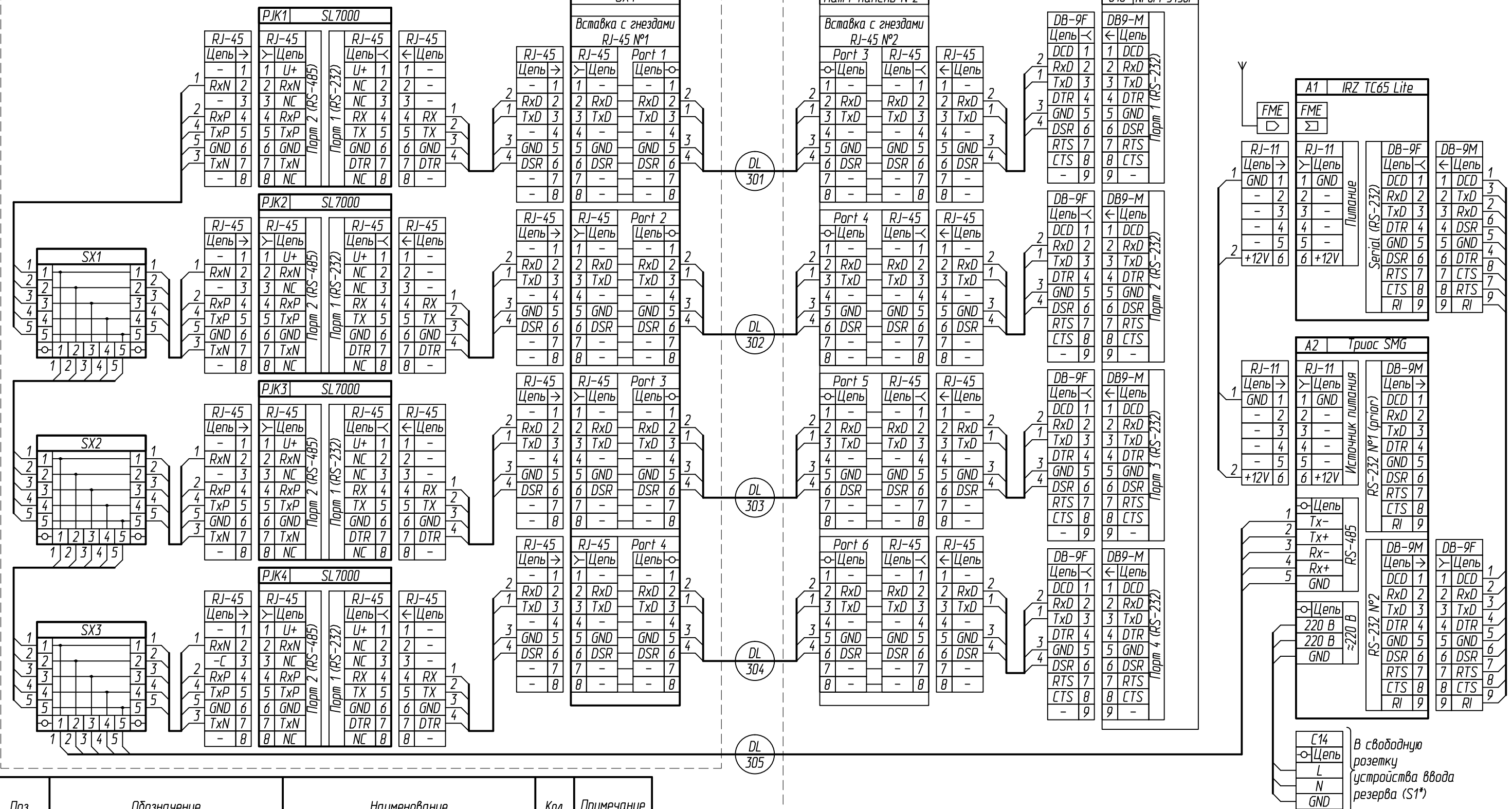


Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
ГИП						АСКУЭ	Стадия	Лист	Листов
Глав. спец.							Р		
Разраб.									
Проверил						Схема подключения измерительных цепей шкафа учета			



Согласовано:

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подлин.

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
PJK1...4	Itron SL7000 Smart SL761B131	Счетчик электроэнергии электронный, шт.	4	см. *-XX
SX1...3		Разветвительная коробка для RS-485, шт.	3	
SX4	Legrand LCS <sup>2</sup> Cat.6	Распределительная коробка, компл.	1	
A1	IRZ TC65 Lite	GSM-модем (+ антенна), компл.	1	
A2	Триос Smart Metering Gate	Конвертер RS-485/2xRS-232, шт.	1	
	DB-9F	Розетка разборная, шт.	1	
	DB-9M	Вилка разборная, шт.	1	
	IEC C14	Разъем IEC 60320, разборной, шт.	1	

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			
ГИП								
Глав. спец.								
Разраб.								
Проверил								
						АСКУЭ		
						Схема подключения цепей к шкафу СКС в ОПУ		
						Стадия	Лист	Листов
						Р		

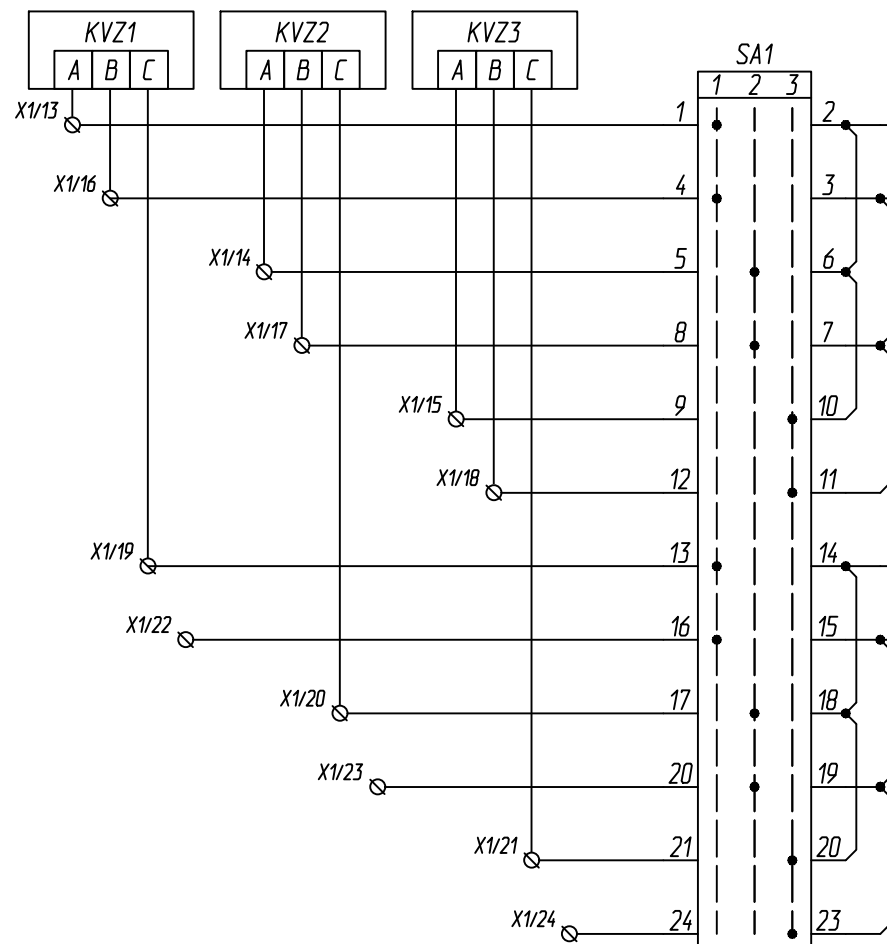


Согласовано:

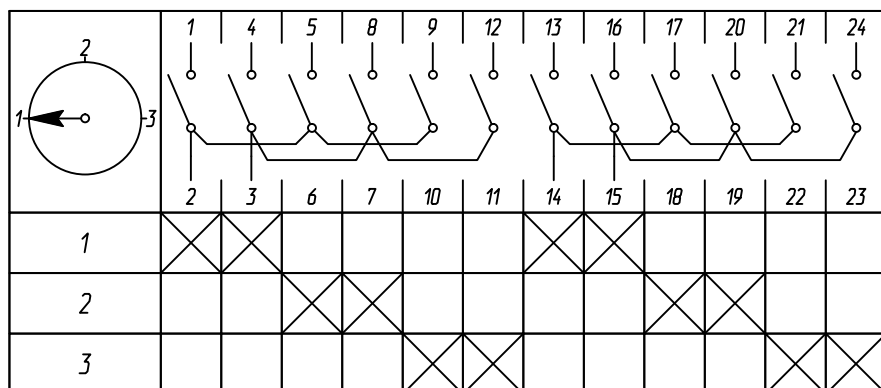
Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подлин.

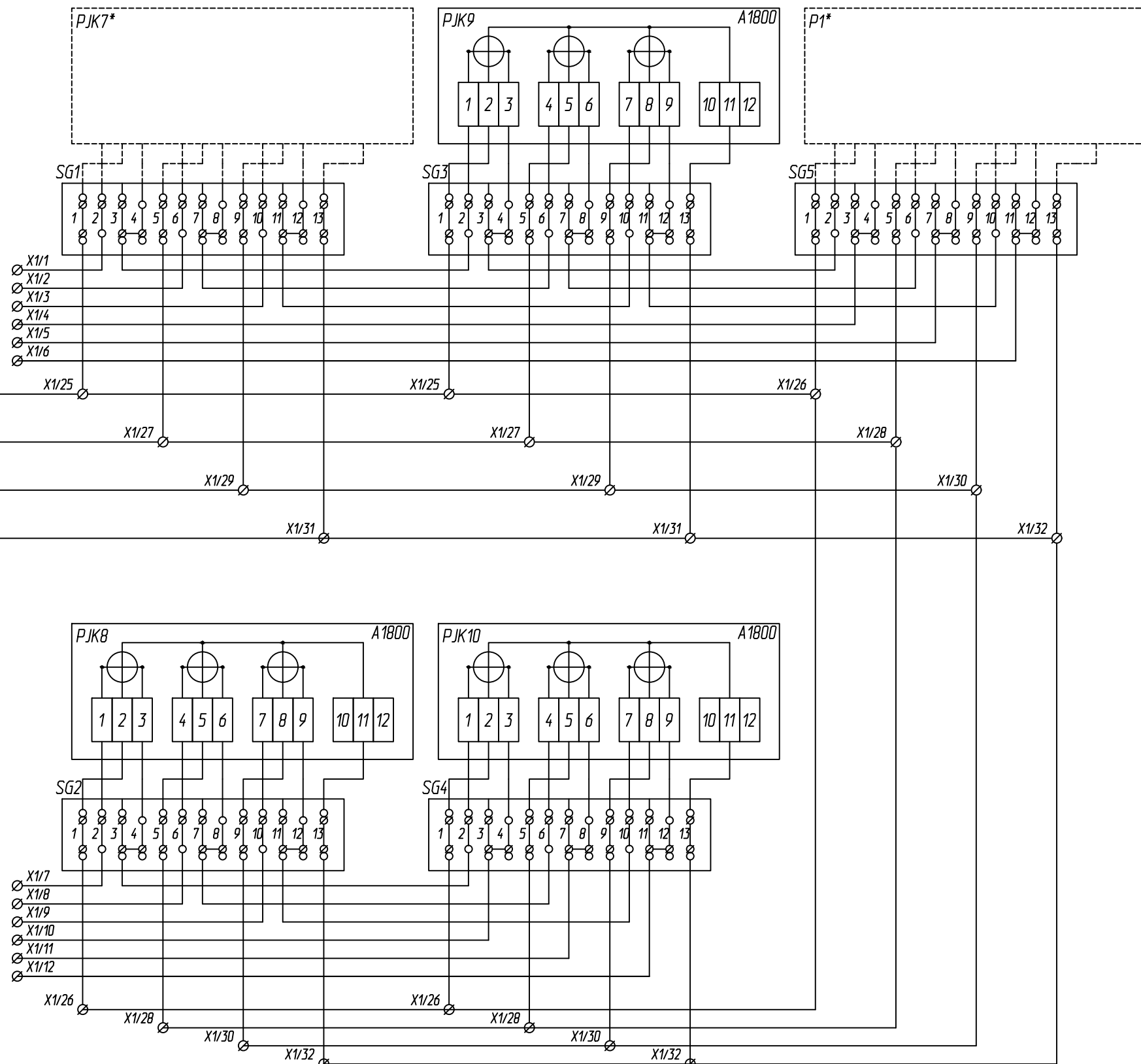


SA1  
Апатор 4G10-141-UR014



Надпись	Обозначение
	Для SA1
1	TV1G
2	TV2G
3	TVB1G

- Соединения измерительных цепей выполнить медным проводом сечением не менее 2,5 кв. мм.
- Пунктиром обозначены устройства, устанавливаемые в шкафу Заказчиком.



Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Задание заводу на изготовление шкафа учета 110 кВ		
ГИП						Схема электрическая принципиальная измерительных цепей шкафа учёта	Стадия	Лист
Глав. спец.							Р	
Разраб.								
Проверил								

## 1 Технические средства ИИК

Основной целью метрологического обеспечения на Оптовом рынке электроэнергии является обеспечение выполнения измерений электроэнергии на основе документов, признаваемых всеми участниками рынка. При этом должно быть обеспечено единство измерений и повышение достоверности учета электроэнергии при ее производстве, распределении и потреблении с целью формирования учетных показателей производства финансовых расчетов.

АСКУЭ ВЭС создается для автоматизированного контроля и учета электроэнергии и мощности, в том числе с целью измерения активной и реактивной электроэнергии и мощности. АСКУЭ представляет собой совокупность функционально объединенных масштабных преобразователей (измерительных трансформаторов тока и напряжения), интегрирующих приборов (счетчиков электроэнергии с цифровым интерфейсом), устройств передачи данных.

Метрологические характеристики системы определяются характеристиками средств измерений и параметрами технических средств, входящих в состав АСКУЭ и влияющих на результаты и погрешности измерений электроэнергии и мощности.

При определении погрешности измерений в проектируемом АСКУЭ учитывается влияние следующих устройств:

- трансформаторов тока (далее – ТТ);
- трансформаторов напряжения (далее – ТН);
- счетчиков электроэнергии;
- цепей присоединения счетчиков косвенного включения к ТН.

На каждый элемент АСКУЭ (измерительный трансформатор, счетчик электроэнергии) имеется документ, нормирующий его метрологические характеристики. Применяемые средства измерительной техники имеют сертификаты об утверждении типа и внесены в Государственный реестр Украины средств измерительной техники.

На стадии сдачи в опытную эксплуатацию АСКУЭ энергообъекта производится поверка измерительно-информационного комплекса согласно методике поверки, составляется паспорт-протокол комплекса согласно «Додатку 1 Інструкції про порядок комерційного обліку електроенергії». После опытной эксплуатации Исполнитель должен подать АСКУЭ в метрологический центр центрального органа исполнительной власти в отрасли метрологии на Государственную метрологическую аттестацию (ГМА) и обеспечить документальное сопровождение ГМА.

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата				
ГИП						Стадия	Лист	Листов
Глав. спец.						Р	2	15
Разраб.								
Проверил								

Все технические средства, принятые в проекте, имеют соответствующие сертификаты соответствия к использованию в составе автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии, а сами АСКУЭ, построенные на их базе, отвечают всем требованиям нормативных документов, предъявляемым к организации коммерческого учета на объектах.

Разработка и аттестация методики выполнения измерений (МВИ) электроэнергии (мощности) проводится в период опытной эксплуатации.

В процессе эксплуатации проводится периодическая метрологическая аттестация (поверка) компонентов АСКУЭ с целью определения метрологических характеристик в соответствии с действующими нормативно-техническими документами. Все средства измерительной техники должны быть внесены в Государственный реестр Украины и иметь действующее свидетельство об аттестации. На каждый измерительный комплекс коммерческого учета должен быть составлен паспорт-протокол для внесения изменений. Поверка проводится согласно утвержденной методике проверок на измерительно-информационный комплекс.

При положительном результате поверки счетчиков и измерительных трансформаторов на поверенный прибор поверителем ставится оттиск поверительного клейма, прибор пломбируется номерной пломбой госповерителя, заполняется свидетельство о поверке установленной формы.

Классы точности счетчиков и измерительных трансформаторов, а также значения потери напряжения в цепях присоединения счетчиков к ТН при условии включения всех устройств защит и измерительных приборов должны соответствовать требованиям Технического задания (ТЗ).

Потери напряжения в цепи «трансформатор напряжения – электросчетчик» согласно ТЗ не должны превышать 0,25% номинального вторичного напряжения трансформатора напряжения.

## **2 Средства измерительной техники**

### **2.1 Измерительные трансформаторы тока**

Метрологические характеристики используемых трансформаторов тока класса напряжения 35 кВ соответствуют требованиям класса точности 0,5S по ДСТУ ІЕС 60044-1.

В числе прочих характеристик этим стандартом задан ряд первичных токов и значения вторичных токов (1 и 5 А), с которыми ТТ могут быть изготовлены. Также регламентируются диапазоны измерений первичного тока, при которых должен быть сохранен класс точности: 5...120% для классов точности 0,5 и 0,2, 1...120% для классов 0,5S и 0,2S. Таким образом, классы точности с литерой «S» отличаются от прочих увеличенным диапазоном измерений в область минимальных значений (с 5% до 1%). Кроме того, существует требование ПУЭ (п. 1.5.17), согласно которому требуется выбирать коэффициент трансформации так, чтобы ток в максимальном режиме загрузки присоединения составлял не менее 40% тока счетчика, а в минимальном — не менее 5%. Ток счетчика, как правило, равняется вторичному току ТТ, поэтому приведенное выше требование

						Лист
						3
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		



можно отнести к обмотке учета измерительного трансформатора. Стоит отметить, что требование ПУЭ (п. 1.5.17) к минимальному режиму идет вразрез с ДСТУ ІЕС 60044-1, т.к. делает нецелесообразным применение ТТ классов точности с литерой «S». Что касается требования 40% в максимальном режиме то оно основано на стремлении минимизировать погрешности ТТ классов без «S» (см. рис. 1), в то время как для классов 0,2S и 0,5S целесообразнее применять критерий «20%» в связи с ростом погрешностей при уменьшении первичного тока ниже этой величины (см. рис. 2).

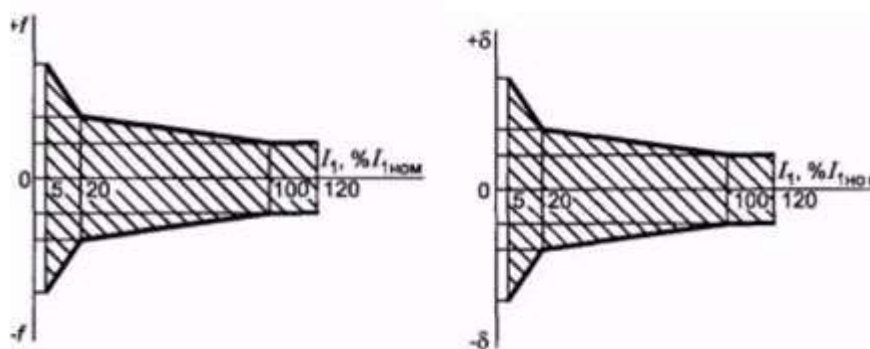


Рисунок 1 – Токовая и угловая погрешности ТТ классов точности 0,2; 0,5; 1

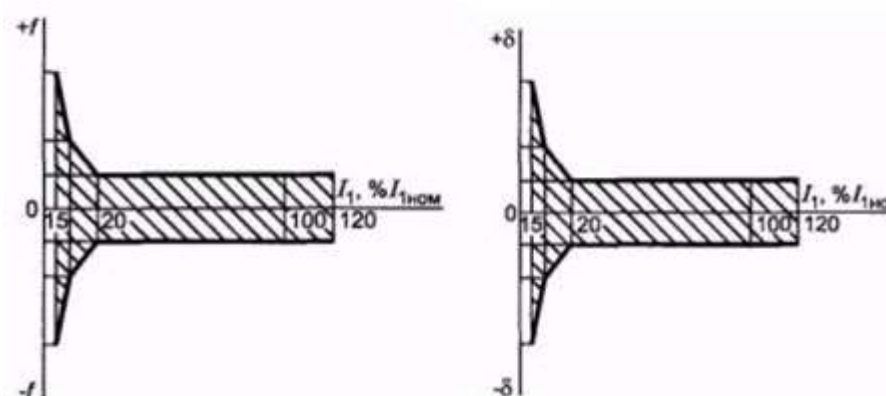


Рисунок 2 – Токовая и угловая погрешности ТТ классов точности 0,2S; 0,5S

Таким образом, требование ПУЭ (п.1.5.17) относится к трансформаторам без литеры «S», поэтому возможно использование ТТ класса 0,5S при токе во вторичной обмотке равном 1...120% от номинального при условии, что измерительный канал удовлетворяет требованиям «Інструкції про порядок комерційного обліку електроенергії» по допустимой погрешности измерений.

Проверка и обоснование выбора коэффициентов трансформации ТТ  $K_{\text{ТТ}}$  приведена в Приложении А, результаты расчетов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Проверка коэффициентов трансформации ТТ

Максимальная нагрузка на присоединении					
Диспетчерское наименование присоединения	$K_{\text{ТТ}}$	$P_{\text{max}}$ , МВт	$I_{1\text{max}}$ , А	$I_{2\text{max}}$ , А	120% $I_{\text{н}}$
КЛ-35 кВ «ВЭС №1» (генерация)	500/5	24,6	405,74	4,06	6
КЛ-35 кВ «ВЭС №1» (потребление)	50/1	0,3	4,97	0,05	1,2
КЛ-35 кВ «ВЭС №2» (генерация)	500/5	24,6	405,74	4,06	6
КЛ-35 кВ «ВЭС №2» (потребление)	50/1	0,3	4,97	0,05	1,2
КЛ-35 кВ «ВЭС №1» (диспетчерский график)	300/5	14,76	243,4	4,1	6
КЛ-35 кВ «ВЭС №2» (диспетчерский график)	300/5	9,8	162,3	2,7	6
Минимальная нагрузка на присоединении					
Диспетчерское наименование присоединения	$K_{\text{ТТ}}$	$P_{\text{min}}$ , МВт	$I_{1\text{min}}$ , А	$I_{2\text{min}}$ , А	1% $I_{\text{н}}$
КЛ-35 кВ «ВЭС №1» (генерация)	500/5	0,37	6,2	0,062	0,05
КЛ-35 кВ «ВЭС №1» (потребление)	50/1	0,3	0,497	0,01	0,01
КЛ-35 кВ «ВЭС №2» (генерация)	500/5	0,37	6,2	0,062	0,05
КЛ-35 кВ «ВЭС №2» (потребление)	50/1	0,3	0,497	0,01	0,01
КЛ-35 кВ «ВЭС №1» (диспетчерский график)	300/5	0,37	6,2	0,1	0,05
КЛ-35 кВ «ВЭС №2» (диспетчерский график)	300/5	0,37	6,2	0,1	0,05

Измерение тока, генерируемого ВЭС, возможно производить при помощи ТТ с  $K_{\text{ТТ}} = 500/5$  (300/5) с погрешностью, нормированной по ДСТУ ІЕС 60044-1, поскольку вторичный ток ТТ находится в пределах 1...120% от номинального 5 А.

Измерение тока, потребляемого ВЭС, возможно производить при помощи ТТ с  $K_{\text{ТТ}} = 50/1$  с погрешностью, нормированной по ДСТУ ІЕС 60044-1, поскольку вторичный ток ТТ находится в пределах 1...120% от номинального 1 А.

## 2.2 Измерительные трансформаторы напряжения

Метрологические характеристики существующих трансформаторов напряжения класса напряжения 35 кВ соответствуют требованиям класса точности 0,5 по ДСТУ ІЕС 60044-2.

## 2.3 Счетчики электроэнергии

Метрологические характеристики счетчика электроэнергии, используемого на присоединении класса напряжения 35 кВ, соответствуют классу точности 0,5S по ГОСТ 30206 (или ДСТУ ІЕС 60687); счетчиков собственных нужд – классу точности 0,5S.

					Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5

По проекту предусмотрена установка многофункциональных микропроцессорных счетчиков серии Itron SL7000 Smart класса точности 0,5S, зарегистрированных в Государственном реестре средств измерительной техники Украины под номером У805-11, которые могут использоваться как для коммерческого, так и для технического учета.

## **2.4 Сервер сбора (сервер БД)**

Точность хода встроенных энергонезависимых часов сервера БД составляет  $\pm 5,0$  с/сутки, что соответствует требованиям, предъявляемым в ТЗ.

Для получения достоверной информации по электроэнергии в АСКУЭ осуществляется синхронизация системного времени с единым календарным временем с помощью локального сервера точного времени.

## **3 Рабочие условия эксплуатации средств измерительной техники**

Пределы изменения величин, влияющих на погрешность измерений:

– счетчики электрической энергии и технические средства ИВКЭ и ИВК размещены в отапливаемых помещениях, оборудованных вентиляцией, с нормальными параметрами окружающей среды: температура воздуха –  $(+15...+35)^{\circ}\text{C}$ , относительная влажность –  $(10 - 90)\%$  при температуре  $20^{\circ}\text{C}$  и отсутствии выпадения росы при более низких температурах;

- частота –  $50 \text{ Гц} \pm 5\%$ ;
- $\cos\varphi = 0,85$ ;
- коэффициент несинусоидальности не более  $8\%$  для счетчиков;
- отклонения напряжения от номинального в пределах  $\pm 10\%$ ;
- прямая последовательность фаз;
- токовая нагрузка – симметричная;
- минимальный ток составляет  $40\%$  от номинального;
- самонагрев счетчиков учитывается.

## **4 Условия оценки погрешности измерений**

Для трансформаторов тока:

- фактическая и допустимая мощности подключенной нагрузки;
- длина, сечение и материал проводников в измерительной цепи.

Для трансформаторов тока:

– фактическая и допустимая мощности подключенной нагрузки;

– потери напряжения в измерительной цепи между ТН и счетчиком электроэнергии;

- длина, сечение и материал проводников в измерительной цепи.

Сведения о допустимой и фактической нагрузке ТТ и ТН (по ДСТУ ІЕС 60044) и величина потерь напряжения в измерительной цепи между ТН и счетчиком (по п. 1.5.19 ПУЭ) приведены в таблицах 2 и 3. Расчет фактических нагрузок и потерь в измерительных цепях производится в п. 7, 9 данного документа, результаты расчетов приведены в табл. 6, 7.

						Лист
						6
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

**Таблица 2 – Сведения о допустимой и фактической нагрузке ТТ**

Диспетчерское наименование присоединения	Тип ТТ	Класс точности	Допустимая нагрузка, ВА	Фактическая нагрузка, ВА		
				Фаза А	Фаза В	Фаза С
ВЭС №1 (генерация)	GIF 36	0,5S	20	(25-100%) $S_{2НОМ.}$	(25-100%) $S_{2НОМ.}$	(25-100%) $S_{2НОМ.}$
ВЭС №1 (потребление)	GIF 36	0,5S	2,5	(25-100%) $S_{2НОМ.}$	(25-100%) $S_{2НОМ.}$	(25-100%) $S_{2НОМ.}$
ВЭС №2 (генерация)	GIF 36	0,5S	20	(25-100%) $S_{2НОМ.}$	(25-100%) $S_{2НОМ.}$	(25-100%) $S_{2НОМ.}$
ВЭС №2 (потребление)	GIF 36	0,5S	2,5	(25-100%) $S_{2НОМ.}$	(25-100%) $S_{2НОМ.}$	(25-100%) $S_{2НОМ.}$
ВЭС №1 (диспетч. график)	GI 36	0,5S	30	(25-100%) $S_{2НОМ.}$	(25-100%) $S_{2НОМ.}$	(25-100%) $S_{2НОМ.}$
ВЭС №2 (диспетч. график)	GI 36	0,5S	30	(25-100%) $S_{2НОМ.}$	(25-100%) $S_{2НОМ.}$	(25-100%) $S_{2НОМ.}$

**Таблица 1.3 – Сведения о допустимой и фактической нагрузке ТН и потерях напряжения в измерительных линиях**

Диспетчерское наименование присоединения	Тип ТН	Класс точности	Допустимая нагрузка, ВА	Фактическая нагрузка, ВА			Допустимые потери напряжения в измерительной линии $\delta_{л}, \%$	Фактические потери напряжения в измерительной линии $\delta_{л}, \%$
				Фаза А	Фаза В	Фаза С		
TV1H	ЗНОМ-35	0,5	100	(25-100%) $S_{2НОМ.}$	(25-100%) $S_{2НОМ.}$	(25-100%) $S_{2НОМ.}$	0,25	0,25 $U_{нн.ном.}$
TV2H	GEF 36	0,5	100	(25-100%) $S_{2НОМ.}$	(25-100%) $S_{2НОМ.}$	(25-100%) $S_{2НОМ.}$	0,25	0,25 $U_{нн.ном.}$

Погрешность измерений электроэнергии должна соответствовать требованиям, указанным в «Інструкції про порядок комерційного обліку електроенергії» (Приложение № 10 к Договору между членами Оптового рынка электрической энергии), утвержденная Общим ежегодными собраниями от 21.02.2003 и принята Постановлением НКРЭ № 480 от 30.05.2003.

Результирующая погрешность измерительного канала (ИК) определяется расчетом на основании параметров реально используемых элементов.

## **5 Расчет погрешности измерений**

Исходными данными для расчета погрешностей системы являются данные из паспортов-протоколов, реальные значения нагрузки конкретных измерительных каналов. Вспомогательной документацией являются паспорта, соответствующие ГОСТы на средства измерительной техники и условия эксплуатации.

						Лист
						7
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Фактические значения относительных погрешностей измерительных комплексов будут определены при проведении метрологической аттестации (поверке) АСКУЭ в соответствии с МПУ 019/08-01. По результатам поверки на каждый измерительный комплекс составляется паспорт-протокол.

Погрешность синхронизации системного времени не превышает  $\pm 5$  с.

Предъявлены требования по составляющим суммарной погрешности измерений электроэнергии:

- токовая и угловая погрешность трансформатора тока по ДСТУ ІЕС 60044-1;
- погрешность напряжения и угловая погрешность трансформатора напряжения по ДСТУ ІЕС 60044-2;
- основная погрешность счетчика по ГОСТ 30206-94;
- погрешность трансформаторной схемы включения счетчика за счет угловых погрешностей трансформатора тока, трансформатора напряжения и коэффициента мощности;
- дополнительные погрешности счетчика электроэнергии от влияния внешних величин;
- погрешность из-за потери (падения) напряжения в линии присоединения счетчика к трансформатору напряжения;
- погрешность синхронизации при изменении текущего календарного времени.

В качестве методики для расчета погрешности каждого канала выбирается типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности, которая предполагает следующие условия расчета:

- учитывается основная погрешность счетчика по ГОСТ 30206;
- учитываются значения погрешностей трансформаторов тока и напряжения, нормированные по ДСТУ ІЕС 60044. Трансформаторы тока и напряжения прошли государственную аттестацию и допущены к эксплуатации;
- погрешность синхронизации при измерении текущего календарного времени счетчика SL7000 не учитывается вследствие пренебрежимо малой величины:

$$\delta_{\kappa} = \frac{\Delta_T}{T_{\text{сут}}} = \pm \frac{[0,5 + 0,1 \cdot 15]}{24 \cdot 60 \cdot 60} \cdot 100\% = \pm 0,0023\%, \quad (1)$$

где 0,5 с/сут – абсолютная величина основной погрешности счетчика (описание типа); 0,1 с/°С·сут – величина дополнительной погрешности счетчика (ГОСТ 30206-94) при изменении температуры окружающей среды; 15°С – максимальное отклонение температуры окружающей среды (в месте установки счетчика) от среднего значения;

– предел допустимого основного значения (без учета внешних влияющих величин) относительной погрешности измерительного канала  $\delta_{\text{ИК}}$  определяется по формуле:

$$\delta_{\text{ИКосн}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_{\theta}^2 + \delta_L^2 + \delta_{\text{Сервера}}^2 + \delta_{\text{СО}}^2}, \quad (2)$$

						Лист
						8
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

где  $\delta_I$  – предел относительной погрешности ТТ, %;  $\delta_U$  – предел относительной погрешности ТН, %;  $\delta_\theta$  – погрешность трансформаторной схемы включения за счет угловых погрешностей ТТ  $\theta_I$  и ТН  $\theta_U$ , %;  $\delta_L$  – погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к трансформатору напряжения, %;  $\delta_{CO}$  – предел допускаемой основной погрешности счетчика, %.

При этом погрешность  $\delta_\theta$  при измерении активной электроэнергии определяется выражением:

$$\delta_{\theta_A} = 0,0291 \cdot \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}, \quad (3)$$

а реактивной энергии – выражением

$$\delta_{\theta_R} = 0,0291 \cdot \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\cos \varphi}{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}, \quad (4)$$

где 0,0291 – множитель, переводящий минуты угловых погрешностей в проценты относительной погрешности;  $\theta_I$  и  $\theta_U$  – пределы допускаемой угловой погрешности соответственно трансформаторов тока и напряжения, в минутах.

С учетом дополнительной погрешности  $\delta_{Cj}$  предел относительной погрешности измерительного канала  $\delta_{ИК}$  определяется по формуле

$$\delta_{ИК} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_L^2 + \delta_{сервера}^2 + \delta_{CO}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{Cj}^2}, \quad (5)$$

где  $\delta_{Cj}$  – дополнительная погрешность счетчика от  $j$ -й влияющей величины, % (дополнительные величины, влияющие на погрешность: изменение напряжения, частоты, коэффициента несинусоидальности, температуры и индукции внешнего магнитного поля).

$$\delta_{Cj} = K_j \cdot \Delta \xi_j, \quad (6)$$

где  $K_j$  – функция влияния  $j$ -ой величины;  $\Delta \xi_j$  – отклонение  $j$ -ой величины от ее нормального значения.

Относительная погрешность сервера сбора определяется по формуле:

$$\delta_{сервера} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{ПИ}^2 + \delta_{НИ}^2 + \delta_T^2 + \delta_{ТР}^2 + \delta_{УД}^2 + \delta_{алз}^2}, \quad (7)$$

где:  $\delta_{ПИ}$  – погрешность перевода числа импульсов в кВт·ч, %;  $\delta_{НИ}$  – погрешность накопления информации, %;  $\delta_T$  – среднесуточная погрешность измерений текущего календарного времени, %;  $\delta_{ТР}$  – погрешность рассинхронизации при измерении текущего календарного времени, %;  $\delta_{УД}$  –

						Лист
						9
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

дополнительная от влияния внешних величин, %;  $\delta_{\text{алг}}$  – погрешность расчета по алгоритмам АСКУЭ, %.

При подключении электронных счетчиков к серверу сбора данных по цифровым интерфейсам RS-232 и RS-485, с учётом конверторов и порт-серверов, относительная погрешность сервера сбора данных на один порядок меньше по сравнению с наименьшей погрешностью средств измерительной техники, образующих измерительный канал (ИК). Поэтому при округлении до трех значащих цифр предела погрешности измерительного канала значением погрешности сервера сбора данных можно пренебречь.

Результаты расчета относительной погрешности коммерческих ИК приведены в табл. 4, 5.

Таблица 4 – Границы интервалов допускаемых значений относительных суммарных погрешностей измерений активной электроэнергии в рабочих условиях эксплуатации

ИК	$\pm\delta_{WP 1\%}$ $1\% I_{\text{НОМ}} \leq I < 5\% I_{\text{НОМ}}$	$\pm\delta_{WP 5\%}$ $5\% I_{\text{НОМ}} \leq I < 20\% I_{\text{НОМ}}$	$\pm\delta_{WP 120\%}$ $20\% I_{\text{НОМ}} \leq I < 120\% I_{\text{НОМ}}$
ВЭС №1 (ген.)	$\pm 2,012$	$\pm 2,049$	$\pm 1,549$
ВЭС №1 (потреб.)	$\pm 2,012$	$\pm 2,049$	$\pm 1,549$
ВЭС №2 (ген.)	$\pm 2,012$	$\pm 2,049$	$\pm 1,549$
ВЭС №2 (потреб.)	$\pm 2,012$	$\pm 2,049$	$\pm 1,549$
ВЭС №1 (диспетчерский график)	$\pm 2,012$	$\pm 2,049$	$\pm 1,549$
ВЭС №2 (диспетчерский график)	$\pm 2,012$	$\pm 2,049$	$\pm 1,549$

Таблица 5 – Границы интервалов допускаемых значений относительных суммарных погрешностей измерений реактивной электроэнергии в рабочих условиях эксплуатации

ИК	$\pm\delta_{WP 1\%}$ $1\% I_{\text{НОМ}} \leq I < 5\% I_{\text{НОМ}}$	$\pm\delta_{WP 5\%}$ $5\% I_{\text{НОМ}} \leq I < 20\% I_{\text{НОМ}}$	$\pm\delta_{WP 120\%}$ $20\% I_{\text{НОМ}} \leq I < 120\% I_{\text{НОМ}}$
ВЭС №1 (ген.)	$\pm 5,083$	$\pm 3,567$	$\pm 2,964$
ВЭС №1 (потреб.)	$\pm 5,083$	$\pm 3,567$	$\pm 2,964$
ВЭС №2 (ген.)	$\pm 5,083$	$\pm 3,567$	$\pm 2,964$
ВЭС №2 (потреб.)	$\pm 5,083$	$\pm 3,567$	$\pm 2,964$
ВЭС №1 (диспетчерский график)	$\pm 5,083$	$\pm 3,567$	$\pm 2,964$
ВЭС №2 (диспетчерский график)	$\pm 5,083$	$\pm 3,567$	$\pm 2,964$

## 6 Расчет сечения жилы кабеля в измерительных цепях ТТ

Для счетчиков, прокладываются новые токовые цепи, тем самым исключая промежуточные клеммные колодки.

Сечение жилы выбирается из стандартного ряда сечений. Выбранное сечение жилы должно быть не менее рассчитанного значения, а также должно удовлетворять условию механической прочности (ПУЭ).

По условию механической прочности сечение проводников для токовых цепей – не менее  $2,5 \text{ мм}^2$  для меди и  $4 \text{ мм}^2$  для алюминия. По нагреву для медных проводников сечением до  $6 \text{ мм}^2$  принимается ток, как для установок с длительным режимом работы. Допустимый длительный ток для проводов в поливинилхлоридной изоляции сечением  $1,5 \text{ мм}^2$  – 23 А (ПУЭ). Для проводов вторичных цепей при прокладке в лотках и коробах снижающие коэффициенты не вводятся (ПУЭ).

Расчет сечения кабеля в измерительных цепях ТТ производится по следующим формулам:

1) номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2н.м} = \frac{S_{2н}}{I_{2н}^2},$$

где  $S_{2н}$  – допустимая нагрузка ТТ,  $I_{2н}$  – номинальный ток вторичной обмотки;

2) общее сопротивление приборов, Ом:

$$Z_{приб} = R_{сч},$$

где  $R_{сч} = 0,004 \text{ Ом}$  – сопротивление счетчика;

3) допустимое сопротивление проводника, Ом:

$$Z_{доп} = Z_{2н.м} - Z_{приб} - R_{конт},$$

где  $R_{сч} = 0,1 \text{ Ом}$  – сопротивление контактов;

4) расчетное сечение провода,  $\text{мм}^2$ :

$$S_{нр.мин} = \rho \cdot \frac{L_{ТТ} \cdot k_{схТ}}{Z_{доп}},$$

где  $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$  – удельное сопротивление меди;  $L_{ТТ}$  – длина цепей учета ТТ;  $k_{схТ}$  – коэффициент схемы включения счетчика в цепи учета ТТ (при одном ТТ  $k_{схТ} = 2$ , при двух ТТ  $k_{схТ} = \sqrt{3}$ , при трех ТТ  $k_{схТ} = 1$ ).

Далее по расчетному сечению выбирается ближайшее наибольшее значение из стандартного ряда сечений кабеля. Результаты расчетов приведены в табл. 5.

## 7 Расчет фактической нагрузки ТТ

Расчет фактической нагрузки ТТ производится по следующим формулам:

1) сопротивление проводника, Ом:

$$R_{нр.} = \rho \cdot \frac{L_{ТТ}}{S_{пр.выбр.}},$$

						Лист
						11
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		



где  $S_{\text{пр.выбр.}}$  – сечение проводника выбранное, мм<sup>2</sup>.

2) расчетная мощность нагрузки, ВА:

$$S_{\text{расч}} = (R_{\text{пр}} + R_{\text{приб}} + R_{\text{конт}}) \cdot I_{2\text{н}}^2.$$

В соответствии с требованиями ДСТУ ІЕС 60044-1 метрологические характеристики ТТ нормируются при вторичной нагрузке измерительной цепи в диапазоне 25...100 % от значения номинальной нагрузки.

Таблица 6 – Результаты расчета сечения жилы кабеля в измерительных цепях ТТ и вторичной нагрузки ТТ

№	Наименование присоединения	Тип ТТ	КТ	$S_{\text{ном}},$ В·А	$I_{\text{ном}},$ А	$Z_{2\text{ном}},$ Ом	$R_{\text{сч}},$ Ом	$Z_{\text{доп.пр}},$ Ом	$L_{\text{пр}},$ м	$F_{\text{пр.мин}},$ мм <sup>2</sup>	$F_{\text{пр.выбр}},$ мм <sup>2</sup>	$R_{\text{пр}},$ Ом	$S_{\text{расч}},$ В·А	25% $S_{\text{ном}},$ В·А
1	ВЭС №1 (генерация)	GIF 36	0,5S	20	5	0,8	0,0004	0,7	125	3,13	4	0,55	16,18	5
	ВЭС №1 (потребление)	GIF 36	0,5S	2,5	1	2,5	0,01	2,39	125	0,92	2,5	0,88	0,99	0,625
2	ВЭС №2 (генерация)	GIF 36	0,5S	20	5	0,8	0,0004	0,7	125	3,13	4	0,55	16,18	5
	ВЭС №2 (потребление)	GIF 36	0,5S	2,5	1	2,5	0,01	2,39	125	0,92	2,5	0,88	0,99	0,625

По результатам расчета фактических нагрузок ТТ видно, что метрологические характеристики ТТ в соответствии с ДСТУ ІЕС 60044-1 находятся в норме. Организация мероприятий по нормализации нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока не требуется.

## 8 Расчет сечения жилы кабеля в измерительных цепях ТН

Сечение и длина проводов и кабелей в цепях напряжения расчетных счетчиков должны выбираться таким образом, чтобы потери напряжения в этих цепях составляли не более 0,25 % в соответствии с утвержденным ТЗ. Для обеспечения этого требования допускается применение отдельных кабелей от трансформаторов напряжения до счетчиков.

По условию механической прочности (ПУЭ) жилы для присоединения под винт к зажимам панелей и аппаратов должны иметь сечения не менее 1,5 мм<sup>2</sup> (а при применении специальных зажимов – не менее 1,0 мм<sup>2</sup>) для меди и 2,5 мм<sup>2</sup> для алюминия. По нагреву для медных проводников сечением до 6 мм<sup>2</sup> принимается ток, как для установок с длительным режимом работы. Допустимый длительный ток для проводов в поливинилхлоридной изоляции сечением 1,5 мм<sup>2</sup> – 23А (ПУЭ). Для проводов вторичных цепей при прокладке в лотках и коробах снижающие коэффициенты не вводятся (ПУЭ).

Расчет потерь напряжения во вторичных цепях измерительных ТН ведется без учета реактивной составляющей сопротивления, так как разводка цепей напряжения внутри здания выполняется медным кабелем и

						Лист
						12
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

обеспечивает  $\cos\varphi$  лучше 0,8. Счетчики подключены по схеме «звезда с нулем». При этом расчет можно проводить для одной отдельно взятой фазы (все три фазы симметрично одинаковые). При такой схеме в нулевом проводе все токи компенсируются и результирующая равна нулю (ток не протекает), поэтому в расчете потерь учитываются только фазные проводники.

Зная мощность, потребляемую по одной фазе, определяется ток фазы:

$$I_{\phi} = \frac{S_{сч}}{U_{\phi}}, \quad (13)$$

где  $S_{сч}$  – мощность, потребляемая по одной фазе;  $U_{\phi}$  – фазное напряжение ( $100 / 1,73 = 57,7$  В).

Зная норматив на величину потерь напряжения во вторичной цепи измерительного ТН, определяем численное значение максимально допустимой потери напряжения:

$$U_{доп} = \frac{U_{\phi} \cdot N_{пот}}{100}, \quad (14)$$

где  $U_{\phi}$  – фазное напряжение (57,7 В);  $N_{пот}$  – норматив на величину потерь по ПУЭ (0,25 %).

По результатам расчетов определяется максимально допустимое сопротивление:

$$R_{доп} = \frac{U_{доп}}{N \cdot I_{\phi}}, \quad (15)$$

где  $N$  – количество подключений к ТН.

Зная допустимое сопротивление, определяем допустимое сопротивление провода:

$$R_{пров} = R_{доп} - R_{др}, \quad (16)$$

где  $R_{др}$  – другое сопротивление в цепи, Ом (0,05 – сопротивление промежуточных контактов, 0,05 – сопротивление автоматического выключателя).

Определение допустимого сечения кабеля производится по следующей формуле:

$$F_{пров} = \frac{\rho \cdot L_{пров}}{R_{пров}}, \quad (17)$$

где  $L_{пров}$  – длина провода, м;  $\rho$  – удельная проводимость материала проводов, Ом·мм<sup>2</sup>/м (0,0175 для меди).

По рассчитанным значениям сечения выбирается сечение жилы кабеля, округленное до ближайшего большего стандартного сечения.

						Лист
						13
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

## 9 Расчет фактической нагрузки ТН

Расчет фактической нагрузки ТН производится по следующей формуле:

$$S_{расч} = \sum_{i=1}^n P_{сч},$$

где  $P_{сч}$  – мощность, потребляемая счетчиком (либо другим устройством) электроэнергии (по трем фазам), В·А;  $n$  – количество присоединенных счетчиков (устройств) электроэнергии.

В соответствии с требованиями для работы в заданном классе точности ТН должны иметь мощность нагрузки в диапазоне от 25 до 100 % от их номинальной мощности.

Таблица 7 – Результаты расчета сечения жилы кабеля в измерительных цепях ТН и вторичной нагрузки ТН

№ п/п	Наименование присоединения	Тип ТН	Класс точности	$S_{ном}, В \cdot А$	$U_{ном}, В$	$L_{пр}, м$	$\Delta U_{доп}, \%$	$\Delta U_{доп}, В$	$R_{доп}, Ом$	$R_{пров}, Ом$	$F_{пров}, мм^2$	$F_{пр.выбр}, мм^2$	$S_{расч}, В \cdot А$	25% от $S_{ном}, В \cdot А$
1	TV1Н	ЗНОЛ-35	0,5	150	57,7	125	0,25	0,144	2,19	2,09	1,05	2,5	4,2	37,5
2	TV2Н	GEF 36	0,5	150	57,7	65	0,25	0,144	2,19	2,09	0,54	2,5	4,2	37,5

Измерительная обмотка ТН класса 0,5 дополнительно нагружена существующими и проектируемыми устройствами РЗА и измерительными приборами (~60 ВА). Таким образом, фактическая расчетная нагрузка ТН с учетом средств АСКУЭ оказалась в необходимом диапазоне. В применении догрузочных резисторов необходимости нет.

По результатам расчета фактических нагрузок ТН видно, что метрологические характеристики ТН в соответствии с ДСТУ ІЕС 60044-2 находятся в норме. Организация мероприятий по нормализации нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения не требуется.

## 10 Организационные мероприятия по метрологическому обеспечению

Метрологическое обеспечение АСКУЭ ВЭС основано на выполнении метрологических мероприятий и работ, направленных на обеспечение единства и качества измерений.

Ввод АСКУЭ ВЭС в эксплуатацию производится только после проведения поверочных испытаний счетчика на присоединении 35 кВ, измерительных трансформаторов тока и напряжения.

В процессе эксплуатации система учета должна проходить периодическую проверку, которая сводится к поверке метрологических характеристик счетчиков электроэнергии и измерительных трансформаторов согласно утвержденной методике проверок с составлением паспортов-протоколов.

Метрологический надзор за состоянием, применением и эксплуатацией средств измерительной техники и АСКУЭ ВЭС в целом должен обеспечиваться метрологической службой Заказчика и органами государственного надзора.

						Лист
						15
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		