	К _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{Сч}
№№ ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип			
1	2	3		4		5	6
1	ПС «НПЗ-110» 110/6 кВ, ВЛ-110 кВ, Т-1 С-102	ТТ	К _Т = 0,2 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 15651-96	A	TG 145	УСВ-1 Рег. № 28716-05	33000
				B	TG 145		
				C	TG 145		
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000:ÖВ/100:ÖВ Рег. № 53343-13	A	ЗНГ-УЭТМ®-110 У1		
				B	ЗНГ-УЭТМ®-110 У1		
				C	ЗНГ-УЭТМ®-110 У1		
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{Сч} = 1 Рег. № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
2	ПС «НПЗ-110» 110/6 кВ, ВЛ-110 кВ, Т-2 С-98	ТТ	К _Т = 0,2 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 15651-96	A	TG 145		
				B	TG 145		
				C	TG 145		
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000:ÖВ/100:ÖВ Рег. № 53343-13	A	ЗНГ-УЭТМ®-110 У1		
				B	ЗНГ-УЭТМ®-110 У1		
				C	ЗНГ-УЭТМ®-110 У1		
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{Сч} = 1 Рег. № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
3	Автокооператив «Нефтяник», ВРУ-0,4кВ, Ввод № 1	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 52667-13	A	T-0,66 У3		40
				B	T-0,66 У3		
				C	T-0,66 У3		
		ТН	-				
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{Сч} = 1 Рег. № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
4	Автокооператив «Нефтяник», ВРУ-0,4кВ, Ввод № 2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 52667-13	A	T-0,66 У3	УСВ-1 Рег. № 28716-05	40
				B	T-0,66 У3		
				C	T-0,66 У3		
ТН	-						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 Рег. № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4					
5	Комсомольская ТЭЦ-3, ЗРУ-110 кВ, С-113	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 46101-10	A	ТВ-110-I-5 ХЛ2		
				B	ТВ-110-I-5 ХЛ2		
				C	ТВ-110-I-5 ХЛ2		
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000:ÖВ/100:ÖВ Рег. № 39263-11	A	НКФА-110 II УХЛ1		
				B	НКФА-110 II УХЛ1		
				C	НКФА-110 II УХЛ1		
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 Рег. № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01					
6	Комсомольская ТЭЦ-3, ЗРУ-110 кВ, С-114	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 46101-10	A	ТВ-110-I-5 ХЛ2		
				B	ТВ-110-I-5 ХЛ2		
				C	ТВ-110-I-5 ХЛ2		
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000:ÖВ/100:ÖВ Рег. № 39263-11	A	НКФА-110 II УХЛ1		
				B	НКФА-110 II УХЛ1		
				C	НКФА-110 II УХЛ1		
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 Рег. № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01					
7	ПС «КНПЗ-2» 110/6 кВ, ВЛ-110 кВ, Т-1 С-113	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 37102-08	A	АМТ 145/3		
				B			
				C			
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000:ÖВ/100:ÖВ Рег. № 37114-08	A	SUD 145		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 31857-11	A1802RL-P4GB-DW-4					
						220000	
						132000	
						22000	

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
8	ПС «КНПЗ-2» 110/6 кВ, ВЛ-110 кВ, Т-2 С-114	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 37102-08	A	АМТ 145/3	УСВ-1 Рег. № 28716-05	220000
				B			
				C			
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000:ÖВ/100:ÖВ Рег. № 37114-08	A	SUD 145		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 31857-11	A1802RL-P4GB-DW-4					
<p>Примечания:</p> <p>1 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 3 метрологических характеристик.</p> <p>2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов.</p> <p>3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.</p>							

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК

Номера однотипных ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1, 2	Активная	0,5	2,1
	Реактивная	1,1	1,5
3, 4	Активная	1,0	5,5
	Реактивная	2,1	3,2
5, 6	Активная	1,0	4,9
	Реактивная	2,2	3,8
7, 8	Активная	0,5	1,9
	Реактивная	1,1	1,9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ($\pm\Delta$), с		5	
<p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.</p> <p>3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5)\% I_{ном} \cos\varphi = 0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 16 до плюс 25 °С.</p>			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 26035-83 ГОСТ Р 52425-2005, ТУ 4228-011-29056091-11</p>	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +18 до +22 от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УССВ магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более</p>	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от -30 до +40 от -40 до +60 от -10 до +50 0,5</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики Альфа А1800: - среднее время наработки до отказа, ч, - среднее время восстановления работоспособности, ч, Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки до отказа, ч, - среднее время восстановления работоспособности, ч, УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</p>	<p>120000 72 140000 2 35000 24 0,99 1</p>
<p>Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</p>	<p>45 3,5</p>

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться по двум каналам связи;

Журналы событий счетчиков электроэнергии фиксируют время и даты наступления событий:

- факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;

- факты коррекции времени с фиксацией времени до и после коррекции, величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

- формирование обобщенного события по результатам автоматической самодиагностики;

- отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;

- перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.

Журнал событий ИВК фиксирует:

- изменение значений результатов измерений;

- изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;

- факт и величину синхронизации (коррекции) времени;

- пропадание питания;

- замена счетчика.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;

- промежуточных клеммников вторичных измерительных цепей;

- испытательной коробки;

- ИВК.

- наличие защиты на программном уровне:

- пароль на счетчике;

- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;

- ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);

- ИВК (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТВ-110-1-5 ХЛ2	6 шт.
Трансформаторы тока	TG 145	6 шт.
Трансформаторы тока	АМТ 145/3	2 шт.
Трансформаторы тока	T-0,66 У3	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФА-110 II УХЛ1	6 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные элегазовые	ЗНГ-УЭТМ®-110 У1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	SUD 145	2 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	6 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-1	1 шт.
Методика поверки	МП 206.1-056-2019	1 экз.
Паспорт-формуляр	0890-06-17-ТЗ-ПФ	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-056-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-КОМСОМОЛЬСКИЙ НПЗ». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 29.07.2019 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 и/или по МИ 2925-2005 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя;
- по МИ 3195-2018 ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации;
- по МИ 3196-2018 ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации;
- по МИ 3598-2018 ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации;
- счетчики Альфа А1800 (рег. № 31857-06) - в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева» 19.05.2006 г.;
- счетчики Альфа А1800 (рег. № 31857-11) - в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- счетчики СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007 г.;
- УСВ-1 - в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2004 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, рег. № 27008-04;
- термогигрометр «CENTER» (мод. 315), рег. № 22129-04.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-КОМСОМОЛЬСКИЙ НПЗ», аттестованном ФГУП «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-КОМСОМОЛЬСКИЙ НПЗ»

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 «РН-Энерго» (ООО «РН-Энерго»)

ИНН 7706525041

Адрес: 143402, г. Красногорск, ул. Международная, д. 14

Телефон: +7 (495) 777-47-42

E-mail: rn-energo@rn-energo.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Электротехнические системы» (ООО «Электротехнические системы»)

ИНН 2724070454

Адрес: 680014, г. Хабаровск, переулок Гаражный, 30А

Телефон: +7 (4212) 75-63-73

Факс: +7 (4212) 75-63-75

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

Адрес: 119361, 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

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2019 г.