

2.2 Требования к измерениям и нормам точности измерений АИИС КУЭ.

Параметры, перечень которых представлен в Приложении А, измеряемых АИИС КУЭ (на данном этапе создания системы), не относятся к сфере ГРОЕИ.

Измерения параметров независимо от их отнесения к сфере ГРОЕИ должны выполняться с требуемой точностью (погрешностью) во всем диапазоне изменения измеряемого параметра. Перечень измеряемых параметров и нормы точности (погрешности) их измерений устанавливаются действующими государственными (технические регламенты), отраслевыми НД (в том числе регламентами ОРЭМ), корпоративными ОРД и СТО, а при отсутствии установленных требований в НД, ОРД, СТО - профильными СП ИА и/или филиалов. Нормы точности (погрешности) измерений могут быть нормированы как для измеряемого параметра в целом (то есть для ИК), так и для отдельных компонентов ИС (комплексных и измерительных). Нормирование МХ ИК ИС должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСОЕИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения», СТО 56947007-29.240.01.244-2017 «Нормы точности измерений режимных и технологических параметров, измеряемых на объектах ПАО «ФСК ЕЭС». Методические указания по определению метрологических характеристик измерительных каналов и комплексов», РМГ 62-2003 «ГСИ. Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Оценивание погрешности измерений при ограниченной исходной информации». В технической документации на ИС значения характеристик погрешности ИК, указываемых в качестве требуемой погрешности измерений, должны быть подтверждены их расчетом по метрологическим и другим характеристикам компонентов ИС, образующих ИК.

2.3 Требования к методикам (методам) измерений.

Измерения параметров (за исключением прямых измерений) должны выполняться с применением МИ, распространяющихся на группу идентичных ИК, применяемых для измерения одинаковых параметров, реализующих общий метод измерений, имеющих одинаковую структуру. Порядок разработки, установления приписанной погрешности измерений, аттестации МИ, требования к содержанию и оформлению МИ и документов на МИ регламентируются ГОСТ Р 8.563-2009 «ГСИ. Методики (методы) измерений», МИ 3269-2010 «ГСИ. Построение, изложение, оформление и содержание документов на методики (методы) измерений». При разработке МИ для АИИС КУЭ, кроме того, следует руководствоваться требованиями РД 153-34.0-11.209-99 «Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности». В случае расширения ИС возможна разработка МИ на вновь создающиеся ИК с

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ			9

Классы точности измерительных трансформаторов тока в соответствии с СТО 56947007-29.240.01.244-2017 «Нормы точности измерений режимных и технологических параметров, измеряемых на объектах ПАО «Россети». Методические указания по определению метрологических характеристик измерительных каналов и комплексов:

- для присоединений 110 кВ и выше – КТ 0,2S;
- для остальных – КТ 0,5S.

Классы точности измерительных трансформаторов напряжения:

- для присоединений 110 кВ и выше – КТ 0,2;
- для остальных – КТ 0,5.

Классы точности для приборов учета:

- а) класс точности для присоединений с уровнем напряжений 110 кВ и выше не хуже 0,2S;
- б) для остальных присоединений не хуже 0,5S.

2.5. Требования к программному обеспечению.

ПО СИ, применяемых в составе ИС (подсистем), включая все виды измерительных преобразователей, контроллеров, ПТК и т.п. должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.654-2015 «ГСОЕИ. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения». ПО ИС (подсистем), применяемых в сфере ГРОЕИ, должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.654-2015. Идентификационные данные ПО (включая контрольную сумму), оценка влияния ПО на МХ ИК и уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений, установленные/подтвержденные в процессе испытаний ИС с целью утверждения типа должны быть указаны в описании типа ИС согласно требованиям Приказа Министерства промышленности и торговли РФ № 2905 от 28 августа 2020 года, МИ 3650-2022 «Государственная система обеспечения единства измерений. Рекомендация по оформлению заявок, заявлений и прилагаемых к ним документов при утверждении типа средств измерений и внесении изменений в сведения о них, содержащиеся в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений». При разработке ПО и документации на ПО ИС (подсистем), применяемых вне сферы ГРОЕИ, целесообразно руководствоваться требованиями ГОСТ Р 8.654-2015. В РД на ИС (в подразделе МО) должна быть приведена оценка влияния ПО на МХ ИК.

2.6. Требования к связующим компонентам ИС.

Связующие компоненты (включая вторичные цепи измерительных трансформаторов, переходные устройства и др.) должны соответствовать требованиям ПУЭ-7, СТО 56947007-29.240.043-2010 «Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов», СТО 56947007-29.240.044-2010 «Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ	Лист
							11

3. РЕШЕНИЯ ПО МЕТРОЛОГИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРИ СОЗДАНИИ АСУ ТП

3.1. Общие требования к метрологическому обеспечению АСУ ТП

Технические решения по созданию программно-технического комплекса АСУ ТП ПС 110 кВ Ермолино приведены в томе Д208320-330739ПИР-227.0 -ИЛО9, Приложениях Е, Ж данной ПЗ.

Метрологическое обеспечение АСУ ТП должно соответствовать требованиям:

- СТО 56947007-29.240.126-2012 с учетом информационных писем от 08.07.2013 № ТП/181/135 и от 24.07.2013 № ЦО/05/02/179;
- п. 7.6 СТО 56947007-25.040.40.226-2016.

3.2. Общий перечень измеряемых параметров АСУ ТП

Перечень измеряемых электрических параметров определяется задачами контроля АСУ ТП режимов главной схемы ПС 110 кВ Ермолино в соответствии с требованиями СТО 56947007-29.130.01.092-2011, а также в соответствии с требованиями пункта 3.2.2 распоряжения № 424р ОАО «ФСК ЕЭС».

В соответствии с данными документами в АСУ ТП организуется измерения, автоматизированный сбор и отображение следующих основных вновь вводимых электрических параметров:

- действующие значения фазных напряжений (В) – U_a, U_b, U_c ;
- действующие значения межфазных (линейных) напряжений (В) – U_{ab}, U_{bc}, U_{ca} ;
- частота входного напряжения (Гц) – F ;
- действующие значения фазных токов (А) – I_a, I_b, I_c ;
- активная мощность трехфазной системы (Вт) – P ;
- реактивная мощность трехфазной системы (вар) – Q ;
- угол трехфазной нагрузки (град.) – φ .

3.3. Перечень и характеристики измерительных каналов ИС.

Перечень вновь вводимых измерительных комплексов и измеряемых параметров ПС 110 кВ Ермолино, а также структуры (компонентный состав) измерительных комплексов представлены в таблице 3.1

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									13	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ				

Таблица 3.1 – Нормы точности измерений электрических величин

№	Наименование присоединения	Наименование. измеряемого параметра	Рабочий диапазон		Максимальная допускаемая погрешность измерений	Требования к МХ (класс точности (КТ) или предел основной допускаемой погрешности) СИ ИК АСУ ТП (не хуже)				Отнесение к ГР				
						МИП		ТТ, КТ ³⁾	ТН, КТ ⁴⁾					
	ВЛ 110 кВ Икша 1 – Ермолино ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино Трансформатор Т-1 Трансформатор Т-2	Мощность активная (фазная / суммарная по трем фазам), Рф / РΣ, Вт	0,25≤cosφ<0,5	0,05I ¹⁾ ном≤I<0,1Iном	не норм.	не норм.	± 0,5 % (γ) ⁵⁾	0,2	0,2	вне ГР				
			0,5≤cosφ<0,8	0,05Iном≤I<0,1Iном	±11,5%	± 10 % (δ)								
				0,1Iном≤I<0,2Iном	±6%	± 5 % (δ)								
				0,2Iном≤I<1Iном	±3%	± 2,5 % (δ)								
				1Iном≤I<1,2Iном	±1,5%	± 0,5 % (δ)								
			0,8≤cosφ<1,0	0,05Iном≤I<0,1Iном	±11,5%	± 10 % (δ)								
				0,1Iном≤I<0,2Iном	±6%	± 5 % (δ)								
				0,2Iном≤I<1Iном	±3%	± 2,5 % (δ)								
				1Iном≤I<1,2Iном	±1,0%	± 0,5 % (δ)								
			мощность реактивная (фазная / суммарная по трем фазам), Рф / РΣ, Вт	0,25≤cosφ<0,5 (0,97≥sinφ>0,87)	0,05Iном≤I<0,1Iном	±11,5%					± 10 % (δ)	± 0,5 % (γ) ⁵⁾	0,2	0,2
		0,1Iном≤I<0,2Iном			±6%	± 5 % (δ)								
		0,2Iном≤I<1Iном			±3%	± 2,5 % (δ)								
		1Iном≤I<1,2Iном			±1,0%	± 0,5 % (δ)								
		0,5≤cosφ<0,8 (0,87≥sinφ>0,6)		0,05Iном≤I<0,1Iном	±11,5%	± 10 % (δ)								
				0,1Iном≤I<0,2Iном	±6%	± 5 % (δ)								
				0,2Iном≤I<1Iном	±3%	± 2,5 % (δ)								
				1Iном≤I<1,2Iном	±1,5%	± 0,5 % (δ)								
		0,8≤cosφ<0,97 (0,6≥sinφ>0,25)	0,05Iном≤I<0,1Iном	не норм.	не норм.									
			мощность полная (фазная / суммарная по трем фазам), Sф / SΣ, В·А	0,05Iном≤I<0,1Iном	±11,5%	± 10 % (δ)	± 0,5 % (γ) ⁵⁾	0,2	0,2	вне ГР				
				0,1Iном≤I<0,2Iном	±6%	± 5 % (δ)								
				0,2Iном≤I<1Iном	±3%	± 2,5 % (δ)								
		1Iном≤I<1,2Iном		±1,5%	± 0,5 % (δ)									
		коэффициент мощности (фазный / суммарный по трем фазам), cosφф / cosφΣ	0,25≤cosφ<0,5	0,05Iном≤I<0,1Iном	не норм.	± 0,01 ед. (Δ)		0,2	0,2	вне ГР				
				сила тока (фазная), If, А	0,05Iном≤I<0,1Iном	±11,5%	± 10 % (δ)				± 0,5 % (γ) ⁵⁾	0,2	-	вне ГР
					0,1Iном≤I<0,2Iном	±6%	± 5 % (δ)							
					0,2Iном≤I<1Iном	±3%	± 2,5 % (δ)							
		1Iном≤I<1,2Iном	±1,0%		± 0,5 % (δ)									
		напряжение (фазное / линейное), Uф / Uл, В	-	0,8U ²⁾ ном≤U≤1,2Uном	±1,0%	± 0,5 % (δ)	± 0,5 % (γ) ⁶⁾	-	0,2	вне ГР				
				0,95fном≤f≤1,05fном	± 0,05 Гц	± 0,05 Гц (Δ)					-	0,2	вне ГР	

Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ

Лист

14

Примечания:

- 1) $I_{ном}$ – номинальный ток первичной обмотки ТТ для измерений (для МИП – номинальный ток вторичной обмотки ТТ).
- 2) $U_{ном}$ – номинальное напряжение первичной обмотки ТН для измерений (для МИП – номинальное напряжение вторичной обмотки ТН).
- 3) КТ – класс точности ТТ в соответствии с ГОСТ 7746-2015.
- 4) КТ – класс точности ТН в соответствии с ГОСТ 1983-2015.
- 5) Предел основной допускаемой приведенной (γ) погрешности МИП согласно описанию типа.
- 6) В качестве нормирующего значения принимается $I_{ном}$.
- 7) В качестве нормирующего значения принимается $U_{ном}$.

3.4. Общие требования к СИ, входящим в состав измерительных комплексов АСУ ТП

Все СИ, входящие в состав измерительных комплексов, должны удовлетворять требованиям СТО 56947007-29.240.01.195-2014 «Типовые технические требования к измерениям, средствам измерений и их метрологическому обеспечению» и пункту 8.2 и 8.8 СТО 56947007-29.240.01.244-2017.

Все СИ, входящие в состав измерительных комплексов, должны быть утвержденного типа, иметь сертификат (свидетельство) об утверждении типа СИ и быть допущены к применению на территории РФ и соответствовать требованиям ПАО «Россети».

Все СИ, входящие в состав измерительных комплексов, должны иметь действующее свидетельство (или знак поверки в паспорте СИ) о первичной поверке СИ при выпуске из производства. К моменту установки СИ на место постоянной эксплуатации срок истечения межповерочного интервала допускается не более его половины срока.

3.5. Принадлежность к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Параметры, перечень которых представлен в таблице 3.1 настоящего тома, измеряемых АСУ ТП, не относятся к сфере ГРОЕИ.

3.6. Требования к методикам (методам) измерений

При разработке МИ необходимо руководствоваться ГОСТ 8.563-2009.

Порядок разработки, установления приписанной погрешности измерений, аттестации МИ, требования к содержанию и оформлению МИ и документов на МИ регламентируются ГОСТ Р 8.563-2009, МИ 3269-2010, СТО 56947007-29.240.126-2012.

МИ должна содержать:

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

АСУ ТП, не относится к сфере ГРОЕИ.

3.6. Требования к методикам (методам) измерений

При разработке МИ необходимо руководствоваться ГОСТ 8.563-2009.

Порядок разработки, установления приписанной погрешности измерений, аттестации МИ, требования к содержанию и оформлению МИ и документов на МИ регламентируются ГОСТ Р 8.563-2009, МИ 3269-2010, СТО 56947007-29.240.126-2012.

МИ должна содержать:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата

Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ

Лист

15

- На титульном листе МИ должны быть указаны данные: об организации – разработчике МИ, об аттестации/согласовании СП МО Филиала ПАО «Россети» ПМЭС, о согласовании главным инженером Филиала ПАО «Россети» ПМЭС, об утверждении главным инженером Филиала ПАО «Россети» – МЭС.

Взам. инв. №						<p>инженером Филиала ПАО «Россети» ПМЭС, утверждается главным инженером Филиала ПАО «Россети» – МЭС и вводится в действие ОРД по Филиалу ПАО «Россети» – МЭС.</p> <p>Аттестация/согласование МИ проводится в рамках испытаний по приемке ИС в эксплуатацию, с целью подтверждения приписанной погрешности измерений МИ.</p> <p>На титульном листе МИ должны быть указаны данные: об организации – разработчике МИ, об аттестации/согласовании СП МО Филиала ПАО «Россети» ПМЭС, о согласовании главным инженером Филиала ПАО «Россети» ПМЭС, об утверждении главным инженером Филиала ПАО «Россети» – МЭС.</p>	
Подп. и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ	Лист
							16

4.1. Цель и задачи метрологического обеспечения.

АИИС КУЭ ПС 110 кВ Ермолино является частью измерительной системы и представляет собой совокупность функционально объединённых:

- АИИС КУЭ является измерительной системой, производящей в автоматическом режиме выполнение измерительных и вычислительных операций. Метрологические характеристики АИИС КУЭ определяются метрологическими характеристиками средств измерений масштабными измерительными преобразователями, счетчиками электрической энергии, устройствами сбора и передачи данных, входящих в состав АИИС КУЭ.

Ввод АИИС КУЭ в эксплуатацию производится только после проведения поверочных испытаний первичных преобразователей (ТТ и ТН) по ГОСТ 8.216-2011, ГОСТ 8.217-2003 и измерительных каналов в целом по Методике поверке и в порядке, установленном РД 153-34.0-11.205-98 или другими нормативными документами, в строгом соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.596-2002 и МИ 2439-97.

Поверка выполняется аттестованными рабочими эталонами согласно ПР 50.2.006-94 (Приказ Минпромторга России от 31.07.2020 № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке»), в соответствии с требованиями безопасности ГОСТ 12.2.003-91, ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ 12.2.007.14-75 и ГОСТ 22261-94.

4.3. Выбор компонентов АИИС КУЭ

Выбор компонентов АИИС КУЭ, определены в разделах проектной документации определены разделом «Электротехнические решения», шифр Д208320-330739ПИР-227.0 -ИЛО4.

Выбор ТТ для учёта и измерений производится на основании требований ГОСТ 7746, а также п. 8.1, 8.2 СТО 56947007-29.240.01.244-2017.

Выбор номиналов коэффициентов ТТ для обмоток учёта и измерений, а также количество отпаяк должно удовлетворять требованиям п. 7.18.6 СТО 56947007-29.240.10.248-2017.

Номинальное напряжение измерительных трансформаторов тока должно соответствовать номинальному напряжению присоединения с учетом способа заземления нейтрали.

Выбор ТТ по номинальному напряжению производится по формуле:

$$U_{ном.ТТ} \geq U_{ном.раб}, (1)$$

где $U_{ном.ТТ}$ — номинальное первичное напряжение трансформатора тока;

$U_{ном.раб}$ — номинальное напряжение присоединения.

Номинальный ток первичной обмотки трансформаторов тока выбирается из ряда номинальных значений первичного тока согласно ГОСТ 7746-2015.

В соответствии с ПУЭ (п. 1.5.17) допускается применение трансформаторов тока с завышенным коэффициентом трансформации (по условиям электродинамической и термической стойкости или защиты шин), если при максимальной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке трансформатора тока будет составлять не менее 40% номинального тока счетчика, а при минимальной рабочей нагрузке - не менее 5%.

Проверяются соотношения:

$$\frac{I_{2max}}{I_{2ном.сч.}} \cdot 100 \geq 40\%; \quad (2)$$

$$\frac{I_{2min}}{I_{2ном.сч.}} \cdot 100 \geq 5\%; \quad (3)$$

где I_{1max} — максимальный расчетный ток первичной обмотки ТТ, А;

I_{1min} — минимальный расчетный ток первичной обмотки ТТ, А;

$I_{1ном}$ — номинальный ток первичной обмотки ТТ, А. Выбирается из ряда номинальных значений первичного тока согласно ГОСТ 7746-2015;

$I_{2ном}$ — номинальный вторичный ток ТТ, А.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ	Лист
							20

$U_{\text{ном}}$ - номинальное значение первичного напряжения трансформатора, В;

U_1 - значение первичного напряжения, подведенного к трансформатору, В.

0,8-1,2 номинального напряжения – для трансформаторов, предназначенных для измерения;

0,02 или 0,05 до 1,2; 1,5 или 1,9 номинального напряжения - для трансформаторов, предназначенных для защиты.

Проверка соответствия нагрузки вторичных цепей производится в технорабочем проекте (рабочей документации).

Сечение и длина проводов и кабелей в цепях напряжения расчетных счетчиков должны выбираться такими, чтобы потери напряжения в этих цепях составляли не более 0,25 % номинального напряжения (п.1.5.19 ПУЭ).

Потери напряжения относительно номинального напряжения во вторичных цепях присоединения счетчика к трансформатору напряжения рассчитывается по следующей формуле:

$$\delta_{\text{л}} = \frac{S_{\text{ф}}}{U_{\text{ф}}} \cdot R_{\text{пр}} \cdot 100\% \quad (7)$$

где $S_{\text{ф}}$ – мощность счетчика (однофазная), ВА;

$U_{\text{ф}}$ – фазное напряжение во вторичных цепях ТН, В;

$R_{\text{пр}}$ – сопротивление фазного проводника, Ом.

Сопротивление фазного проводника вычисляется по формуле:

$$R_{\text{пр}} = \frac{L \cdot \rho}{s} \quad (8)$$

где L - длина проводника, м;

ρ - удельное сопротивление проводника, Ом*мм²/м.

s - площадь поперечного сечения проводника, мм²

Расчет и выбор (проверка) компонентов АИИС КУЭ: тип, марка и МХ оборудования, используемого по данному титулу (измерительные трансформаторы тока и напряжения 110, 10 и 0,4 кВ), определены в разделах проектной документации Приложениях Б, В, Г к данной ПЗ и указаны в таблице 2.1, где представлен перечень создаваемых ИИК АИИС КУЭ ПС 110 кВ Ермолино и их основные характеристики.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ						Лист
									22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

4.4. Расчет комплекта ЗИП

Комплект ЗИП используется при эксплуатации АИИС КУЭ ПС 110 кВ Ермолино для поддержания её работоспособности в течение срока службы путем проведения технического обслуживания и ремонта. Срок службы компонентов и материалов комплекта ЗИП, при условии его своевременного пополнения, равен сроку службы компонентов, для которого он предназначен.

ЗИП (обменный фонд СИ) определен в соответствии с требованиями стандарта организации СТО 56947007-29.240.01.195-2014.

Согласно п. 3.1 Типового ТЗ, утверждённого распоряжением ПАО "Россети" от 20.03.2020г. №67р, ЗИП должен составлять не менее 3 %.

4.5 Требуемый парк эталонов и рабочих СИ, необходимых для технического и эксплуатационного обслуживания объекта.

Расчет требуемого парка эталонов, рабочих СИ, необходимых для метрологического обеспечения АИИС КУЭ произведен в соответствии со стандартом организации СТО 56947007-29.240.01.195-2014 «Типовые технические требования к измерениям, средствам измерений и их метрологическому обслуживанию», РД 153-34.0-11.401-98 «Определение потребности метрологических служб предприятий и организаций электроэнергетики в производственных ресурсах».

При этом при расчетах были использованы следующие данные:

- количество счетчиков электроэнергии, подлежащих установке при создании АИИС КУЭ ПС 110 кВ Ермолино составляет 20 счетчиков.
- количество приборов учета в составе ЗИП – 0 шт.;
- процент СИ, требующих внеочередной поверки (калибровки) – 25%;
- межповерочный интервал приборов учета – 12 лет;
- среднегодовое количество поверок (калибровок) приборов учёта $20 * (1/2) * 1 * (0 + 25/100) * 12 * (25/100) = 7,5 \approx 8$ раз;
- норма времени на поверку (калибровку) трансформатора тока с учетом демонтажа, доставки, монтажа $N = 24$ рабочих часов;
- годовой фонд рабочего времени – 1971 часов;
- коэффициент учета простоя комплекта эталонов и рабочих СИ в плановом ремонте и поверке (калибровке) $Z = 0,1$;
- количество комплектов эталонов и рабочих СИ – 1;

Коэффициент использования комплекта эталонов и рабочих СИ:

$$\Phi = (8 * 24) / (1 * 1971 * (1 - 0,1)) = 0,108.$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ	Лист
							23

Измеряемые параметры электрической энергии	Диапазон измерений	Вид и единица измерения погрешности, пределы допускаемой основной погрешности	Примечание
5 Полная электрическая мощность (S), В·А		Относительная, %	U от 0,1U _H до 1,2U _H ; I от 0,01I _H до 1,2I _H
		±0.2 I; ±0.4 II; ±1.0 II	S < 0,1SH
		±0.1 I; ±0.2 II; ±0.5 III ±1.0 IV; ±2.0 V	S от 0,1SH до 1,44SH
6 Коэффициент мощности (KР=P/S)	от 0,1 до 1,0	Абсолютная, ±0,02 I; ±0,02, II; ±0,05 III; ±0,05 IV; ±0,10 V	I от 0,2I _H до 1,2I _H ; U от 0,2U _H до 1,2U _H
7 Частота переменного тока (f _l), Гц	от 40 до 70	Абсолютная, Гц ±0,001	U от 0,2U _H до 1,2U _H ; I от 0,2I _H до 1,2I _H
8 Угол фазового сдвига между основными гармониками, градус:	от 0 до 360	Абсолютная, градус	
входных напряжений		±0,01	U от 0,2U _H до 1,2U _H
напряжения и тока одной фазы		±0,5	I от 0,2I _H до 1,2I _H ; U от 0,2U _H до 1,2U _H
9 Среднеквадратическое значение гармоники порядка h 2) напряжения для h от 2 до 50 (U _{H,h}), В	от 0 до 0,6U _H	Абсолютная, В; ±0,0005 U _H	U _{H,h} ≤ 0.01U _H
		Относительная, %; ±0,05	U _{H,h} > 0.01U _H
10 Среднеквадратическое значение спектральной составляющей частоты m·f _l (интергармоники) напряжения для m от 0,5 до 50,5 с дискретностью 1,0 (U _{C,m}), В	от 0 до 0,15U _H	Абсолютная, В, ±0,0005 U _H ,	U _{C,m} ≤ 0.01U _H
		Относительная, %, ±0.05	U _{C,m} > 0.01U _H
11 Среднеквадратическое значение гармоники порядка h тока для h от 2 до 50 (I _{H,h}), А	от 0 до 0,6I _H	Абсолютная, А, ±0,02 I _H I; ±0,04 I _H II	I _{H,h} ≤ 0.01I _H
		Относительная, %, ±5 % I; ±10 % II	I _{H,h} > 0.01I _H
12 Среднеквадратическое значение интергармоники частоты m·f _l тока для m от 0,5 до 50,5 с дискретностью 1,0 (I _{C,m}), А	от 0 до 0,15I _H	Абсолютная, А, ±0,02 I _H I; ±0,04 I _H II	I _{C,m} ≤ 0.01I _H
		Относительная, %, ±5 % I; ±10 % II	I _{C,m} > 0.01I _H
13 Угол фазового сдвига между гармониками порядка h напряжения и тока одной фазы, градус	от 0 до 360	Абсолютная, градус,	U от 0,2U _H до 1,2U _H ; I от 0,2I _H до 1,2I _H ; KI(h) > 5%; KU(h) > 1%
		±2 I; ±2 II	для h от 2 до 10
		±10 I; ±10 II	для h от 11 до 20
		±20 I; ±20 II	для h от 21 до 50
14 Коэффициент гармоники порядка h напряжения для h от 2 до 50 [KU(h)], %	от 0 до 49,9	Абсолютная, %; ±0,003 %	U от 0,2U до 1,2U _H KU(h) < 1.0
		Относительная, %, ±0,3	KU(h) > 1.0

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ

Лист

25

Измеряемые параметры электрической энергии	Диапазон измерений	Вид и единица измерения погрешности, пределы допускаемой основной погрешности	Примечание
15 Коэффициент гармоник порядка h тока для h от 2 до 50 [$KI(h)$], %	от 0 до 49,9	Абсолютная, % $\pm 0,05$ I; $\pm 0,05$ II	I от 0,2IH до 1,2IH; $KI(h) < 1.0$
		Относительная, % $\pm 5,0$ I; $\pm 5,0$ II	$KI(h) > 1.0$
16 Суммарный коэффициент гармоник напряжения (KU), %	от 0 до 49,9		U от 0,2UH до 1,2UH
		Абсолютная, %, $\pm 0,003$	KU < 1.0
		Относительная, %, $\pm 0,3$	KU > 1.0
17 Суммарный коэффициент гармонических составляющих тока (KI)	от 0 до 49,9		I от 0,2IH до 1,2IH
		Абсолютная, %, $\pm 0,1$	KI < 1.0
		Относительная, %, ± 10	KI > 1.0
18 Активная электрическая мощность гармоники порядка h (P(h)), Вт	от 0,003PH до 0,1PH	Относительная, %	U от 0,2UH до 1,2UH; I от 0,2IH до 1,2IH; $KI(h)$ и $KU(h)$ от 1 до 40 %
		± 5.0 I; ± 10.0 II	$ \cos \phi $ от 0,9 до 1,0; h от 2 до 50;
			$ \cos \phi $ от 0.5 до 0,9
		± 5.0 I; ± 10.0 II	h от 2 до 10
		± 10.0 I; ± 20.0 II	h от 11 до 50
19 Напряжение прямой последовательности основной частоты ($U1(1)$), В	от 0 до UH	Абсолютная, В, $\pm(0,0002 UH \times \sqrt{3})$	
20 Напряжение нулевой последовательности основной частоты ($U0(1)$), В	от 0 до UH	Абсолютная, В, $\pm 0,0005 UH$	U от 0,5UH до 1,2UH; $K2U < 15$ %; $K0U < 15$ %
21 Напряжение обратной последовательности основной частоты ($U2(1)$), В	от 0 до UH	Абсолютная, В, $\pm(0,0003 UH \cdot \sqrt{3})$	U от 0,5UH до 1,2UH; $K2U < 15$ %; $K0U < 15$ %
22 Коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности ($K2U$) и по нулевой последовательности ($K0U$), %	от 0 до 15	Абсолютная, %, $\pm 0,05$	U от 0,5UH до 1,2UH;
23 Токи прямой, нулевой и обратной последовательности основной частоты ($I1(1)$, $I0(1)$ и $I2(1)$), А	от 0 до IH	Абсолютная, А	
		$\pm(0,01IH)$ I; $\pm(0,01IH)$ II	I от 0,01IH до 1,2IH;
		$\pm(0,02IH)$ III; $\pm(0,02IH)$ IV	I от 0,05IH до 1,2IH
24 Кратковременная доза фликера, отн. единиц	от 0,2 до 10	Относительная, %, 5,0	$f = (f_{НОМ} \pm 1)$ Гц; $\Delta U/U \leq 20$ %; при колебаниях напряжения, имеющих форму меандра
25 Напряжение постоянного тока (U), В		Относительная, %, $\pm[0,015+0,005(1,7UH/U-1)]$	
	от 0,1UH до 1,7UH	$\pm[0,015+0,005(1,7UH/U-1)]$	UH от 5 до 480 В
	от 0,1UH до 1,25UH	$\pm[0,015+0,005(1,25UH/U-1)]$	UH ≤ 2 В

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ	Лист
							26

Примечание:

Реактивная мощность рассчитывается методом перекрестного включения, геометрическим методом и методом сдвига сигнала напряжения на $1/4$ периода основной гармоники.

Частота гармонической составляющей порядка h равна $h \cdot f_1$.

Значения погрешности, отмеченные "I", "II", "III", "IV" и "V" относятся к прибору при выполнении измерений с использованием токоизмерительных клещей класса точности 0,1 ("I"), 0,2 ("II"), 0,5 ("III"), 1,0 ("IV") и 2,0 ("V"). Номинальные значения силы переменного тока (IH) соответствуют номинальным значениям токоизмерительных клещей из комплекта поставки.

Приборы обеспечивают измерение параметров электрического сигнала, если амплитудные значения сигналов напряжения и тока не превышают 170 % от УН и ИН, соответственно.

При поверке приборов учета используются следующие рабочие СИ, метрологические и технические характеристики которых приведены в таблицах 4.2, 4.3, 4.4 соответственно.

Таблица 4.2 Технические и метрологические характеристики мегаомметра.

Наименование характеристики	Значение
1 Диапазоны измерения сопротивлений изоляции	от 200 кОм до 1 ГОм при измерительных напряжениях от 100 В до 950 В; от 2,5 Мом до 100 ГОм при измерительных напряжениях от 1000 В до 2500 В
2 Класс точности	2,5
3 Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения сопротивления, %	$\pm 2,5$
4 Диапазон измерения внешнего напряжения переменного Тока среднеквадратического значения промышленной частоты ($50 \pm 0,5$) Гц	от 40 до 500 В
5 Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерения напряжения переменного тока, В	$\pm 12,5$
6 Диапазон воспроизведения измерительного напряжения	от 100 В до 2500 В с дискретностью установки 50 В
7 Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерения сопротивления изоляции, вызванной изменением температуры воздуха от нормальной до любой в пределах рабочих температур	Не более половины значения основной относительной погрешности на каждые 10 °С изменения температуры
8 Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерения сопротивления изоляции, вызванной изменением относительной влажности окружающего воздуха до 90 % при температуре 30 °С	Не более половины значения основной относительной погрешности

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ	Лист
							27

Таблица 4.3. Технические и метрологические характеристики устройства синхронизации времени.

Характеристика	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени UTC при синхронизации времени от встроенного приемника ГЛОНАСС/GPS, мкс.	± 10
Задержка выходного импульса 1 Гц, вносимая при синхронизации времени по сигналам проверки времени «6 точек» от радиоприемника, с	0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения (формирования) шкалы времени при отсутствии коррекции по сигналам проверки времени, с/сутки	$\pm 1,5$
Пределы допускаемой абсолютной дополнительной температурной погрешности при измерении (формирования) текущего времени (системного времени), с/сут на	$\pm 0,3$

Таблица 4.4. Технические и метрологические характеристики частотомера электронно- счетного

Характеристика	Значение
Диапазон измеряемых частот: синусоидального сигнала: импульсного сигнала:	0,1 Гц - 1000 МГц (0,03 - 10 В эфф.) 0,1 Гц - 200 МГц (0,1 - 10 В)
Погрешность измерения частоты не более	$\pm 5 \cdot 10^{-7} \pm 1$ ед. сч.
Диапазон измеряемых периодов синусоидального и импульсного сигналов	0,1 мкс - 104 с (10 МГц - 10 ⁻⁴ Гц)
Диапазон измеряемых длительностей импульсов	0,1 мкс - 104 с.
Входное сопротивление, емкость	1 МОм (50 Ом), 50 пФ
Питание	220 + 22 В, 50 \pm 0,5 Гц или 220 (115) В \pm 5%, 400+28-12 Гц, источник постоянного тока: 27 \pm 3 В
Потребляемая мощность	*А

4.6 Общие требования к точности измерений и погрешности измерений.

Измерения электроэнергии и мощности осуществляют с погрешностью, обеспечиваемой счетчиками электроэнергии, измерительными трансформаторами и линиями присоединения счетчиков к ТТ, ТН. За погрешность измерений в точке учета электроэнергии и мощности принимают согласно РД 34.11.114-98 предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее - ИК) в предусмотренных рабочих условиях применения АИИС КУЭ и при доверительной вероятности, равной 0,95.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ	Лист
							28

29

- аттестованная/согласованная и введенная в действие в МЭС МИ и ОРД МЭС о вводе в действие МИ;

- паспорта-протоколы на ИИК;
- свидетельства о калибровке ИИК или сведения о калибровке ИИК с
- указанием погрешности измерений ИК в паспорте-протоколе;
- акты (копии) замены СИ.

Окончание комплексного опробования оформляется актом рабочей комиссии о приемке оборудования после комплексного опробования (форма КС-11).

В течение 3 дней после завершения комплексного опробования АИИС КУЭ издается приказ о создании приемочной комиссии по приемке АИИС КУЭ в эксплуатацию.

4.8. Комплектность

Поставка оборудования АИИС КУЭ должна осуществляться в соответствии с рабочей документацией.

В комплект поставки должна входить документация по МО АИИС КУЭ на русском языке в объеме не менее приведенного ниже:

- спецификация оборудования, кабелей и материалов, поставляемых комплектно;
- конструкторская и/или эксплуатационная документация;
- свидетельства о поверке средств измерений, паспорта на оборудование с отметкой о поверке;
- сертификаты соответствия (для оборудования, включая кабельную продукцию, используемого в АИИС КУЭ);
- сертификаты пожарной безопасности (для оборудования, включая кабельную продукцию, используемого в АИИС КУЭ).

Комплект ЗИП для оборудования ИИК и ИВКЭ АИИС КУЭ предусматривается в объеме, соответствующем 3 % от общей стоимости оборудования ИИК и ИВКЭ.

4.9. Мероприятия по обучению и проверке квалификации персонала

Специалисты, проводящие метрологическую поверку, испытания, монтаж, наладку, эксплуатацию, обслуживание и ремонт АИИС КУЭ, должны иметь профессиональную подготовку соответствующую характеру работ, изучить техническую документацию на оборудование, пройти обучение у разработчиков системы, пройти первичный инструктаж по охране труда и иметь группу по электробезопасности не ниже III для члена бригады, IV для производителя работ, в

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	объеме, соответствующем 3 % от общей стоимости оборудования ИИК и ИВКЭ.					
			4.9. Мероприятия по обучению и проверке квалификации персонала					
			Специалисты, проводящие метрологическую поверку, испытания, монтаж, наладку, эксплуатацию, обслуживание и ремонт АИИС КУЭ, должны иметь профессиональную подготовку соответствующую характеру работ, изучить техническую документацию на оборудование, пройти обучение у разработчиков системы, пройти первичный инструктаж по охране труда и иметь группу по электробезопасности не ниже III для члена бригады, IV для производителя работ, в					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д208320-330739Пир-227.0 -МО2-ПЗ		Лист
								30

электроустановках до и выше 1000 В. Работы выполняются в соответствии с Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок (утверждены приказом Минтруда России №903н от 15.12.2020г.).

Квалификация и уровень подготовки специалистов СП МО должны соответствовать требованиям «Положения о порядке проведения метрологического обеспечения в ОАО «ФСК ЕЭС». Общие требования.». Специалисты СП МО должны проходить периодическое обучение с целью подтверждения и повышения квалификации с периодичностью не реже 1 раза в 5 лет в. Специалисты СП МО, в сферу ответственности которых входит МО АИИС КУЭ, должны пройти обучение по специализации: «Метрологическое обеспечение ИК ИС». Специалисты СП МО, в сферу ответственности которых входит проведение МЭ/согласования ТД, должны пройти обучение по специализациям: «Метрологическая экспертиза технической документации», «Методики (методы) измерений. Разработка и аттестация». Специалисты СП МО, в сферу ответственности которых входит проведение калибровки СИ, должны быть обучены по специализациям: «Поверка/калибровка СИ (по видам измерений)».

Количество персонала, обеспечивающего эксплуатацию и метрологическое обеспечение АИИС КУЭ ПС 110 кВ Ермолино в соответствии с требованиями стандарта организации СТО 56947007-29.240.01.195-2014 «Типовые технические требования к измерениям, средствам измерений и их метрологическому обслуживанию» и методических указаний РД 153-34.0- 11.401-98 «Определение потребности метрологических служб предприятий и организаций электроэнергетики в производственных ресурсах» для МЭС Юга, определяется по формуле:

$$\Delta * N / T_p = C, \text{ где}$$

- Δ - среднегодовое количество поверок (калибровок) приборов учета;
- N – время поверки (калибровки) одного прибора учета с учетом демонтажа, доставки, монтажа – 24 рабочих часа.;
- T_p – среднегодовой фонд рабочего времени на одного специалиста с учетом отпусков, болезней и т.п. 1971 час.;

При создании АИИС КУЭ ПС 110 кВ Ермолино (после ее ввода в эксплуатацию) количество оборудования АИИС КУЭ и его задачи изменяются: в дальнейшем предусмотрена реконструкция. Потребности в изменении количества и квалификации персонала служб, обеспечивающих эксплуатацию и метрологическое обеспечение АИИС КУЭ ПС 110 кВ Ермолино, нет.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ	Лист
							31

4.10. Организация обслуживания и эксплуатации АИИС КУЭ

Эксплуатация АИИС КУЭ осуществляется в соответствии с договором. В процессе эксплуатации АИИС КУЭ производятся все виды работ по обработке данных АИИС КУЭ с целью планирования потребления электроэнергии, контролем за потребленным объемом электроэнергии (мощности) и расчетом учетных показателей.

Лица, являющиеся балансодержателями оборудования АИИС КУЭ, отвечают за сохранность своего оборудования, обеспечивают защиту оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне.

При ремонте и техническом обслуживании АИИС КУЭ должны выполняться организационные и технические мероприятия по обеспечению безопасности работ в соответствии с требованиями эксплуатационной документацией системы и инструкцией производителей технических средств.

По окончании работ по техническому обслуживанию АИИС КУЭ все нарушенные, в результате проведенных работ, пломбы, пароли должны быть восстановлены. Ответственность за нарушение пломб и организацию их восстановления возлагается на организацию, осуществляющую техническое обслуживание. При необходимости должны быть внесены изменения в паспорта-протоколы измерительных комплексов.

На период гарантийных обязательств, установленных по условиям договора на поставку АИИС КУЭ, Подрядчик устраняет неисправности, возникшие в подсистеме технического учета электроэнергии, в срок не более 3-х суток со дня обнаружения дефекта.

Виды технического обслуживания оборудования АИИС КУЭ приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Виды технического обслуживания.

Виды технического обслуживания	Периодичность проведения
Гарантийное обслуживание	При возникновении неисправности в работе АИИС КУЭ. 3-е суток (по подсистеме технического учета электроэнергии), не более 10 суток (по остальным подсистемам) со дня обнаружения дефекта.
Техническое обслуживание	В соответствии с договором.
Ремонтно-восстановительные работы (аварийные работы)	При возникновении неисправности в работе АИИС КУЭ
Метрологическое обеспечение	Периодическая ревизия вторичных измерительных цепей и устранение причин превышения допустимых погрешностей измерений. Метрологический надзор за состоянием и применением средств измерений АИИС КУЭ

Инт. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д208320-330739Пир-227.0 -МО2-ПЗ	Лист
							32

Квалификация персонала должна обеспечивать функционирование закрепленного оборудования во всех заданных режимах. Персонал должен быть подготовлен к выполнению своих обязанностей в соответствии с должностными инструкциями.

В процессе эксплуатации допускается замена оборудования, не влияющего на метрологические характеристики АИИС КУЭ, при условии не ухудшения параметров надежности системы. При этом внесение изменений в проектную документацию не требуется

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д208320-330739Пир-227.0 -МО2-ПЗ			33

В состав комиссии должны входить специалисты организации – исполнителя, осуществляющей создание ИС (на этапе ввода в эксплуатацию), организации-исполнителя, осуществляющей метрологическое обследование ИК (на этапе постоянной эксплуатации, если привлекаются сторонние организации), специалисты СП МО и профильных СП филиалов, в функциональной ответственности которых эксплуатация СИ и ИС.

5.3. Калибровка измерительных каналов

Первичная калибровка ИК осуществляется в рамках испытаний по приемке АСУ ТП в эксплуатацию (приемки из наладки в эксплуатацию ИК с оформлением протоколов в соответствии с требованиями РД 153-34.0-11.204-97) и совмещается, как правило, с метрологическим обследованием ИК, аттестацией МИ.

Периодическая калибровка ИК ИС согласно положениям п. 5.1.1 СТО 56947007-29.240.126-2012 осуществляется поэлементно.

Периодическая калибровка ИК должна проводиться одновременно с метрологическим обследованием ИК в сроки, совпадающие со сроком калибровки СИ с наименьшим (в составе ИК) межкалибровочным интервалом.

Данные о сроках очередной калибровки каждого СИ, входящего в состав ИК, заносятся в паспорт-протокол на ИК. Отсутствие в составе ИК СИ с истекшим сроком очередной калибровки подтверждает калибровку ИК в целом.

Если по результатам периодической калибровки СИ, входящих в состав ИК, установлено, что действительные МХ СИ не превышают установленных в МИ требований к МХ СИ, то в качестве МХ ИК принимается приписанная погрешность измерений МИ для данного ИК, которая заносится в паспорт – протокол.

5.4. Требования к организациям, выполняющим работы по МО АСУ ТП

Организации, выполняющие работы по проектированию ССПИ/АСУ ТП, должны иметь подразделения метрологического обеспечения или персонал (или договор с организацией), обученный по специализациям «Метрологическая экспертиза технической документации», «Разработка и аттестация методик измерений» с действующим (в течение 5-ти лет) свидетельством об обучении (повышении квалификации).

Организации, выполняющие работы по разработке методик измерений и методик калибровки, должны иметь подразделения метрологического обеспечения (или договор с организацией), аккредитованные в Росаккредитации на право аттестации методик измерений или проведения метрологической экспертизы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ	Лист
							35

Организации, выполняющие работы по калибровке измерительных каналов АСУ ТП, должны иметь подразделения метрологического обеспечения (или договор с организацией), аккредитованные в Росаккредитации на право поверки/калибровки или в Российской системе калибровки на право калибровки измерительных каналов и СИ, входящих в состав измерительных комплексов.

5.5. Перечень работ по МО по вновь вводимым ИК

Перечень работ по МО, которые должны быть выполнены по вновь вводимым ИК:

- испытания по приемке в эксплуатацию новых ИК АСУ ТП;
- первичная калибровка новых ИК;
- разработка, аттестация (согласование в СП МО ПМЭС, МЭС), утверждение ОРД МЭС методики (методов) измерений;
- разработка, аттестация (согласование в СП МО, МЭС), утверждение ОРД МЭС методики калибровки;
- провести процедуру оценки пригодности методики калибровки ИИК вне сферы ГРОЕИ (в случае, если будет принято решение о невозможности использования методики поверки для калибровки ИК, либо если будет поставлена под сомнение применимость положений СТО 56947007-29.240.126-2012 о принятии приписной погрешности ИК по МИ на основании результатов периодической калибровки СИ, входящих в ИК, которые подтверждают, что действительные МХ СИ не превышают установленных в МИ требований к МХ СИ));
- метрологическое обследование ИК, включая измерение параметров вторичных цепей ТТ, ТН, с оформлением паспортов-протоколов ИК.

5.6. Методика расчета пределов допускаемых погрешностей измерительных каналов электрических величин

Нормируемыми метрологическими характеристиками измерительного канала являются пределы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях эксплуатации при доверительной вероятности 0,95.

Значения границ относительной погрешности измерений мощности (мощности активной фазной Рф, мощности активной суммарной по трем фазам РΣ, мощности реактивной фазной Qф, мощности реактивной суммарной по трем фазам QΣ) определяются по формуле:

$$\delta = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_{\text{цпп}}^2 + \delta_\lambda^2 + \sum_{j=1}^m \delta_{\text{цпп}j}^2}, \quad (5.1)$$

где δ_I - токовая погрешность ТТ, %;

Взам. инв. №	являются пределы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях эксплуатации при доверительной вероятности 0,95.						
Подп. и дата	Значения границ относительной погрешности измерений мощности (мощности активной фазной Рф, мощности активной суммарной по трем фазам РΣ, мощности реактивной фазной Qф, мощности реактивной суммарной по трем фазам QΣ) определяются по формуле:						
	$\delta = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_{\text{цпп}}^2 + \delta_\lambda^2 + \sum_{j=1}^m \delta_{\text{цпп}j}^2}, \quad (5.1)$						
	где δI - токовая погрешность ТТ, %;						
Инв. № подл.						Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ	Лист
							36
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись		Дата

δU - погрешность напряжения ТН, %;

$\delta \theta$ - погрешность трансформаторной схемы подключения МИП за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, %;

δL - погрешность из-за потери напряжения в линии соединения МИП с ТН, %;

$\delta \text{ЦИП}$ - основная относительная погрешность МИП, %;

l - число влияющих величин;

$\delta \text{ЦИП}_j$ - дополнительная погрешность МИП от j -й влияющей величины, %.

При расчете погрешности измерительного канала учитываются следующие составляющие:

а) предельные значения допускаемых токовых δI и угловых θI погрешностей измерительных обмоток трансформаторов тока согласно ГОСТ 7746;

б) предельные значения допускаемых погрешностей измерительных обмоток ТН согласно ГОСТ 1983;

в) предельные значения основной относительной погрешности МИП электрической энергии $\delta \text{ЦИП}$ в части измерений активной, реактивной, полной мощности, напряжения, силы тока и др.);

г) погрешность трансформаторной схемы включения счетчиков электрической энергии $\delta \theta$, возникающая за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, которая рассчитывается по следующим формулам с учетом значений угловых погрешностей θJ , θU для области рабочих значений $\cos \varphi$:

- при измерении активной мощности

$$\delta_{\theta} = \frac{0,029 \cdot \sqrt{\theta_J^2 + \theta_U^2} \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}, \quad (5.2)$$

где θJ – угловая погрешность измерительной обмотки ТТ;

θU – угловая погрешность измерительной обмотки ТН;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности контролируемого присоединения.

- при измерении реактивной мощности:

$$\delta_{\theta} = \frac{0,029 \cdot \sqrt{\theta_J^2 + \theta_U^2} \cdot \cos \varphi}{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}} \quad (5.3)$$

Значения границ относительной погрешности измерений мощности (мощности полной фазной S_{ϕ} , мощности полной суммарной по трем фазам S_{Σ}) определяются по формуле:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ	Лист
							37

(5.4)

по формуле:

(5.5)

фазного U_f и напряжения линейного U_l) определяются по формуле:

(5.6)

формуле:

(5.7)

Приложения Д к ПЗ.

[illegible]

6. Нормативные правовые акты федерального уровня и организационно-распорядительные документы органов исполнительной власти и отраслевые НТД

- 1 Федеральный закон Российской Федерации от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».
- 2 Федеральный закон от 26.06.2008 №102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».
- 3 Федеральные законы Российской Федерации от 11.07.2011 № 200-ФЗ «Градостроительный Кодекс Российской Федерации».
- 4 Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».
- 5 Постановления Правительства Российской Федерации от от 11.07.2020г. № 1034 (в ред. от 16.09.2020г. № 1479) «О противопожарном режиме».
- 6 Постановление Госкомстата Российской Федерации от 11.11.1999 № 100 «Об утверждении унифицированных форм первичной учетной документации по учету работ в капитальном строительстве и ремонтно-строительных работ».
- 7 Приказ Минпромторга России от 30.11.2009 № 1081 «Об утверждении Порядка проведения испытаний стандартных образцов или средств измерений в целях утверждения типа, Порядка утверждения типа стандартных образцов или типа средств измерений, Порядка выдачи свидетельств об утверждении типа стандартных образцов или типа средств измерений, установления и изменения срока действия указанных свидетельств и интервала между поверками средств измерений, требований к знакам утверждения типа стандартных образцов или типа средств измерений и порядка их нанесения».
- 8 ГОСТ 2.102-2013 Единая система конструкторской документации. Виды и комплектность конструкторских документов.
- 9 ГОСТ 2.601-2013 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы.
- 10 ГОСТ Р 8.563-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений.
- 11 ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
- 12 ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования.
- 13 ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
- 14 ГОСТ 20.39.108-85 Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора.
- 15 ГОСТ 27.003-2016 Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.					
			12 ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования.					
			13 ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.					
			14 ГОСТ 20.39.108-85 Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора.					
			15 ГОСТ 27.003-2016 Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности					
</								

- 16 ГОСТ 27.301-95 Надежность в технике. Расчет надежности. Основные положения.
- 17 ГОСТ 30.001-83 Система стандартов эргономики и технической эстетики. Основные положения.
- 18 ГОСТ 34.201-2020 Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем.
- 19 ГОСТ Р 59793–2021 Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
- 20 ГОСТ 34.602-2020 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы.
- 21 ГОСТ 1983-2015 Трансформаторы напряжения. Общие технические требования
- 22 ГОСТ 9181-74 Приборы электроизмерительные. Упаковка, маркировка, транспортирование и хранение.
- 23 ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды.
- 24 ГОСТ 21958-76 Система «Человек–машина». Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования.
- 25 ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия.
- 26 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
- 27 ГОСТ 23216-78 Изделия электротехнические. Хранение, транспортирование, временная противокоррозионная защита, упаковка. Общие требования и методы испытаний.
- 28 ГОСТ 27.102-2021 Надежность в технике. Надежность объекта. Термины и определения.
- 29 ГОСТ 30804.4.2-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электростатическим разрядам. Требования и методы испытаний.
- 30 ГОСТ 30804.4.4-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к наносекундным импульсным помехам. Требования и методы испытаний.
- 31 ГОСТ 30804.4.7-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств.
- 32 ГОСТ 30804.4.30-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии.
- 33 ГОСТ 31565-2012 Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности.
- 34 ГОСТ 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	31 ГОСТ 30804.4.7-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств.					
			32 ГОСТ 30804.4.30-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии.					
			33 ГОСТ 31565-2012 Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности.					
			34 ГОСТ 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.					

- 35 ГОСТ 31819.23-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.
- 36 ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
- 37 ГОСТ ИЕС 61000-4-12-2016 Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 4-12. Методы испытаний и измерений. Испытание на устойчивость к звенящей волне.
- 38 ГОСТ Р 51275-2006 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения.
- 39 ГОСТ Р 52069.0-2013 Защита информации. Система стандартов. Основные положения.
- 40 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
- 41 Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке.
- 42 МИ 2999-2022 Государственная система обеспечения единства измерений. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Рекомендации по составлению описания типа.
- 43 МИ 3000-2018 Государственная система обеспечения единства измерений. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки.
- 44 МИ 3290-2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Рекомендация по подготовке, оформлению материалов испытаний средств измерений в целях утверждения типа.
- 45 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей.
- 46 Правила устройства электроустановок» (ПУЭ). Издание шестое и седьмое.
- 47 СО 153-34.20.501-2003 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.
- 48 РД 153-34.0-11.209-99 Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности.
- 49 СТО 70238424.17.220.20.004-2011. Автоматизированные информационно – измерительные системы учета электроэнергии (АИИС КУЭ). Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.
- 50 СТО 56947007-29.240.126-2012. Типовой порядок организации и проведения метрологического обеспечения информационно – измерительных систем в ОАО «ФСК ЕЭС».
- 51 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (утверждены приказом Минтруда России № 903н от 15.12.2020г.).
- 52 Административный регламент Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору по исполнению государственной функции по выдаче разрешений на применение

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности.									
			49 СТО 70238424.17.220.20.004-2011. Автоматизированные информационно – измерительные системы учета электроэнергии (АИИС КУЭ). Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.									
			50 СТО 56947007-29.240.126-2012. Типовой порядок организации и проведения метрологического обеспечения информационно – измерительных систем в ОАО «ФСК ЕЭС».									
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	51 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (утверждены приказом Минтруда России № 903н от 15.12.2020г.).									
			52 Административный регламент Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору по исполнению государственной функции по выдаче разрешений на применение									
						Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ						Лист
												41
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата							

конкретных видов (типов) технических устройств на опасных производственных объектах (утвержден Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 29.02.2008 № 112).

53 Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии. Правил полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии (утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 04.05.2012. № 442).

54 Положение о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка (утвержденное протоколом заседания Наблюдательного совета Некоммерческого Партнерства «Совет рынка»).

55 Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка (утвержденное протоколом заседания Наблюдательного совета Некоммерческого Партнерства «Совет рынка»).

56. Правила оптового рынка электрической энергии и мощности (утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172).

При разработке и создании АИИС КУЭ необходимо проверить действия вышеуказанных нормативных документов. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при разработке и создании АИИС КУЭ следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

Инв. № подл.						Подп. и дата	Взам. инв. №	
						Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ		Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			42

Приложение А
Перечень и характеристики измерительных каналов
АИИС КУЭ ПС 110 кВ Ермолино

№ ИИК	Наименование ИК (присоединения)	Вид учета	Вид энергии	Характеристика измерительного канала				
				Тип, класс точности счетчика	Тип, класс точности ТТ	$K_{ТТ}$	Тип, класс точности ТН	$K_{ТН}$
1	ВЛ 110 кВ Икша 1 – Ермолино	ТУ	Wan, Wpn, Wao, Wpo	0,2S/0,5	0,2S	200-400- 800/1	0,2	$\frac{110\,000/\square 3}{100/\square 3}$
2	ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино	ТУ	Wan, Wpn, Wao, Wpo	0,2S/0,5	0,2S	200-400- 800/1	0,2	$\frac{110\,000/\square 3}{100/\square 3}$
3	Трансформатор Т-1	ТУ	Wan, Wpn, Wao, Wpo	0,2S/0,5	0,2S	200-300- 400-600/1	0,2	$\frac{110\,000/\square 3}{100/\square 3}$
4	Трансформатор Т-2	ТУ	Wan, Wpn, Wao, Wpo	0,2S/0,5	0,2S	200-300- 400-600/1	0,2	$\frac{110\,000/\square 3}{100/\square 3}$
5	Т-1 10 кВ	ТУ	Wan, Wpn, Wao, Wpo	0,2S/0,5	0,2S	2500/5	0,2	$\frac{10\,000/\square 3}{100/\square 3}$
6	ТСН-1 10 кВ	ТУ	Wan, Wpn, Wao, Wpo	0,2S/0,5	0,2S	100/5	0,2	$\frac{10\,000/\square 3}{100/\square 3}$
7	РН-1 10 кВ	ТУ	Wan, Wpn, Wao, Wpo	0,2S/0,5	0,2S	100/5	0,2	$\frac{10\,000/\square 3}{100/\square 3}$
8	W103K	КУ	Wan, Wpn, Wao, Wpo	0,2S/0,5	0,2S	600/5	0,2	$\frac{10\,000/\square 3}{100/\square 3}$
9	W104K	КУ	Wan, Wpn, Wao, Wpo	0,2S/0,5	0,2S	600/5	0,2	$\frac{10\,000/\square 3}{100/\square 3}$
10	W108K	КУ	Wan, Wpn, Wao, Wpo	0,2S/0,5	0,2S	600/5	0,2	$\frac{10\,000/\square 3}{100/\square 3}$
11	W109K	КУ	Wan, Wpn, Wao, Wpo	0,2S/0,5	0,2S	600/5	0,2	$\frac{10\,000/\square 3}{100/\square 3}$
12	Т-2 10 кВ	ТУ	Wan, Wpn, Wao, Wpo	0,2S/0,5	0,2S	2500/5	0,2	$\frac{10\,000/\square 3}{100/\square 3}$
13	ТСН-2 10 кВ	ТУ	Wan, Wpn, Wao, Wpo	0,2S/0,5	0,2S	100/5	0,2	$\frac{10\,000/\square 3}{100/\square 3}$
14	РН-2 10 кВ	ТУ	Wan, Wpn, Wao, Wpo	0,2S/0,5	0,2S	100/5	0,2	$\frac{10\,000/\square 3}{100/\square 3}$
15	W201K	КУ	Wan, Wpn, Wao, Wpo	0,2S/0,5	0,2S	600/5	0,2	$\frac{10\,000/\square 3}{100/\square 3}$
16	W202K	КУ	Wan, Wpn, Wao, Wpo	0,2S/0,5	0,2S	600/5	0,2	$\frac{10\,000/\square 3}{100/\square 3}$
17	W206K	КУ	Wan, Wpn, Wao, Wpo	0,2S/0,5	0,2S	600/5	0,2	$\frac{10\,000/\square 3}{100/\square 3}$
18	W207K	КУ	Wan, Wpn, Wao, Wpo	0,2S/0,5	0,2S	600/5	0,2	$\frac{10\,000/\square 3}{100/\square 3}$
19	ТСН 1 0,4 кВ	ТУ	Wan, Wpn,	0,5S/1,0	0,2S	600/5	-	-
20	ТСН 2 0,4 кВ	ТУ	Wan, Wpn,	0,5S/1,0	0,2S	600/5	-	-

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ

Лист

43

Приложение Б

Методика расчета вторичной нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации

Вторичная нагрузка ТТ складывается из:

- полного сопротивления $Z_{\text{п}} = \sum Z_{\text{ni}}$ токовых обмоток счетчиков электроэнергии, ваттметров, других приборов и технических средств, подключенных к вторичной обмотке ТТ для измерений, релейной защиты и пр.;
- сопротивления проводов (жил кабеля) $R_{\text{пр}}$ от зажимов вторичной обмотки ТТ до места установки счетчиков и других приборов;
- переходного сопротивления $R_{\text{пер}}$ в контактных соединениях.

Расчет сопротивления вторичной цепи Z_2 производится исходя из:

- схемы соединения вторичных обмоток и нагрузок ТТ;
- паспортных данных о сопротивлении цепей питания или мощности потребления токовых цепей присоединенных приборов;
- сечения, длины и материала соединительных проводов.

Расчет проводится для наиболее загруженной фазы. Значения сопротивлений приборов – элементов нагрузки Z_{ni} – допускается суммировать арифметически без учета коэффициента мощности каждого элемента, что создает некоторый расчетный запас.

Если номинальная вторичная нагрузка ТТ или мощность потребления приборов указаны в виде полной мощности S , В·А, сопротивление нагрузки Z , Ом, вычисляют по формуле

$$Z = S / I^2, \quad (\text{Б.1})$$

где $I = I_{2\text{ном}}$ – номинальный вторичный ток ТТ, А.

Расчет сопротивления проводов $R_{\text{пр}}$, Ом, производят по формуле

$$R_{\text{пр}} = L / \rho * \varphi, \quad (\text{Б.2})$$

где L – длина провода (кабеля) от ТТ до места установки счетчиков, измерительных приборов и других технических средств, м;

φ – сечение провода (жилы кабеля), мм²;

ρ – удельная проводимость материала провода, м/(Ом.мм²);

(для меди $\rho=57$, для алюминия $\rho=34,5$).

При схеме соединения в звезду суммарную вторичную нагрузку наиболее загруженной фазы Z_2 , Ом, вычисляют по формуле

$$Z_2 = Z_{\text{п}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{пер}}. \quad (\text{Б.3})$$

Сопротивление нулевого провода (обратного провода от приборов до ТТ) в расчете не учитывают, так как в номинальном режиме в нулевом проводе этой схемы ток отсутствует.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ	Лист
							44

При схеме соединения в неполную звезду суммарную вторичную нагрузку Z_2 , Ом, вычисляют по формуле

$$Z_2 = Z_{\Pi} + \sqrt{3} R_{\text{пр}} + R_{\text{пер}} \quad (\text{Б.4})$$

с учетом сопротивления нулевого провода, по которому в номинальном режиме протекает ток, равный фазному току. Значение $R_{\text{пер}}$ принимают равным 0,1 Ом.

Расчетное значение сопротивления вторичной нагрузки Z_2 не должно выходить за пределы допускаемых ГОСТ 7746 или ТУ значений $Z_{2\text{мин}}$ и $Z_{2\text{ном}}$ для требуемого класса точности ТТ с гарантированными значениями погрешности в рабочих условиях применения, т.е. должно выполняться неравенство

$$Z_{2\text{мин}} \leq Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}. \quad (\text{Б.5})$$

Значения пределов нагрузки $Z_{2\text{мин}}$ и $Z_{2\text{ном}}$ рассчитывают по формуле (Б.1) с подстановкой значений $S_{\text{ном}}$, $I_{\text{ном}}$ и $S_{\text{мин}}$. В соответствии с ГОСТ 7746-2015 допускаемые для трансформаторов с классом точности от 0,1 до 1,0 и номинальной нагрузкой не более 30 В·А допускается нижний предел вторичной нагрузки менее 25% номинальной, вплоть до нулевой.

В технически обоснованных случаях допускается изготовление трансформаторов с нижним пределом вторичной нагрузки более 25% номинальной.

Полную мощность вторичной нагрузки каждого ТТ S_2 , В·А, рассчитывают по формуле:

$$S_2 = I_{2\text{ном}}^2 \cdot Z_2 = I_{2\text{ном}}^2 \cdot \frac{U_2}{I_2} \quad (\text{Б.6})$$

с подстановкой значения номинального тока $I_{2\text{ном}}$ ТТ и полученного расчетного по (В.4) значения сопротивления нагрузки Z_2 , т.е.

$$S_2 = I_{2\text{ном}}^2 \cdot Z_2. \quad (\text{Б.7})$$

При этом аналогично (В.3) должно выполняться условие

$$S_{2\text{мин}} \leq S_2 \leq S_{2\text{ном}}, \quad (\text{Б.8})$$

где пределы вторичной нагрузки $S_{2\text{мин}}$ и $S_{2\text{ном}}$ в соответствии с ГОСТ 7746-2015.

Расчет вторичной нагрузки ТТ

Произведем расчет вторичной нагрузки ТТ, установленных на присоединении «ВЛ 110 кВ Ермолино – Икша 1» (ИИК 1). Номинальная вторичная нагрузка измерительной обмотки 0,2S $S_{2\text{ном}} = 10$ ВА, номинальный ток – 1А. Обмотки ТТ соединены по схеме полной звезды. К измерительной обмотке ТТ класса точности 0,2S подключен микропроцессорный счетчик электрической энергии. Нагрузки фаз ТТ указаны в таблице Б.1.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									45	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ				

№Л/ИК	Номер объекта учета (контролируемого присоединения)	Тип прибора в цепях учета ТТ	Номинальный ток вторичной обмотки, А	Zприб, Ом	Rперех, Ом	Длина токовых цепей Lпров, м	Kсх	Допустимое сечение жилы кабеля Sпр. mm,	Выбранное сечение жилы кабеля Sпр. mm	Rпров, Ом	Zнагр.факт. Ом	Zнагр.доп. Ом	Sдогр. ном. ВА	Снагр. ВА (с учетом ДР)	Соответствие значения расчетной нагрузки
7	PH-1 10 кВ	счетчик	5	0,1	0,1	10	1	0,2	2,5	0,07	0,27	-	-	6,75	Да
8	W103K	счетчик	5	0,1	0,1	10	1	0,2	2,5	0,07	0,27	-	-	6,75	Да
9	W104K	счетчик	5	0,1	0,1	10	1	0,2	2,5	0,07	0,27	-	-	6,75	Да
10	W108K	счетчик	5	0,1	0,1	10	1	0,2	2,5	0,07	0,27	-	-	6,75	Да
11	W109K	счетчик	5	0,1	0,1	10	1	0,2	2,5	0,07	0,27	-	-	6,75	Да
12	T-2 10 кВ	счетчик	5	0,1	0,1	10	1	0,2	2,5	0,07	0,27	-	-	6,75	Да
13	TCH-2 10 кВ	счетчик	5	0,1	0,1	10	1	0,2	2,5	0,07	0,27	-	-	6,75	Да
14	PH-2 10 кВ	счетчик	5	0,1	0,1	10	1	0,2	2,5	0,07	0,27	-	-	6,75	Да
15	W201K	счетчик	5	0,1	0,1	10	1	0,2	2,5	0,07	0,27	-	-	6,75	Да
16	W202K	счетчик	5	0,1	0,1	10	1	0,2	2,5	0,07	0,27	-	-	6,75	Да
17	W206K	счетчик	5	0,1	0,1	10	1	0,2	2,5	0,07	0,27	-	-	6,75	Да
18	W207K	счетчик	5	0,1	0,1	10	1	0,2	2,5	0,07	0,27	-	-	6,75	Да
19	TCH 1 0,4 кВ	счетчик	5	0,1	0,1	10	1	0,2	2,5	0,07	0,27	-	-	6,75	Да
20	TCH 2 0,4 кВ	счетчик	5	0,1	0,1	10	1	0,2	2,5	0,07	0,27	-	-	6,75	Да

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Приложение В

Расчет вторичной мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации

По технической документации энергообъекта определяют расчетную схему соединения обмоток и нагрузок конкретного ТН.

Варианты расчетных схем соединения нагрузок основных вторичных обмоток ТН представлены на рисунке В.1.

П р и м е ч а н и е – В системах учета энергии к ТН по схеме открытого треугольника (рисунок В.1а) подключают индукционные счетчики активной энергии, по схеме треугольника (рисунок В.1б) – индукционные счетчики реактивной энергии, электронные счетчики активной и (или) реактивной энергии, измерительные преобразователи активной и (или) реактивной мощности.

По паспортным данным определяют потребляемую мощность, ВА, приборов и устройств, составляющих нагрузку ТН. Недостающие величины измеряют.

Потребляемую мощность аппаратуры, включенной на линейное (междуфазное) напряжение, приводят к расчетному напряжению 100 В, а аппаратуры, включенной на фазное напряжение, – к расчетному напряжению $100/\sqrt{3}$ В. Пересчет мощности потребления на расчетное напряжение производят по формуле

$$S_i = \left(\frac{U_{расч}}{U_i} \right)^2 \cdot S_i(U), \quad (B.1)$$

где S_i – мощность потребления, ВА, i -го прибора или устройства при расчетном напряжении $U_{расч}$;

$S_i(U)$ – то же, заданное при напряжении U_i , В.

Если известно только полное сопротивление Z , Ом, реле или прибора, то мощность потребления определяют по формуле

$$S_i = U^2_{расч} / Z. \quad (B.2)$$

По данным формул (B.1) и (B.2) вычисляют суммарные нагрузки основных вторичных обмоток ТН S_{ab} , S_{bc} и S_{ca} , включенные на междуфазные напряжения U_{ab} , U_{bc} , U_{ca} (междуфазные нагрузки), а также фазные нагрузки S_{ao} , S_{bo} , S_{co} , включенные на фазные напряжения $U_a = U_{ao}$, $U_b = U_{bo}$, $U_c = U_{co}$, при их наличии в четырехпроводных вторичных цепях.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ	Лист
							48

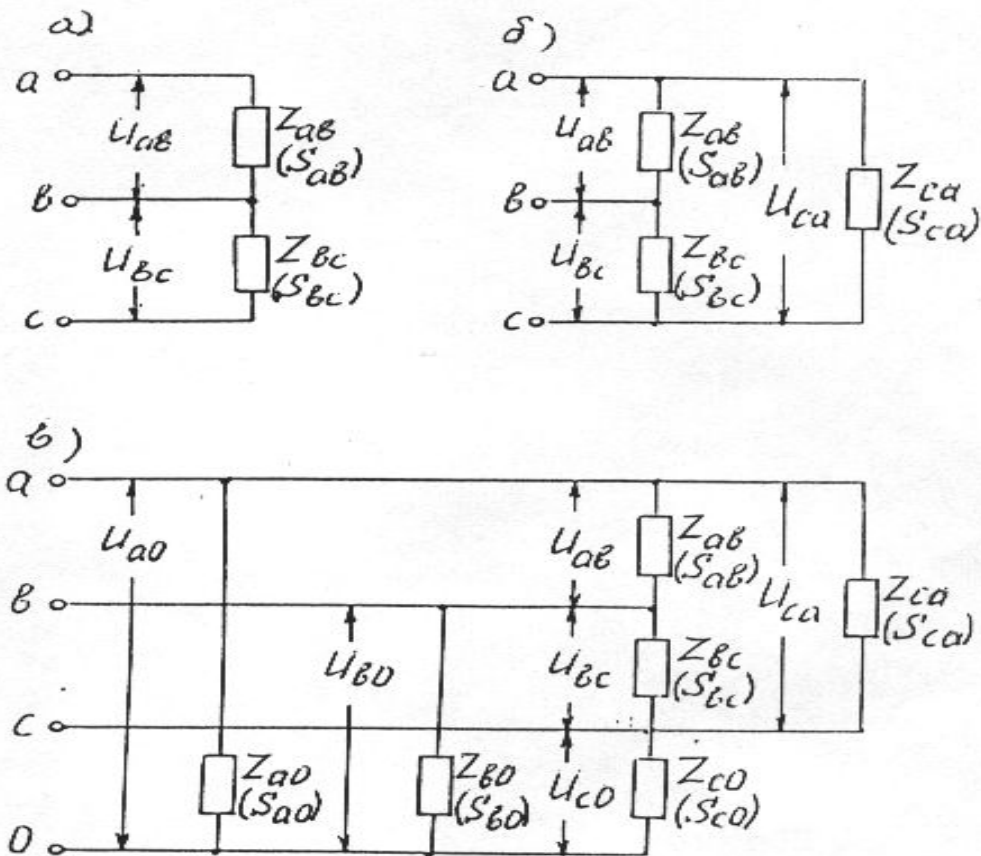


Рисунок В.1 – Расчетные схемы соединения нагрузок основных вторичных обмоток ТН: а) открытый треугольник; б) треугольник; в) треугольник плюс звезда.

Таблица В.1 - Определение мощности нагрузки ТН.

Схема соединения обмоток ТН	Наименование ТН и схемы включения	Измеряемые величины	Расчетная формула
1. 	Два однофазных двухобмоточных ТН (НОС, НОМ, НОЛ) по схеме «открытого треугольника»	$I_a; U_{ab}$ $I_c; U_{ac}$	$S_{TH1} = I_a \cdot U_{ab}$ $S_{TH2} = I_b \cdot U_{bc}$

Взам. инв. №

Подп. и дата

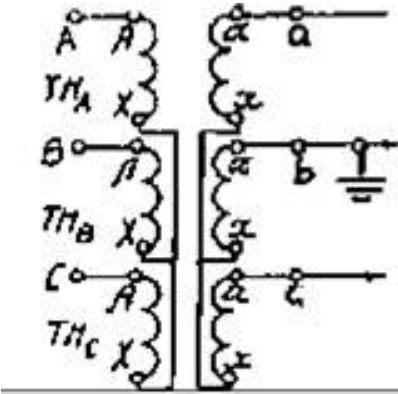
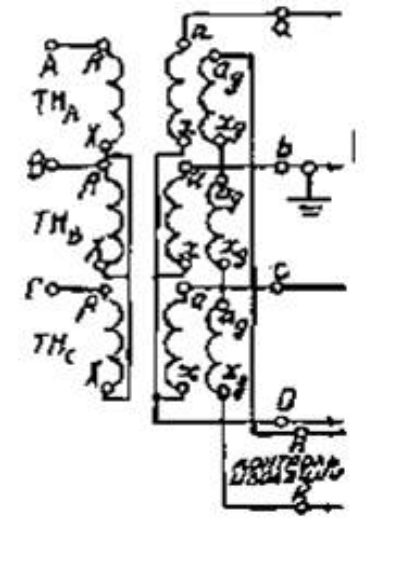
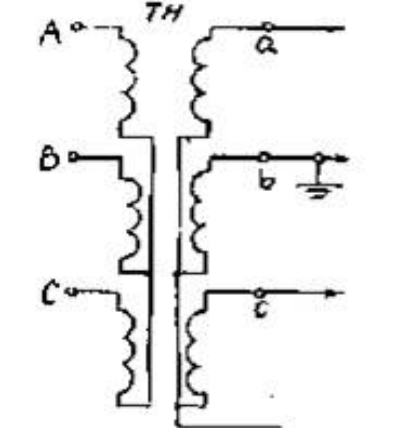
Инв. № подл.

Лист

Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ

49

Изм. Кол.уч. Лист №док. Подпись Дата

<p>2.</p> 	<p>Три однофазных двухобмоточных ТН (НОС, НОМ, НОЛ) по схеме «звезда»</p>	$I_a; U_{ab}$ $I_b; U_{bc}$ $I_c; U_{ca}$	$S_{THA} = I_a \frac{U_{ab}}{\sqrt{3}};$ $S_{THB} = I_b \frac{U_{bc}}{\sqrt{3}};$ $S_{THC} = I_c \frac{U_{ca}}{\sqrt{3}}.$
<p>3.</p> 	<p>Три однофазных трехобмоточных ТН (НОС, НОМ, НОЛ) по схеме «Звезда с выведенной нейтралью»</p>	$I_a; U_{ab}$ $I_b; U_{bc}$ $I_c; U_{ca}$ или $I_a; U_{a0}$ $I_b; U_{b0}$ $I_c; U_{c0}$	$S_{THA} = I_a \frac{U_{ab}}{\sqrt{3}} + S_{доп};$ $S_{THB} = I_b \frac{U_{bc}}{\sqrt{3}} + S_{доп};$ $S_{THC} = I_c \frac{U_{ca}}{\sqrt{3}} + S_{доп}$ или $S_{THA} = I_a \cdot U_{a0} + S_{доп}$ $S_{THB} = I_b \cdot U_{b0} + S_{доп}$ $S_{THC} = I_c \cdot U_{c0} + S_{доп}$
<p>4.</p> 	<p>Трехфазный двухобмоточный ТН (НТМК) по схеме «Звезда»</p>	$I_a; U_{ab}$ $I_b; U_{bc}$ $I_c; U_{ca}$	$S_A = I_a \frac{U_{ab}}{\sqrt{3}};$ $S_B = I_b \frac{U_{bc}}{\sqrt{3}};$ $S_C = I_c \frac{U_{ca}}{\sqrt{3}}$ $S_{TH} = S_A + S_B + S_C$

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ

Лист

50

<p>5.</p>	<p>Трехфазный двухобмоточный ТН (НТМК). Звезда выведенной нейтралью</p>	<p>$I_a; U_{ab}$ $I_b; U_{bc}$ $I_c; U_{ca}$</p> <p>или</p> <p>$I_a; U_{a0}$ $I_b; U_{b0}$ $I_c; U_{c0}$</p>	<p>$S_a = I_a \frac{U_{ab}}{\sqrt{3}};$ $S_b = I_b \frac{U_{bc}}{\sqrt{3}};$ $S_c = I_c \frac{U_{ca}}{\sqrt{3}}$</p> <p>или</p> <p>$S_a = I_a \cdot U_{a0},$ $S_b = I_b \cdot U_{b0},$ $S_c = I_c \cdot U_{c0},$</p> <p>$S_{TH} =$ $S_a + S_b + S_c + S_{доп}$</p>
-----------	---	--	--

П р и м е ч а н и е – Расчет нагрузки однофазных ТН при соединении обмоток и нагрузок по схеме открытого треугольника (рисунок В.1а и схема 1 таблицы В.1) на этом завершен.

При соединении основных вторичных обмоток ТН в звезду (схемы 2 и 4 таблицы В.1) или в звезду с выведенной нейтралью (схемы 3 и 5 таблицы В.1) наибольшую из междуфазных нагрузок обозначают S_1 , следующую по убыванию значения – S_2 . Наибольшую из фазных нагрузок S_{a0} , S_{b0} , S_{c0} обозначают S_f .

При соединении вторичных обмоток двух однофазных ТН в открытый треугольник (схема 1 таблицы В.1) принимают $S_1 = S_{ca}$, а наибольшую из нагрузок S_{ab} или S_{bc} обозначают S_2 .

Вычисляют расчетный коэффициент K по формуле:

$$K = S_1/S_2. \quad (B.3)$$

Вычисляют мощность нагрузки наиболее загруженной фазы $S_{н.ф}$ с учетом схем соединений обмоток и нагрузок ТН:

– для трансформаторов с соединением обмоток в звезду (схемы 2 и 4 таблицы В.1) по формуле:

$$S_{н.ф} = \frac{S_2}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{K^2 + K + 1}; \quad (B.4)$$

– для трансформаторов с четырехпроводной вторичной цепью (схемы 3 и 5 таблицы В.1 и рисунок В.1в) по формуле:

$$S_{н.ф} = \frac{S_2}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{K^2 + K + 1} + S_f; \quad (B.5)$$

– для трансформаторов с соединением обмоток в открытый треугольник (схема 1 таблицы В.1) и нагрузок в треугольник (рисунок В.1б) по формуле:

$$S_{н.ф} = S_2 \cdot \sqrt{K^2 + K + 1} \quad (B.6)$$

Расчетная мощность нагрузки однофазного ТН S_{TH} вычисляется по формуле (B.4).

Расчетную мощность нагрузки сравнивают с номинальной мощностью ТН в требуемом классе точности ТН.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

Определим мощность нагрузки ТН-110 Икша 1, в аварийном режиме (подключение до 4 точек учета – максимально возможное):

$$STH_{\text{авар}} = 4 * S_{\text{ТНнагр}} + S_{\text{догр}} = 4 * 1,2 + 15 = 19,8 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Коэффициент загрузки ТН (в процентном соотношении) в классе точности 0,2 составит:

$$K_z \text{ авар} = STH_{\text{авар}} / S_{\text{ном}} * 100 = 19,8/40 * 100 = 49,5 \%$$

что соответствует требованиям ГОСТ 1983.

Мощность вторичной нагрузки ТН-10 кВ I сш. класса точности 0,2 (аналогично ТН- 10 кВ 2 сш.). составляет 90 ВА (фазная 30 ВА), номинальное напряжение вторичной обмотки 100 В.

Определим мощность нагрузки ТН-10 кВ 1 сш., класса точности 0,2. Схема соединения обмоток ТН - схема 3 таблицы В.1.

Минимальная допустимая мощность нагрузки ТН в соответствии с ГОСТ 1983 равна:

$$STH_{\text{мин}} = 0,25 S_{\text{ном}} = 0,25 \cdot 30 = 7,5 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Мощность потребления приборов, составляющих нагрузку ТН, при расчетном напряжении 100 В приведена в нижеуказанной таблице В.3. Таблица В.3.

Наименование	Кол-во, шт.	Мощность потребления, В·А		
		Sab	Sbc	Sca
Счетчик электроэнергии	7	1,2	1,2	1,2
Суммарная мощность потребления	–	8,4	8,4	8,4
Суммарная мощность потребления с учетом измерений	–	16,8	16,8	16,8

Принимаем наибольшую нагрузку за S1, следующую по убыванию - за S2. Получается S1 = 8,4 В·А, S2 = 8,4 В·А.

По формуле (В.3) определяем $K = 8,4/8,4 = 1$ и по формуле (В.5) – нагрузку наиболее загруженной фазы ТН:

$$STH_{\text{нагр}} = S_{\text{Н.Ф}} = \frac{2,0}{\sqrt{3}} \sqrt{1^2 + 1 + 1} + 0 = 8,4 \text{ В} \cdot \text{А},$$

что ниже STHмин. (8,4 ВА < 7,5 ВА – условие не выполнено), догрузочные резисторы во вторичные цепи ТН не требуются.

Коэффициент загрузки ТН (в процентном соотношении) в классе точности 0,2 составит:

$$K_z = STH_{\text{догр}} / S_{\text{ном}} * 100 = 8,4/30 * 100 = 28,0 \%$$

что соответствует требованиям ГОСТ 1983.

Определим мощность нагрузки ТН-10 кВ 1 сш, в аварийном режиме (подключение до 14 точек учета – максимально возможное):

$$STH_{\text{авар}} = 14 * S_{\text{ТНнагр}} = 14 * 1,2 = 16,8 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Коэффициент загрузки ТН (в процентном соотношении) в классе точности 0,2 составит:

$$K_z \text{ авар} = STH_{\text{авар}} / S_{\text{ном}} * 100 = 16,8/30 * 100 = 56,0 \%$$

что соответствует требованиям ГОСТ 1983.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ	Лист
							53

						Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	

Приложение Д

Расчет и заключение о соответствии нормы основной относительной погрешности измерения по каждому ИК

Общие требования к точности измерений и погрешности измерений. Измерения электроэнергии и мощности осуществляют с погрешностью, обеспечиваемой счетчиками электроэнергии, измерительными трансформаторами и линиями присоединения счетчиков к ТТ, ТН. За погрешность измерений в точке учета электроэнергии и мощности принимают согласно РД 34.11.114-98 предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее - ИК) в предусмотренных рабочих условиях применения АИИС КУЭ и при доверительной вероятности, равной 0,95.

В соответствии с Приложением №11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности нормы основной относительной погрешности измерения по каждому ИИК, для значений $\cos \varphi$ в интервале $0,8 \div 1$ не должны превышать:

- для области нагрузок до 2% (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;
- для области малых нагрузок (2 – 20% включительно) не хуже 2,9%;
- для диапазона нагрузок 20 - 120% не хуже 1,7 %.

В соответствии с Приложением №11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности нормы основной относительной погрешности измерения по каждому измерительному комплексу, для значений $\cos \varphi$ в интервале $0,5 \div 0,8$ не должны превышать:

- для области нагрузок до 2% (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;
- для области малых нагрузок (2 - 20% включительно) не хуже 5,5%;
- для диапазона нагрузок 20 - 120 % не хуже 3,0%.

При использовании ТТ класса точности не хуже 0,5 вместо 2% в соответствии с ГОСТ 7746-2015 необходимо применять 5%.

Предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала в составе счетчика совместно с ТТ, ТН определяется в % по формуле:

$$\delta_w = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_C^2 + \delta_{\overline{I}}^2 + \sum_{j=1}^m \delta_{Cj}^2},$$

где

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д208320-330739ПІР-227.0 -МО2-ПЗ	Лист
							55

- δ_I - токовая погрешность ТТ, %
 δ_U - предел допускаемой относительной погрешности напряжения ТН, %;
 δ_θ - предел допускаемой относительной погрешности трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, %;
 δ_L - предел допускаемой относительной погрешности из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН, %;
 δ_C - предел допускаемой основной относительной погрешности счетчика, %;
 δ_{Cj} - предел допускаемой дополнительной погрешности счетчика, возникающей из-за отклонения j-й влияющей величины от ее нормального значения, %.

Исходные данные для расчёта погрешностей

Расчётам предшествует установление исходных данных, необходимых для определения погрешностей измерительной системы. Исходными данными для расчёта погрешностей системы являются данные из паспортов на средства измерения и документацией являются ГОСТ. Все средства измерения должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений.

Токовая погрешность трансформатора тока (δ_I, θ_I).

При расчетах выбирается значение предела допускаемой токовой амплитудной погрешности по ГОСТ 7746-2015 для соответствующих значений первичного тока. Класс точности всех установленных ТТ для присоединений 110 кВ и выше должен быть не более 0,2S.

Класс точности	Первичный ток, % от номинального	Пределы допускаемой погрешности		Диапазон вторичной нагрузки, % от номинальной
		Токовой, δ_I , %	Угловой, θ_I , мин	
1	2	3	4	5
0,2S	1	0,75	30	25-100
	5	0,35	15	
	20	0,2	10	
	100-120	0,2	10	
0,5S	1	1,5	90	
	5	0,75	45	
	20	0,5	30	
	100-120	0,5	30	

Погрешность напряжения трансформатора напряжения (δ_U, θ_U).

При расчетах выбирается значение предела допускаемой амплитудной погрешности напряжения по ГОСТ 1983. Класс точности всех установленных ТН для присоединений 10 кВ должен быть не более 0,5.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

						Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ	Лист
							56
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Класс точности	Предел допускаемой погрешности	
	Напряжения, δ_U , %	Угловой, θ_U , мин
0,2	0,2	10
0,5	0,5	20

Погрешность трансформаторной схемы включения счетчика.

Предел допускаемой относительной погрешности трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН (δ_θ) определяется:

Для активной электроэнергии по формуле:

$$\delta_{\theta_P} = 0,029 \cdot \sqrt{\theta_J^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}$$

Для реактивной электроэнергии по формуле:

$$\delta_{\theta_Q} = 0,029 \cdot \sqrt{\theta_J^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \sin^2 \varphi}}{\sin \varphi}$$

где 0,029 - множитель, переводящий минуты угловых погрешностей в проценты относительной погрешности.

Предел допускаемой относительной погрешности из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН %, определяется на основании расчета фактического отклонения напряжения и принимается наибольшим.

Основная и дополнительная погрешность счетчика.

При расчетах выбирается значение основной погрешности как предела допускаемой основной погрешности по ГОСТ 31819.22-2012 счетчиков активной энергии класса точности 0,2S и 0,5S (по ГОСТ 31819.23-2012 счетчиков реактивной энергии класса точности 0,5 и 1,0) для различных коэффициентов мощности и соответствующих значений первичного тока.

Выбор дополнительных погрешностей счетчика производится по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012 с учетом вида влияющей величины и прогнозируемого уровня влияния этой величины.

Расчет основной погрешности счетчика (δ_{CO}).

Согласно ГОСТ 31819.22-2012 счетчики активной энергии класса точности 0,2S и 0,5S имеют пределы допускаемой основной погрешности, приведенные в таблице ниже.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		57
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Значение тока	Коэффициент мощности	Пределы допускаемой основной погрешности, %, для счетчиков класса точности	
		0,2S	0,5S
$0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$	1,00	$\pm 0,4$	$\pm 1,0$
$0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$		$\pm 0,2$	$\pm 0,5$
$0,02I_{ном} \leq I < 0,10I_{ном}$	0,50 (при индуктивной нагрузке) и	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$
$0,10I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	0,80 (при емкостной нагрузке)	$\pm 0,3$	$\pm 0,6$

Согласно ГОСТ 31819.23-2012 счетчики реактивной энергии класса точности 0,5 и 1,0 имеют пределы допускаемой основной погрешности, приведенные в таблице ниже.

Значение тока	Коэффициент $\sin\varphi$	Пределы допускаемой основной погрешности, %, для счетчиков класса точности	
		0,5	1,0
$0,02 I_{ном} \leq I < 0,05 I_{ном}$	1	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$
$0,05 I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$		$\pm 0,5$	$\pm 1,0$
$0,05 I_{ном} \leq I < 0,10 I_{ном}$	0,5	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$
$0,10 I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$		$\pm 0,6$	$\pm 1,0$

Расчет дополнительных погрешностей счетчика (δ_{Cj}).

Существенными влияющими величинами для электронных счетчиков активной энергии согласно ГОСТ 31819.22-2012 и реактивной энергии согласно ГОСТ 31819.23-2012 являются:

- Дополнительная погрешность от изменения температуры δ_{Ct} , %;
- Дополнительная погрешность от изменения напряжения δ_{CU} , %;
- Дополнительная погрешность от изменения частоты δ_{Cf} , %.

Согласно ГОСТ 31819.22-2012 влияющие величины на точность измерений счетчиков активной энергии имеют пределы погрешности:

Наименование влияющей величины	Значение тока	Коэффициент мощности	Пределы погрешности, %	
			0,2S	0,5S
Изменение температуры окружающего воздуха	$0,05 I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	1	0,01	0,03
	$0,10 I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	0,5 инд.	0,02	0,05
Изменение напряжения измерительной цепи в пределах $\pm 10\%$	$0,05 I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	1,0	0,10	0,20
	$0,10 I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	0,5 инд.	0,20	0,40
Изменение частоты в пределах $\pm 2\%$	$0,05 I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	1,0	0,10	0,20
	$0,10 I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	0,5 инд.		

Согласно ГОСТ 31819.23-2012 влияющие величины на точность измерений счетчиков реактивной энергии имеют пределы погрешности:

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ	Лист
							58

Наименование влияющей величины	Значение тока		Коэффициент мощности	Пределы погрешности, %	
	с непосредственным включением	включаемых через трансформатор		0,5	1,0
Изменение температуры окружающего воздуха	0,10 $I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,05 $I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	0,03	0,05
	0,20 $I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,10 $I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5	0,05	0,07
Изменение напряжения измерительной цепи в пределах $\pm 10\%$	0,05 $I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,02 $I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	0,2	0,70
	0,10 $I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,05 $I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5	0,4	1,00
Изменение частоты в пределах $\pm 2\%$	0,05 $I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,02 $I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	0,2	1,5
	0,10 $I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,05 $I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5	0,2	1,5

Расчет и заключение о соответствии нормы основной относительной погрешности измерения по каждому измерительному комплексу приведены в таблице Д.1.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ	Лист
							59

Таблица Д.1

Расчет и заключение о соответствии нормы основной относительной погрешности измерения по каждому измерительному комплексу

Класс точности СИ	cos φ	sin φ	Значение первичного тока, %, от номинального	δI, %	θI, мин	δU, %	θU, мин	δθ акт, %	δθ, реакт	δ сч акт, %	δ сч реакт, %	δ л, %	Тнорм, С	Рабочий температурный диапазон счетчика		Абсолютн. знач. макс. отклонения Тсч от норм. температуры его эксплуатации, С	δ СТ %				δCU, %		δCf, %		δ W % осн. акт	δ W % осн. реакт	δ W % полн. акт	δ W % полн. реакт	п.7.7 и п.7.8 Приложения №11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта ОРЭМ
														Тмин, С	Тмакс, С		δCt акт, %	δCt акт, %	δCt реакт, %	δCt реакт, %	δCU акт, %	δCU реакт, %	δCf акт, %	δCf реакт, %					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
ИИК 1 - 18 счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,2 S; ТН 0,2 (110 и 10 кВ)	1	0	1	0,75	30	0,2	10	0	-	0,4	-	0,25	23	15	25	8	-	-	-	-	-	-	-	-	0,999	0,897	0,999	0,897	НР
			5	0,35	15	0,2	10	0	-	0,2	-					8	0,01	0,08	-	-	0,1	-	0,1	-	0,566	0,521	0,593	0,521	соответ.
			20	0,2	10	0,2	10	0	-	0,2	-					8	0,01	0,08	-	-	0,1	-	0,1	-	0,470	0,415	0,502	0,415	соответ
			100-120	0,2	10	0,2	10	0	-	0,2	-					8	0,01	0,08	-	-	0,1	-	0,1	-	0,470	0,415	0,502	0,415	соответ
	0,9	0,4	1	0,75	30	0,2	10	0,444	-	-	-					8	-	-	-	-	-	-	-	-	1,021	0,897	1,021	0,897	НР
			5	0,35	15	0,2	10	0,253	-	0,26	-					8	-	-	-	-	-	-	-	-	0,657	0,521	0,657	0,521	соответ
			20	0,2	10	0,2	10	0,198	-	0,22	-					8	0,012	0,096	-	-	0,12	-	0,1	-	0,528	0,415	0,565	0,415	соответ
			100-120	0,2	10	0,2	10	0,198	-	0,22	-					8	0,012	0,096	-	-	0,12	-	0,1	-	0,528	0,415	0,565	0,415	соответ
	0,8	0,6	1	0,75	30	0,2	10	0,687	1,222	-	-					8	-	-	-	-	-	-	-	-	1,173	1,616	1,173	1,616	НР
			5	0,35	15	0,2	10	0,392	0,697	0,32	0,9					8	-	-	-	-	-	-	-	-	0,763	1,356	0,763	1,356	соответ
			20	0,2	10	0,2	10	0,307	0,546	0,24	0,58					8	0,014	0,112	0,046	0,368	0,14	0,36	0,1	0,2	0,597	0,970	0,638	1,144	соответ
			100-120	0,2	10	0,2	10	0,307	0,546	0,24	0,58					8	0,014	0,112	0,046	0,368	0,14	0,36	0,1	0,2	0,597	0,970	0,638	1,144	соответ
	0,5	0,9	1	0,75	30	0,2	10	1,588	0,529	-	-					8	-	-	-	-	-	-	-	-	1,964	1,069	1,964	1,069	НР
			5	0,35	15	0,2	10	0,905	0,301	0,5	0,634					8	-	-	-	-	-	-	-	-	1,251	0,932	1,251	0,932	соответ
			20	0,2	10	0,2	10	0,710	0,236	0,3	0,526					8	0,02	0,16	0,035	0,283	0,2	0,253	0,1	0,2	0,944	0,758	0,991	0,894	соответ
			100-120	0,2	10	0,2	10	0,710	0,236	0,3	0,526					8	0,02	0,16	0,035	0,283	0,2	0,253	0,1	0,2	0,944	0,758	0,991	0,894	соответ
ИИК 19-20 счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,2 S; (0,4 кВ)	1	0	1	0,75	30	-	-	0	-	0,4	-	0,25	23	15	25	8	-	-	-	-	-	-	-	-	0,999	0,897	0,999	0,897	НР
			5	0,35	15	-	-	0	-	0,2	-					8	0,01	0,08	-	-	0,1	-	0,1	-	0,566	0,521	0,593	0,521	соответ.
			20	0,2	10	-	-	0	-	0,2	-					8	0,01	0,08	-	-	0,1	-	0,1	-	0,470	0,415	0,502	0,415	соответ
			100-120	0,2	10	-	-	0	-	0,2	-					8	0,01	0,08	-	-	0,1	-	0,1	-	0,470	0,415	0,502	0,415	соответ
	0,9	0,4	1	0,75	30	-	-	0,444	-	-	-					8	-	-	-	-	-	-	-	-	1,021	0,897	1,021	0,897	НР
			5	0,35	15	-	-	0,253	-	0,26	-					8	-	-	-	-	-	-	-	-	0,657	0,521	0,657	0,521	соответ
			20	0,2	10	-	-	0,198	-	0,22	-					8	0,012	0,096	-	-	0,12	-	0,1	-	0,528	0,415	0,565	0,415	соответ
			100-120	0,2	10	-	-	0,198	-	0,22	-					8	0,012	0,096	-	-	0,12	-	0,1	-	0,528	0,415	0,565	0,415	соответ
	0,8	0,6	1	0,75	30	-	-	0,687	1,222	-	-					8	-	-	-	-	-	-	-	-	1,173	1,616	1,173	1,616	НР
			5	0,35	15	-	-	0,392	0,697	0,32	0,9					8	-	-	-	-	-	-	-	-	0,763	1,356	0,763	1,356	соответ
			20	0,2	10	-	-	0,307	0,546	0,24	0,58					8	0,014	0,112	0,046	0,368	0,14	0,36	0,1	0,2	0,597	0,970	0,638	1,144	соответ
			100-120	0,2	10	-	-	0,307	0,546	0,24	0,58					8	0,014	0,112	0,046	0,368	0,14	0,36	0,1	0,2	0,597	0,970	0,638	1,144	соответ
	0,5	0,9	1	0,75	30	-	-	1,588	0,529	-	-					8	-	-	-	-	-	-	-	-	1,964	1,069	1,964	1,069	НР
			5	0,35	15	-	-	0,905	0,301	0,5	0,634					8	-	-	-	-	-	-	-	-	1,251	0,932	1,251	0,932	соответ
			20	0,2	10	-	-	0,710	0,236	0,3	0,526					8	0,02	0,16	0,035	0,283	0,2	0,253	0,1	0,2	0,944	0,758	0,991	0,894	соответ
			100-120	0,2	10	-	-	0,710	0,236	0,3	0,526					8	0,02	0,16	0,035	0,283	0,2	0,253	0,1	0,2	0,944	0,758	0,991	0,894	соответ

Примечание: НР – не регламентируется.

Таблица Д.2

Расчет и заключение о соответствии нормы основной относительной погрешности измерения по каждому измерительному комплексу АСУ ТП

Класс точности СИ	cos φ	sin φ	Значение первичного тока , %, от номинального	δI, %	θI, мин	δU, %	θU, мин	δ ЦИП I, %	δ ЦИП U, %	δ ЦИП P, %	δ ЦИП Q, %	δ л, %	δKI, %	δKU, %	δθa, %	δθp, %	δKP, %	δKQ, %	Допустимые погрешности табл. 8.2.2 СТО 56947007-29.240.01.244-2017				
																			δIдоп, %	δUдоп, %	δPдоп, %	δQдоп, %	Соответствие НТД
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.	22.	23.	24.
ИП -18 ВЛ 110 кВ, Т-1, Т-2 110 кВ, ЗРУ 10 кВ ИП 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2	1	0	5	0,75	30	0,2	10	0,75	0,2	0,5	0,5	0,25	0,324	0	-	1,020	-	1,167	11,5	1,0	11,5	–	да
			20	0,35	15	0,2	10	0,2	0,2	0,5	0,5		0,324	0	-	0,712	-	0,443	3,0	1,0	3,0	–	да
			100-120	0,2	10	0,2	10	0,2	0,2	0,5	0,5		0,324	0	-	0,638	-	0,311	1,0	1,0	1,0	–	да
	0,8	0,6	5	0,75	30	0,2	10	0,392	0,697	0,8	0,9		0,324	0,69	1,22	1,270	1,688	1,167	11,5	1,0	11,5	–	да
			20	0,35	15	0,2	10	0,307	0,546	0,7	0,58		0,324	0,39	0,70	0,833	1,047	0,443	3,0	1,0	3,0	–	да
			100-120	0,2	10	0,2	10	0,307	0,546	0,7	0,58		0,324	0,31	0,55	0,723	0,877	0,311	1,0	1,0	1,0	–	да
	0,5	0,87	5	0,75	30	0,2	10	0,905	0,301	0,9	0,63		0,324	1,59	0,53	2,023	1,174	1,167	11,5	1,0	11,5	11,5	да
			20	0,35	15	0,2	10	0,710	0,236	0,5	0,52		0,324	0,91	0,30	1,225	0,786	0,443	3,0	1,0	3,0	3,0	да
			100-120	0,2	10	0,2	10	0,710	0,236	0,5	0,52		0,324	0,71	0,24	1,009	0,690	0,311	1,0	1,0	1,5	1,5	да

Изм. №	Подп. и дата	Взм. инв. №

Приложение Е
Метрологические характеристики по схеме распределения по ТТ и ТН устройств ИТС

Наименование присоединения	Измеряемый параметр	Диапазон изменения параметра	Длительно допустимый ток присоединения	Ток КЗ, кА	Метрологические характеристики ИК								Использование в ИИС	Отнесение к сфере ГРОЕИ (в сфере/вне сферы)	Примечание
					ТТ			ТН			вторичный преобразователь (преобразователь, контроллер и т.д.)				
					Наим. на схеме	К _{ТТ}	Кл. точн.	Наим. на схеме	К _{ТН}	Кл. точн.	Наименование	Кл. точн.			
ВЛ 110 кВ Икша 1 – Ермолино	W (P)	0,02 I _{ном} ≤ I _{нагр} <1,2 I _{ном} ;	370	21,58	ТТ 110 кВ Икша 1	200-400- <u>800</u> /1	0,2s; 0,2	ТН 110 кВ Икша 1	110000/√3 100/√3	0,2	Счетчик	0,2s; 0,2	да	вне сферы	Проект.
ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино	W (P)	0,02 I _{ном} ≤ I _{нагр} <1,2 I _{ном} ;	370	21,58	ТТ 110 кВ Белый Раст	200-400- <u>800</u> /1	0,2s; 0,2	ТН 110 кВ Белый раст	110000/√3 100/√3	0,2	Счетчик	0,2s; 0,2	да	вне сферы	Проект.
Трансформатор Т-1	W (P)	0,02 I _{ном} ≤ I _{нагр} <1,2 I _{ном} ;	147	21,58	ТТ 110 кВ Т-1	200-300-400- <u>600</u> /1	0,2s; 0,2	ТН 110 кВ Икша 1	110000/√3 100/√3	0,2	Счетчик	0,2s; 0,2	да	вне сферы	Проект.
Трансформатор Т-2	W (P)	0,02 I _{ном} ≤ I _{нагр} <1,2 I _{ном} ;	149	21,58	ТТ 110 кВ Т-2	200-300-400- <u>600</u> /1	0,2s; 0,2	ТН 110 кВ Белый раст	110000/√3 100/√3	0,2	Счетчик	0,2s; 0,2	да	вне сферы	Проект.

Согласовано

Инт. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв. №

Приложение Ж
Метрологические характеристики для средств электрических измерений, как входящих, так и не входящих в состав АСУ ТП

Таблица Ж.1 – Метрологические характеристики для средств электрических измерений для ОРУ 110 кВ.

№ ИП	Наименование ИК (в «привязке» к оборудованию)	Наименование измеряемого параметра	Норма точности измерения параметра	Рабочий диапазон изменения параметра	Требования к МХ (класс точности или предел погрешности) СИ ИК ИС				Наименование ИС (подсистемы)	Отнесение к сфере ГРОЕИ (в сфере /вне сферы)	НД, устанавливающий требования к нормам точности измерения параметра	Примечание								
					ТТ	ТН	Вторичный преобразователь (преобразователь, контроллер и т.д.)	Предел падения напряжения во вторичных цепях, %												
1-4	ВЛ 110 кВ Икша 1 – Ермолино ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино Трансформатор Т-1 Трансформатор Т-2	Ток ф. А (Ia), А	В соотв. с табл. 8.2.2. п. 2*	0...800 А 0...600 А	0,2	0,2	0,5	0,25	АСУ ТП	вне сферы	РД 34.11.321-96, СТО 56947007- 29.240.01.244-2017, ПУЭ	новые								
		Ток ф. В (Ib), А																		
		Ток ф. С (Ic), А																		
		Напряжение ф.В (Ubo), кВ	В соотв. с табл. 8.2.2. п. 3*	0...110 кВ																
		Активная мощность (фазная/суммарная по трём фазам) Рф/РΣ	В соотв. с табл. 8.2.2. п. 1.1*	0...66 МВт (cosφ=1)																
		Реактивная мощность (фазная/суммарная по трём фазам) Qф/QΣ	В соотв. с табл. 8.2.2. п. 1.2*	0...63,9 МВАр (cosφ=0,25)																
		Напряжение мф. (Ubc), кВ																		
		Напряжение мф. (Uca), кВ																		

Примечание: (*) - СТО 56947007-29.240.01.244-2017 "Нормы точности измерений режимных и технологических параметров, измеряемых на объектах ПАО «ФСК ЕЭС». Методические указания по определению метрологических характеристик измерительных каналов и комплексов".

Согласовано

Инт. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв. №

Таблица Ж.2 – Метрологические характеристики для средств неэлектрических измерений для ОРУ 110 кВ.

№ пп	Наименование ИК	Наименование измеряемого параметра	Норма точности измерения параметра	Рабочий диапазон изменения параметра	Требования к метрологическим характеристикам (класс точности или предел погрешности) СИ ИК ИС	Наименование ИС	Отнесение к сфере Гос. рег-ия (в сфере/вне сферы)	Норм. документ	Прим.
1	Помещение панелей РЗА и АСУ ТП	Температура в помещении	± 1 °С (Δ)	-20...+60	В соотв. с табл. 8.8.2 *	АСУ ТП	вне сферы гос. регулирования	СТО 56947007-29.240.01.244-2017	новый.
2	ОРУ 110 кВ	Температура на ОРУ 110 кВ	± 1 °С (Δ)	-20...+60	В соотв. с табл. 8.8.2 *	АСУ ТП	вне сферы гос. регулирования		новый.

Примечание:
(*)- СТО 56947007-29.240.01.244-2017 "Нормы точности измерений режимных и технологических параметров, измеряемых на объектах ПАО «ФСК ЕЭС». Методические указания по определению метрологических характеристик измерительных каналов и комплексов".

Согласовано			
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	

Приложение 1
Паспорт – протокол калибровки
на измерительно – информационный комплекс АИИС КУЭ ПС 110 кВ Ермолино

Согласовано

Утверждаю

ПАСПОРТ-ПРОТОКОЛ № _____
на измерительно-информационный комплекс
в составе АИИС КУЭ _____ наименование организации _____

1. - ОРУ 110 кВ)

(наименование объекта)

ТН 110 кВ, Ячейка №1

(наименование присоединения)

2. Однолинейная электрическая схема присоединения приведена _____
указывается ссылка на соответствующий лист технической документации АИИС КУЭ

3. Дата ввода комплекса в эксплуатацию: _____

4. Основные паспортные и эксплуатационные данные

4.1. Счетчики электрической энергииМесто установки Шкаф учета 110 кВ

Вид учета	(Расчет или Контроль)	Вид энергии	(А и (или) R)
Тип и модификация (вариант исполнения) счетчика	ПКЭ ТЕ3000.08	Зав. номер	-
Напряжение, В*	3х57,5 (100)	Ном. (макс.) ток, А*	1
Класс точности для активной электроэнергии	0,2S	Класс точности для реактивной электроэнергии	0,5
Схема включения	-	Номер в Государственном реестре средств измерений РФ (Госреестр №)	-
Дата поверки	-	Межповерочный интервал, лет	-

* Не применимо для счетчиков, принимающих сигналы стандарта МЭК 61850.

** Средний элемент включен на сумму токов фазы А и С.

Другие данные _____

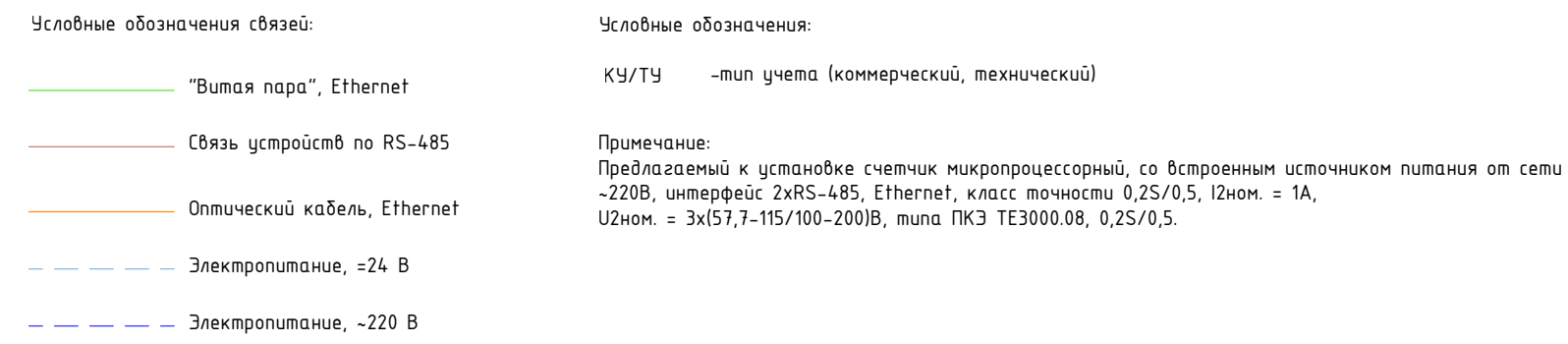
4.2. Трансформаторы тока

Место установки

Фаза А					
Тип	-	Зав. №	-	Класс точности	0.2S
Коэф. трансформ.	-	Номинальная нагрузка, ВА*	-	Факт. нагрузка, ВА*	-
Госреестр №	-	Дата последней поверки	-	Межповерочный интервал, лет	-
Фаза В					
Тип	-	Зав. №	-	Класс точности	0.2S
Коэф. трансформ.	-	Номинальная нагрузка, ВА*	-	Факт. нагрузка, ВА*	-
Госреестр №	-	Дата последней поверки	-	Межповерочный интервал, лет	-

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д208320-330739ПИР-227.0 -МО2-ПЗ	Лист
							65



						Д208320-330739ПИР-227.0-М02-ПЗ			
						Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша - Белый Раст №3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I - Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст - Ермолино			
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подпись	Дата	Часть 5. Метрологическое обеспечение. Книга 2. ПС 110 кВ Ермолино. Пояснительная записка	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Рыжаков			08.25		П	68	
Проверил		Ищенко			08.25				
Н. контр.		Ищенко			08.25	Структурная схема АИИС КУЭ	ООО "Альянсэнергостройпроект" 2025г.		
ГИП		Зотов			08.25				

Согласовано

Взам. инв. №

Подн. у дама

Инв. № подл.

