

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТНС энерго НН»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТНС энерго НН» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Владимирэнерго», сервер филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Маризэнерго», сервер филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Нижновэнерго», сервер ПАО «ТНС энерго НН» на базе виртуальной машины VMWare, программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройства синхронизации времени, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются 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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы соответствующего УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Измерительная информация от УСПД по проводным линиям связи поступает на соответствующий GSM-модем, далее по каналам связи стандарта GSM поступает на серверы: для ИК №№ 3-5 – на сервер филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Владимирэнерго», для ИК №№ 32-33 – на сервер филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Мариэнерго», для остальных ИК – на сервер филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Нижновэнерго», на которых выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. От сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Владимирэнерго», сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Мариэнерго» и сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Нижновэнерго» информация в виде xml-файлов формата 80020 передается на сервер ПАО «ТНС энерго НН» по каналу связи сети Internet (основной канал).

При отказе основного канала связи измерительная информация от УСПД по резервному каналу связи стандарта GSM поступает на сервер ПАО «ТНС энерго НН», где выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Дополнительно на сервер ПАО «ТНС энерго НН» в виде xml-макетов формата 80020 поступает информация об энергопотреблении из системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ «Радуга» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 60226-15), системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии Филиала ПАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 67174-17), системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС ПС 220 кВ Макарьево (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 65458-16), системы информационно-измерительной контроля и учета энергопотребления «Пирамида» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 21906-01).

Передача информации от сервера ПАО «ТНС энерго НН» в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Владимирэнерго», часы сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Мариэнерго», часы сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Нижновэнерго», часы сервера ПАО «ТНС энерго НН» и устройства синхронизации времени УСВ-1, синхронизирующие часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника.

Сравнение показаний часов сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Мариэнерго» и часов сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Нижновэнерго» с соответствующим УСВ-1 осуществляется один раз в час. Корректировка часов каждого сервера производится при расхождении показаний часов серверов с соответствующим УСВ-1 на величину более ± 1 с.

Также СОЕВ имеет доступ к серверу синхронизации шкалы времени по протоколу NTP – NTP-серверу ФГУП «ВНИИФТРИ», обеспечивающему передачу точного времени через глобальную сеть Интернет. Синхронизация системного времени NTP-серверов первого уровня осуществляется от сигналов шкалы времени Государственного первичного эталона времени и частоты. Погрешность синхронизации системного времени NTP-серверов первого уровня относительно шкалы времени UTC (SU) не превышает 10 мс. Сличение часов сервера ПАО «ТНС энерго НН» и сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Владимирэнерго» с NTP-сервером ФГУП «ВНИИФТРИ», передача точного времени через глобальную сеть интернет осуществляется с помощью протокола NTP в соответствии с международным стандартом сетевого взаимодействия. Контроль показаний времени часов сервера ПАО «ТНС энерго НН» осуществляется каждый час, корректировка часов сервера ПАО «ТНС энерго НН» производится при расхождении с NTP-сервером ФГУП «ВНИИФТРИ» на величину более ± 1 с. Контроль показаний времени часов сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Владимирэнерго» осуществляется каждый час, корректировка часов сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Владимирэнерго» производится при расхождении с NTP-сервером ФГУП «ВНИИФТРИ» на величину более ± 1 с.

В случае неисправности, ремонта или поверки УСВ-1 имеется возможность синхронизации часов сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Мариэнерго» и часов сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Нижновэнерго» с NTP-сервером ФГУП «ВНИИФТРИ». Контроль показаний времени часов сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Мариэнерго» осуществляется каждый час, корректировка часов сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Мариэнерго» производится при расхождении с NTP-сервером ФГУП «ВНИИФТРИ» на величину более ± 1 с. Контроль показаний времени часов сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Нижновэнерго» осуществляется каждый час, корректировка часов сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Нижновэнерго» производится при расхождении с NTP-сервером ФГУП «ВНИИФТРИ» на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов УСПД с часами соответствующего сервера осуществляется во время сеанса связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов УСПД производится при расхождении показаний с часами соответствующего сервера на величину более ± 1 с.

В случае отказа основного канала опроса, имеется возможность синхронизации часов УСПД с часами сервера ПАО «ТНС энерго НН». Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера ПАО «ТНС энерго НН» осуществляется во время сеанса связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов УСПД производится при расхождении показаний с часами сервера ПАО «ТНС энерго НН» на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами соответствующего УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиком, но не реже одного раза в 30 мин. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов УСПД на величину более ± 1 с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000». Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrology.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramide.dll	SynchroNSI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0 b1b21906 5d63da94 9114dae4	b1959ff70 be1eb17c 83f7b0f6d 4a132f	d79874d1 0fc2b156 a0fdc27e 1ca480ac	52e28d7b6 08799bb3c cea41b548 d2c83	6f557f885 b7372613 28cd7780 5bd1ba7	48e73a92 83d1e664 94521f63 d00b0d9f	c391d642 71acf405 5bb2a4d3 fe1f8f48	ecf532935 ca1a3fd32 15049af1f d979f	530d9b01 26f7cdc2 3ecd814c 4eb7ca09	1ea5429b 261fb0e2 884f5b35 6ald1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты					Сервер	Вид электри- ческой энергии	Метрологические харак- теристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	Устрой- ство синхро- низации времени			Границы до- пускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти, ($\pm\delta$) %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в ра- бочих усло- виях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ПС 110кВ Нава- шино, РУ 110кВ, П СШ, ввод ВЛ 110кВ Муром - Навашино с отп. Орловская-1, Фа- нерная, Змейка	ТФЗМ-110Б-ГУ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А, С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-08 Фазы: А, В, С	ЕА05RALX- РЗВ-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666- 97	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	УСВ-1 Рег. № 28716-05	НР Proliant DL360 G4 VMWare	Актив- ная	1,3	3,3
									Реак- тивная	2,5
2	ПС 110кВ Змей- ка, РУ 110кВ, П СШ, отпайка ВЛ 110кВ Муром - Навашино с отп. Орловская-1, Фа- нерная, Змейка	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А, С	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 14205-94 Фазы: А НКФ-110 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 26452-06 Фазы: В, С	ЕА05RALX- РЗВ-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666- 97	СИКОН С1 Рег. № 15236-03			Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
3	ПС 110кВ Гороховец, РУ 110кВ, ввод ВЛ 110кВ Гороховец-Степаньково	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А, В, С	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	—	HP Proliant VMWare	Актив-ная	1,3	3,3		
										Реак-тивная	2,5	5,6
4	ПС 110кВ Гороховец, РУ 110кВ, ввод ВЛ 110кВ Гороховец-Смолино с отп.Комплекс	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А, В, С	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08							Актив-ная	1,3
								Реак-тивная	2,5	5,6		
5	ПС 110кВ Гороховец, ОРУ 35кВ, 2 сек.ш., ввод ВЛ 35кВ Гороховец-Лагерная	ТВЭ-35 УХЛ2 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 13158-04 Фазы: А, В, С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08				Актив-ная	1,3	3,3		
								Реак-тивная	2,5	5,6		
6	ПС 110 кВ Шахунья, I СШ 110 кВ, ввод ВЛ 110 кВ Шахунья-Буреполом	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S 400/1 Рег. № 23256-05 Фазы: А, В, С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А, В, С	ЕА05RAL-B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	УСВ-1 Рег. № 28716-05	HP Proliant DL360 G4 VMWare	Актив-ная	0,8	2,1		
											Реак-тивная	1,5
7	ПС 110 кВ Шахунья, II СШ 110 кВ, ввод ВЛ 110 кВ Шахунья-Игодино	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S 400/1 Рег. № 23256-05 Фазы: А, В, С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А, В, С	ЕА05RALX-P3B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97				Актив-ная	0,8	2,1		
								Реак-тивная	1,5	5,0		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
8	ПС 110 кВ Пижма, ввод Т1 35 кВ	ТФНД-35М Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 3689-73 Фазы: А, С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	ЕА05RALX- Р3В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	УСВ-1 Рег. № 28716-05	НР Proliant DL360 G4 VMWare	Актив- ная	1,3	3,3			
										Реак- тивная	2,5	5,2	
9	ПС 110 кВ Пижма, ввод Т2 35 кВ	ТФН-35М Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А, С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А, В, С	ЕА05RALX- Р3В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97							Актив- ная	1,3	3,3
											Реак- тивная	2,5	5,2
10	ПС 110 кВ Пижма, ввод Т1 10 кВ	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 22192-03 Фазы: А, С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	ЕА05RLX- Р1В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97							Актив- ная	1,3	3,3
											Реак- тивная	2,5	5,2
11	ПС 110 кВ Пижма, ввод Т2 10 кВ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А, В, С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	ЕА05RLX- Р1В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97							Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,2			
12	ПС 110 кВ Пижма, ввод ТСН-1 0,4 кВ	Т-0,66 М У3 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 36382-07 Фазы: А, С	-	ЕА05RLX- Р1В-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97				Актив- ная	1,0	3,2			
								Реак- тивная	2,1	5,1			
13	ПС 110 кВ Пижма, ввод ТСН-2 0,4 кВ	Т-0,66 М У3 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 36382-07 Фазы: А, С	-	ЕА05RLX- Р1В-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97				Актив- ная	1,0	3,2			
								Реак- тивная	2,1	5,1			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
14	ПС 110 кВ Буреполом, ввод Т1 27,5 кВ	ТВТ-35М Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 3642-73 Фазы: А, В, С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 27500/100 Рег. № 912-70 Фазы: А, С	ЕА05RALX- Р3В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	УСВ-1 Рег. № 28716-05	НР Proliant DL360 G4 VMWare	Актив- ная	1,3	3,3
		Реак- тивная		2,5				5,2		
15	ПС 110 кВ Буреполом, ввод Т2 27,5 кВ	ТВТ-35М Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 3642-73 Фазы: А, В, С	ЕА05RALX- Р3В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	Актив- ная				1,3	3,3	
		Реак- тивная		2,5				5,2		
16	ПС 110 кВ Буреполом, ввод Т1 10 кВ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А, С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-00 Фазы: АВС	ЕА05RLX- Р1В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97				Актив- ная	1,3	3,3
		Реак- тивная		2,5				5,2		
17	ПС 110 кВ Буреполом, ввод Т2 10 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 25433-03 Фазы: А, С	ЕА05RLX- Р1В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	Актив- ная	1,0	2,2				
		Реак- тивная		1,8	5,1					
18	ПС 110 кВ Сява, ввод ВЛ 10 кВ Сява - Дружба	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А, С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	ЕА05RLX- Р1В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	Актив- ная	1,3	3,3		
		Реак- тивная	2,5	5,2						

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
19	ПС 110 кВ Покров Майдан, ввод 110 кВ ВЛ 110 кВ Ядрин 2	ТФЗМ 110 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 32825-11 Фазы: А, С	II СШ: НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А, В, С	ЕА05RLX- Р1В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	УСВ-1 Рег. № 28716-05	НР Proliant DL360 G4 VMWare	Актив- ная	1,3	3,3		
										Реак- тивная	2,5	6,4
20	ПС 110 кВ Покров Майдан, ввод 110 кВ ВЛ 110 кВ Ядрин 1	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А, С	I СШ: НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А, В, С	ЕА05RLX- Р1В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97							Актив- ная	1,3
								Реак- тивная	2,5	5,2		
21	ПС 110 кВ Покров Майдан, ОВ 110 кВ	ТФЗМ-110Б-ГУ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А, В, С	II СШ: НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А, В, С	ЕА05RALX- Р3В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97				Актив- ная	1,3	3,3		
		ТФЗМ-110Б-ГУ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А, В, С	I СШ: НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А, В, С					Реак- тивная	2,5	5,2		
22	ПС 110 кВ Воротынец, ВЛ 35 кВ ЯМЗ	ТОЛ-35 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А, С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	ЕА05RLX- Р1В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	СИКОН С1 Рег. № 15236-03			Актив- ная	1,3	3,3		
								Реак- тивная	2,5	6,4		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
23	ПС 110 кВ Первомайск, 1 СШ 110 кВ, ввод ВЛ-110 кВ Первомайск-Ельники	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А, С	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А, С	ЕА05RALX- РЗВ-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	УСВ-1 Рег. № 28716-05	НР Proliant DL360 G4 VMWare	Актив- ная	1,3	3,3
		ТФНД-110М Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: В		Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97				Реак- тивная	2,5	5,2
24	ПС 110 кВ Первомайск, 1 СШ, ввод ВЛ-110 кВ Первомайск-Темников	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А, В, С	НКФ-110 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 26452-06 Фазы: В	ЕА05RALX- РЗВ-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	УСВ-1 Рег. № 28716-05	НР Proliant DL360 G4 VMWare	Актив- ная	1,3	3,3
25	ПС 110 кВ Первомайск, ОМВ-110 кВ	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А, В, С		Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97				Актив- ная	1,3	3,3
26	ПС 110 кВ Починки, 2 СШ 110 кВ, ввод ВЛ-110 кВ Починки-Ичалки	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А, В, С	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А, В, С	ЕА05RALX- РЗВ-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	УСВ-1 Рег. № 28716-05	НР Proliant DL360 G4 VMWare	Актив- ная	1,3	3,3
				Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97				Реак- тивная	2,5	5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
27	ПС 35 кВ Б.Болдино, 2 СШ 35 кВ, ввод ВЛ- 35 кВ Б.Болдино- Б.Игнатово	ТФНД-35М Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 3689-73 Фазы: А, С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А, В, С	ЕА05RALX- РЗВ-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666- 97	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	УСВ-1 Рег. № 28716-05	НР Proliant DL360 G4 VMWare	Актив- ная	1,3	3,3
28	ПС 110 кВ Ново- сельская, 2 СШ 110 кВ, ввод ВЛ- 110 кВ Теньгу- шево - Ново- сельская	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А, С	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А	ЕА05RALX- РЗВ-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666- 97	СИКОН С1 Рег. № 15236-03			Актив- ная	1,3	3,3
			НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: В, С					Реак- тивная	2,5	5,2
29	ПС 110 кВ Вос- кресенск, 2 СШ 110 кВ, ввод ВЛ- 110 кВ Воскре- сенск-Мелковка	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А, В, С	НКФ-110-57 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-11 Фазы: А, В, С	ЕА05RALX- РЗВ-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666- 97	СИКОН С1 Рег. № 15236-03			Актив- ная	1,1	3,2
30	ПС 35 кВ НИР- ФИ, 1 СШ 35 кВ, ввод ВЛ- 35 кВ Микряково - НИРФИ	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 26417-06 Фазы: А, С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	ЕА05RALX- В-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666- 07	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	Актив- ная	1,3	3,3		
			Реак- тивная			2,5	5,6			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
31	ПС 35 кВ НИР-ФИ, 2 СШ 35 кВ, ввод 2 ВЛ- 35 кВ Еласы - НИРФИ	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 26417-06 Фазы: А, С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	ЕА05RALX-В-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-07	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	УСВ-1 Рег. № 28716-05	HP Proliant DL360 G4 VMWare	Активная Реактивная	1,3 2,5	3,3 5,6
32	ПС 35 кВ Ленинская, ввод Т-1 10 кВ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А, С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С120 Рег. № 40489-09	УСВ-1 Рег. № 28716-05	Dell Power Edge R320 VMWare	Активная Реактивная	1,0 2,0	2,9 4,5
33	ПС 35 кВ Ленинская, ТСН-1 0,4 кВ	Т-0,66 М УЗ Кл.т. 0,5S 30/5 Рег. № 36382-07 Фазы: А, В, С	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07				Активная Реактивная	1,0 2,1	3,3 5,5
34	ПС 110 кВ Губцевская, ввод Т1-35 кВ	ТФН-35 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 664-51 Фазы: А, С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	ЕА05RLX-Р1В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	УСВ-1 Рег. № 28716-05	HP Proliant DL360 G4 VMWare	Активная Реактивная	1,3 2,5	3,3 5,2
35	ПС 110 кВ Губцевская, ввод Т1-10 кВ	ТЛК-СТ-10 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 58720-14 Фазы: А, С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	ЕА05RLX-Р1В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97				Активная Реактивная	1,3 2,5	3,3 6,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
36	ПС 110 кВ Губцевская, ввод ТСН 1 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 22656-07 Фазы: А, В, С	-	ЕА05RLX- Р1В-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	УСВ-1 Рег. № 28716-05	НР Proliant DL360 G4 VMWare	Актив- ная	1,0	3,3
									Реак- тивная	2,1
37	ПС 110 кВ Чистовская, ввод ВЛ-110 кВ Верещагино-Чистое	ТФЗМ 110Б-IV Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 26422-04 Фазы: А, С	НКФ-110 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 26452-06 Фазы: А НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: В, С	ЕА05RALX- Р3В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	СИКОН С1 Рег. № 15236-03			Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,2
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ±5 с.										

Примечания:

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- 3 Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 6, 7, 17, 19, 22, 30, 31, 33, 35, 36 указана для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для тока 5 % от $I_{ном} \cos \varphi = 0,8$ инд.
- 4 ТТ по ГОСТ 7746-2015, ТН по ГОСТ 1983-2015, счетчики в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ 30206-94 и ГОСТ Р 52323-2005 и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ 26035-83 и ГОСТ Р 52425-2005.
- 5 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 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСПД и устройств синхронизации времени на аналогичные утвержденного типа, а также замена серверов без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	37
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК №№ 6, 7, 17, 19, 22, 30, 31, 33, 35, 36</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности $\cos \varphi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК №№ 6, 7, 17, 19, 22, 30, 31, 33, 35, 36</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности $\cos \varphi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения серверов, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 0,5 до 1,0</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от +5 до +35</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков типа ЕвроАЛЬФА (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 16666-97):</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>50000</p> <p>2</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
<p>для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М и ПСЧ-4ТМ.05М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее 140000 среднее время восстановления работоспособности, ч 2</p> <p>для счетчиков типа ЕвроАЛЬФА (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 16666-07): среднее время наработки на отказ, ч, не менее 80000 среднее время восстановления работоспособности, ч 2</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч, не менее 90000 среднее время восстановления работоспособности, ч 2</p> <p>для УСПД на базе контроллеров СИКОН С1: среднее время наработки на отказ, ч, не менее 70000 среднее время восстановления работоспособности, ч 2</p> <p>для УСПД на базе контроллеров СИКОН С120: среднее время наработки на отказ, ч, не менее 50000 среднее время восстановления работоспособности, ч 2</p> <p>для УСВ-1: среднее время наработки на отказ, ч, не менее 35000 среднее время восстановления работоспособности, ч 2</p> <p>для сервера ПАО «ТНС энерго НН»: среднее время наработки на отказ, ч, не менее 70000 среднее время восстановления работоспособности, ч 1</p> <p>для сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Владимирэнерго» и сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Нижновэнерго»: среднее время наработки на отказ, ч, не менее 56700 среднее время восстановления работоспособности, ч 1</p> <p>для сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Мариэнерго»: среднее время наработки на отказ, ч, не менее 40000 среднее время восстановления работоспособности, ч 1</p>	
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков типа ЕвроАЛЬФА: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее 74 при отключении питания, лет, не менее 5</p> <p>для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03 и ПСЧ-4ТМ.05М: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее 113 при отключении питания, лет, не менее 10</p> <p>для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее 45 при отключении питания, лет, не менее 5</p> <p>для серверов: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 3,5</p>	

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания серверов и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике.
- журнал УСПД:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике и УСПД;
пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчика электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
УСПД;
серверов.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчика электрической энергии;
УСПД;
серверов.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
УСПД (функция автоматизирована);
серверах (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока измерительные	ТФЗМ-110Б-ІУ1	24
Трансформаторы тока измерительные	ТФНД-110М	11
Трансформаторы тока встроенные	ТВЭ-35 УХЛ2	3
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	6
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	4
Трансформаторы тока	ТФН-35М	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	3
Трансформаторы тока	Т-0,66 М УЗ	7
Трансформаторы тока	ТВТ-35М	6
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТЛО-10	2
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110	2
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-35	2
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	4
Трансформаторы тока	ТФН-35	2
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ-10	2
Трансформаторы тока	Т-0,66	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-ІV	2
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	11
Трансформаторы напряжения	НКФ-110	4
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	12
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	4
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	8
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	30
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	1
Контроллеры сетевые индустриальные	СИКОН С1	17
Контроллеры	СИКОН С120	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-1	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Сервер филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Владимирэнерго»	HP Proliant DL360	1
Сервер филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Мариэнерго»	Dell Power Edge R320	1
Сервер филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Нижегородэнерго»	HP Proliant DL360 G4	1
Сервер ПАО «ТНС энерго НН» на базе виртуальной машины	VMWare	1
Методика поверки	МП ЭПР-090-2018	1
Паспорт-формуляр	ТНСЭ.366305.003.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-090-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТНС энерго НН». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 05.07.2018 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- термогигрометр CENTER (мод.315) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- прибор Энерготестер ПКЭ-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53602-13);
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ®-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22029-10).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПАО «ТНС энерго НН», свидетельство об аттестации № 106/RA.RU.312078/2018.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТНС энерго НН»

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

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «ТНС энерго Нижний Новгород»
(ПАО «ТНС энерго НН»)
ИНН 5260148520
Адрес: 603950, г. Нижний Новгород, ул. Бекетова, д. 3В
Телефон: +7 (831) 243-07-99
Факс: +7 (831) 412-36-48
Web-сайт: nn.tns-e.ru
E-mail: info@nn.tns-e.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)
Адрес: 143444, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха,
ул. Ново-Никольская, д. 57
Телефон: +7 (495) 380-37-61
E-mail: energopromresurs2016@gmail.com
Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств
измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2018 г.