

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «08» августа 2023 г. № 1578

Регистрационный № 89716-23

Лист № 1  
Всего листов 10

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Ягельное ЛПУ МГ КС «Ягельная», Приозерное ЛПУ МГ КС «Приозерная», Правохеттинское ЛПУ МГ КС «Правохеттинская»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Ягельное ЛПУ МГ КС «Ягельная», Приозерное ЛПУ МГ КС «Приозерная», Правохеттинское ЛПУ МГ КС «Правохеттинская» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

**Описание средства измерений**

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

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения. ИВК включает в себя специализированное программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», каналообразующую аппаратуру, сервер синхронизации времени, сервер баз данных (БД) и автоматизированные рабочие места (АРМ) ООО «Газпром энерго» и АО «Газпром энергосбыт».

ИИК, ИВК, технические средства приема-передачи данных и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей 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, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

– активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для

интервалов времени 30 минут;

– средняя на интервале времени 30 минут активная и реактивная электрическая мощность.

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

– периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;

– автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;

– хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;

– автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;

– перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;

– формирование отчетных документов;

– ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;

– конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;

– сбор и хранение журналов событий счетчиков;

– ведение журнала событий ИВК;

– синхронизацию времени в сервере БД с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергии;

– аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;

– самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий;

– дистанционный доступ к компонентам АИИС КУЭ.

ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между ИВК, АРМ, информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется следующим образом:

– посредством локальной вычислительной сети для передачи данных от сервера БД на АРМ;

– посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД на АРМ;

– посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД или АРМ во внешние системы.

Информация о средствах измерения, при необходимости, передается в виде электронного документа XML в формате 80030. Электронные документы XML заверяются электронно-цифровой подписью на АРМ и/или сервере БД.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

– посредством интерфейса RS-485, наземного канала связи Е1 (основной канал), спутникового канала (резервный канал) передачи данных от счетчиков до ИВК;

– посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера БД на АРМ;

– посредством наземного канала связи Е1 для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы и/или АРМ (основной канал);

– посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы и/или АРМ (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя сервер синхронизации времени, часы Сервера БД и счетчиков. Сервер БД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени. Синхронизация часов Сервера БД с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на  $\pm 1$  с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов Сервера БД осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раза в сутки). Корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов Сервера БД  $\pm 1$  с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 19.001-2023 наносится типографским способом в формуляр и на информационную табличку корпуса сервера БД методом шелкографии.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО 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 «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 Левохеттинская ЗРУ-10 кВ Технологическое, 1 СШ, яч. 7, Ввод № 1	ТПЛ-10У3 Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 20186-00	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ССВ-1Г Рег. № 58301- 14; Сервер БД
2	ПС 110 Левохеттинская ЗРУ-10 кВ Технологическое, 1 СШ, яч. 17	ТПЛ-10У3 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 20186-00	A1805RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
3	ПС 110 Левохеттинская ЗРУ-10 кВ Технологическое, 2 СШ, яч. 8, Ввод № 2	ТВК-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 8913-82	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 20186-00	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
4	ПС 110 Левохеттинская ЗРУ-10 кВ Технологическое, 2 СШ, яч. 18	ТПЛ-10У3 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 20186-00	A1805RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
5	ПС 110 Левохеттинская ЗРУ-10 кВ Технологическое, 3 СШ, яч. 47, Ввод № 3	ТВК-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 8913-82	НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-69	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
6	ПС 110 Левохеттинская ЗРУ-10 кВ Технологическое, 4 СШ, яч. 48, Ввод № 4	ТПЛ-10У3 Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 20186-00	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
7	ПС 110 Приозерная ЗРУ-10 кВ Технологическое, 1 СШ, яч. 11, Ввод № 1	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 2363-68	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 23544-02	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8	ПС 110 Приозерная ЗРУ-10 кВ Технологическое, 2 СШ, яч. 10, Ввод № 2	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 2363-68	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 23544-02	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ССВ-1Г Рег. № 58301- 14; Сервер БД
9	ПС 110 Приозерная ЗРУ-10 кВ Технологическое, 3 СШ, яч. 61, Ввод № 3	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 2363-68	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 23544-02	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
10	ПС 110 Приозерная ЗРУ-10 кВ Технологическое, 3 СШ, яч. 65	ТПЛ-10У3 Кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-69	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
11	ПС 110 Приозерная ЗРУ-10 кВ Технологическое, 4 СШ, яч. 64, Ввод № 4	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 1856-63	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 23544-02	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
12	ПС 110 Приозерная ЗРУ-10 кВ Технологическое, 4 СШ, яч. 70	ТПЛ Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 47958-16	НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-69	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
13	ПС 220 Правохеттинская ЗРУ- 10 кВ Технологическое, 1 СШ, яч. 19, Ввод № 1	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 23544-07	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
14	ПС 220 Правохеттинская ЗРУ- 10 кВ Технологическое, 1 СШ, яч.13	ТПЛ-10У3 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-69	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
15	ПС 220 Правохеттинская ЗРУ- 10 кВ Технологическое, 2 СШ, яч. 16, Ввод № 2	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 23544-07 ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-08	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
16	ПС 220 Правохеттинская ЗРУ-10 кВ Технологическое, 3 СШ, яч. 43, Ввод № 3	ТПЛ-10У3 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 23544-07	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ССВ-1Г Рег. № 58301- 14; Сервер БД
17	ПС 220 Правохеттинская ЗРУ-10 кВ Технологическое, 4 СШ, яч. 78, Ввод № 4	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 1261-02	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 16687-07	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
18	ПС 220 Правохеттинская ЗРУ-10 кВ Технологическое, 4 СШ, яч. 66	ТПЛ-10У3 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 Рег. № 11094-87	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

Примечания:

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 таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

2 Допускается замена устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %
1, 3, 5 - 17	0,50	±5,4	±2,7	±2,9	±1,5	±2,2	±1,2
	0,80	±2,9	±4,4	±1,6	±2,4	±1,2	±1,9
	0,87	±2,5	±5,5	±1,4	±3,0	±1,1	±2,2
	1,00	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
2, 4	0,50	±5,5	±3,0	±3,0	±1,8	±2,3	±1,5
	0,80	±3,0	±4,6	±1,7	±2,6	±1,4	±2,1
	0,87	±2,7	±5,6	±1,5	±3,1	±1,2	±2,4
	1,00	±1,8	-	±1,2	-	±1,0	-
18	0,50	±5,3	±2,6	±2,7	±1,4	±1,9	±1,1
	0,80	±2,8	±4,3	±1,5	±2,3	±1,1	±1,6
	0,87	±2,4	±5,4	±1,3	±2,8	±0,9	±2,0
	1,00	±1,7	-	±0,9	-	±0,7	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{w^A} \%$	$\delta_{w^P} \%$	$\delta_{w^A} \%$	$\delta_{w^P} \%$	$\delta_{w^A} \%$	$\delta_{w^P} \%$
1, 3, 5 - 17	0,50	±5,4	±3,0	±3,0	±2,0	±2,3	±1,8
	0,80	±2,9	±4,6	±1,7	±2,8	±1,4	±2,3
	0,87	±2,6	±5,6	±1,5	±3,3	±1,2	±2,6
	1,00	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
2, 4	0,50	±5,7	±4,0	±3,3	±3,2	±2,6	±3,1
	0,80	±3,3	±5,3	±2,2	±3,7	±1,9	±3,4
	0,87	±3,0	±6,2	±2,0	±4,1	±1,8	±3,6
	1,00	±2,0	-	±1,4	-	±1,3	-
18	0,50	±5,3	±2,9	±2,8	±2,0	±2,0	±1,7
	0,80	±2,9	±4,6	±1,6	±2,6	±1,2	±2,1
	0,87	±2,5	±5,5	±1,4	±3,1	±1,1	±2,4
	1,00	±1,7	-	±1,0	-	±0,8	-

Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с

Примечание:

$I_5$  – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

$I_{20}$  – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;

$I_{100}$  – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;

$I_{120}$  – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;

$I_{изм}$  – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;

$\delta_{w^A}$  – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности  $P=0,95$  при измерении активной электрической энергии;

$\delta_{w^P}$  – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности  $P=0,95$  при измерении реактивной электрической энергии;

$\delta_{w^A}$  – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности  $P=0,95$  при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;

$\delta_{w^P}$  – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности  $P=0,95$  при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	18
Нормальные условия:	
– сила тока, % от $I_{ном}$	от 5 до 120
– напряжение, % от $U_{ном}$	от 99 до 101
– коэффициент мощности cos φ	0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк.
температура окружающего воздуха для счетчиков, °С	от +21 до +25

Продолжение таблицы 5

1	2
<p>Рабочие условия эксплуатации:</p> <p>допускаемые значения неинформативных параметров:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– сила тока, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>– напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>– коэффициент мощности <math>\cos \varphi</math></li> </ul> <p>температура окружающего воздуха, °С:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- для ТТ и ТН</li> <li>- для счетчиков</li> <li>- для сервера</li> </ul>	<p>от 5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк.</p> <p>от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов</p> <p>Счетчики Альфа А1800:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> </ul> <p>ССВ-1Г:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> </ul> <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> </ul>	<p>120000</p> <p>22000</p> <p>40000</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</li> </ul> <p>Сервер ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</li> </ul>	<p>100</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервный сервер с установленным специализированным ПО;
- резервирование каналов связи между уровнями ИИК и ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

- счётчика, с фиксированием событий:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике.
- ИВК, с фиксированием событий:
  - даты начала регистрации измерений;
  - перерывы электропитания;
  - программные и аппаратные перезапуски;
  - установка и корректировка времени;
  - переход на летнее/зимнее время;
  - нарушение защиты ИВК;
  - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счётчика;



- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера;
- защита информации на программном уровне:
  - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
  - установка пароля на счетчик;
  - установка пароля на Сервер БД.

### Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра АУВП.411711.123, АУВП.411711.126, АУВП.411711.128 ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Ягельное ЛПУ МГ КС «Ягельная», Приозерное ЛПУ МГ КС «Приозерная», Правохеттинское ЛПУ МГ КС «Правохеттинская». Формуляр».

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТВК-10	4
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10У3	16
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	6
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	6
Трансформаторы тока	ТПЛ	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66У3	4
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	5
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	20
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	1
Счетчики	A1805RAL-P4GB-DW-4	2
Счетчики	A1802RAL-P4GB-DW-4	6
Счетчики	A1802RALQ-P4GB-DW-4	10
ПО ИВК	АльфаЦЕНТР	1
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Формуляр	АУВП.411711.123, АУВП.411711.126, АУВП.411711.128 ФО	1

### Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Ягельное ЛПУ МГ КС «Ягельная», Приозерное ЛПУ МГ КС «Приозерная», Правохеттинское ЛПУ МГ КС «Правохеттинская»». Методика измерений аттестована Западно-Сибирским

филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311735.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений**

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;

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

ГОСТ 34.601-90 Межгосударственный стандарт. Автоматизированные системы. Стадии создания.

**Правообладатель**

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)  
ИНН 7736186950

Юридический адрес: 460028, Оренбургская обл., г Оренбург, ул Терешковой, д/д. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

**Изготовитель**

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)  
ИНН 7736186950

Адрес: 460028, Оренбургская обл., г Оренбург, ул Терешковой, д/д. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

**Испытательный центр**

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, д. 4

Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556.

