

Свидетельство СРО № 0668.02-2013-5258109139-П-169 от 27.07.2015 г.

Реконструкция РУ-6кВ инв.№864096071, расположенного в здании РП-34 инв.№864005096 находящегося по адресу: Смоленская область, г.Смоленск, ул.Фрунзе, д.57, лит.161, для филиала «Волго-Вятский» АО«Оборонэнерго»

Проектная документация

Раздел 5 Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений

Подраздел 2. Технологические решения

Часть 3. Система учета электроэнергии.

ТЭС-068-003-19-ИОС2.3

ТОМ 5.2.3

Изм	№ док.	Подп.	Дата



ГРУППА КОМПАНИЙ

ТАВРИДА
ЭНЕРГОСТРОЙ

ООО "ТЭС НН"

Свидетельство СРО № 0668.02-2013-5258109139-П-169 от 27.07.2015 г.

Реконструкция РУ-6кВ инв.№864096071, расположенного в здании РП-34 инв.№864005096 находящегося по адресу: Смоленская область, г.Смоленск, ул.Фрунзе, д.57, лит.161, для филиала «Волго-Вятский» АО«Оборонэнерго»

Проектная документация

Раздел 5 Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений

Подраздел 2. Технологические решения

Часть 3. Система учета электроэнергии.

ТЭС-068-003-19-ИОС2.3

ТОМ 5.2.3

Главный инженер проекта

Дударев В.А.

Изм	№ док.	Подп.	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2019 г.

г. Н. Новгород 2019 г.

Стадия	Лист	Листов
П	1	2



ГРУППА КОМПАНИЙ
ТАВРИДА
ЭНЕРГОСТРОЙ

г. Н. Новгород 2019 г.

Справка главного инженера проекта

В настоящей проектной документации все технические решения по сооружениям, конструкциям, оборудованию и технологической части приняты и разработаны в полном соответствии с действующими на дату выпуска документации нормами и правилами, включая правила пожарной безопасности.

При соблюдении правил технической эксплуатации, а также требований техники безопасности и пожарной безопасности, эксплуатация сооружений по данному проекту безопасна.

Главный инженер проекта



Дударев В.А.

И.И.В. № подл	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Текстовая часть

1. Исходные данные

Настоящий том выполнен в составе титула «Реконструкция РУ-6кВ инв.№864096071, расположенного в здании РП-34 инв.№864005096, находящегося по адресу: Смоленская область, г.Смоленск, ул.Фрунзе, д.57, лит.161 для филиала «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго».

Проект реконструкции РУ-6кВ выполнен на основании Технического задания Заказчика.

2. ТРЕБОВАНИЯ К ИИК

Общие требования к ИИК

ИИК обеспечивает:

Выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии (измерение реактивной электроэнергии не является обязательным техническим требованием);

Регистрацию событий, сопровождающих процессы измерения, в «Журнале событий» ИИК;

Хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений («Журналов событий»);

Требования к трансформаторам тока и напряжения


На всех присоединениях по которым проектируется учет, предусмотрена установка трансформаторов тока. Применяемые трансформаторы тока должны соответствовать требованиям ГОСТ 7746-2015, трансформаторы напряжения – ГОСТ 1983-2015.

Согласно п. 19.3 СТО 56947007-29.240.10.028-2009 и класс точности вторичной обмотки для цепей СУЭ измерительных трансформаторов тока (ТТ) должен быть:

- не хуже 0,2S – для линий электропередач и вводов 110кВ;
- не хуже 0,5S – для линий электропередач и вводов 10кВ.

Класс точности вторичной обмотки «звезда» для цепей СУЭ измерительных трансформаторов напряжения (ТН):

- не хуже 0,2 – для линий электропередач и вводов 110кВ;
- не хуже 0,5 – для линий электропередач и вводов 10кВ.

Взам. инв. №		Подп. и дата		ТЭС-068-003-19-ИОС2.3					
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Текстовая часть		
	Разраб.	Кузьмина	Кузьмина						
	Проверил	Тюрьмин	Тюрьмин						
	Нач. отд.	Тюрьмин	Тюрьмин						
	Н.контр.	Баранов	Баранов						
	ГИП	Дударев	Дударев			2019			
							Стадия	Лист	Листов
							П	1	9
									
							г. Н. Новгород 2019 г		

Выбраны трансформаторы тока с классом точности 0,5S и трансформаторы напряжения с классом точности 0,5.

Измерительные трансформаторы должны соответствовать ПУЭ по классу напряжения, электродинамической и термической стойкости, климатическому исполнению.

Во всех эксплуатационных режимах необходимо не допускать перегрузку измерительных трансформаторов.

Сечение и длина проводов и кабелей в цепях напряжения счетчиков выбираются такими, чтобы потери напряжения в этих цепях составляли не более 0,25% от номинального напряжения.

Сечение и длина проводов, кабелей в токовых цепях выбираются таким образом, чтобы нагрузка трансформаторов тока не превышала допустимого значения, а нижний предел вторичной нагрузки соответствовал п.6.4.2 ГОСТ 7746-15 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

Расчет нагрузки во вторичной цепи трансформаторов тока и напряжения, а также расчет потерь напряжения во вторичных цепях трансформаторов напряжения производится на стадии проектирования.

Требования к вторичным цепям

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

Электросчетчик должен быть подключен к измерительным трансформаторам через испытательную коробку, предусматривающую возможность замены электросчетчика и подключения образцового счетчика без отключения присоединения (кроме счетчиков прямого включения).

Требования к счетчикам электроэнергии

Класс точности – не хуже 0,5S по активной электрической энергии (кроме счетчиков прямого включения).

Подключение по цифровым интерфейсам для автономного считывания результатов измерений и «Журнала событий», удаленного доступа и параметрирования.

Наличие энергонезависимой памяти для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 35 суток (с 01.01.2018 г. – не менее 45 суток), данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом на начало расчетного периода.

Наличие энергонезависимых часов, обеспечивающих ведение даты и времени (точность хода не хуже $\pm 5,0$ с/сут).

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	<p>Класс точности – не хуже 0,5S по активной электрической энергии (кроме счетчиков прямого включения).</p> <p>Подключение по цифровым интерфейсам для автономного считывания результатов измерений и «Журнала событий», удаленного доступа и параметрирования.</p> <p>Наличие энергонезависимой памяти для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 35 суток (с 01.01.2018 г. – не менее 45 суток), данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом на начало расчетного периода.</p> <p>Наличие энергонезависимых часов, обеспечивающих ведение даты и времени (точность хода не хуже $\pm 5,0$ с/сут.</p>								
			ТЭС-068-003-19-ИОС2.3						Лист		
			2								
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

Автоматическое ведение «Журнала событий» счетчика, фиксирующего время и даты наступления событий:

- факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
- факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
- отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
- перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.

Обеспечение защиты от несанкционированного изменения параметров счетчика, при этом защита должна быть обеспечена на программном (логическом) уровне (установка паролей) и аппаратном (физическом) уровне (установка пломб, марок и т.п.).

Среднее время наработки на отказ счетчика должно составлять не менее 100 000 часов, время восстановления не более $t_B = 3$ суток, межповерочный интервал – не менее 10 лет.

3. Метрологическое обеспечение

Все СИ (измерительные трансформаторы тока, напряжения, щитовые электроизмерительные приборы, измерительные преобразователи, СИ входящие в состав СУЭ и т.д.) должны иметь сертификаты (свидетельства) об утверждении типа средств измерений и внесены в Государственный реестр средств измерений РФ и иметь действующие свидетельства о поверке.

3.1 Расчет сечения проводов вторичных токовых цепей учета и измерения

Сечение проводов токовых цепей должно соответствовать требованиям по допустимой вторичной нагрузке трансформаторов тока согласно ГОСТ 7746-2015. Суммарная мощность измерительных приборов, установленных во вторичной измерительной цепи, контактов и мощность, рассеиваемая на кабеле вторичной измерительной цепи, не должна превышать номинальную мощность вторичной измерительной обмотки трансформатора тока.

Проведем расчет для точек учета указанных в графической части.

Сечения проводов токовых цепей схемы включения счётчика «полная звезда» рассчитывается по следующей формуле:

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p style="text-align: center;"><i>ТЭС-068-003-19-ИОС2.3</i></p>						Лист
									3
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

$$q = \rho \frac{L}{R_{\text{пров.}}}$$

где: L - длина соединительных проводов, м;

ρ - удельное электрическое сопротивление материала провода, Ом мм²/м;

для кабеля с медными жилами $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$

$R_{\text{пров.}}$ - сопротивление проводника (Ом), рассчитывается по следующей формуле:

$$R_{\text{пров.}} = \frac{S_{\text{ном}}}{I_{2н}^2} - (\sum R_{\text{приб.}} + R_{\text{конт.}})$$

где: $S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора тока;

$I_{2н}$ - номинальный вторичный ток, А;

$R_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов соединительных проводов, Ом;

$R_{\text{приб}}$ - сопротивление приборов включенных в измерительную цепь Ом.

Сопротивление приборов $R_{\text{приб}}$ рассчитывается по следующей формуле:

$$R_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}} + S_{\text{сч}}}{I_{2н}^2}$$

где $S_{\text{приб}}$ - потребляемая мощность прибора, ВА;

$S_{\text{сч}}$ - потребляемая мощность счетчика, ВА;

$I_{2н}$ - номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока, А.

Производим расчет цепей измерения Ячейка № 9

В расчете учитывается сопротивление приборов, подключенных к вторичной обмотке трансформатора тока и сопротивление контактов соединительных проводов.

Находим сопротивление измерительных приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{сч}}}{I_{2н}^2} = \frac{0,1}{25} = 0,004 \text{ Ом}$$

Рассчитываем сопротивление проводов:

$$R_{\text{пров.}} = \frac{S_{2н}}{I_{2н}^2} - (\sum R_{\text{приб.}} + R_{\text{конт.}}) = \frac{5}{25} - (0,004 + 0,05) = 0,19 \text{ Ом}$$

Таким образом, найдём минимально допустимое сечение кабеля:

$$q = \rho \frac{L}{R_{\text{пров.}}} = 0,0175 \cdot \frac{4}{0,19} = 0,37 \text{ мм}^2$$

Исходя из полученного значения следует, что необходимо проложить медный кабель сечением не менее 0,37 мм², при этом измерительные токовые цепи присоединения будут гарантированно удовлетворять требованиям по допустимой вторичной нагрузке трансформаторов тока согласно ГОСТ 7746-2015. Исходя из условий механической прочности (п.3.4.4 ПУЭ

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					ТЭС-068-003-19-ИОС2.3		Лист
									4
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

7-е изд.) жилы контрольных кабелей для присоединения под винт к зажимам панелей и аппаратов должны иметь сечение не менее $2,5 \text{ мм}^2$, для токовых цепей.

Найдем сопротивление провода сечением $2,5 \text{ мм}^2$.

$$R_{\text{пров.}} = \rho \frac{L}{q} = 0,0175 \cdot \frac{4}{2,5} = 0,028 \text{ Ом}$$

Находим полную нагрузку на трансформатор тока:

$$S_2 = \left(\sum R_{\text{приб.}} + R_{\text{конт.}} + R_{\text{пров.}} \right) \cdot I_{2H}^2 = (0,004 + 0,05 + 0,028) \cdot 25 = 2,05 \text{ ВА}$$

Условие $1,25 \text{ ВА} < S_2 < 5 \text{ ВА}$ (ГОСТ 7746-2015) выполняется, установка догрузочных резисторов не требуется.

Расчёты для других присоединений производятся аналогичным образом, их результаты приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Результаты расчета сечения проводов вторичных цепей трансформатора тока. Цепи учета.

№	Место установки прибора	Данные о ТТ			S , ВА	Длина кабеля, м	q расч, мм ²	q реком., мм ²	R, Ом	S ₂ , ВА
		Тип ТТ	S _{2H}	Фазы						
Цепи учета										
1	Ячейка №7 6кВ	ТЛЮ-10	5	А,В,С	0,1	4	0,39	2,5	0,028	2,05
2	Ячейка №9 6кВ	ТЛП-10	5	А,В,С	0,1	4	0,39	2,5	0,028	2,05
3	Ячейка №11 6кВ	ТЛП-10	5	А,В,С	0,1	4	0,39	2,5	0,028	2,05
4	Ячейка №13 6кВ	ТЛП-10	5	А,В,С	0,1	4	0,39	2,5	0,028	2,05
5	Ячейка №15 6кВ	ТЛП-10	5	А,В,С	0,1	4	0,39	2,5	0,028	2,05
6	Ячейка №17 6кВ	ТЛП-10	5	А,В,С	0,1	4	0,39	2,5	0,028	2,05
7	Ячейка №6 6кВ	ТЛЮ-10	5	А,В,С	0,1	4	0,39	2,5	0,028	2,05
8	Ячейка №10 6кВ	ТЛП-10	5	А,В,С	0,1	4	0,39	2,5	0,028	2,05
9	Ячейка №12 6кВ	ТЛП-10	5	А,В,С	0,1	4	0,39	2,5	0,028	2,05
10	Ячейка №14 6кВ	ТЛП-10	5	А,В,С	0,1	4	0,39	2,5	0,028	2,05
11	Ячейка №16 6кВ	ТЛП-10	5	А,В,С	0,1	4	0,39	2,5	0,028	2,05
12	Ячейка №18 6кВ	ТЛП-10	5	А,В,С	0,1	4	0,39	2,5	0,028	2,05

Примечание: в расчетах сечения проводов измерительных цепей тока учтено переходное сопротивление контактов соединительных проводов $R_{\text{конт.}}$.

Вывод: в результате расчета было установлено, что необходимо проложить медные кабели сечением 2,5, при этом измерительные токовые цепи присоединений будут гарантированно удовлетворять требованиям по допустимой вторичной нагрузке трансформаторов тока, согласно ГОСТ 7746-2015.

3.2 Обоснование применения трансформаторов тока.

Проверка коэффициента трансформации трансформаторов тока проводится на соответствии требованиям ГОСТ 7746-2015 и ГОСТ 31818.11-2012.

Первичный ток нагрузки трансформаторов тока класса точности 0,5S должен находиться в диапазоне (5-100%) $I_{\text{ном}}$, в котором обеспечивается допускаемая погрешность работы ТТ:

						ТЭС-068-003-19-ИОС2.3	Лист
							5
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл

Результаты проверки сведем в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 - Результаты проверки загрузки трансформаторов тока.

№ п/п	Присоединение	Трансформатор тока			Рабочий ток (А) в обмотках ТТ				I _{доп} , А мин/макс
		Тип	K _{ТТ}	Класс точности	I _{раб. мин1} , А	I _{раб. макс1} , А	I _{раб. мин2} , А	I _{раб. макс2} , А	
Цепи учета									
1	Ячейка №7 6кВ	ТЛО-10	100/5	0,5S	5	12	0,25	0,6	0,25/5
2	Ячейка №9 6кВ	ТЛП-10	400/5	0,5S	20	365	0,25	4,5	0,25/5
3	Ячейка №11 6кВ	ТЛП-10	100/5	0,5S	5	100	0,25	5	0,25/5
4	Ячейка №13 6кВ	ТЛП-10	200/5	0,5S	10	176	0,25	4,4	0,25/5
5	Ячейка №15 6кВ	ТЛП-10	400/5	0,5S	20	233	0,25	2,9	0,25/5
6	Ячейка №17 6кВ	ТЛП-10	300/5	0,5S	15	206	0,25	3,4	0,25/5
7	Ячейка №6 6кВ	ТЛО-10	100/5	0,5S	5	12	0,25	0,6	0,25/5
8	Ячейка №10 6кВ	ТЛП-10	400/5	0,5S	20	365	0,25	4,5	0,25/5
9	Ячейка №12 6кВ	ТЛП-10	100/5	0,5S	5	100	0,25	5	0,25/5
10	Ячейка №14 6кВ	ТЛП-10	200/5	0,5S	10	176	0,25	4,4	0,25/5
11	Ячейка №16 6кВ	ТЛП-10	400/5	0,5S	20	206	0,25	2,5	0,25/5
12	Ячейка №18 6кВ	ТЛП-10	400/5	0,5S	20	206	0,25	2,5	0,25/5

Вывод: в результате расчета установлено, что трансформаторы тока соответствуют требованиям ГОСТ 7746-2015 и ГОСТ 31818.11-2012.

Закключение о соответствии трансформаторов тока по нагрузке и по классу точности приведены в таблице 3.3. Значения приведены на основании расчета вторичных цепей измерительных трансформаторов тока.

Таблица 3.3 – Заключение о соответствии применяемых ТТ в цепях учета

№	Место установки ТТ	Тип ТТ	Класс точности	Мощность вторичной обмотки, ВА						Мощность догр. рез.	Факт. вторичная нагрузка, % от номинальной			Закл-е
				Номинальная			Фактическая				А	В	С	
				А	В	С	А	В	С					
Цепи учета														
1	Ячейка №7 6кВ	ТЛО-10	0,5S	5	5	5	2,05	2,05	2,05	-	41	41	41	Соотв.
2	Ячейка №9 6кВ	ТЛП-10	0,5S	5	5	5	2,05	2,05	2,05	-	41	41	41	Соотв.
3	Ячейка №11 6кВ	ТЛП-10	0,5S	5	5	5	2,05	2,05	2,05	-	41	41	41	Соотв.
4	Ячейка №13 6кВ	ТЛП-10	0,5S	5	5	5	2,05	2,05	2,05	-	41	41	41	Соотв.
5	Ячейка №15 6кВ	ТЛП-10	0,5S	5	5	5	2,05	2,05	2,05	-	41	41	41	Соотв.
6	Ячейка №17 6кВ	ТЛП-10	0,5S	5	5	5	2,05	2,05	2,05	-	41	41	41	Соотв.
7	Ячейка №6 6кВ	ТЛО-10	0,5S	5	5	5	2,05	2,05	2,05	-	41	41	41	Соотв.
8	Ячейка №10 6кВ	ТЛП-10	0,5S	5	5	5	2,05	2,05	2,05	-	41	41	41	Соотв.
9	Ячейка №12 6кВ	ТЛП-10	0,5S	5	5	5	2,05	2,05	2,05	-	41	41	41	Соотв.
10	Ячейка №14 6кВ	ТЛП-10	0,5S	5	5	5	2,05	2,05	2,05	-	41	41	41	Соотв.
11	Ячейка №16 6кВ	ТЛП-10	0,5S	5	5	5	2,05	2,05	2,05	-	41	41	41	Соотв.
12	Ячейка №18 6кВ	ТЛП-10	0,5S	5	5	5	2,05	2,05	2,05	-	41	41	41	Соотв.

Вывод: в результате расчета установлено, что трансформаторы тока соответствуют требованиям ГОСТ 7746-2015.

Взам. инв. №		3	Ячейка №11 6кВ	ТЛП-10	0,5S	5	5	5	2,05	2,05	2,05	-	41	41	41	Соотв.
		4	Ячейка №13 6кВ	ТЛП-10	0,5S	5	5	5	2,05	2,05	2,05	-	41	41	41	Соотв.
Подп. и дата		5	Ячейка №15 6кВ	ТЛП-10	0,5S	5	5	5	2,05	2,05	2,05	-	41	41	41	Соотв.
		6	Ячейка №17 6кВ	ТЛП-10	0,5S	5	5	5	2,05	2,05	2,05	-	41	41	41	Соотв.
		7	Ячейка №6 6кВ	ТЛЮ-10	0,5S	5	5	5	2,05	2,05	2,05	-	41	41	41	Соотв.
		8	Ячейка №10 6кВ	ТЛП-10	0,5S	5	5	5	2,05	2,05	2,05	-	41	41	41	Соотв.
		9	Ячейка №12 6кВ	ТЛП-10	0,5S	5	5	5	2,05	2,05	2,05	-	41	41	41	Соотв.
		10	Ячейка №14 6кВ	ТЛП-10	0,5S	5	5	5	2,05	2,05	2,05	-	41	41	41	Соотв.
		11	Ячейка №16 6кВ	ТЛП-10	0,5S	5	5	5	2,05	2,05	2,05	-	41	41	41	Соотв.
		12	Ячейка №18 6кВ	ТЛП-10	0,5S	5	5	5	2,05	2,05	2,05	-	41	41	41	Соотв.
Инв. № подл.		Вывод: в результате расчета установлено, что трансформаторы тока соответствуют требованиям ГОСТ 7746-2015.														
			ТЭС-068-003-19-ИОС2.3												Лист	
															6	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата											

3.3 Обоснование применения трансформаторов напряжения, примененных в ИИК

Согласно ГОСТ 1983-2015 предел вторичной нагрузки ТН должен находиться в диапазоне:

$$от \ 0,25 \cdot S_{ном} \left(\frac{U_1}{U_{ном}} \right)^2 \ до \ S_{ном} \left(\frac{U_1}{U_{ном}} \right)^2$$

где: $S_{ном}$ - номинальная мощность трансформатора в данном классе точности, ВА;

$U_{ном}$ - 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).

Расчет нагрузки вторичной обмотки трансформатора напряжения обмотка учета Кт=0,5.

При соединении вторичных обмоток однофазных ТН в звезду нагрузка, подсчитанная для наиболее загруженной фазы, должна сопоставляться с мощностью одной фазы трансформаторов в требуемом классе точности.

Рассчитываем фазную нагрузку по вторичной обмотке трансформатора напряжения, для ТН 6 кВ 1СШ:

$$S_A = S_{PIK} \times 6 + S_{P3A} = 6 + 5,5 = 11,5 \text{ ВА}$$

$$S_B = S_{PIK} \times 6 + S_{P3A} = 6 + 5,5 = 11,5 \text{ ВА}$$

$$S_C = S_{PIK} \times 6 + S_{P3A} = 6 + 5,5 = 11,5 \text{ ВА}$$

где S_{PIK} - потребляемая мощность прибора, ВА

При номинальной мощности вторичной обмотки трансформатора напряжения равной $S_{ном \text{ ТН}} = 6 \text{ ВА}$, условие ГОСТ 1983-2015 выполняется.

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. ив. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ТЭС-068-003-19-ИОС2.3			7

Производим расчет для точки измерения, максимально удаленной от ТН для цепей напряжения принимаем кабель сечением 2,5 мм², что удовлетворяет требованию ПУЭ по условиям механической прочности.

Рассчитываем потери напряжения от ТН1-6 кВ до ОЛ яч.18

Первый участок от ТН до клеммника в яч. ТН

$$\Delta U_1 = \frac{K_{сч} \cdot S_{сум} \cdot L_1}{U_n \cdot \gamma \cdot q} = \frac{3 \cdot 17,5 \cdot 3}{100 \cdot 57 \cdot 2,5} = 0,011 B$$

Рассчитываем потери напряжения от ячейки ТН1 6кВ до ОЛ яч.18:

$$\Delta U_2 = \frac{K_{сч} \cdot S \cdot L_2}{U_n \cdot \gamma \cdot q} = \frac{3 \cdot 11,5 \cdot 15}{100 \cdot 57 \cdot 2,5} = 0,036 B$$

Рассчитываем потери напряжения в ячейке ОЛ №18 до счетчика:

$$\Delta U_3 = \frac{K_{сч} \cdot S_{ПК} \cdot L_3}{U_n \cdot \gamma \cdot q} = \frac{3 \cdot 1 \cdot 5}{100 \cdot 57 \cdot 2,5} = 0,001 B$$

Рассчитываем полную потерю напряжения от ТН до шкафа счетчиков:

$$\Delta U = \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_3 = 0,011 + 0,036 + 0,001 = 0,048 B$$

Выражаем потери напряжения во вторичных измерительных цепях в процентах от номинального напряжения:

$$\Delta U\% = \frac{100 \cdot \Delta U}{U_{ном}} = \frac{100 \cdot 0,048}{100} = 0,048\%$$

Исходя из расчета, падение напряжения, во вторичных измерительных цепях трансформатора напряжения для точки измерения ОЛ яч.№18, составляет 0,048 %. Следовательно, кабель от трансформатора напряжения до счетчиков удовлетворяют требованиям ПУЭ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ТЭС-068-003-19-ИОС2.3				9