

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 (далее – АИИС КУЭ) 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, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

Уровни АИИС КУЭ:

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

2-й уровень – информационно-вычислительные комплексы электроустановки (далее – ИВКЭ) на базе устройства сбора и передачи данных RTU-325 (далее – УСПД);

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (далее – АРМ) ООО «Газпром энерго», АО «Межрегионэнергосбыт», центр сбора и обработки информации (далее – ЦСОИ) ООО «Газпром энерго», выполненный на основе промышленного компьютера и работающего под управлением программного обеспечения из состава ИВК «Альфа-ЦЕНТР» (Рег. номер 44595-10).

Принцип действия АИИС КУЭ основан на масштабном преобразовании параметров контролируемого присоединения (ток и напряжение) с использованием электромагнитных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН), измерении и интегрировании мгновенной мощности с использованием счетчиков электрической энергии, автоматическом сборе, хранении и передаче по каналам связи результатов измерений.

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. Мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения мощности. За период сети (0,02 с) из мгновенных значений мощности вычисляется активная мощность, из мгновенных значений тока и напряжения их среднеквадратические значения и, затем, полная мощность. Реактивная мощность вычисляется из значений активной и полной мощности.

Вычисленные значения активной и реактивной мощности каждого направления преобразуются в частоту следования импульсов. Во внутренних регистрах счетчиков осуществляется накопление импульсов, соответствующих каждому виду и направлению передачи электроэнергии в течение интервала времени 30 минут. По окончании этого интервала времени накопленное количество импульсов из каждого регистра переносится в

долговременную энергонезависимую память с указанием времени измерений в шкале координированного времени UTC.

УСПД в составе ИВКЭ осуществляет:

- один раз в 30 минут опрос счетчиков электрической энергии и сбор результатов измерений;
- обработку, заключающуюся в пересчете количества накопленных импульсов за период 30 минут в именованные величины;
- хранение результатов измерений в базе данных;
- передачу результатов измерений в ИВК.

В ИВК осуществляется:

- сбор данных с уровня ИВКЭ;
- хранение полученных в результате обработки приращений электроэнергии в базе данных;
- визуальный просмотр результатов измерений из базы данных;
- формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности ОРЭМ за электронно-цифровой подписью в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ.

В составе АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ функционирует следующим образом. Устройство синхронизации системного времени УССВ-16HVS осуществляет прием и обработку сигналов GPS и синхронизацию часов УСПД со шкалой времени UTC с периодичностью не реже 1 раза в 30 минут. УСПД передает собственную шкалу времени на уровень ИИК ТИ. При каждом опросе счетчика УСПД вычисляет поправку времени часов счетчика. И если поправка превышает величину ± 2 с, УСПД формирует команду на синхронизацию счетчика.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

1. Каналы связи между ИИК и ИВКЭ.

Результаты измерений, техническая и служебная информации передаются со счетчиков на уровень ИВКЭ в режиме автоматической передачи данных по программируемому расписанию опроса, но не реже одного раза в сутки.

Данные со счетчиков электроэнергии по интерфейсу RS-485 (среда - медная экранированная «витая пара») передаются через преобразователь интерфейсов RS-485/Ethernet затем через GSM-модем (среда – сеть сотовой связи стандарта GSM) в УСПД RTU-327.

2. Каналы связи между ИВКЭ и ИВК.

Результаты измерений, техническая и служебная информации передаются на уровень ИВК в режимах автоматической передачи данных или выполнения запроса «по требованию».

Связь между ИВКЭ и ИВК организована по каналам связи, разделенным на физическом уровне:

- в качестве основного канала связи используется сеть Интернет;
- на случай выхода основного канала связи используется резервный канал связи по сети сотовой связи стандарта GSM с помощью GSM-модемов.

Передача информации другим заинтересованным субъектам ОРЭ осуществляется с уровня ИВК. Передача информации происходит через межсетевой экран.

ИИК ТИ, ИВКЭ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК).

Перечень измерительных каналов и измерительных компонентов (средств измерений) в составе первого и второго уровней АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

Таблица 1 – перечень ИК и состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

| № ИК | Диспетчерское наименование ИК | Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ | | | |
|------|--|---|--|--|---------------------------------|
| | | Трансформатор тока | Трансформатор напряжения | Счётчик электрической энергии | ИВКЭ (УСПД) |
| 1 | ПС 110 кВ ГКС, ЗРУ-6 кВ ГКС, 1СШ 6 кВ, яч.11 Ввод №1 | J12ARG кл.т. 0,2 Ктт = 1000/5 Рег.№ 19810-00 | VRM2N/S2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 18532-99 | Альфа А1800, А1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06 | УСПД RTU-325 Рег. № 37288-08 |
| 2 | ПС 110 кВ ГКС, ЗРУ-6 кВ ГКС, 2СШ 6 кВ, яч.12 Ввод №2 | J12ARG кл.т. 0,2 Ктт = 1000/5 Рег.№ 19810-00 | VRM2N/S2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 18532-99 | Альфа А1800, А1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06 | |

Пломбирование АИИС КУЭ не предусмотрено.

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 2.

Таблица 2 - Идентификационные признаки 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

Метрологические характеристики приведены в таблице 3, технические характеристики приведены в таблице 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

| I, % от Iном | Коэффициент мощности | ИК № 1, 2 | | |
|--------------|----------------------|-------------------------|---------------------|---------------------|
| | | $\pm\delta_{w_0}^A$, % | $\pm\delta_w^A$, % | $\pm\delta_w^P$, % |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 5 | 0,50 | $\pm 2,3$ | $\pm 2,4$ | $\pm 2,1$ |
| 5 | 0,80 | $\pm 1,5$ | $\pm 1,6$ | $\pm 2,5$ |
| 5 | 0,87 | $\pm 1,3$ | $\pm 1,5$ | $\pm 2,8$ |
| 5 | 1,00 | $\pm 1,1$ | $\pm 1,1$ | - |
| 20 | 0,50 | $\pm 1,6$ | $\pm 1,7$ | $\pm 1,7$ |
| 20 | 0,80 | $\pm 1,0$ | $\pm 1,1$ | $\pm 2,0$ |
| 20 | 0,87 | $\pm 0,9$ | $\pm 1,1$ | $\pm 2,2$ |
| 20 | 1,00 | $\pm 0,8$ | $\pm 0,8$ | - |

Продолжение таблицы 3

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|----------|------|------|------|------|
| 100, 120 | 0,50 | ±1,4 | ±1,5 | ±1,7 |
| 100, 120 | 0,80 | ±0,9 | ±1,1 | ±1,9 |
| 100, 120 | 0,87 | ±0,8 | ±1,0 | ±2,1 |
| 100, 120 | 1,00 | ±0,7 | ±0,8 | - |

Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ ±5 с.

Примечания:

1. $\delta_{w_0}^A$ – границы допускаемой основной относительной погрешности измерения активной энергии;
2. δ_w^A – границы допускаемой относительной погрешности измерения активной энергии в рабочих условиях применения;
3. δ_w^P – границы допускаемой относительной погрешности измерения реактивной энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 4 – Технические характеристики

| Характеристика | Значение |
|--|---------------------------|
| Количество измерительных каналов | 2 |
| 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, ИВКЭ и ИИК ТИ | 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. |

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 5 - Комплектность АИИС КУЭ

| Наименование | Тип, модификация, обозначение | Количество, шт. |
|---------------------|-------------------------------|-----------------|
| Трансформаторы тока | ТОЛ-СЭЦ-10 | 8 |

Продолжение таблицы 5

| Наименование | Тип, модификация, обозначение | Количество, шт. |
|--|-------------------------------|-----------------|
| Трансформаторы тока | ТПЛ-10 | 6 |
| Трансформаторы тока | ТЛП-10 | 4 |
| Трансформаторы напряжения | ЗНОЛ.06 | 12 |
| Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные | Альфа А1800 | 2 |
| ИВК | ЦСОИ, АРМ | 1 |
| Устройства сбора и передачи данных | RTU-325 | 3 |
| Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» КС Пангодинская. Формуляр | МРЕК.411711.069.ФО | 1 |
| Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» КС Пангодинская. Методика поверки | МП-141-RA.RU.310556-2018 | 1 |

Поверка

осуществляется по документу МП-141-RA.RU.310556-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» КС Пангодинская. Методика поверки», утвержденному ФГУП «СНИИМ» 24 мая 2018 г.

Основные средства поверки:

- NTP серверы, работающие от рабочих шкал Государственного первичного эталона времени, частоты и национальной шкалы времени ГЭТ 1-2012 или вторичных эталонов ВЭТ 1-5, ВЭТ 1-7;

- для проверки вторичных цепей ТТ и ТН в соответствии с «Методикой выполнения измерений параметров вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения», аттестованной ФГУП «СНИИМ» 24 апреля 2014 г. (регистрационный №ФР.1.34.2014.17814);

- для ТТ - по ГОСТ 8.217-2003;

- для ТН - по ГОСТ 8.216-2011;

- для счетчиков электрической энергии Альфа А1800 в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДИЯМ.411152.018 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки ДИЯМ.411152.018 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2012 г.;

- устройства сбора и передачи данных RTU-325 в соответствии с документом ДЯИМ.466.453.005МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-325, RTU-325L. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик АИИС КУЭ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» КС Пангодинская. Свидетельство об аттестации методики измерений № 381-RA.RU.311735-2018 от «24» мая 2018 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.

Изготовитель

Оренбургский филиал Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Оренбургский филиал ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Адрес: 460021, г. Оренбург, ул. 60 лет Октября, д. 11

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии»

Адрес: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

Телефон: +7 (383) 210-08-14

Факс: +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «СНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.