

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Оборонэнергосбыт» (ГТП Базовая, ГТП Добрятино, ГТП Ждановская)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Оборонэнергосбыт» (ГТП Базовая, ГТП Добрятино, ГТП Ждановская) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности потребляемой с ОРЭМ по расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в АО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ построенная на основе ИИС «Пирамида» (Госреестр № 21906-11), представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ состоят из двух уровней:

1-ый уровень – включает в себя измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту - ТН), измерительные трансформаторы тока (далее по тексту - ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер сбора данных (ССД) регионального отделения АО «Оборонэнергосбыт», основной и резервный серверы баз данных (СБД) АО «Оборонэнергосбыт», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ) УСВ-2 (Госреестр № 41681-09), а также совокупность аппаратных, каналаобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АРМ оператора представляет собой персональный компьютер, на котором установлена клиентская часть ПО «Пирамида 2000. АРМ». АРМ по ЛВС предприятия связано с сервером, на котором установлено ПО «Пирамида 2000. Сервер». Для этого в настройках ПО «Пирамида 2000. АРМ» указывается IP-адрес сервера.

В качестве ССД установлен в региональном отделении АО «Оборонэнергосбыт». СБД установлены в центре сбора и обработки информации (ЦСОИ) АО «Оборонэнергосбыт».

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии;

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);
- передача журналов событий счетчиков.

Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи и далее через коммутатор по сети Интернет поступает на ССД (в случае если отсутствует TCP-соединения, сервер устанавливает CSD-соединение через GSM-модем). ССД АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации, перевод измеренных значений в именованные физические величины), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации на СБД по протоколу «Пирамида» посредством межмашинного обмена через распределенную вычислительную сеть АО «Оборонэнергосбыт» (основной канал) либо по электронной почте путем отправки файла с данными, оформленными в соответствии с протоколом «Пирамида» (резервный канал). СБД АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации всем заинтересованным сторонам в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Коррекция текущего значения времени и даты (далее времени) часов УСВ-2 происходит от ГЛОНАСС/GPS-приёмника. Погрешность формирования (хранения) шкалы времени при отсутствии коррекции по сигналам проверки времени в сутки не более $\pm 1,0$ с. Установка текущих значений времени и даты в АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему. Коррекция отклонений встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации таймеров устройств с единым временем, поддерживаемым УСВ-2.

Синхронизация времени или коррекция шкалы времени таймеров сервера происходит каждый час, коррекция текущих значений времени и даты серверов с текущими значениями времени и даты УСВ-2 осуществляется независимо от расхождения с текущими значениями времени и даты УСВ-2, т.е. серверы входят в режим подчинения устройствам точного времени и устанавливают текущие значения времени и даты с часов УСВ-2.

Сравнение текущих значений времени и даты Счетчиков с текущим значением времени и даты ССД – происходит при каждом сеансе связи, но не менее 1 раза в сутки. Корректировка осуществляется при расхождении времени $\pm 1,0$ с.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В состав ПО АИИС КУЭ входит: ПО счетчиков электроэнергии, ПО ССД и СБД АИИС КУЭ. Программные средства ССД и СБД АИИС КУЭ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД) и прикладное ПО ИВК «Пирамида», ПО СОЕВ.

Состав программного обеспечения АИИС КУЭ приведён в таблицах 1.1-1.9.

Таблица 1.1 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» - «Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	e55712d0b1b219065d63da949114dae4

Таблица 1.2 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» - «Модуль расчета небаланса энергии/мощности»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	3ef7fb23cf160f566021bf19264ca8d6

Таблица 1.3 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» - «Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac

Таблица 1.4 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» - «Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	52e28d7b608799bb3 ccea41b518d2c83

Таблица 1.5 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» - «Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7

Таблица 1.6 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» - «Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f

Таблица 1.7 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» - «Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f

Таблица 1.8 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» - «Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09

Таблица 1.9 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» - «Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

ПО ИВК «Пирамида» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ. Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительно-информационных комплексов АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2

№ ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока (ТТ)	Трансформатор напряжения (ТН)	Счетчик электрической энергии (Счетчик)	Вид электро-энергии
1	2	3	4	5	6
1	КТП-718/160 Т-1 ввод 0,4 кВ	Т-0,66 кл. т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 0001171; 0001170; 0001172 Госреестр № 47176-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0610111302 Госреестр № 36355-07	Активная/ Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
2	КТП-883 10/0,4кВ, Ввод 10 кВ с ВЛ-10кВ «Волосово»	ТОЛ-10 кл. т. 0,5 Ктт = 40/5 Зав. № 12232; 1362 Госреестр № 15128-03	ЗНОЛ.06 кл. т 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})$ $/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 12604; 9283; 12277 Госреестр № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0812110572 Госреестр № 36697-08	Активная/ Реактивная
3	ЗТП-707 10/0,4 кВ РУ-0,4 кВ, Т-1 ввод 0,4 кВ	ТО-0,66 кл. т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 100636; 100783; 100668 Госреестр № 22899-02	-	ПСЧ-4ТМ.05М кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0607113348 Госреестр № 36355-07	Активная/ Реактивная
4	ПС Костерево 35/10 кВ РУ-10 кВ, яч. 4, фид. 1004	ТПЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 08243; 44945 Госреестр № 2363-68	НТМИ-10 кл. т 0,5 $K_{TH} = 10000/100$ Зав. № 1043 Госреестр № 831-69	ПСЧ-4ТМ.05М кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0608112720 Госреестр № 36355-07	Активная/ Реактивная
5	ПС Костерево 35/10 кВ РУ-10 кВ, яч. 2, фид. 1002	ТВЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 50/5 Зав. № 27213; 28831 Госреестр № 1856-63	НТМИ-10 кл. т 0,5 $K_{TH} = 10000/100$ Зав. № 1043 Госреестр № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 0807131511 Госреестр № 36697-08	Активная/ Реактивная
6	ПС Костерево 35/10 кВ РУ-10 кВ, яч. 11, фид. 1011	ТВЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 50/5 Зав. № 27201; 17126 Госреестр № 1856-63	НТМИ-10 кл. т 0,5 $K_{TH} = 10000/100$ Зав. № 1043 Госреестр № 831-69	ПСЧ-4ТМ.05М кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0608112674 Госреестр № 36355-07	Активная/ Реактивная
7	ПС Костерево 35/10 кВ РУ-10 кВ, яч. 21, фид. 1021	ТПЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 44318; 44332 Госреестр № 2363-68	НТМИ-10 кл. т 0,5 $K_{TH} = 10000/100$ Зав. № 559 Госреестр № 831-69	ПСЧ-4ТМ.05М кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0608112629 Госреестр № 36355-07	Активная/ Реактивная
8	ПС Костерево 35/10 кВ РУ-10 кВ, яч. 23, фид. 1023	ТПЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 50/5 Зав. № 40604; 53631 Госреестр № 2368-68	НТМИ-10 кл. т 0,5 $K_{TH} = 10000/100$ Зав. № 559 Госреестр № 831-69	ПСЧ-4ТМ.05М кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0608112614 Госреестр № 36355-07	Активная/ Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	ПС Караваево 35/10 кВ РУ-10 кВ, фид. 1005	ТПЛ-10-М кл. т 0,5 Ктт = 50/5 Зав. № 17; 29 Госреестр № 22192-01	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 405 Госреестр № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0805114011 Госреестр № 36697-08	Активная/ Реактивная
10	ПС Караваево 35/10 кВ РУ-10 кВ, фид. 1007	ТПЛ-10-М кл. т 0,5 Ктт = 50/5 Зав. № 25; 28 Госреестр № 22192-01	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 404 Госреестр № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 0807131103 Госреестр № 36697-08	Активная/ Реактивная
11	ПС Добрятино 110/35/10 кВ РУ-10 кВ, ф. 1015	ТПЛ-10с кл. т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 0829100000038 Госреестр № 29390-05 ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 5931 Госреестр № 2473-69	НАМИТ-10-2 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1850130000050 Госреестр № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0807113715 Госреестр № 36697-08	Активная/ Реактивная
12	РЩ-0,4 кВ п. Добрятино, ул. Первомайская	Т-0,66 кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 003201; 003197; 003195 Госреестр № 47176-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0612111552 Госреестр № 36355-07	Активная/ Реактивная
13	РП-8 КЛ-6 кВ, в/ч 59802 г. Муром, на ТП 147	ТЛО-10 кл. т 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 14-11247; 14-11246 Госреестр № 25433-11	НАМИ-10 кл. т 0,2 Ктн = 6000/100 Зав. № 67450 Госреестр № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0808113810 Госреестр № 36697-08	Активная/ Реактивная
14	ТП-82 КЛ-6 кВ, в/ч 59802 г. Муром, на ТП 147	ТПОЛ-10 кл. т 0,5S Ктт = 50/5 Зав. № 18218; 18357 Госреестр № 1261-02	ЗНОЛ.06 кл. т 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})$ $/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 16044; 16284; 16046. Госреестр № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0810120280 Госреестр № 36697-08	Активная/ Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	ТП-146 6/0,4 кВ РУ-0,4 кВ, ф. в/ч 19183	ТТИ кл. т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Зав. № С34835; С34816; С34830 Госреестр № 28139-07	-	СЭТ-4ТМ.03 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0108076897 Госреестр № 27524-04	Активная/ Реактивная

Таблица 3

Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИК	cosφ	d _{1(2)%, (±)}	d _{5 %, (±)}	d _{20 %, (±)}	d _{100 %, (±)}
		I _{1(2)%} £ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} £ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} £ I _{изм} < I _{100 %}	I _{100 %} £ I _{изм} £ I _{120 %}
1	2	3	4	5	6
1, 3, 12, 15 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	-	2,1	1,6	1,4
	0,9	-	2,6	1,7	1,6
	0,8	-	3,1	2,0	1,7
	0,7	-	3,7	2,2	1,8
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
5, 10 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,9	-	2,4	1,4	1,2
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,7	-	3,6	2,0	1,6
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
2, 4, 6 – 9, 11 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	-	2,2	1,7	1,6
	0,9	-	2,7	1,9	1,7
	0,8	-	3,2	2,1	1,8
	0,7	-	3,8	2,4	2,0
	0,5	-	5,7	3,3	2,7
13 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,5S)	1,0	-	2,2	1,6	1,5
	0,9	-	2,6	1,8	1,6
	0,8	-	3,1	2,0	1,7
	0,7	-	3,7	2,3	1,9
	0,5	-	5,6	3,1	2,4
14 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,9	2,6	1,9	1,7	1,7
	0,8	3,0	2,2	1,8	1,8
	0,7	3,5	2,5	2,0	2,0
	0,5	5,1	3,4	2,7	2,7
Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИК	cosφ	d _{1(2)%, (±)}	d _{5 %, (±)}	d _{20 %, (±)}	d _{100 %, (±)}
		I _{1(2)%} £ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} £ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} £ I _{изм} < I _{100 %}	I _{100 %} £ I _{изм} £ I _{120 %}
1, 3, 12, 15 (ТТ 0,5; Счетчик 1,0)	0,9	-	7,1	4,5	3,9
	0,8	-	5,4	3,9	3,6
	0,7	-	4,8	3,6	3,4
	0,5	-	4,1	3,4	3,3

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
5, 10 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	0,9	-	6,6	3,8	3,0
	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,7	-	3,8	2,4	2,0
	0,5	-	3,0	2,0	1,7
2, 4, 6 – 9, 11 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,9	-	7,3	4,8	4,2
	0,8	-	5,5	4,0	3,7
	0,7	-	4,8	3,7	3,5
	0,5	-	4,2	3,5	3,4
13 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 1,0)	0,9	-	7,1	4,6	4,0
	0,8	-	5,5	3,9	3,6
	0,7	-	4,8	3,7	3,4
	0,5	-	4,2	3,4	3,3
14 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,9	6,6	4,9	4,2	4,2
	0,8	5,2	4,2	3,7	3,7
	0,7	4,6	3,9	3,5	3,5
	0,5	4,0	3,7	3,4	3,4

Примечания:

1 Характеристики относительной погрешности ИК АИИС КУЭ даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин);

2 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95;

3 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2;

4 Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение от $0,98 \cdot U_{ном}$ до $1,02 \cdot U_{ном}$;
- сила тока от $I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, $\cos \varphi = 0,9$ инд;
- температура окружающей среды: от 15 до 25 °С.

5 Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$,
- сила тока от $0,05 \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$;
- температура окружающей среды:
 - для счетчиков электроэнергии от + 10 °С до + 35 °С;
 - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
 - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

6 Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М, СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов;
- УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов.

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью протоколов IP/TCP и протоколов модемной связи с помощью технологии GSM.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УССВ, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03, ПСЧ-4ТМ.05М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113,7 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;

- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

АИИС КУЭ является составным средством измерения. Допускается замена измерительных компонентов в составе системы, при этом, данные средства измерений должны быть внесены в Госреестр. Замена оформляется актом замены оборудования и отметкой в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4

Таблица 4

Наименование	Тип	Количество, шт
1	2	3
Трансформатор тока	Т-0,66	6
Трансформатор тока	ТТИ	3
Трансформатор тока	ТО-0,66	3
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	6
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10	1
Трансформатор тока	ТЛО-10	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10с	1
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2

Продолжение таблицы 3

1	2	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	6
Трансформатор напряжения	НАМИИ-10-2	1
Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05М	7
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М	7
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03	1
Контроллер	СИКОН ТС65	14
Сервер СД	DEPO Storm 1250L2	1
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	3
Сервер портов RS-232	Moxa NPort 5410	1
GSM Модем	Teleofis RX100-R	1
Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS 1000 RM	1
Сервер БД	SuperMicro SC826A	2
GSM Модем	Cinterion MC35i	2
Коммутатор	3Com 2952-SFP Plus	2
Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS 3000 RM	2
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.545 ПФ- 2016	1

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-3355-500-2016 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Оборонэнергосбыт» (ГТП Базовая, ГТП Добрятино, ГТП Ждановская). Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 07.07.2016 года.

Основные средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- Счётчик электроэнергии ПСЧ-ЗАРТ.07.132 - по методике поверки ИЛГШ.411152.147 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- Счетчик электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М - по методике поверки ИЛГШ.411152.138 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в декабре 2007 г.;
- СЭТ-4ТМ.03 - по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в декабре 2004 г.;
- УСВ-2 – по документу «ВЛСТ 237.00.000И1», утверждённым ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2009 г.;
- Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от - 40 до + 50°С, цена деления 1 °С.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика (метод) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Владимирской области №4 (ГТП Базовая, ГТП Добрятино, ГТП Ждановская). Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0031/2012-01.00324-2011 от 14.05.2012 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ АО «Оборонэнергосбыт» (ГТП Базовая, ГТП Добрятино, ГТП Ждановская)

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

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.

Изготовитель

ООО «ЭнергоСнабСтройСервис»

Адрес (юридический): 121500, г. Москва, Дорога МКАД 60 км, д.4А, офис 204

Адрес (почтовый): 600021, г. Владимир, ул.Мира, д.4а, офис № 3

Телефон: (4922) 33-81-51; Факс: (4922) 42-44-93

Заявитель

АО «Оборонэнергосбыт»

Адрес: 127055, г. Москва, ул. Образцова, д.4А, корп. 1

ИНН 7704731218

Тел: (495) 935-70-08; Факс:(495) 935-70-09

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»).

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.(495) 544-00-00; Факс (499) 124-99-96

Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA. RU.310639 от 16.04.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

«___» _____ 2016 г.