

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «16» июля 2021 г. № 1352

Регистрационный № 82189-21

Лист № 1  
Всего листов 7

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» КС «Пангодинская»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» КС «Пангодинская» предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ООО «Газпром трансгаз Югорск», автоматизированного сбора, хранения, обработки 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 обеспечения «АльфаЦЕНТР», каналобразующую аппаратуру, серверы 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.

ИВК осуществляет автоматизированный 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 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, телефонной линии и модемов SHDSL для передачи данных от счетчиков до ИВК;
- посредством спутникового канала связи (основной канал) и телефонных каналов ТЧ связи, сети сотовой связи GSM каналов (резервные каналы) для передачи данных от уровня ИИК до уровня ИВК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet;
- посредством наземного канала связи Е1 для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (основной канал);
- посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя часы Сервера БД и счетчиков, сервер синхронизации времени утвержденного типа ССВ-1Г. Сервер БД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени ССВ-1Г. 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.

### 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 данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	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 – перечень ИК и состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование ИК	Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	УССВ, ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ ГКС, ЗРУ-6 кВ ГКС, 1 СШ 6 кВ, яч.11 Ввод №1	J12ARG кл.т. 0,2 Ктт = 1000/5 Рег.№ 19810-00	VRM2N/S2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Рег. № 18532-99	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ССВ-1Г, Рег. № 58301-14; Сервер БД
2	ПС 110 кВ ГКС, ЗРУ-6 кВ ГКС, 2 СШ 6 кВ, яч.12 Ввод №2	J12ARG кл.т. 0,2 Ктт = 1000/5 Рег.№ 19810-00	VRM2N/S2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Рег. № 18532-99	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
3	ПС 110 кВ ГКС, ЗРУ-6 кВ ГКС, 1 СШ 6 кВ, яч. 39	TCF2/B Кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 18531-99	VRM2N/S2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Рег. №18532-99	A1805RLQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. №31857-11	
4	ПС 110 кВ ГКС, ЗРУ-6 кВ ГКС, 1 СШ 6 кВ, яч. 41	TCF2/B Кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 18531-99	VRM2N/S2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Рег. №18532-99	A1805RLQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. №31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	ПС 110 кВ ГКС, ЗРУ-6 кВ ГКС, 2 СШ 6 кВ, яч. 40	ТСФ2/В Кл.т. 0,5 КтГ = 600/5 Рег. № 18531-99	VRM2N/S2 Кл.т. 0,5 КтГ = 6000:√3/ 100:√3 Рег. №18532-99	A1805RLQ-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. №31857-11	ССБ-ПГ, Рег. № 58301-14; Сервер БД
6	ПС 110 кВ ГКС, ЗРУ-6 кВ ГКС, 2 СШ 6 кВ, яч. 42	ТСФ2/В Кл.т. 0,5 КтГ = 600/5 Рег. № 18531-99	VRM2N/S2 Кл.т. 0,5 КтГ = 6000:√3/ 100:√3 Рег. №18532-99	A1805RLQ-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. №31857-11	

Пломбирование АИИС КУЭ не предусмотрено.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

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

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, 2	0,50	±2,4	±2,1	±1,7	±1,7	±1,5	±1,7
	0,80	±1,6	±2,5	±1,1	±2,0	±1,1	±1,9
	0,87	±1,5	±2,8	±1,1	±2,2	±1,0	±2,1
	1,00	±1,1	-	±0,8	-	±0,8	-
3, 4, 5, 6	0,50	±2,8	±3,4	±2,2	±3,0	±2,1	±3,0
	0,80	±2,2	±3,6	±1,8	±3,2	±1,7	±3,1
	0,87	±2,1	±3,8	±1,7	±3,3	±1,7	±3,2
	1,00	±1,4	-	±1,2	-	±1,2	-

Пределы допускаемой погрешности 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;

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

$\delta_{wo}^P$  – 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 – Технические характеристики

Характеристика	Значение
Количество измерительных каналов	6
Период измерений активной и реактивной средней электрической мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	автоматическое
Формирование базы данных с результатами измерений с указанием времени проведения измерений и времени поступления результатов измерений в базу данных	автоматическое
Глубина хранения результатов измерений в базе данных не менее, лет	3,5
Ведение журналов событий ИВК и ИИК	автоматическое
Рабочие условия применения компонентов АИИС КУЭ:	
– температура окружающего воздуха (кроме ТТ и ТН), °С	от 0 до +40
– температура окружающего воздуха (для ТТ и ТН), °С	от -40 до +40
– частота сети, Гц	от 49,5 до 50,5
– напряжение сети питания, В	от 198 до 242
– индукция внешнего магнитного поля, мТл, не более	0,05
Допускаемые значения информативных параметров:	
– ток, % от $I_{ном}$	от 5 до 120
– напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
– коэффициент мощности $\cos \varphi$	0,5 инд. – 1,0 – 0,8 емк.

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

Знак утверждения типа наносится на титульный лист формуляра МРЕК.411711.069.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» КС «Пангодинская». Формуляр».

### Комплектность средства измерений

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип, модификация, обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	J12ARG	6
Трансформаторы тока	TCF2/B	12
Трансформаторы напряжения	VRM2N/S2	12
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RALQ-P4GB-DW-4	2
	A1805RLQ-P4GB-DW-4	4
ПО ИВК	АльфаЦЕНТР	1
Сервер БД	Stratus FT Server 4700 P4700-2S	1
АРМ	-	2
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» КС «Пангодинская». Формуляр	МРЕК.411711.069.ФО	1
ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» КС «Пангодинская». Методика поверки	МП-321-RA.RU.310556-2020	1

### Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» КС «Пангодинская». Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016 г.

### Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» КС «Пангодинская»

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

