

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «23» сентября 2022 г. № 2352

Регистрационный № 86875-22

Лист № 1  
Всего листов 22

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТНС энерго НН» 2.0

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТНС энерго НН» 2.0 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, 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), интеллектуальные приборы учета электроэнергии (ИПУЭ), 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 «Россети Центр и Приволжье» - «Владимирэнерго», сервер филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго» на базе виртуальной машины VMWare, сервер ПАО «ТНС энерго НН» на базе виртуальной машины VMWare, программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000», программное обеспечение (ПО) «Пирамида-Сети», устройства синхронизации времени (УСВ), автоматизированное рабочее место (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Для измерительных каналов (ИК) № 32 и 33 первичные токи и напряжения поступают на датчики измерения активной и реактивной энергии, входящие в состав ИПУЭ, где преобразуются в цифровые сигналы, пропорциональные мгновенной мощности, которые обрабатываются микроконтроллером ИПУЭ. Далее по полученным значениям мгновенной активной и реактивной мощности формируются накопленные значения количества потребленной активной и реактивной электроэнергии.

Для остальных ИК первичные токи и напряжения трансформируются 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.

Для ИК №№ 32, 33 цифровой сигнал с выходов ИПУЭ при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго», на котором осуществляется обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. От сервера филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго» информация в виде xml-файлов установленных форматов передается на сервер ПАО «ТНС энерго НН» по каналу связи сети Internet.

Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы соответствующих УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и хранение полученных данных, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Далее измерительная информация от УСПД при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на серверы: для ИК №№ 3-5 на сервер филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Владимирэнерго», для ИК №№ 1, 2, 6-31, 34-40 на сервер филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго», на которых осуществляется обработка, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. От сервера филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Владимирэнерго», сервера филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго» информация в виде xml-файлов установленных форматов передается на сервер ПАО «ТНС энерго НН» по каналу связи сети Internet (основной канал).

При отказе основного канала связи измерительная информация от счетчиков и УСПД по резервному каналу связи при помощи средств приема-передачи поступает на сервер ПАО «ТНС энерго НН», на котором выполняется обработка, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Дополнительно сервер ПАО «ТНС энерго НН» может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

Передача информации от сервера ПАО «ТНС энерго НН» в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта 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 установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний 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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы ИПУЭ, часы УСПД, часы сервера филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Владимирэнерго», часы сервера филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго», часы сервера ПАО «ТНС энерго НН» и УСВ. УСВ обеспечивают передачу

шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС/GPS.

Сравнение показаний часов серверов с соответствующими УСВ осуществляется не реже одного раза в час, корректировка часов серверов производится при расхождении более  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов УСПД с часами соответствующих серверов осуществляется во время сеанса связи, но не реже одного раза в сутки, корректировка часов УСПД производится при расхождении показаний с часами серверов на величину более  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков (для ИК №№ 1-31, 34-40) с часами соответствующих УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении более  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов ИПУЭ (для ИК №№ 32, 33) с часами сервера филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго» осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов ИПУЭ производится при расхождении показаний с часами сервера на величину более  $\pm 1$  с.

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

Журналы событий счетчиков, часов ИПУЭ, УСПД 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 013, указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТНС энерго НН» 2.0.

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000» и ПО «Пирамида-Сети».

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 ПО «Пирамида 2000» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

ПО «Пирамида-Сети» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида-Сети». Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 2. Уровень защиты ПО «Пирамида-Сети» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки)	«Пирамида 2000» (сервер ПАО «ТНС энерго НН», сервер филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Владимирэнерго»)									
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 6a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО «Пирамида-Сети»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида-Сети» (сервер филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»)									
	Binary Pack Controls.dll	Check Data Integrity.dll	Coml ECFunctions.dll	ComModbusFunctions.dll	Com StdFunctions.dll	DateTime Processing.dll	Safe Values DataUpdate.dll	Simple Verify Data Statuses.dll	Summary Check CRC.dll	Values DataProcessing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8.0									
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645

**Метрологические и технические характеристики**

Таблица 3 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты					Сервер	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ			Границы до- пускае- мой основ- ной относи- тельной по- грешности, (±δ) %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в ра- бочих усло- виях, (±δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ПС 110 кВ Нава- шино, РУ 110 кВ, II СШ, ввод ВЛ 110 кВ Муром - Навашино с отп. Орловская-1, Фа- нерная, Змейка	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; С	НАМИ-110- УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	ЕА05RALX- РЗВ-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	СИКОH С1 Рег. № 15236-03	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив- ная  Реак- тивная	1,3  2,5	3,3  5,2
2	ПС 110 кВ Змей- ка, РУ 110 кВ, II СШ, отпайка ВЛ 110 кВ 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 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 26452-06 Фазы: А; В; С	ЕА05RALX- РЗВ-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	СИКОH С1 Рег. № 15236-03	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив- ная  Реак- тивная	1,3  2,5	3,3  5,2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3	ПС 110 кВ Гороховец, РУ 110 кВ, ввод ВЛ 110 кВ 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.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С1 Рег. № 15236-03			Активная  Реактивная	1,3  2,5	3,3  5,6
4	ПС 110 кВ Гороховец, РУ 110 кВ, ввод ВЛ 110 кВ 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  НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фаза: С	СЭТ-4ТМ.03М.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	УКУС-ПИ 02ДМ Рег. № 60738-15  УСВ-2 Рег. № 41681-10	Fujitsu Siemens  VMware	Активная  Реактивная	1,3  2,5	3,3  5,6
5	ПС 110 кВ Гороховец, ОРУ 35 кВ, 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	СИКОН С1 Рег. № 15236-03			Активная  Реактивная	1,3  2,5	3,3  5,6
6	ПС 110 кВ Шахунья, І 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. № 24218-08 Фазы: А; В; С	ЕА05RALX-РЗВ-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	УСВ-2 Рег. № 41681-10  УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware  VMware	Активная  Реактивная	0,8  1,5	2,1  5,0

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
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. № 24218-08 Фазы: А; В; С	ЕА05RALX-РЗВ-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	УСВ-2 Рег. № 41681-10 УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware VMware	Актив-ная	0,8	2,1		
										Реак-тивная	1,5	5,0
8	ПС 110 кВ Пижда, 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-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
9	ПС 110 кВ Пижда, 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 110000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; 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		
10	ПС 110 кВ Пижда, 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	ЕА05RALX-В-4 W 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		
11	ПС 110 кВ Пижда, 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-В-4 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 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
12	ПС 110 кВ Пижда, ввод ТСН-1 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; С	-	ЕА05RLX-Р1В-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	УСВ-2 Рег. № 41681-10  УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware  VMware	Актив- ная	1,0	3,2		
										Реак- тивная	2,1	5,1
13	ПС 110 кВ Пижда, ввод ТСН-2 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; С	-	ЕА05RLX-Р1В-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	СИКОН С1 Рег. № 15236-03					Актив- ная	1,0	3,2
										Реак- тивная	2,1	5,1
14	ПС 110 кВ Буре- полом, 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/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; 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
15	ПС 110 кВ Буре- полом, ввод Т2 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/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; 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		
16	ПС 110 кВ Буре- полом, Ф-1 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. № 20186-05 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 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
17	ПС 110 кВ Буреполом, Ф-2 10 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 25433-03 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	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	УСВ-2 Рег. № 41681-10 УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware VMware	Актив- ная	1,0	2,2
								Реак- тивная	1,8	5,1
18	ПС 110 кВ Сява, КРУН-10 кВ, 1СШ 10 кВ, ввод ВЛ – 1001 ПС Сява	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
19	ПС 110 кВ Покров Майдан, ввод 110 кВ ВЛ 110 кВ Яд-рин 2	ТФЗМ-110 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 32825-11 Фазы: А; С	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	Актив- ная	1,3	3,3		
						Реак- тивная	2,5	6,4		
20	ПС 110 кВ Покров Майдан, ввод 110 кВ ВЛ 110 кВ Яд-рин 1	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2793-71 Фаза: А  ТФМ-110-П Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 53622-13 Фаза: С	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	Актив- ная	1,3	3,3		
						Реак- тивная	2,5	5,2		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
21	ПС 110 кВ Покров Майдан, ОВ 110 кВ	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	ЕА05RALX- РЗВ-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	СИКОН С1 Рег. № 15236-03			Актив- ная	1,3	3,3
		ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С					Реак- тивная	2,5	5,2
22	ПС 110 кВ Воро- тынец, 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	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив- ная	1,3	3,3
								УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Реак- тивная
23	ПС 110 кВ Перво- майск, ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ-110 кВ Перво- майск-Ельники	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В	ЕА05RALX- РЗВ-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	СИКОН С1 Рег. № 15236-03			Актив- ная	1,3	3,3
		ТФНД-110М Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фаза: С	НКФ-110 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 26452-06 Фаза: С					Реак- тивная	2,5	5,2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
24	ПС 110 кВ Первомайск, 1 СШ, ввод ВЛ-110 кВ Первомайск-Жегалово	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 200/5 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  НКФ-110 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 26452-06 Фаза: С	ЕА05RALX- РЗВ-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив- ная  Реак- тивная	1,3  2,5	3,3  5,2
25	ПС 110 кВ Первомайск, ОМВ-110 кВ	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 600/5 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  НКФ-110 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 26452-06 Фаза: С	ЕА05RALX- РЗВ-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив- ная  Реак- тивная	1,3  2,5	3,3  5,2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
26	ПС 110 кВ Починки, 2 СШ 110 кВ, ввод ВЛ-110 кВ Починки-Ичалки	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-71 Фаза: А  ТФНД-110М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-71 Фазы: В; С	НАМИ-110-УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-13 Фазы: А; В  НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фаза: С	ЕА05RALX-РЗВ-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	СИКОН С1 Рег. № 15236-03			Актив-ная  Реак-тивная	1,3  2,5	3,3  5,2
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 110000/√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-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив-ная  Реак-тивная	1,3  2,5	3,3  5,2
28	ПС 110 кВ Новосельская, 2 СШ 110 кВ, ввод ВЛ-110 кВ Теньгушево - Новосельская	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; С	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	ЕА05RALX-РЗВ-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив-ная  Реак-тивная	1,3  2,5	3,3  5,2
29	ПС 110 кВ Воскресенская, 2 СШ 110 кВ, ввод ВЛ-110 кВ Воскресенск-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-В-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-07	СИКОН С1 Рег. № 15236-03			Актив-ная  Реак-тивная	1,1  2,2	3,2  5,5

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
30	ПС 35 кВ НИРФИ, 1 СШ 35 кВ, ввод ВЛ- 35 кВ Микря- ково - 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- РЗВ-3 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
31	ПС 35 кВ НИРФИ, 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- РЗВ-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-07	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,6
32	ВЛ-10 кВ 1017 от ПС 35 кВ Нарьшкино, отпайка ВЛ-10 кВ в сторону ТП- 21080, оп.110, отпайка ВЛ-10 кВ в сторону ТП- 21005А (146); ТП №6	-	-	РиМ 384.02/2 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 55522-13	-	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив- ная	0,6	1,6
								Реак- тивная	1,1	3,5

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
33	ВЛ-10 кВ 1015 от ПС 35 кВ Нарышкино, отпайка ВЛ-10 кВ в сторону ТП-21071, оп.1, отпайка ВЛ-10 кВ в сторону КТП-21033А (147), КТП-21034А (148); ТП №7	-	-	РиМ 384.02/2 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 55522-13	-			Актив-ная Реак-тивная	0,6 1,1	1,6 3,5
34	ПС Сысуево РУ-35кВ, ВЛ-35 кВ Сысуево-Ленинская	ТФМ-35-П Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 17552-06 Фазы: А; С	НОМ-35-66 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 187-70 Фазы: А; С	ЕА05RALX-Р1В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,3 5,2
35	ПС 110 кВ Губцевская, ввод Т1-35 кВ	ТФН-35М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 3690-73 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 С70 Рег. № 28822-05	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,3 5,2
36	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	СИКОН С70 Рег. № 28822-05			Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,3 6,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
37	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 С70 Рег. № 28822-05			Актив- ная  Реак- тивная	1,0  2,1	3,3  6,4
38	ПС 110 кВ Чистовская, ввод ВЛ-110 кВ Верещагино-Чистое	ТФЗМ-110Б-IV Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 26422-06 Фазы: А; С	НКФ-110 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 26452-06 Фаза: А	ЕА05RALX- Р3В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив- ная	1,3	3,3
			НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: В; С					УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Реак- тивная
39	ПС 35 кВ Сноведь, ВЛ 10 кВ, ф. 1009	ТВК-10 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 8913-82 Фазы: А; С	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-00 Фазы: АВС	ЕА05RLX-Р1В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	СИКОН С1 Рег. № 15236-03			Актив- ная  Реак- тивная	1,3  2,5	3,3  5,2
40	ПС Ветлуга, ВЛ-35 кВ Катунино-Ветлуга	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 150/5 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	СИКОН С1 Рег. № 15236-03			Актив- ная  Реак- тивная	1,3  2,5	3,3  5,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU), с										±5



Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допустимой 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, 36, 37 указана для тока 2 % от  $I_{ном}$ , для остальных ИК – указана для тока 5 % от  $I_{ном}$ ;  $\cos\varphi = 0,8$  инд.

4 Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков и ИПУЭ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 3, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСПД, УСВ на аналогичные утвержденных типов. Допускается замена сервера 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 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	40
<b>Нормальные условия:</b> параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 6, 7, 17, 19, 22, 30, 31, 36, 37 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105  от 5 до 120 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
<b>Условия эксплуатации:</b> параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 6, 7, 17, 19, 22, 30, 31, 36, 37 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, ИПУЭ и УСПД, °С температура окружающей среды в месте расположения серверов, °С	от 90 до 110  от 5 до 120 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40  от +5 до +35 от +15 до +25
<b>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</b> для счетчиков типа ЕвроАЛЬФА (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 16666-97): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа ЕвроАЛЬФА (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 16666-07): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	50000 2  80000 2

Продолжение таблицы 4

1	2
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	140000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для ИПУЭ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	180000
среднее время восстановления работоспособности, ч	72
для УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для серверов: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации: для счетчиков типов ЕвроАЛЬФА: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	74
при отключении питания, лет, не менее	5
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
при отключении питания, лет, не менее	40
для ИПУЭ: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	180
при отключении питания, лет, не менее	40
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
для серверов: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал ИПУЭ:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени.
- журнал счетчиков:  
параметрирования;

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- ИПУЭ (функция автоматизирована);
- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере (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 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока измерительные	ТФЗМ-110Б-IV1	25

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы тока измерительные	ТФНД-110М	9
Трансформаторы тока встроенные	ТВЭ-35 УХЛ2	3
Трансформаторы тока	ТБМО-110-УХЛ1	6
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	4
Трансформаторы тока	ТФН-35М	4
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	3
Трансформаторы тока	Т-0,66	4
Трансформаторы тока	ТВТ-35М	6
Трансформаторы тока	ТЛО-10	2
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТФЗМ-110	2
Трансформаторы тока	ТФМ-110-П	1
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-35	2
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	4
Трансформаторы тока	ТФМ-35-П	2
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ-10	2
Трансформаторы тока	Т-0,66	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б-IV	2
Трансформаторы тока	ТВК-10	2
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	2
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110-УХЛ1	9
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	5
Трансформаторы напряжения	НКФ-110	5
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	15
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	11
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения антирезонансные одно- фазные	НАМИ-110-УХЛ1	2
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформаторы напряжения	НОМ-35-66	2
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфаз- ные	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	32
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	3
Интеллектуальные приборы учета электроэнергии	РиМ 384.02/2	2
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С1	18
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	2
Источники первичные точного времени	УКУС-ПИ 02ДМ	1
Сервер филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Владимирэнерго»	Fujitsu Siemens	1

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Сервер филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	VMware	1
Сервер ПАО «ТНС энерго НН»	VMware	1
Формуляр	ТНСЭ.366305.013.ФО	1

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПАО «ТНС энерго НН» 2.0, аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе, автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТНС энерго НН» 2.0**

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

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

**Правообладатель**

Публичное акционерное общество «ТНС энерго Нижний Новгород»  
(ПАО «ТНС энерго НН»)

ИНН 5260148520

Адрес: 603950, г. Нижний Новгород, ул. Бекетова, д. 3В

Телефон: (831) 243-07-99

Факс: (831) 412-36-48

Web-сайт: nn.tns-e.ru

E-mail: info@nn.tns-e.ru

**Изготовитель**

Публичное акционерное общество «ТНС энерго Нижний Новгород»  
(ПАО «ТНС энерго НН»)

ИНН 5260148520

Адрес: 603950, г. Нижний Новгород, ул. Бекетова, д. 3В

Телефон: (831) 243-07-99

Факс: (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»)

ИНН 5024145974

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,  
д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: [energopromresurs2016@gmail.com](mailto:energopromresurs2016@gmail.com)

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.

