



Общество с ограниченной ответственностью "ЦЭИ-Энерго"  
свидетельство СРО №0148.02-2010-7810070295-П-057 от 15.06.2011

## ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

шифр 174

### Строительство КЛ 10 кВ от ТП №5 до проектируемой ТП 10/0,4 кВ в д. Озерки-1 Всеволожского района ЛО; Строительство ТП 10/0,4 кВ в д. Озерки-1 Всеволожского района ЛО

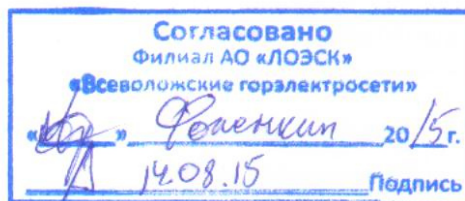
(заявители: ПОЛАР)

РАЗДЕЛ 1. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Том 1. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

174-ПЗР-т.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	46/15		05.15
2	51/15		07.15
3	72/15		09.15



Санкт – Петербург  
2014 год



Общество с ограниченной ответственностью "ЦЭИ-Энерго"  
свидетельство СРО №0148.02-2010-7810070295-П-057 от 15.06.2011

## ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

шифр 174

### Строительство КЛ 10 кВ от ТП №5 до проектируемой ТП 10/0,4 кВ в д. Озерки-1 Всеволожского района ЛО; Строительство ТП 10/0,4 кВ в д. Озерки-1 Всеволожского района ЛО

(заявители: ПОЛАР)

РАЗДЕЛ 1. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Том 1. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

174-ПЗР-т.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	46/15		05.15
2	51/15		07.15
3	72/15		09.15

Согласовано

Генеральный директор

В.А. Джиоев

Главный инженер проекта

\_\_\_\_\_

А.В. Голуб

Санкт – Петербург

2014 год

Инв. № подл.

Подпись и дата

Взам.инв. №


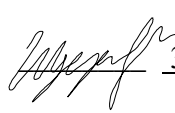







Лист подписей

В разработке технической документации принимали участие:

Нормоконтролер		<u>30.09.2014</u>	<u>А.Е. Шмарин</u>
Главный специалист		<u>30.09.2014</u>	<u>Д.А. Щекотин</u>
Ведущий инженер		<u>30.09.2014</u>	<u>А.В.Лазарев</u>

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

174-ПЗР-т.1

Лист регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в документе	№ документа	Подпись	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

174-ПЗР-т.1

**Лист согласований**

Наименование	Подпись	Расшифровка подписи

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

**174-ПЗР-т.1**



## 1 Общая часть

Рабочий проект выполнен на основании технического задания на проектирование (см. Приложение 1), свидетельства СРО о допуске к работам по подготовке проектной документации №0148.02-2010-7810070295-П-057 от 15.06.2011 (см. Приложение 2).

В состав проекта входит:

- строительство ТП типа КТПН 10/0,4кВ на территории ЗАО "ПОЛАР";
- строительство КЛ 10 кВ ф.525-315 от ТП№5 (ячейка №2 РУ 10 кВ ТП№525) до проектируемой КТПН 10/0,4 кВ протяженностью 1318,15 м.;

Общая протяженность кабельных линий 10 кВ составляет 1318,15 метра.

## 2 Сведения о соблюдении норм, правил, инструкций и государственных стандартов

Рабочий проект разработан в соответствии с государственными нормами, правилами и стандартами, действующими на дату выпуска проекта, а также техническими условиями и требованиями, выданными органами государственного надзора (контроля) и заинтересованными организациями при согласовании места размещения объекта.

Принятые в рабочем проекте технические решения учитывают передовой отечественный и зарубежный опыт строительства и эксплуатации аналогичных сетевых объектов и обеспечивают соблюдение требуемых мер по охране окружающей природной среды.

## 3 Расчетные климатические условия

Климатические условия в районе проектируемых линий электропередачи приняты согласно "Региональным картам нормативных гололедных и ветровых нагрузок Ленинградской области" следующими:

- толщина стенки гололеда 15 мм (II район);
- скоростной напор ветра 500 Па (II район);
- максимальная температура воздуха плюс 35°С;
- минимальная температура воздуха минус 40°С;
- среднегодовая температура воздуха плюс 5,0°С;
- среднегодовая продолжительность гроз до 40 часов.

## 4 Технологические и строительные решения

### 4.1 Кабельные линии 10 кВ

В проекте предусматривается сооружение:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

174-ПЗР-т.1

Лист

8

- КЛ 10 кВ ф.525-315 от ячейки №2 РУ 10 кВ в существующей ТП№525 до проектируемой КТПН 10/0,4 кВ на территории ЗАО "ПОЛАР" в д. Озерки, выполненная кабелем АСБ2л-10-3х240.

План КЛ 10 кВ в М 1:500 представлен на топосъемке, выполненной ООО "ТЕРРА", см. чертеж 174-450-ЭС л.2.

Трасса КЛ 10 кВ проходит по землям муниципального образования и ЗАО "ПОЛАР" в соответствии с выкопировкой с кадастровой карты.

Марка и сечение кабеля приняты в соответствии с расчетами и ПУЭ изд.7. Сечения кабелей проверено по допустимому длительному току в аварийном режиме, на термическую устойчивость токам короткого замыкания, по допустимому отклонению напряжения у потребителей и по условиям срабатывания защиты при коротких замыканиях. Результаты расчета см. черт. 174-450-ЭС листы 5,6.

Проектируемая КЛ 10 кВ до КТПН 10/0,4 кВ прокладывается в траншеях шириной 0,3 м, в основном на глубине 0,7 м от спланированной поверхности за исключением участков пересечения с существующими инженерными сетями и коммуникациями. По всей длине траншеи (кроме участков, где кабель прокладывается в трубах) проектом предусмотрена защита кабелей плиткой ПЗК.

На пересечениях КЛ 10 кВ с подземными коммуникациями кабель прокладывается в трубах ТЗК диаметром 160 мм. Эскизы пересечений приведены на чертеже 174-450-ЭС лист 2.

На плане трассы, см. чертеж 174-450-ЭС лист 2 показаны участки, где расстояние от проектируемой КЛ 10 кВ до существующих деревьев менее 2,0 метров и ответствен там проектируемая КЛ 10 кВ прокладывается в трубе ТЗК диаметром 160мм. На всех других участках соблюдать минимальное расстояние до кустарников и деревьев.

Прокладка кабельной линии выполнена так, чтобы в процессе монтажа и эксплуатации было исключено возникновение в ней опасных механических напряжений и повреждений. Траншея перед прокладкой кабеля осмотрена на вещества, разрушительно действующие на металлический покров и оболочку кабеля.

Прокладку КЛ 10 кВ выполнить в соответствии с кабельным журналом, см. чертеж 174-450-ЭС л.2. Прокладка кабеля выполнена с использованием проекта А5-92 ВНИПИ "Тяжпромэлектропроект".

Расчетные схемы фидеров представлены на чертеже 174-450-ЭС лист 6.

Ведомость объемов строительно-монтажных работ представлена на чертеже 174-450-ЭС.ВР.

## 4.2 Комплектная трансформаторная подстанция КТПН 10/0,4кВ

### 4.2.1 Общие сведения

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №
--------------	----------------	-------------

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

174-ПЗР-т.1

В соответствии с заданием на проектирование проектом предусмотрено строительство комплектной трансформаторной подстанции КТП-100/10/0,4-У1 в металлической оболочке внутреннего обслуживания с маслонаполненными трансформаторами типа ТМГСУ. Степень защиты по ГОСТ 14254 – IP54. Вводы и выводы ВН и НН в КТП 10/0,4 кВ осуществляются кабелями.

#### 4.2.2 Генплан, транспорт и общеплощадочные решения

Проектом предусмотрена установка комплектной трансформаторной подстанции киоскового типа (КТП) напряжением 10/0,4кВ с одним силовым трансформатором типа ТМГСУ, мощностью 100кВА. Завод-изготовитель трансформаторной подстанции – на основании конкурса.

Общий вид КТП показан на чертеже 174-500-ЭП лист 2.

Привязку проектируемой КТП на плане, см. чертеж 174-500-ЭП лист 10.

Трансформаторная подстанция имеет кабельный ввод по стороне ВН и кабельные выводы отходящих линий по стороне НН.

КТП устанавливается на фундамент незаглубленного типа с использованием блоков ФБС. Чертеж фундамента приведен на чертеже 174-500-ЭП лист 3. Выполнить удаление растительного слоя на глубину 300 мм, засыпать песком выемку и сверху засыпать щебнем фракции 20-40 мм на высоту 100 мм.

КТП имеет следующие виды защиты:

- от междуфазных коротких замыканий (предохранители ПКТ);
- от перегрузки и междуфазных коротких замыканий на линиях 0,4кВ (автоматическими выключателями).

Нейтрали и корпуса трансформаторов, а также все другие металлические части КТП должны быть соединены с заземляющими устройствами. Сопротивление каждого заземляющего устройства должно быть не более 4 Ом при  $\rho = 100$  Ом м, см. чертеж 174-500-ЭП лист 5. Местоположение подстанций согласовано с заказчиком и всеми заинтересованными организациями.

#### 4.2.3 Освещение

Освещение помещений КТП осуществляется от РУ 0,4 кВ.

Оборудование для освещения помещений входит в комплект поставки КТП.

#### 4.2.4 Заземление и молниезащита

Все металлические нетоковедущие части оборудования, установленного в КТП, которые могут оказаться под напряжением, должны быть присоединены к контуру заземления сваркой или болтовыми соединениями.

В подстанции выполнено общее заземляющее устройство для электроустановок напряжением 0,4 и 10 кВ.

Сопротивление заземляющего устройства  $R_z$  согласно ПУЭ §1.7.96, §1.7.97 и §1.7.101 в любое время года должно быть не более 4 Ом.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

174-ПЗР-т.1

К внутреннему заземляющему контуру присоединены нейтраль трансформатора на стороне 0,4 кВ, корпус трансформатора, металлические нетоковедущие РУВН, РУНН и части щитового оборудования, обкладки дверных проемов и полотна дверей и ворот.

Внутренние заземляющие контура каждого блока в двух местах присоединяются к наружному контуру заземления.

Расчет наружного заземляющего устройства см. Приложение 5. Заземляющее устройство КТП представлено на черт. 196-500-ЭП л. 9 .

Защита здания КТП от прямых ударов молнии осуществляется металлической кровлей, крышей здания КТП (число грозových часов в году не более 40). Металлический корпус КТП соединяется в двух точках с наружным контуром заземления сталью диаметром 10 мм.

#### 4.2.5 Учет электроэнергии

Учет потребляемой электроэнергии предусмотрен на вводе счетчиком типа Вектор-3 V3 ART-03 PND 3\*230/400В, кл. точности 0,5S, включенным через трансформаторы тока Т-0,66-0,5S 150/5. На трансформаторах тока предусмотрены опломбирующие заглушки. Так же предусмотрена установка испытательных клеммных колодок.

### 5 Релейная защита и автоматика

Релейная защита и автоматика элементов проектируемых сооружений выполнена в соответствии с разделом 3 ПУЭ и действующими директивными указаниями по релейной защите.

В проектируемой КТПН 10/0,4 кВ ЗАО “ПОЛАР” в д. Озерки вводы 10 кВ трансформатора защищены предохранителями ПКТ-10 с  $I_{пв}=16А$ .

Релейная защита и автоматика вводов 10 кВ трансформаторов на БКТПБ №1 выполнена на микропроцессорных устройствах типа VIP-300LL, которыми оборудованы ячейки RM6 производства Schneider Electric.

Принципиальные схемы выполнены на основании заводских схем на ячейки RM6 производства Schneider Electric.

Для вводов трансформаторов 10 кВ предусмотрены:

- максимальная токовая защита от междуфазных коротких замыканий;
- максимальная токовая защита от перегруза трансформатора;
- защита от однофазных замыканий на землю с действием на сигнал;

Релейная защита и автоматика вводов 10 кВ трансформаторов БКТПБ №2, №3, №4 выполнена на микропроцессорных устройствах типа Seram T20, которыми оборудованы ячейки RM6 производства Schneider Electric.

- максимальная токовая защита от междуфазных коротких замыканий;
- максимальная токовая защита от перегруза трансформатора;
- защита от однофазных замыканий на землю с действием на сигнал;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Организация шинок управления и сигнализации выполнена в шкафу оперативного тока. Для обеспечения надежности питания блоков релейной защиты после исчезновения напряжения на подстанции в шкафу оперативного тока предусмотрены источники бесперебойного питания с аккумуляторными батареями.

На БКТПБ №5 и №6 вводы 10 кВ трансформатора защищены предохранителями ПКТ-10 с  $I_{пв}=50A$

На ТП №№7, 8, 9 вводы 10 кВ трансформатора защищены предохранителями ПКТ-10 с  $I_{пв}=100A$

На ТП №10 и 11 вводы 10 кВ трансформатора защищены предохранителями ПКТ-10 с  $I_{пв}=16A$

На ТП №12 вводы 10 кВ трансформатора защищены предохранителями ПКТ-10 с  $I_{пв}=20A$

Расчет проектируемых устройств релейной защиты выполнен на основании исходных данных, полученных для нагрузки по акту ОАО «Ленэнерго»

Расчетные токи для точек КЗ

К1

Наименование ПС, РП, ТП		ПС 525						
Присоединение		Секция	Уном, кВ	U на шинах	X сис min	X сис max	I3кз.max, кА	I3кз.min, кА
315 (416)		1(2)	10	10,5	0,848	0,470	12,900	7,150

К2

На шинах										За трансформатором (к Увн)								
Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА
1 участок		A-240	1,24	ТМГ-1000 ДУ	0,081	0,895	0,517	0,898	0,523	6,747	5,843	11,587	5,500	1,080	5,390	0,937	0,811	1,007

К3

На шинах										За трансформатором (к Увн)								
Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА
1 участок		A-240	1,24	ТМГ-1000 ДУ	0,081	0,895	0,517	0,898	0,523	6,747	5,843	11,587	5,500	1,080	5,390	0,937	0,811	1,007
2 участок		A-120	2,425	ТМГ-250У	0,626	0,196	0,196	1,300	1,004	4,665	4,040	6,041	5,500	1,080	5,390	0,887	0,768	0,953

К4

На шинах										За трансформатором (к Увн)								
Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА
1 участок		A-240	1,24	ТМГ-1000 ДУ	0,081	0,895	0,517	0,898	0,523	6,747	5,843	11,587	5,500	1,080	5,390	0,937	0,811	1,007
2 участок		A-240	0,75	ТМГ-1000 ДУ	0,048	0,028	0,028	0,932	0,560	6,506	5,634	10,825	5,500	1,080	5,390	0,931	0,807	1,001

К5

На шинах										За трансформатором (к Увн)								
----------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	----------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

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

174-ПЗР-т.1

Лист

12

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА
1 участок		A-240	1,24	ТМГ-1000 ДУ	0,081	0,895	0,517	0,898	0,523	6,747	5,843	11,587	5,500	1,080	5,390	0,937	0,811	1,007
2 участок		A-240	4,95	ТМГ-630 ДУ	0,639	0,371	0,371	1,456	1,143	4,164	3,606	5,305	8,730	1,910	8,520	0,592	0,513	0,621

**К6**

На шинах

За трансформатором (к Увн)

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА
1 участок		A-240	1,24		0,081	0,895	0,517	0,898	0,523	6,747	5,843	11,587						
2 участок		A-240	0,75		0,048	0,028	0,028	0,932	0,560	6,506	5,634	10,825						
3 участок		A-240	0,81	ТМГ-1000 ДУ	0,104	0,061	0,061	1,011	0,649	5,995	5,192	9,336	5,500	1,080	5,390	0,919	0,796	0,988
4 участок		A-240	0,991	ТМГ-1000 ДУ	0,128	0,074	0,074	1,118	0,770	5,423	4,696	7,873	5,500	1,080	5,390	0,905	0,784	0,972

**К7**

На шинах

За трансформатором (к Увн)

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА
1 участок		A-240	1,24	ТМГ-1000 ДУ	0,081	0,895	0,517	0,898	0,523	6,747	5,843	11,587	5,500	1,080	5,390	0,937	0,811	1,007
2 участок		A-240	0,75	ТМГ-1000 ДУ	0,048	0,028	0,028	0,932	0,560	6,506	5,634	10,825	5,500	1,080	5,390	0,931	0,807	1,001
3 участок		A-240	0,397	ТМГ-1000 ДУ	0,051	0,030	0,030	0,970	0,603	6,251	5,414	10,061	5,500	1,080	5,390	0,925	0,801	0,994

**К8**

На шинах

За трансформатором (к Увн)

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА
1 участок		A-240	1,24	ТМГ-1000 ДУ	0,081	0,895	0,517	0,898	0,523	6,747	5,843	11,587	5,500	1,080	5,390	0,937	0,811	1,007
2 участок		A-240	1,2	ТМГ-630 ДУ	0,155	0,090	0,090	1,013	0,651	5,987	5,185	9,312	8,730	1,910	8,520	0,616	0,534	0,647

**К9**

На шинах

За трансформатором (к Увн)

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА
1 участок		A-240	1,24		0,081	0,895	0,517	0,898	0,523	6,747	5,843	11,587						
2 участок		A-240	0,75		0,048	0,028	0,028	0,932	0,560	6,506	5,634	10,825						
3 участок		A-240	0,81	ТМГ-1000 ДУ	0,104	0,061	0,061	1,011	0,649	5,995	5,192	9,336	5,500	1,080	5,390	0,919	0,796	0,988
4 участок		A-240	0,991	ТМГ-1000 ДУ	0,128	0,074	0,074	1,118	0,770	5,423	4,696	7,873	5,500	1,080	5,390	0,905	0,784	0,972

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

174-ПЗР-т.1

Лист

13

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5 участка	A-120	0,16	ТМГ-1000 ДУ	0,041	0,013	0,013	1,144	0,801	5,299	4,589	7,564	5,500	1,080	5,390	0,902	0,781	0,968
-----------	-------	------	-------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

**К10**

На шинах

За трансформатором (к Увн)

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА
1 участка		A-240	1,24	ТМГ-1000 ДУ	0,081	0,895	0,517	0,898	0,523	6,747	5,843	11,587	5,500	1,080	5,390	0,937	0,811	1,007
2 участка		A-240	0,75	ТМГ-1000 ДУ	0,048	0,028	0,028	0,932	0,560	6,506	5,634	10,825	5,500	1,080	5,390	0,931	0,807	1,001
3 участка		A-240	0,397	ТМГ-1000 ДУ	0,051	0,030	0,030	0,970	0,603	6,251	5,414	10,061	5,500	1,080	5,390	0,925	0,801	0,994
4 участка		A-240	0,235	ТМГ-1000 ДУ	0,030	0,018	0,018	0,993	0,629	6,102	5,284	9,635	5,500	1,080	5,390	0,922	0,798	0,990

**К11**

На шинах

За трансформатором (к Увн)

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА
1 участка		A-240	1,24	ТМГ-1000 ДУ	0,081	0,895	0,517	0,898	0,523	6,747	5,843	11,587	5,500	1,080	5,390	0,937	0,811	1,007
2 участка		A-240	1,2	ТМГ-630 ДУ	0,155	0,090	0,090	1,013	0,651	5,987	5,185	9,312	8,730	1,910	8,520	0,616	0,534	0,647
3 участка		A-240	2,5	ТМГ-100 YZ	0,323	0,188	0,188	1,299	0,971	4,668	4,043	6,242	47,000	22,700	41,150	0,125	0,108	0,126

**К12**

На шинах

За трансформатором (к Увн)

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА
1 участка		A-240	1,24	ТМГ-1000 ДУ	0,081	0,895	0,517	0,898	0,523	6,747	5,843	11,587	5,500	1,080	5,390	0,937	0,811	1,007
2 участка		A-240	1,2	ТМГ-630 ДУ	0,155	0,090	0,090	1,013	0,651	5,987	5,185	9,312	8,730	1,910	8,520	0,616	0,534	0,647
3 участка		A-240	1,9	ТМГ-100 YZ	0,245	0,143	0,143	1,226	0,891	4,945	4,282	6,806	47,000	22,700	41,150	0,125	0,108	0,127

**К13**

На шинах

За трансформатором (к Увн)

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА
1 участка		A-240	1,24		0,081	0,895	0,517	0,898	0,523	6,747	5,843	11,587						
2 участка		A-240	0,75		0,048	0,028	0,028	0,932	0,560	6,506	5,634	10,825						
3 участка		A-240	0,81	ТМГ-1000 ДУ	0,104	0,061	0,061	1,011	0,649	5,995	5,192	9,336	5,500	1,080	5,390	0,919	0,796	0,988
4 участка		A-240	0,991	ТМГ-1000 ДУ	0,128	0,074	0,074	1,118	0,770	5,423	4,696	7,873	5,500	1,080	5,390	0,905	0,784	0,972
5 участка		A-120	0,16	ТМГ-1000 ДУ	0,041	0,013	0,013	1,144	0,801	5,299	4,589	7,564	5,500	1,080	5,390	0,902	0,781	0,968

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

174-ПЗР-т.1

Лист

14

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

6 участка	A-120	0,11	ТМГ-1000 ДУ	0,028	0,009	0,009	1,163	0,824	5,214	4,515	7,360	5,500	1,080	5,390	0,900	0,779	0,966
-----------	-------	------	-------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

**К14**

На шинах

За трансформатором (к Увн)

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА
1 участка		A-240	1,24	ТМГ-1000 ДУ	0,081	0,895	0,517	0,898	0,523	6,747	5,843	11,587	5,500	1,080	5,390	0,937	0,811	1,007
2 участка		A-240	0,75	ТМГ-1000 ДУ	0,048	0,028	0,028	0,932	0,560	6,506	5,634	10,825	5,500	1,080	5,390	0,931	0,807	1,001
3 участка		A-240	0,397	ТМГ-1000 ДУ	0,051	0,030	0,030	0,970	0,603	6,251	5,414	10,061	5,500	1,080	5,390	0,925	0,801	0,994
4 участка		A-240	0,235	ТМГ-1000 ДУ	0,030	0,018	0,018	0,993	0,629	6,102	5,285	9,635	5,500	1,080	5,390	0,922	0,798	0,990
5 участка		A-120	0,119	ТМГ-1000 ДУ	0,031	0,010	0,010	1,010	0,649	6,002	5,198	9,335	5,500	1,080	5,390	0,920	0,796	0,988

**К15**

На шинах

За трансформатором (к Увн)

Линия	ВЛ	КЛ	Длина, км	Тр-р	R	Xmin	Xmax	Zmin	Zmax	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА	Zтр	Rтр	Xтр	I3кз.min, кА	I2кз.min	I3кз.max, кА
1 участка		A-240	1,24		0,081	0,895	0,517	0,898	0,523	6,747	5,843	11,587						
2 участка		A-240	0,75		0,048	0,028	0,028	0,932	0,560	6,506	5,634	10,825						
3 участка		A-240	0,81	ТМГ-1000 ДУ	0,104	0,061	0,061	1,011	0,649	5,995	5,192	9,336	5,500	1,080	5,390	0,919	0,796	0,988

1. Ток трехфазного к.з. на шинах ПС №525 110/10кВ:

- максимальный  $I_{\dot{E}\dot{C}}^{(3)} = 12900\text{A}$ ;

- минимальный  $I_{\dot{E}\dot{C}}^{(3)} = 7150\text{A}$

2. Напряжение:  $U_n = 10500\text{В}$ .

3. Проектируемая защита на ПС №525 на вводе ф. 315 (411)

- трансформаторы тока ТОЛ-10-1-0,5/10Р, с коэффициентом трансформации 600/5;

- МТЗ выполнена на SPAC 810L, уставка по току 25А (первичный 3000А), уставка по времени 0,8 с.

4. Проектируемая защита на БРТПБ.

4.1 На вводе от ф. 315 (416) ПС №525

- трансформаторы тока ТОЛ-10-1-0,5/10Р, с коэффициентом трансформации 600/5;

- МТЗ выполнена на Seram S42, уставка по току 25А (первичный 3000А), уставка по времени 0,6 с.

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

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

174-ПЗР-т.1

Лист

15



Логическая защита выполнена на Seram S42, уставка по току 25А (первичный 3000А), уставка по времени 0,2 с при отсутствии тока КЗ на отходящих присоединениях соответствующей секции и СВ.

4.2 На СВ-10

- трансформаторы тока ТОЛ-10-1-0,5/10Р, с коэффициентом трансформации 600/5;

- МТЗ выполнена на Seram S20, уставка по току 25А (первичный 3000А), уставка по времени 0,4 с.

Логическая защита выполнена на Seram S20, уставка по току 25А (первичный 3000А), уставка по времени 0,2 с при отсутствии тока КЗ на отходящих присоединениях.

4.3 На отходящих КЛ 10 кВ «ВсеволожскСтройПроект»

- трансформаторы тока ТОЛ-10-1-0,5/10Р, с коэффициентом трансформации 600/5;

- МТЗ Ист. выполнена на Seram S20, уставка по току 25А (первичный 3000А), уставка по времени 0,2 с.

- МТЗ Ист. выполнена на Seram S20, уставка по току 5,42А (первичный 650А), уставка по времени 0,6 с.

4.4 На отходящих КЛ 10 кВ «УНИСТО»

- трансформаторы тока ТОЛ-10-1-0,5/10Р, с коэффициентом трансформации 100/5;

- МТЗ выполнена на Seram S20, уставка по току 70,0А (первичный 1400А), уставка по времени 0,2 с.

4.5 На отходящей КЛ 10 кВ «ВЗО-120»

- трансформаторы тока ТОЛ-10-1-0,5/10Р, с коэффициентом трансформации 100/5;

- МТЗ выполнена на Seram S20, уставка по току 70,0А (первичный 1400А), уставка по времени 0,2 с.

4.6 На отходящей КЛ 10 кВ БКТПБ №12 (Мазур)

- трансформаторы тока ТОЛ-10-1-0,5/10Р, с коэффициентом трансформации 100/5;

- МТЗ выполнена на Seram S20, уставка по току 32,5А (первичный 650А), уставка по времени 0,2 с.

4.7 На вводах трансформаторов 10 кВ

- трансформаторы тока ТОЛ-10-1-0,5/10Р, с коэффициентом трансформации 100/5;

- МТЗ без выдержки времени выполнена на Seram T20, уставка по току 70,0А (первичный 1400А), уставка по времени 0,0 с.

- МТЗ выполнена на Seram T20, уставка по току 28,0А (первичный 560А), уставка по времени 0,4 с.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Взам.инв. №

Подпись и дата

Изм. № подл.

- Защита от перегрузки трансформатора выполнена на Seram T20.

ANSI 49

$I_{\text{макс}}/I_b = 1,2$

$E_{s2} = (I_{\text{макс}}/I_b)^2 = 140 \%$

$E_{s0} = 100\%$  (для совмещения кривых нагрева и охлаждения)

Для  $t_{\text{откл}} = 1800,0\text{с}$  расчетная величина  $T1 = 56$  мин.

#### 5. Защита на БКТПБ

##### а. На БКТПБ №1:

- Датчики тока CRa 200/1 (присоединение x1);

- МТЗ выполнена на VIP-300LL, уставка по току  $xI_s=20$  ( $I>>$ ) при  $I_s=28$  (первичный 560А), уставка по времени 0,4 с.

- Защита от перегрузки трансформатора выполнена на VIP-300LL, уставка по току  $xI_s=2,4$  ( $I>$ ) при  $I_s=28$  (первичный 67,2А), уставка по времени 6,0 с.

##### б. На БКТПБ №№2, 3, 4 «Новые Технологии».

- трансформаторы тока ТЛЮ-10-1-0,5/10Р, с коэффициентом трансформации 100/5;

- МТЗ без выдержки времени выполнена на Seram T20, уставка по току 70,0А (первичный 1400А), уставка по времени 0,0 с.

- МТЗ выполнена на Seram T20, уставка по току 28,0А (первичный 560А), уставка по времени 0,4 с.

- Защита от перегрузки трансформатора выполнена на Seram T20.

ANSI 49

$I_{\text{макс}}/I_b = 1,2$

$E_{s2} = (I_{\text{макс}}/I_b)^2 = 140 \%$

$E_{s0} = 100\%$  (для совмещения кривых нагрева и охлаждения)

Для  $t_{\text{откл}} = 1800,0\text{с}$  расчетная величина  $T1 = 56$  мин.

Защита тр-ров 630 кВА (УНИСТО) по 0,4 кВ:

На вводе:

- Селективная ТО выполнена на ВА 55-41, уставка по току  $I_r=800\text{А}$  ( $I_r=0,8x I_n$ ), уставка по времени  $t_{sd}=0,2$  с при  $6xI_r$

- Защита от перегрузки выполнена на ВА 55-41, уставка по току  $I_r=800\text{А}$  ( $I_r=0,8x I_n$ ), уставка по времени  $t_u=8$  с при  $6xI_r$

На СВ:

- Селективная ТО выполнена на ВА 55-41, уставка по току  $I_r=800\text{А}$  ( $I_r=0,8x I_n$ ), уставка по времени  $t_{sd}=0,1$  с при  $6xI_r$

- Защита от перегрузки выполнена на ВА 55-41, уставка по току  $I_r=800\text{А}$  ( $I_r=0,8x I_n$ ), уставка по времени  $t_u=4$  с при  $6xI_r$

На отходящих присоединениях установлены предохранители ППН с  $I_{пв}=250$  А

Защита тр-ров 630 кВА (ВЗО-120) по 0,4 кВ:

На вводе:

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

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

- Селективная ТО выполнена на ВА 55-41, уставка по току  $I_r=800A$  ( $I_r=0,8x I_n$ ), уставка по времени  $t_{sd}=0,1$  с при  $6xI_r$

- Защита от перегрузки выполнена на ВА 55-41, уставка по току  $I_r=800A$  ( $I_r=0,8x I_n$ ), уставка по времени  $t_u=8$  с при  $6xI_r$

На отходящих присоединениях установлены предохранители ППН с  $I_{пв}=250$  А

Защита тр-ров 250 кВА (Мазур) по 0,4 кВ:

На вводе:

- Селективная ТО выполнена на NSX400, уставка по току  $I_r=320A$  ( $I_r=0,8x I_n$ ), уставка по времени  $t_{sd}=0,4$  с при  $6xI_r$

- Защита от перегрузки выполнена на NSX400, уставка по току  $I_r=320A$  ( $I_r=0,8x I_n$ ), уставка по времени  $t_u=4$  с при  $6xI_r$

На отходящих присоединениях:

- Селективная ТО выполнена на NSX100, уставка по току  $I_r=100A$  ( $I_r=I_n$ ), уставка по времени  $t_{sd}=0,2$  с при  $6xI_r$

- Защита от перегрузки выполнена на NSX100, уставка по току  $I_r=100A$  ( $I_r=I_n$ ), уставка по времени  $t_u=2$  с при  $6xI_r$

Защита тр-ров 1000 кВА (ГСК ) по 0,4 кВ:

На вводе:

- Селективная ТО выполнена на ВА 55-43, уставка по току  $I_r=800A$  ( $I_r=0,8x I_n$ ), уставка по времени  $t_{sd}=0,4$  с при  $5xI_r$

- Защита от перегрузки выполнена на ВА 55-43, уставка по току  $I_r=800A$  ( $I_r=0,8x I_n$ ), уставка по времени  $t_u=8$  с при  $5xI_r$

На СВ:

- Селективная ТО выполнена на ВА 55-43, уставка по току  $I_r=800A$  ( $I_r=0,8x I_n$ ), уставка по времени  $t_{sd}=0,2$  с при  $5xI_r$

- Защита от перегрузки выполнена на ВА 55-43, уставка по току  $I_r=800A$  ( $I_r=0,8x I_n$ ), уставка по времени  $t_u=4$  с при  $5xI_r$

На отходящих присоединениях установлены предохранители ППН с  $I_{пв}=630$  А

Защита тр-ров 1000 кВА по 0,4 кВ:

На вводе:

- Селективная ТО выполнена на NW20H1, уставка по току  $I_r=2000A$  ( $I_r=I_n$ ), уставка по времени  $t_{sd}=0,2$  с при  $5xI_r$

- Защита от перегрузки выполнена на NW20H1, уставка по току  $I_r=2000A$  ( $I_r=I_n$ ), уставка по времени  $t_u=8$  с при  $6xI_r$

На СВ:

- Селективная ТО выполнена на NW16H1, уставка по току  $I_r=1600A$  ( $I_r=I_n$ ), уставка по времени  $t_{sd}=0,1$  с при  $6xI_r$

- Защита от перегрузки выполнена на NW16H1, уставка по току  $I_r=1600A$  ( $I_r=I_n$ ), уставка по времени  $t_u=8$  с при  $6xI_r$

На отходящих присоединениях:

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

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

174-ПЗР-т.1

- Селективная ТО выполнена на NW16H1, уставка по току  $I_r=1600A$  ( $I_r=I_n$ ), уставка по времени  $t_{sd}=0,0с$  при  $6xI_r$  (Максимальное время отключения  $\approx 0,08с$ )
- Защита от перегрузки выполнена на NW16H1, уставка по току  $I_r=1600A$  ( $I_r=I_n$ ), уставка по времени  $t_u=4 с$  при  $6xI_r$

Защита тр-ров 100 кВА (проектируема КТПН 10/0,4 кВ ЗАО "ПОЛАР" д. Озерки по 0,4 кВ:

Селективная ТО на вводе выполнена на ВА 5735, уставка по току  $I_r=160A$ .

На отходящих присоединениях установлены ВА 04-36  $I_n=63,40,25A$ .

### Трансформаторы тока присоединений

Объект	Присоединение	Марка ТТ и $k_{ТТ}$	Сравниваемые величины			
			$i_y/i_{дин}$ , кА		$V_k/Терм.ст.$ , кА <sup>2</sup> *с	
ПС 525	КЛ ф. 315 (416)	ТОЛ-10-600/5	29,3	120	203,2	1200 (трехсекундный)
БРТП	Ввод ф. 315 (416)	ТОЛ-10-600/5	26,3	100	137	1200 (трехсекундный)
	СВ-10	ТОЛ-10-600/5	26,3	100	110,1	1200 (трехсекундный)
	Отх. 2БКТПБ «Всеволожск-СтройПроект»	ТОЛ-10-600/5	26,3	100	83,2	1200 (трехсекундный)
	Отх. 2БКТПБ №5 «УНИ-СТО»	ТОЛ-10-100/5	26,3	52	29,54	70,5 (трехсекундный)
	Отх. БКТПБ №6 «ВЗО-120»	ТОЛ-10-100/5	26,3	52	29,54	70,5 (трехсекундный)
	Отх. БКТПБ Мазур	ТОЛ-10-100/5	26,3	52	29,54	70,5 (трехсекундный)
	Трансформатор	ТОЛ-10-100/5	26,3	52	29,54	70,5 (трехсекундный)
ТП	Трансформатор 100 кВА	ТОЛ-10-100/5	20,9	52	35,6	70,5 (трехсекундный)

Ввиду малой нагрузки вторичных цепей (отсутствие соединительных кабелей большой длины и большого количества приборов) и допустимой вторичной нагрузке данного вида ТТ (15 – 50ВА), проверка на вторичную нагрузку не производится.

На карте селективности (токовые оси для напряжения 0,4 кВ) представлены характеристики: ТО, МТЗ I и II ст. (см. чертеж 174-450-ЭС лист 6). Рекомендуется принять следующие уставки защиты от замыкания на землю: 20 А по току и 1,0с по времени.

### 6 Организация эксплуатации электроустановок

После окончания строительства КТП 10/0,4кВ и КЛ 10 кВ принимаются государственной приемочной комиссией в порядке, установленном СНиП 3.01.04.87 "Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения".

После ввода в эксплуатацию проектируемые сооружения будут находиться на балансе ОАО "ЛОЭСК" и эксплуатироваться специализированной организацией филиал ОАО "ЛОЭСК" "Всеволожские городские электрические сети".

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

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

Граница балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности по сети 0,4 кВ находится на контактах присоединения КЛ 0,4 кВ заявителей к РУ 0,4 кВ проектируемой КТП 10/0,4 кВ.

Объем эксплуатационного обслуживания составляет 6,8 условных единицы.

Эксплуатация КЛ 10 кВ и КТП 10/0,4кВ должна осуществляться в соответствии с "Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации ПТЭЭСС (СО153-34.20.501-2003) и Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ) (ПРИКАЗ от 24 июля 2013 г. N 328н), Правилами устройств электроустановок (ПУЭ), а также инструкциями заводов-изготовителей электрооборудования.

### 7 Охрана окружающей природной среды

Строительство осуществляется специализированной организацией, с учетом требований заинтересованных сторон, согласовавших строительство данного объекта. Полный раздел ООС выполненный в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03.

Мероприятия по сохранению окружающей среды она должна обеспечивать в соответствии с:

- СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов
- СП 48.13330.2011 Организация строительства;
- СП 12-105-2003 Механизация строительства. Организация диагностирования строительных дорожных машин;
- ГОСТ 17.5.3.05-84 Охрана природы. Рекультивация земель. Общие требования к земледелию;
- СНиП III-10-75 Благоустройство территорий;
- СНиП 3.01.04-87 Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения;
- СП 45.13330.2012 Земляные сооружения, основания и фундаменты, раздел 10 «Экологические требования к производству земляных работ».

Выполнение строительно-монтажных работ, с учетом перечисленных ниже мероприятий, не вызовет каких-либо значительных изменений в природе и не приведет к опасным воздействиям на нее.

При строительстве предусматриваются щадящие по отношению к природе технологии:

- Проезд строительной техники осуществляется только по автодорогам.
- Технология выполнения строительно-монтажных работ не требует одновременной работы очень большого количества строительных механизмов и транспортных средств.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Поэтому их суммарный выброс вредных веществ в атмосферу не требует никаких специальных мероприятий для снижения концентрации вредных примесей в воздухе в районе строительства.

-Автотранспорт, задействованный для строительства, должен ежегодно проходить техосмотр в органах ГИБДД (ГАИ), и поэтому должен соответствовать всем необходимым нормам, в том числе и на содержание серы, свинца и двуокиси углерода в выхлопных газах. Воздействие на атмосферный воздух в процессе строительства будет носить кратковременный характер, источник загрязнения – строительная техника.

-Заправка автотранспорта, строительных машин и механизмов производится на ближайшей автозаправочной станции (АЗС) с соблюдением всех мер предосторожности против растекания ГСМ по земле и с соблюдением правил пожарной безопасности при работе с горюче-смазочными материалами.

Указанные мероприятия позволяют существенно ограничить загрязнение природы. Следовательно, воздействие от передвижных источников на атмосферу будет в пределах допусков действующих норм.

Во время строительства никаких вредных или токсичных сбросов не предусматривается.

При строительстве, линейными ИТР непосредственно руководящими строительством, должна проводиться разъяснительная работа среди строителей и монтажников, по сохранению природных ресурсов и соблюдению правил противопожарной безопасности.

Строительство временных рабочих поселков, складов ГСМ, стоянок автотранспорта и монтажных площадок не требуется.

После завершения строительства вся территория, отведенная во временное пользование, должна быть очищена от строительного мусора и приведена в состояние пригодное для дальнейшего использования – т.е. выполнена рекультивация. Отходы подлежат утилизации на специализированных объектах.

Проведение всех работ по рекультивации земли осуществляется в соответствии с требованиями СНиП III-10-75 в течении одного календарного месяца после сдачи объекта в эксплуатацию. Эти работы должны быть отображены в Проекте производства работ (ППР).

При разработке проекта на строительство учтены требования законодательства об охране природы, "Основ земельного законодательства РФ" и постановлений Правительства.

## 8 Организация строительства

Организация строительства должна обеспечиваться соблюдением требований СНиП 12-01-2004 "Организация строительства» и СНиП 3.05.06-85.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

174-ПЗР-т.1

Лист  
21

Строительно-монтажные работы по сооружению объекта предусматривается выполнять специализированной организацией, оснащенной необходимыми строительными машинами, механизмами и транспортными средствами, и имеющей лицензию на выполнение указанных работ.

Доставка строительных материалов и оборудования осуществляется автотранспортом на расстояние 17 км из г.Санкт-Петербург.

До начала строительства должны быть выполнены мероприятия и работы по подготовке строительного производства, включая проведение общей организационно-технической подготовки, и получения разрешения на производство строительно-монтажных работ.

При подготовке к производству работ, организацией осуществляющей строительство совместно с эксплуатирующей организацией, для выполнения работ на действующих РУ 10 кВ должен быть разработан проект производства работ (ППР), где должны быть указаны сроки и время необходимых отключений на РУ 10 кВ.

Все работы на действующем РУ 10 кВ производить только в присутствии наблюдающих от эксплуатации. Работы следует выполнять в соответствии с "Инструкцией по организации и производству работ повышенной опасности в строительно-монтажных организациях и на промышленных предприятиях Минэнерго".

Производство строительно-монтажных работ должно осуществляться силами специализированной организации.

Все работы должны выполняться в строгом соответствии с действующими строительными нормами и правилами и проектом производства работ (ППР).

В соответствии с действующими СНиПами, до начала производства работ, Заказчиком, Подрядчиком и всеми заинтересованными сторонами должны быть составлены протоколы взаимного согласования, в которых необходимо указывать:

- даты и часы производства работ;
- мероприятия по защите пересекаемых или сближаемых объектов от повреждения их во время производства работ;
- мероприятия по технике безопасности при производстве строительно-монтажных работ;
- последовательность и технологию выполнения работ;
- фамилии ответственных руководителей работ (от строительно-монтажной организации) и наблюдающих (от организации, эксплуатирующей пересекаемый или сближаемый объект);
- организационные мероприятия по подготовке, выполнению и завершению строительно-монтажных работ.

При разработке проекта производства работ и выполнении строительно-монтажных работ, необходимо руководствоваться технологическими картами ТК-1-1-10 - ТК-1-3-10, ТК-1-6, ТК-К-1-1 - ТК-К-5-1.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №
--------------	----------------	-------------

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

Зазоры и отверстия в трубах после прокладки кабелей необходимо заделать несгораемым материалом.

Строительно-монтажные работы, предусматриваемые к выполнению:

- уточнение мест пересечений и сближений кабельной линии с подземными и наземными сооружениями и естественными препятствиями;
- уточнение на месте схемы развозки по трассе местных строительных материалов;
- расчистка трассы для подготовки рывья траншеи;
- вывоз представителей на место для уточнения подземных инженерных сооружений;
- рытье траншеи и устройство пересечений;
- раскатка и прокладка кабеля в траншее;
- развозка по трассе ТЗК труб для защиты кабеля от механических повреждений;
- испытание кабельной линии повышенным напряжением и составление акта на скрытые работы производится в присутствии заказчика и эксплуатирующей организации;
- окончательная засыпка траншеи грунтом с уплотнением трамбовками;
- установка опознавательных знаков на углах поворота траншей.

Кабельная линия должна быть промаркирована, иметь свой номер и наименование.

Продолжительность строительства определена в соответствии с нормами продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений, СНиП 1.04.03-85\* и составляет 2,1 мес.

Строительство участков электрических сетей в охранной зоне действующих КЛ, находящихся под напряжением, должно выполняться на основании полученного от эксплуатирующей организации разрешения на производство работ и в строгом соответствии с требованиями СНиП 12-03-2001

"Безопасность труда в строительстве", Часть 1, "Общие требования" и "Правил безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электро-монтажных работ" СО 34.03.285-2002, обращая особое внимание на организацию безопасной работы в охранных зонах действующих ЛЭП.

Перечень актов, которые необходимо оформлять:

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

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



1. Акт освидетельствования геодезической разбивочной основы.
2. Акт разбивки осей КТПН 10/0,4 кВ.
3. Акт освидетельствования скрытых работ.
4. Акт освидетельствования отрывки траншеи.
5. Акт освидетельствования обратной засыпки траншеи.
6. Акт освидетельствования устройства фундамента КТПН 10/0,4кВ
7. Акт готовности сборных железобетонных фундаментов КТПН 10/0,4 кВ
8. Акт приемки траншеи под монтаж кабеля
9. Акт осмотра кабельной канализации в траншее перед закрытием

При выполнении строительно-монтажных работ необходимо проводить мероприятия по организации безопасной работы с применением строительных механизмов, транспортных средств и средств малой механизации работ.

### **9 Охрана труда, техника безопасности и противопожарные мероприятия**

Охрана труда и техника безопасности в строительстве и эксплуатации обеспечены принятием всех проектных решений в строгом соответствии со СНиП 16-01-2001, требования которых учитывают условия безопасности труда, предупреждение производственного травматизма, профессиональных заболеваний, пожаров и взрывов.

Необходимо установить пожарную и охранную сигнализацию с выводом на пульт ОДС филиала ОАО “ЛОЭСК” “Всеволожские горэлектросети”.

Для обеспечения охраны труда и техники безопасности проектом предусмотрено:

- использование технически совершенного оборудования;
- размещение оборудования, обеспечивающее его безопасное обслуживание;
- выполнение заземляющих элементов электроустановок с нормируемой ПУЭ величиной сопротивления;
- выполнение строительно-монтажных работ в соответствии с типовыми технологическими картами.

Строительные, монтажные, наладочные работы и эксплуатацию электроустановок следует производить в строгом соответствии с требованиями Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ) (ПРИКАЗ от 24 июля 2013 г. N 328н).

В тех случаях, когда требования правил техники безопасности в части расстояния от находящихся под напряжением элементов электроустановок до работающих механизмов выполнить нельзя, необходимо отключить и заземлить эти электроустановки. Количество, продолжительность и время таких отключений должны быть

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №
--------------	----------------	-------------

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

указаны в проекте производства работ и согласованы энергоснабжающей организацией.

Пожарная безопасность проектируемого объекта обеспечивается применением негорюемых конструкций, автоматическим отключением токов короткого замыкания.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

**174-ПЗР-т.1**

Перечень приложений

	Наименование	Кол. листов	Примечание
1	Задание на проектирование	1	
2	Свидетельство СРО	4	
3	Расчет длительно допустимого тока шин ТП	1	
4	Протокол измерения удельного сопротивления грунта	1	
5	Расчет заземляющего устройства КТП 10/0,4 кВ	2	
6	ТУ ОАО "ЛОЭСК"	2	
7	Выкопировка с кадастровой карты	1	
8	Расчет метрологической погрешности измерения	8	
9	Расчет выбора трансформаторов тока	2	
10	Расчет пропускной способности шин РУНН 0,4кВ	1	
11	Расчет КЛ 10 кВ по термической стойкости, потерям напряжения, длительно допустимому току и экономической плотности.	3	
12	Проверка ТТ по вторичной нагрузке	1	
13	Расчет числа плиток и песка для КЛ	1	
14	Расчет количества битумной мастики, песка и щебня	1	
15	Расчет оценки срабатывания аппаратов защиты	2	

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

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

174-ПЗР-т.1

Лист

26

# Приложение

Индв. № подл.	Подпись и дага	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

174-ПЗР-т.1

Приложение №3  
к Дополнительному соглашению №2  
к договору № 43/06-11Э/00-1873/2011 ПИР  
от \_\_\_\_\_, 2012г

Согласовано:  
Заместитель генерального директора  
ООО "ЦЭИ-Энерго"  
  
Т.Ю. Бойко  


Утверждаю:  
Первый заместитель генерального  
директора, Технический директор  
ОАО "ЛОЭСК"  
  
В.В. Гарараксин  


**Задание на проектирование**

**КЛ 10 кВ от ТП №5 до проектируемой ТП 10/0,4 кВ в д. Озерки-1 Всеволожского района Ленинградской области**  
**ТП 10/0,4 кВ в д. Озерки-1 Всеволожского района Ленинградской области**

1. **Основание для проектирования:**  
Инвестиционная программа ОАО «ЛОЭСК». Заявитель ООО «Полар».
2. **Требование по разработке вариантов** - не требуется.
3. **Особые условия строительства** - отсутствуют.
4. **Основные технико-экономические показатели**
  - 4.1. Изыскательские и проектные работы по КЛ 10 кВ (общей протяженностью 0,9 км):  
- от РУ 10 кВ ТП №5 до проектируемой ТП 10/0,4кВ ориентировочной протяженностью 0,9 км;
  - 4.2. Проектирование ТП 10/0,4кВ – 1 шт.
5. **В составе работы выполнить**
  - 5.1. Запроектировать:
    - КЛ 10 кВ от ТП №5 до проектируемой ТП 10/0,4кВ.
    - ТП 10/0,4кВ типа ТП100/10/0,4 кВ.
  - 5.2. Раздел: Охрана окружающей среды.
  - 5.3. Раздел: Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.
  - 5.4. Раздел: Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны.
  - 5.5. Проект полосы отвода земли.
  - 5.6. Инженерно-экологические изыскания.
  - 5.7. Инженерно-геологические изыскания.
  - 5.8. Инженерно-геодезические изыскания (технический отчет согласовать в Комитете государственного строительного надзора Ленинградской области).
6. **Особые условия проектирования**
  - 6.1. Кабель 10 кВ для прокладки в земле принять марки АСБ2л-10 3х240. Проход КЛ 10 кВ через автодороги и коммуникации выполнить методом горизонтального направленного бурения
  - 6.2. Телемеханизация, телеизмерения и телеуправление в объемы работ по данному проекту не входит. Проектирование систему коммерческого учета и передачи данных в объемы работ по данному проекту не входит.
  - 6.3. Согласовать проектную документацию с ОАО «Всеволожские тепловые сети», ОАО «Всеволожскмежрайгаз», филиалом ОАО «ЛОЭСК» «Всеволожские электрические сети».
7. **Требования и условия к разработке природоохранных мер и мероприятий**  
Выполняются в соответствии с действующими нормами и правилами.
8. **Требование к режиму безопасности и гигиене труда**  
Выполняются в соответствии с действующими нормами и правилами.
9. **Требование по разработке инженерно-технических мероприятий гражданской обороны и мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций**  
Выполняются в соответствии с действующими нормами и правилами.
10. **Перечень материалов, передаваемых заказчику** – проектная документация в бумажном (4 экз.) и электронном виде в редактируемом формате.
11. **Организация- заказчик** - ОАО «ЛОЭСК».
12. **Проектная организация** – ООО «ЦЭИ-Энерго».
13. **Исходные данные, передаваемые Заказчиком проектной организации** – копии учредительных документов юридического лица, доверенность на проведение работ.
14. **Срок выполнения работы** – в соответствии с графиком выполнения работ.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата



Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

174-ПЗР-т.1

**ПРИЛОЖЕНИЕ**  
к Свидетельству о допуске к работам по подготовке проектной документации, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства № 0148.02-2010-7810070295-П-057 от «15» июня 2011 г.

**ПЕРЕЧЕНЬ**

видов работ по подготовке проектной документации, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства, и о допуске к которым член саморегулируемой организации Некоммерческое партнерство «Северо-Западный Альянс Проектировщиков» Общество с ограниченной ответственностью «ЦЭИ-Энерго» имеет Свидетельство

№	Наименование вида работ	Отметка о допуске к видам работ, которые оказывают влияние на безопасность особо опасных, технически сложных и уникальных объектов, предусмотренных статьей 48.1 Градостроительного кодекса Российской Федерации
1	2	3
1.	<b>1. Работы по подготовке схемы планировочной организации земельного участка:</b> 1.1. Работы по подготовке генерального плана земельного участка 1.2. Работы по подготовке схемы планировочной организации трассы линейного объекта 1.3. Работы по подготовке схемы планировочной организации полосы отвода линейного сооружения	Примечание 1 Примечание 1 Примечание 1
2.	<b>2. Работы по подготовке архитектурных решений</b>	Примечание 1
3.	<b>3. Работы по подготовке конструктивных решений</b>	Примечание 1
4.	<b>4. Работы по подготовке сведений о внутреннем инженерном оборудовании, внутренних сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий:</b> 4.1. Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем отопления, вентиляции, кондиционирования, противодымной вентиляции, теплоснабжения и холодоснабжения 4.2. Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем водоснабжения и канализации	Примечание 1 Примечание 1

Директор Партнерства

Юсупджанов В.И.

Председатель Совета Партнерства

Сорока Д.В.

М. П.



Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

**ПРИЛОЖЕНИЕ**  
к Свидетельству о допуске к работам по подготовке проектной документации, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства № 0148.02-2010-7810070295-П-057 от «15» июня 2011 г.

1	2	3
	4.5. Работы по подготовке проектов внутренних диспетчеризации, автоматизации и управления инженерными системами	Примечание 1
5.	<b>5. Работы по подготовке сведений о наружных сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий:</b> 5.2. Работы по подготовке проектов наружных сетей водоснабжения и канализации и их сооружений 5.5. Работы по подготовке проектов наружных сетей Электроснабжение 110 кВ и более и их сооружений 5.6. Работы по подготовке проектов наружных сетей слаботочных систем	Примечание 1 Примечание 1 Примечание 1
6.	<b>6. Работы по подготовке технологических решений:</b> 6.3. Работы по подготовке технологических решений производственных зданий и сооружений и их комплексов	Примечание 1
7.	<b>7. Работы по разработке специальных разделов проектной документации:</b> 7.1. Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне 7.2. Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера 7.3. Разработка декларации по промышленной безопасности опасных производственных объектов	Примечание 2 Примечание 1 Примечание 2
8.	<b>9. Работы по подготовке проектов мероприятий по охране окружающей среды</b>	Примечание 2
9.	<b>10. Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению пожарной безопасности</b>	Примечание 2
10.	<b>13. Работы по организации подготовки проектной документации, привлекаемым застройщиком или заказчиком на основании договора юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем (генеральным проектировщиком)</b>	Примечание 1

Ограничение: Общество с ограниченной ответственностью "ЦЭИ-Энерго" вправе заключать договоры по осуществлению организации работ "13. Работы по

Директор Партнерства

Юсупджанов В.И.

Председатель Совета Партнерства

Сорока Д.В.

М. П.



Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата



**ПРИЛОЖЕНИЕ**  
к Свидетельству о допуске к работам  
по подготовке проектной  
документации, которые оказывают  
влияние на безопасность объектов  
капитального строительства  
№ 0148.02-2010-7810070295-П-057  
от «15» июня 2011 г.

организации подготовки проектной документации привлекаемым застройщиком или заказчиком на основании договора юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем (генеральным проектировщиком)", стоимость которых по одному договору не превышает (составляет): 5000000 руб. (Пять миллионов рублей)

**Примечания по проставлению отметки о допуске к видам работ, которые оказывают влияние на безопасность особо опасных и технически сложных объектов, а также уникальных объектов, предусмотренных статьей 48.1 Градостроительного кодекса Российской Федерации:**

**Примечание 1:** Допущен к выполнению работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства, *кроме особо опасных, технически сложных объектов.*

**Примечание 2:** Допущен к выполнению работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства, *в том числе на особо опасных, технически сложных, уникальных объектах, кроме объектов использования атомной энергии.*

**Примечание 3:** Допущен к выполнению работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства, *в том числе на особо опасных, технически сложных, уникальных объектах, включая объекты использования атомной энергии.*

Директор Партнерства

Юсупджанов В.И.

Председатель Совета Партнерства

Сорока Д.В.

М. П.

Инва. № инв. №

Подпись и дата

Инва. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Расчет длительно допустимого тока шин ТП

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. Согласно ПУЭ сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений по экономической плотности тока не проверяются. В большинстве конструкций шин механического резонанса не возникает. Поэтому ПУЭ не требуют их проверки на электродинамическую стойкость. Выбор сечения шин производится по нагреву (по допустимому току). Условие выбора:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}$$

где  $I_{\text{доп}}$  - допустимый ток на шины выбранного сечения. В соответствии с ПУЭ таблица 1.3.31, для выбранных шин  $I_{\text{доп}}=631\text{А}$  (с учетом ПУЭ п. 1.3.23).

$I_{\max}=98,26\text{А}$ , где максимальный рабочий ток складывается из суммы нагрузок установленных трансформаторных подстанций

$$I_{\max} = \frac{1700\text{кВА}}{\sqrt{3} \cdot 10\text{кВ}} = 98,26 \text{ А}$$

Таким образом:  $98,26\text{А} \leq 613\text{А}$ . С учетом дальнейшего подключения потребителей выбираем шины: АД31Т-50х5.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Предприятие ООО "МЭ Энерго"

Объект г. Выборг мкр. Южное  
"М"



Протокол № 19/13-09  
измерения удельного сопротивления грунта

Характер грунта СЧХ  
Состояние погоды СЧХ

Результаты измерений

№ п/п	Вид заземлителя и место измерения	Расстояние до вспомогательного зонда-заземлителя, м	Измеренное сопротивление,
1	2	3	4
1	ряд Выборг мкр. Южное ряд ЗСО "МЭЭ"	15	100 Ом.м.

Заводской № 23547 Сопротивление измерено прибором типа Р403-1М  
м. Россия 2,5+4,0

Замечания: Диаг. работы 28.08.2015г. №19/13-09

Заключение: Соответствие условиям 100 Ом.м

Измерение произвел инж. Сафуров  
(должность, подпись, ФИО)



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

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

**I Исходные данные**

Проектируемая КТП10/0,4кВ принята комплектного исполнения в металлической оболочке. Отходящие линии 10 кВ выполняются кабельными.  
 Грунт – суглинок. Удельное сопротивление грунта  $\rho_s = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ .  
 Сопротивление заземляющего устройства  $R_z$  по ПУЭ §1.7.96, §1.7.97 и §1.7.101. должно быть не более 4 Ом.  
 Вертикальный заземлитель – стальной уголок 50x50x5 мм,  $L=4\text{м}$ ,  $n=4$ шт. в заземляющем контуре и  $n = 2$  шт. в одном горизонтальном луче.  
 Горизонтальный заземлитель –стальная полоса 40x4 мм,  $l = 20,0 \text{ м}$  для контура заземления; 4 шт. горизонтальных лучей длиной по 8,0 м.  
 Ширина горизонтального заземлителя  $b=0,04$   
 Расстояние между вертикальными заземлителями  $a = 4\text{ м}$  - в лучевом заземлителе.  
 Глубина заложения горизонтального заземлителя  $t_0 = 0,5 \text{ м}$ .  
 Отношение расстояния между вертикальными электродами к его длине

$$\frac{a}{L} = \frac{4}{4} = 1,0 \text{ - в лучевом заземлителе.}$$

Расчёт заземляющего устройства, приведенный ниже, выполнен с использованием книги "Заземление, защитные меры электробезопасности", Найфельд М.Р.

**II Расчет наружного контура заземления**

1. Сопротивление растеканию горизонтального заземлителя – стальная полоса 40x4 мм,  $l=20,0 \text{ м}$ , с учетом сезонного коэффициента  $K_{CG} = 5,0$

$$r_z = \frac{0,366 \times K_{CG} \times \rho}{l} Lg \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t_0} = \frac{0,366 \times 5,0 \times 100}{20,0} Lg \frac{2 \cdot 20,0^2}{0,04 \times 0,5} = 26,12 \text{ Ом}$$

2. Сопротивление горизонтального заземлителя с учетом коэффициента использования  $\eta = 0,45$  (табл.8-9).

$$R_z = \frac{r_z}{\eta} = \frac{26,12}{0,45} = 58,04 \text{ Ом}$$

2. Сопротивление растеканию одиночного вертикального заземлителя из стального уголка 50x50x5 мм,  $L=4\text{м}$ , с учетом сезонного коэффициента  $K_{CB} = 1,4$ .

$$r_e = \frac{0,366 \times K_{CB} \times \rho_s}{L} \left( Lg \frac{2 \times L}{d} + \frac{1}{2} Lg \frac{4t+L}{4t-L} \right), \text{ Ом}$$

где:  $d = 0,95b_0$  – эквивалентный диаметр угловой стали;  
 $b_0$  – ширина сторон уголка.

$$t = t_0 + \frac{L}{2} = 0,5 + \frac{4}{2} = 2,5\text{м}, \quad d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475 \text{ м}$$

$$r_e = \frac{0,366 \cdot 1,4 \cdot 100}{2,5} \cdot \left( l g \frac{2 \cdot 4,0}{0,0475} + 0,5 l g \frac{4 \cdot 2,5 + 4,0}{4 \cdot 2,5 - 4,0} \right) = 30,88 \text{ Ом}$$

4. Сопротивление растеканию 4 вертикальных заземлителей, размещенных по контуру с учетом коэффициента использования  $\eta = 0,65$  (табл. 8-6).

$$R_e = \frac{r_e}{n\eta} = \frac{30,88}{4 \times 0,65} = 11,8 \text{ Ом}$$

5. Общее сопротивление растеканию контура.

$$R_k = \frac{R_e \times R_z}{R_e + R_z} = \frac{11,8 \times 58,04}{11,8 + 58,04} = 9,8 \text{ Ом}$$

**III Расчет лучевых заземлителей**

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>174-ПЗР-т.1</b>	Лист 35

1. Сопротивление растеканию вертикального заземлителя из стального уголка 50x50x5 мм, L=4м, с учетом сезонного коэффициента  $K_{CB} = 1,4$ .

$$r_{\epsilon} = \frac{0,366 \times K_{CB} \times \rho_{\epsilon}}{L} \left( Lg \frac{2 \times L}{d} + \frac{1}{2} Lg \frac{4t+L}{4t-L} \right), \text{ Ом}$$

где:  $d = 0,95b_0$  – эквивалентный диаметр угловой стали;  $b_0$  – ширина сторон уголка.

$$t = t_0 + \frac{L}{2} = 0,5 + \frac{4}{2} = 2,5 \text{ м}, \quad d = 0,95 \times 0,05 = 0,0475 \text{ м}$$

$$r_{\epsilon} = \frac{0,366 \cdot 1,4 \cdot 100}{2,5} \cdot \left( l g \frac{2 \cdot 4,0}{0,0475} + 0,5 l g \frac{4 \cdot 2,5 + 4,0}{4 \cdot 2,5 - 4,0} \right) = 30,88 \text{ Ом}$$

2. Сопротивление растеканию двух вертикальных электродов, расположенных в ряд с учетом коэффициента использования  $\eta = 0,65$  (табл. 8-6).

$$R_{\epsilon} = \frac{r_{\epsilon}}{n\eta} = \frac{30,88}{2 \times 0,65} = 23,75 \text{ Ом}$$

3. Сопротивление растеканию одного лучевого заземлителя – стальная полоса 40x4 мм, l=8 м, с учетом сезонного коэффициента  $K_{CB} = 5$ .

$$r_{\text{л}} = \frac{0,366 \times K_{CB} \times \rho}{l} Lg \frac{2 \times l^2}{bt_0} = \frac{0,366 \times 5 \times 100}{8,0} Lg \frac{2 \times 8,0^2}{0,04 \times 0,5} = 74,00 \text{ Ом}$$

4. Сопротивление растеканию одного лучевого заземлителя с учетом коэффициента использования  $\eta = 0,45$  (табл.8-8).

$$R_{\text{л}} = \frac{r_{\text{л}}}{\eta} = \frac{74,00}{0,45} = 164,4 \text{ Ом}$$

5. Общее сопротивление одного луча с двумя вертикальными заземлителями.

$$R_{\text{зл}} = \frac{R_{\epsilon} \times R_{\text{л}}}{R_{\epsilon} + R_{\text{л}}} = \frac{23,75 \times 164,4}{23,75 + 164,4} = 20,75 \text{ Ом}$$

6. Общее сопротивление растеканию 4-х лучей с учетом коэффициента использования  $\eta = 0,78$  (табл.8-10).

$$R_{\text{ОЛ}} = \frac{R_{\text{зл}}}{n\eta} = \frac{20,75}{4 \times 0,78} = 6,55 \text{ Ом}$$

#### IV Расчетное сопротивление растеканию контура и лучевых заземлителей

$$R_3 = \frac{R_K \times R_{\text{ОЛ}}}{R_K + R_{\text{ОЛ}}} = \frac{9,8 \times 6,55}{9,8 + 6,55} = 3,93 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом}$$

#### V Расход металла на заземляющее устройство

Эквив.уд. сопротивление грунта, Ом.м	Нормир. сопротивление ЗУ, Ом	Вертик.заземлители		Горизонтальн. заземлители, м	Расход стали, м/кг
		Кол., шт.	Длина, м		
100	4	12	4,0	70	

Примечания

1. Заземляющее устройство КТП должно иметь сопротивление не более 4 Ом в любое время года.
2. Заземлению подлежат нейтраль и корпус трансформатора, а также все нетоковедущие металлические части, которые могут оказаться под напряжением при повреждении изоляции.
3. Если сопротивление заземляющего устройства окажется больше 4 Ом, то необходимо забить дополнительные электроды.

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

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



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

# Ленинградская областная управляющая электросетевая компания

195197, Санкт-Петербург, Полтавский пр., д.59, лит. "X"  
тел.: 334-47-47 факс: 334-47-48 e-mail: corp@loesk.ru

Приложение № 1 к договору  
№ 04-866/005-НС-1Г  
от 20 июля 2012 г.

ЗАО "ПОЛАР"

## Технические условия присоединения.

1. Наименование объекта: таунхаусы.
2. Адрес расположения объекта: Ленинградская область, Всеволожский район, д. Озерки-1, уч.60,62.
3. Случай технологического присоединения:  
- присоединение электроустановки объекта, впервые вводимого в эксплуатацию.
4. Максимальная мощность: 80 кВА.
5. Уровень напряжения в точках присоединения: 0,4 кВ
6. Категория надежности энергоснабжения энергопринимающих устройств с распределением потребной мощности: 3
7. Характер нагрузки: бытовая
8. Расстояние (км) по радиусу от головного источника питания (35 кВ, 110 (220) кВ) до объекта (до 5 км, 5 – 10 км, 10 – 15 км): до 5 км.
9. Схема выдачи мощности (до точки присоединения):  
9.1. по третьей категории надежности энергоснабжения: РТП-525 - 2 КЛ-10 кВ – БРТП-10/0,4 кВ – 2 КЛ-10 кВ - ТП 10/0,4 кВ (ТП №5) - проектируемая КЛ 10 кВ – проектируемая ТП 10/0,4 кВ (ЗАО "ПОЛАР").
10. Схема приема мощности (от точки присоединения):  
10.1. по третьей категории надежности энергоснабжения: РУ-0,4 кВ проектируемой ТП 10/0,4 кВ
11. Точка (точки) присоединения энергопринимающего устройства (электроустановки) заявителя к электрическим сетям:  
11.1. Основная: РУ-0,4 кВ проектируемой ТП 10/0,4 кВ  
11.2 Резервная: при наличии насосного оборудования, для обеспечения надёжной работы автоматических устройств технологической защиты и иного оборудования, обеспечивающего безаварийную работу внутридомовых инженерных систем и безопасных условий проживания граждан, рекомендуется иметь автономный источник электропитания, с АВР. Предусмотреть меры, препятствующие подаче напряжения от автономного источника во внешние сети.
12. Мероприятия по созданию электроустановки заявителя:  
12.1. Разработка проекта энергопринимающего устройства (электроустановки) заявителя включающего разделы:  
а. монтажа ЛЭП-0,4 кВ проектируемой ТП до вводного устройства жилого дома изолированным проводом. Вид, марку и сечение провода определить проектом.  
б. организации коммерческого узла учета электрической энергии (с указанием рекомендуемой элементной базы)

1

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

174-ПЗР-т.1

- в. организации эксплуатации при введении режимных ограничений до уровня технологической и аварийной брони. (при необходимости)
- г. оснащения электроустановки заявителя устройствами релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики (при необходимости).
- д. проектом определить и предусмотреть выполнение необходимых мероприятий для обеспечения коэффициента мощности потребляемой электроэнергии не ниже  $\cos\varphi=0,95$

- 12.2.Согласовать схему-проект в установленном порядке с филиалом ОАО «ЛОЭСК» «Всеволожские городские электрические сети», РО ООО «РКС-энерго».
- 12.3.Получить технические условия на вынос существующих электрических сетей в случае попадания их в пятно застройки.
- 12.4.Выполнить монтаж ЛЭП-0.4 кВ проектируемой ТП 10/0,4 кВ до вводного устройства жилого дома.
- 12.5.Выполнить проект узла учёта и согласовать в установленном порядке с РО ООО «РКС-энерго».
- 12.6.Проектом предусмотреть:
  - 12.6.1 Класс точности электросчётчиков принять не ниже 2.0, а для новых энергопринимающих устройств не ниже 1.0;
  - 12.6.2 Принятые типы приборов учёта должны быть утверждены федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии и внесены в государственный реестр средств измерений;
  - 12.6.3 Исключение постороннего доступа к измерительным цепям приборов учёта (при трансформаторном включении);
  - 12.6.4 Обогрев приборов учёта в холодное время, с автоматическим включением подогрева (при установке на улице);
  - 12.6.5 Возможность включения приборов учёта в состав автоматизированной измерительной системы коммерческого учёта;
  - 12.6.6 До электросчётчика установку вводного коммутационного аппарата (автоматического выключателя) с защитой, в соответствии с разрешённой нагрузкой по сетевым условиям энергосистемы и возможностью опломбировки;
  - 12.6.7 Исключение доступа к силовым сетям до учёта.
- 12.7. Предъявить в филиал ОАО «ЛОЭСК» «Всеволожские городские электрические сети» приёмо-сдаточную документацию.
- 12.8.Заклучить договор на пользование электроэнергией со Всеволожским районным отделением ООО «РКС «Энерго».
- 12.9.Предъявить к осмотру присоединяемые энергопринимающие устройства в соответствии с действующими нормативными документами.
- 13. Выполнение сетевой организацией технических мероприятий по строительству, реконструкции электрической сети до точек присоединения электроустановки заявителя:**
  - 13.1.Выполнить проект строительства наружных электрических сетей и согласовать проект с надзорными и уполномоченными организациями.
  - 13.2.Построить КЛ-10 кВ от ТП 10/0,4кВ №5 до проектируемой ТП 10/0,4кВ.
  - 13.3.В центре нагрузки построить подстанцию 10/0,4 кВ. Тип подстанции, мощность трансформатора определить проектом.
  - 13.4.Предусмотреть необходимое количество линий 0.4 кВ в соответствии с проектом на электроснабжение ЗАО «ПОЛАР».
  - 13.5.Согласовать проект в установленном порядке с филиалом ОАО «ЛОЭСК» «Всеволожские городские электрические сети».
  - 13.6. Предусмотреть технический учет в РУ 0,4 кВ проектируемой ТП 10/0,4 кВ.
  - 13.7. Предусмотреть подъездные пути к проектируемой ТП 10/0,4 кВ.
  - 13.8.Предъявить в филиал ОАО «ЛОЭСК» «Всеволожские городские электрические сети» приёмо-сдаточную документацию
- 14. Срок действия технических условий – 2 года.**

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Примечание:

1. Присоединение объекта возможно после строительства ПС 110/10 кВ №525А и перевода нагрузок с ПС 110/10 кВ № 525 на ПС 110/10 кВ №525А.
2. Аналогичные мероприятия по тех. присоединению (п.13.3., 13.4) прописаны в ТУ подключения объектов следующих заявителей:  
 ООО «ВсеволожскСтройПроект» (Колтушское шоссе, участок № 19.)  
 ЗАО «Унисто» (дер. Кальтино, уч.250)  
 ЗАО «Невский завод» (г. Всеволожск, пр. Некрасова, д. 2)  
 Фермерское хозяйство «Возрождение» (ул. Гончарова, 217)  
 ЗАО «РАНТ» (мкр. Мельничный Ручей)  
 ЗАО «Поляр» (деревня Озерки-1, участок 60, 62)  
 ООО «Новые технологии» (мкр-н Южный, квартал 2.)  
 Бутвина И.И.(ул. Некрасова, дом № 125)  
 Бартышев Д. В., Комендантов Н. В.(вблизи АОЗТ "Выборгское", западнее д. Кальтино)  
 Решетов А.А. (массив Уткина Заводь, Южное шоссе, между 3 и 4 км)  
 С-Пб ГУ ЦОО «Молодёжный» (г. Всеволожск, пр. Грибоедова, д. 107-109)  
 ООО «Всеволожское земельное общество-120» (земли ЗАО «Щеглово».)  
 ИП Артюшин В.С. (г. Всеволожск, Южное шоссе, 3-4 км.)  
 Мазур Л. П. (ул. Достоевского, между уч. 35-40)  
 Ивановой Л.В. (ул. Достоевского, д.119.)

Первый заместитель генерального директора  
 Технический директор ОАО «ЛОЭСК»



В. Тарараксин

Миних Е. Э.  
 5953131

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






Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

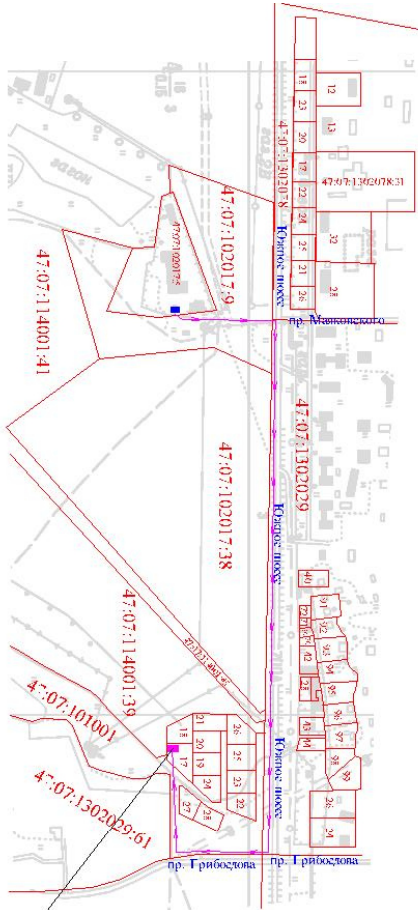


Схема расположения земельного участка на кадастровом плане территории

Кадастровые кварталы : 47:07:102017, 47:07:1302029 и 47:07:101001

М 1:5000

-  Установленные обозначения
-  проектируемая КТ 10 кв
-  границы земельных участков
-  проектируемая ТП 10/0,4 кв на территории ЗАО "Поляр"
-  существующая ТП №5 10 кв ОАО "ЛОЖСК"



*Генеральный директор  
М.О. Каптушевское сельское  
поселение*



Адрес: Ленинградская область, Всеволожский район, город Всеволожск.  
 Категория земель: Земли населенных пунктов.  
 Разрешенное использование: для проведения инженерных изысканий и архивекурно-спроектированного проектирования трассы КЛ 10 кв.  
 Площадь земельного участка: под КЛ 10 кв. - 3450 м.кв., в том числе по земельно-хозяйственной собственности на которые не разграничена : 3150 м.кв.  
 Протяженность трассы 1150 метров, в том числе по земельно-хозяйственной собственности на которые не разграничена : 1050 метров.  
 Кадастровый кварталы : 47:07:102017, 47:07:1302029 и 47:07:101001

Проектируемая ТП 10/0,4 кв на территории ЗАО "Поляр"  
 участок с кадастровым номером: 47:07:101001-17

47:07:102017-9

47:07:114001-41

47:07:1302029

47:07:102017-38

47:07:114001-39

47:07:101001

47:07:1302029-61

№	Взам.инв. №	Подпись и дата	№ подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Расчет метрологической погрешности при выборе трансформаторов тока

1.1 Общие положения

Настоящая часть рабочего проекта освещает вопросы метрологического обеспечения точности учета количества электроэнергии согласно «Правилам учета электрической энергии» с помощью системы учета электроэнергии (СУЭ).

Метрологическое обеспечение проектируемой СУЭ основано на выполнении метрологических мероприятий и работ, необходимых для обеспечения качества измерений, важнейшей характеристикой которого является единство измерений.

Установленный предельный рабочий диапазон температур от минус 40 до плюс 55 °С. Предельный диапазон хранения и транспортирования от минус 50 до плюс 70°С.

Метрологическое обеспечение измерений регламентируется нормативными и методическими документами (Законы РФ, Гражданский кодекс РФ, стандарты, правила, положения, инструкции, рекомендации, указания, ведомственные приказы и др.).

При вводе СУЭ в эксплуатацию требуется произвести поверочные испытания первичных преобразователей (ТТ) по ГОСТ 8.217-87 (СТ СЭВ 5645-86) в порядке, установленном РД 34.11.205-88 или другими нормативными документами, в строгом соответствии с требованиями ГОСТ Р8.596-2002 и МИ 2439-97.

Поверка выполняется аттестованными рабочими эталонами согласно ПР 50.2.006-94 и ПР 50.2.007-2001 в соответствии с требованиями 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.

Работы по поверке средств измерения и измерительных каналов должны выполнять поверители, аттестованные в порядке, установленном ПР 50.2.012-94 и организациями, аккредитованными по ПР 50.2.008-94 или ПР 50.2.013-97.

1.2 Система обеспечения единого времени СУЭ

Точность хода часов обеспечивается счетчиком «Вектор-3» во включенном и выключенном состоянии при нормальной температуре (20±5°С) и не превышает ± 0,5 с/сут.

Изменение точности хода часов во включенном и выключенном состоянии в диапазоне температур от минус 10 до плюс 45 °С не превышает ± 0,15 с/°С/сут, в диапазоне от минус 40 до плюс 55 °С не превышает ±0,2 с/°С/сут.

Отсчёт времени и даты ведётся по жидкокристаллическому индикатору (ЖКИ).

1.3 Общие требования к метрологическому обеспечению

В соответствии с п.9.1 РД 34.09.101-94 «Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении» на стадии проектирования определяются погрешность измерительных каналов и обеспечивается ее минимизация.

Метрологические характеристики измерительных каналов СУЭ определяются классом точности ТТ, счетчиков и сопротивлением кабельных линий от ТТ до счетчика. Технические средства, обеспечивающие передачу измерительной информации не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительных каналов.

На каждый элемент СУЭ (измерительный трансформатор, счетчик электроэнергии) имеется документ, нормирующий его метрологические характеристики. Счетчики имеют сертификаты об утверждении типа и внесены в Госреестр средств измерений (СИ).

В соответствии с п. 1.5.15 «Правила устройства электроустановок» допустимый класс точности расчетных счетчиков активной электроэнергии для данного объекта - кл. 0.5S.

Рабочие условия эксплуатации средств измерения:

- Рабочий диапазон температур: от минус 25°С до плюс 55°С - для электросчетчиков;
- Частота переменного тока 45-65 Гц.
- Рабочий диапазон напряжений: 0,8-1,15 Uном - для электросчетчиков;
- Cosφ = 0,8.
- Токовая нагрузка симметричная.

1.4 Требования к погрешности измерений

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Погрешность измерений электроэнергии соответствуют требованиям, указанным в РД 34.09.101-94 «Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении». Результирующая погрешность каждого измерительного канала определяется расчетом на основании параметров реально используемых элементов.

#### 1.5 Расчет суммарной относительной погрешности измерительного канала.

##### Вычисление результатов измерений

Расчет пределов допускаемой относительной погрешности измерительных каналов проводится в соответствии с типовой методикой, приведенной в РД 153-34.0-11.209-99 "Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности".

1.5.1. Погрешность измерений в точке учета электроэнергии и электрической мощности определяется в виде предела допускаемой относительной погрешности ИК в рабочих условиях применения СУЭ и при доверительной вероятности, равной 0,95. Закон распределения погрешностей принимается нормальным.

1.5.2. Погрешность измерений в точке учета электроэнергии и/или электрической мощности определяется для четырех значений тока нагрузки:

- тока нагрузки, составляющего 5% от номинального тока;
- тока нагрузки, составляющего 20% от номинального тока;
- тока нагрузки, составляющего 100% от номинального тока;
- тока нагрузки, составляющего 120% от номинального тока.

1.5.3. Предел допускаемой относительной погрешности ИИК электроэнергии, определяется в % по формуле:

$$\delta_w = \pm 1,1 \sqrt{\delta_J^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_L^2 + \delta_{C.O}^2 + \sum_{j=1}^n \delta_{C_j}^2 + \delta_{V.C}^2 + \delta_T^2} \quad (1)$$

где  $\delta_J$  – предел допускаемой относительной погрешности тока ТТ, %;

$\delta_U$  – предел допускаемой относительной погрешности напряжения ТН, %;

$\delta_\theta$  – предел допускаемой относительной погрешности трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, %;

$\delta_L$  – предел допускаемой относительной погрешности из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН, %. При расчете предела допускаемой относительной погрешности ИИК берется максимальное значение для группы ИИК;

$\delta_{C.O}$  – предел допускаемой основной относительной погрешности счетчика, %;

$\delta_{C_j}$  – предел допускаемой дополнительной погрешности счетчика, возникающей из-за отклонения i-й влияющей величины от ее нормального значения, %;

n – число влияющих величин, учитываемых при определении дополнительной погрешности счетчика;

$\delta_T$  – предел допускаемой относительной погрешности измерения текущего времени, %;

$\delta_{V.C}$  – относительная погрешность устройства сбора и передачи данных.

1.5.4. Определение составляющих погрешности измерительного канала электроэнергии, входящих в формулу 1.

Предел допускаемой относительной погрешности тока  $\delta_J$  и угловой погрешности  $\theta_J$  определяется по ГОСТ 7746–2001 или эксплуатационной документации на используемый ТТ и приводится в таблице 6.

Таблица 6

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

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

Класс точности ТТ	Первичный ток, % от номинального значения (ток нагрузки)	Предел допускаемой погрешности	
		токовой $\delta_I$ , %	Угловой $\theta_I$ , %
0,5	<5	не нормируется	не нормируется
	5	$\pm 1,5$	$\pm 90$
	20	$\pm 0,75$	$\pm 45$
	100-120	$\pm 0,5$	$\pm 30$

Предел допускаемой относительной погрешности трансформаторной схемы подключения

счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН  $\delta_\theta$  определяется:

а) для активной электроэнергии по формуле:

$$\delta_\theta = 0,029 \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \varphi} / \cos \varphi$$

б) для реактивной электроэнергии по формуле:

$$\delta_\theta = 0,029 \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \cos \varphi / \sqrt{1 - \cos^2 \varphi}$$

Предел допускаемой основной относительной погрешности счетчика  $\delta_{с.о}$  определяется по ГОСТ 26035-83, ГОСТ 30206-94, ГОСТ 30207-94 или по Руководству по эксплуатации на счетчик. При измерении активной энергии согласно таблицы 4.

Таблица 4 – Пределы погрешности, выраженные в процентах, для счетчиков электроэнергии с классом точности 0,5S по ГОСТ 30206-94

Значение тока	Коэффициент мощности	Пределы погрешности, % Для счетчиков класса точности 0,5S по ГОСТ 30206-94
От $0,01 \cdot I_{ном}$ до $0,05 \cdot I_{ном}$	1	$\pm 1,0$
От $0,05 \cdot I_{ном}$ до $I_{макс}$ включительно	1	$\pm 0,5$
От $0,02 \cdot I_{ном}$ до $0,1 \cdot I_{ном}$	0,5 инд. 0,8 емк.	$\pm 1,0$
От $0,1 \cdot I_{ном}$ до $I_{макс}$ включительно	0,5 инд. 0,8 емк.	$\pm 0,6$

Примечание. Согласно РД 153-34.0-11.209-99 погрешности счетчика  $\delta_{с.о}$  при значении  $\cos \varphi = 0,8$  инд. и при  $\cos \varphi = 1$  примерно равны друг другу.

Предел допускаемой основной относительной погрешности при измерении реактивной энергии:  $\delta_{с.о} = \pm K$

- при значениях  $m$  от 0,2 включительно до значения, соответствующего максимальной силе тока.

$$\delta_{с.о} = \pm K(0,9 + 0,02 / m)$$

- при значениях  $m$  от 0,01 до 0,2, где:  $K$  - класс точности счетчика;

$$m = \frac{U \cdot I \cdot \sin \varphi}{U_{ном} \cdot I_{ном}}$$

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

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

174-ПЗР-т.1

Лист

43

$U$  – значение напряжения измерительной сети;

$I$  – значение силы тока;

$U_{ном}, I_{ном}$  – номинальные значения, соответственно, напряжения и силы тока.

Предел допускаемой дополнительной погрешности счетчика, возникающей из-за отклонения  $j$ -й влияющей величины от ее нормального значения, определяется по формуле:

$$\delta_{Cj} = K_j \Delta \xi_j$$

где  $K_j$  – значение  $j$ -ой функции влияния, % на единицу влияющей величины; определяется по ГОСТ 26035-83, ГОСТ 30206-94 или РЭ на счетчик;

$\Delta \xi_j$  – наибольшее отклонение  $j$ -ой влияющей величины от ее нормального значения, в единицах измеряемой величины; определяется по фактическим результатам наблюдения за изменением  $j$ -ой влияющей величины на энергообъекте.

Дополнительная погрешность, вызываемая изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным не должна превышать пределов для соответствующего класса точности, установленных в таблице 5.

Рассчитаем значения функций влияния, задавшись некоторыми возможными отклонениями влияющих величин. Реальные условия применения счетчика определяют по результатам измерений влияющих величин на конкретном объекте (температура окружающего воздуха, индукция внешнего магнитного поля и другие влияющие величины в соответствии с РД 34.11.114-98).

Таблица 5

Влияющая величина	Значение тока (при симметричной нагрузке, если не оговорено особо)	Коэффициент мощности	Класс точности счетчиков	
			0,2S	0,5S
Изменение температуры окружающего воздуха	$0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	1,0	Средний температурный коэффициент, %/К	
	$0,10I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	0,01	0,03
Изменение напряжения $\pm 10\%$	$0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	1,0	Пределы дополнительной погрешности, %	
	$0,10I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	0,10	0,20
Изменение частоты $\pm 2\%$	$0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	1,0	0,10	0,20
	$0,10I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)		
Обратный порядок следования фаз	$0,10I_{ном}$	1,0	0,05	0,10
Несимметрия напряжения	$I_{ном}$		0,50	1,00
Вспомогательное напряжение $\pm 15\%$	$0,01I_{ном}$		0,05	0,10
Гармоники в цепях тока и напряжения	$0,50I_{макс}$		0,40	0,50
Субгармоники в цепи переменного тока	$0,50I_{ном}^{7)}$		0,60	1,50

Изм. № подл.

Подпись и дата

Взам.инв. №

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

Постоянная магнитная индукция внешнего происхождения	I <sub>НОМ</sub>	2,00	
Магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл		0,50	1,00
Радиочастотные электромагнитные поля		1,00	2,00
Функционирование вспомогательных частей	0,01I <sub>НОМ</sub>	0,05	0,10
Кондуктивные помехи, наводимые радиочастотными полями	I <sub>НОМ</sub>	1,0	2,0
Наносекундные импульсные помехи			
Устойчивость к колебательным затухающим помехам			

Таблица 6 - Значения функций влияния и отклонения влияющих величин для счетчиков с классом точности 0,5S.

Наименование влияющей величины	Отклонение влияющей величины, Δξ <sub>j</sub>	Коэффициент мощности	Дополнительная погрешность δ <sub>cj</sub> = K <sub>j</sub> Δξ <sub>j</sub>		
			0,5S	1,0	2,0
1. Изменение напряжения измерительной цепи	10%	1,0	0,2	0,7	1,0
		0,5 (при индуктивной нагрузке)	0,4	1,0	1,5
2. Изменение частоты	3%	1,0	0,3	0,75	1,2
		0,5 (при индуктивной нагрузке)		1,05	1,5
3. Гармоники в цепях тока и напряжения	-	1,0	0,5	0,8	1,0
4. Изменение индукции внешнего магнитного поля	0,05мТл	1,0	0,1	0,2	0,3
5. Изменение температуры окружающего воздуха	8 К	1,0	0,24	0,4	0,8
		0,5 (при индуктивной нагрузке)	0,4	0,56	1,2

Предел допускаемой относительной погрешности измерения текущего времени определяется в % по формуле:

$$\delta_T = \frac{\Delta T}{3600 \cdot T_{\text{ин}}} \cdot 100$$

где ΔT - абсолютная погрешность таймера, с;  
3600 - множитель, переводящий часы в секунды.

T<sub>ин</sub> - учетный интервал времени при измерении электроэнергии, ч; (типовое значение составляет 24ч) и составляет δ<sub>T</sub> = +0,0005 %. Полученное значение δ<sub>T</sub> является одинаковым для всех ИИК и не зависит от вида измеряемой электроэнергии (активная/реактивная).

Инд. № инв. №

Подпись и дата

Инд. № подл.

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

174-ПЗР-т.1

Лист

45

- Относительную погрешность УСПД вычисляют по формуле:

$$\delta_{yc} = \pm \sqrt{\delta_T^2 + \delta_{T.P}^2}$$

где  $\delta_T$  - среднесуточная погрешность измерений текущего астрономического времени, %

$\delta_{TP}$  - погрешность рассинхронизации при измерениях текущего астрономического времени, %

$$\delta_T = 0,0005\% ; \delta_{TP} = 0,001\% - \text{для УСПД.}$$

Поскольку УСПД использует данные счетчика, переданные в цифровом коде, и не производит с ними различных преобразований, а порядок суммы погрешности рассинхронизации и измерения текущего времени составляет 0,001%, то принимается, что погрешность УСПД пренебрежимо мала и в расчете учитываться не будет. По формуле производится суммирование составляющих погрешности измерения активной (реактивной) электроэнергии.

Расчет допускаемых относительных погрешностей ИИК электроэнергии  $\delta W$ , рассчитанных для относительных нагрузок 5 (2), 20, 100, 120%, приводится в таблице 7.

1.5.5. Предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала электрической мощности для всех вариантов конфигурации ИИК определяется по формуле:

$$\delta_p = \pm 1,1 \sqrt{\left(\frac{\delta_w}{1,1}\right)^2 + \delta_{TP}^2},$$

где  $\delta W$  - предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерениях электроэнергии, %;

$\delta_{TP}$  - предел допускаемой относительной погрешности средства измерений времени в составе АИИС, %

Предел допускаемой относительной погрешности измерения интервала времени усреднения мощности определяется по формуле:

$$\delta_{TP} = \frac{\Delta T}{60 \cdot T_{уср}} \cdot 100$$

где  $\Delta T$  - абсолютная погрешность таймера, для Вектор-3 не превышает  $\pm 0,5$  с/сут с;

60 - множитель, переводящий минуты в секунды;

$T_{уср}$  - интервал времени усреднения мощности, мин;  $T_{уср} = 30$  мин

$$\delta_{TP} = \frac{\Delta T}{60 \cdot T_{уср}} \cdot 100 = \frac{0,5}{60 \cdot 30} \cdot 100 = 0,0277\%$$

Полученное значение  $\delta_{TP}$  является одинаковым для всех ИИК и не зависит от вида измеряемой электроэнергии (активная/реактивная).

Поскольку предел допускаемой относительной погрешности измерения интервала времени усреднения мощности значительно меньше предела допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерениях электроэнергии  $\delta W$ , то при расчете по формуле (5) им можно пренебречь. Поэтому предел допускаемой относительной погрешности измерения электрической мощности будет равен пределу допускаемой относительной погрешности измерения электроэнергии.

Фактические значения относительных погрешностей измерительных комплексов требуется определить при проведении поверки. На каждый измерительный комплекс составляется паспорт-протокол в соответствии с РД 34.09.101-94.

Таблица 7 - Расчет приписанных погрешностей измерений электрической энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации ИИК ТИ со счетчиками трансформаторного включения.

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

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

Номер ИИК	Величина расчетного тока от ном, в %	$\delta_j$ - токовая погрешность ТТ, %	$\theta_j$ - угловая погрешность ТТ, %	$\delta U$ - погрешность напряжения ТН, %	$\theta U$ - угловая погрешность ТН, %	$\delta \theta$ - погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, %	$\delta l$ - погрешность из-за потери напряжения в линии соединения счетчика с ТН, %	$\delta \alpha$ - основная относительная погрешность счетчика, %	$\delta_{sj}$ - дополнительная погрешность счетчика от j-той влияющей величины, %				$\delta_m$ - предел допускаемой погрешности измерений электрической энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации, %		
									$\delta t$ - температурная погрешность	$\delta u$ - погрешность от изменения напряжения	$\delta f$ - погрешность от изменения частоты	$\delta n$ - погрешность от изменения индукции внешнего магнитного поля			
ИИК, ТТ 0,55	Счетчик с классом точности 0,5	Активная энергия													
		$\cos \varphi = 0,8$ емк.													
		5%	1,5	90	0	0	1,96	0	1,0	0,24	0,2	0,3	0,1	2,97	
		20%	0,75	45	0	0	0,978	0	0,6	0,24	0,2	0,3	0,1	1,59	
		100%	0,5	30	0	0	0,65	0	0,6	0,24	0,2	0,3	0,1	1,22	
		120%	0,5	30	0	0	0,65	0	0,6	0,24	0,2	0,3	0,1	1,22	
		$\cos \varphi = 1,0$													
		5%	1,5	90	0	0	0	0	0,5	0,24	0,2	0,3	0,1	1,81	
		20%	0,75	45	0	0	0	0	0,5	0,24	0,2	0,3	0,1	1,11	
		100%	0,5	30	0	0	0	0	0,5	0,24	0,2	0,3	0,1	0,92	
		120%	0,5	30	0	0	0	0	0,5	0,24	0,2	0,3	0,1	0,92	
		$\cos \varphi = 0,8$ инд.													
		5%	1,5	90	0	0	1,96	0	0,5	0,24	0,2	0,3	0,1	2,81	
		20%	0,75	45	0	0	0,978	0	0,5	0,24	0,2	0,3	0,1	1,54	
		100%	0,5	30	0	0	0,65	0	0,5	0,24	0,2	0,3	0,1	1,17	
		120%	0,5	30	0	0	0,65	0	0,5	0,24	0,2	0,3	0,1	1,17	
	$\cos \varphi = 0,5$ инд.														
	5%	1,5	90	0	0	4,52	0	1,0	0,4	0,4	0,3	0,1	5,4		
	20%	0,75	45	0	0	2,26	0	0,6	0,4	0,4	0,3	0,1	2,79		
	100%	0,5	30	0	0	1,51	0	0,6	0,4	0,4	0,3	0,1	2,0		
	120%	0,5	30	0	0	1,51	0	0,6	0,4	0,4	0,3	0,1	2,0		
	Счетчик с классом точности 1,0	Реактивная энергия													
		$\cos \varphi = 0,8 \sin = 0,5$													
		5%	1,5	90	0	0	3,48	0	1,5	0,4	0,7	0,75	0,2	4,65	
		20%	0,75	45	0	0	1,74	0	1,0	0,4	0,7	0,75	0,2	2,66	
		100%	0,5	30	0	0	1,16	0	1,0	0,4	0,7	0,75	0,2	2,16	
		120%	0,5	30	0	0	1,16	0	1,0	0,4	0,7	0,75	0,2	2,16	
		$\cos \varphi = 0,5 \sin = 0,8$													
5%		1,5	90	0	0	1,51	0	1,5	0,56	1,0	1,05	0,2	3,34		
20%		0,75	45	0	0	0,75	0	1,0	0,56	1,0	1,05	0,2	2,36		
100%		0,5	30	0	0	0,5	0	1,0	0,56	1,0	1,05	0,2	2,19		
120%		0,5	30	0	0	0,5	0	1,0	0,56	1,0	1,05	0,2	2,19		
0		0	0	0	0	0	0	1,0	0,56	1,0	1,05	0,2	2,04		
0	0	0	0	0	0	0	1,0	0,56	1,0	1,05	0,2	2,04			
0	0	0	0	0	0	0	2,5	0,8	1,0	1,2	0,3	3,38			
0	0	0	0	0	0	0	2,0	0,8	1,0	1,2	0,3	2,95			
0	0	0	0	0	0	0	2,0	0,8	1,0	1,2	0,3	2,95			
0	0	0	0	0	0	0	2,0	0,8	1,0	1,2	0,3	2,95			
$\cos \varphi = 0,5 \sin = 0,8$															
0	0	0	0	0	0	0	2,5	1,2	1,5	1,5	0,3	3,85			
0	0	0	0	0	0	0	2,0	1,2	1,5	1,5	0,3	3,48			
0	0	0	0	0	0	0	2,0	1,2	1,5	1,5	0,3	3,48			
0	0	0	0	0	0	0	2,0	1,2	1,5	1,5	0,3	3,48			



**Вывод:**

Предел допускаемой относительной погрешности измерения интервала времени усреднения мощности составляет 0,0277%, что соответствует требованиям РД 34.09.101-94. В соответствии с таблицей 7 предел допускаемой погрешности измерений электрической энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации соответствует требованиям РД 34.09.101-94.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

**174-ПЗР-т.1**



Соответственно  $6,0 \cdot 150 \cdot 2 \cdot 1,2 > 421 \cdot (0,4 + 1,0)$ , то есть  $2160 > 589,4$  условие выполнено.

6. Проверка трансформаторов тока на минимальную и максимальную рабочую нагрузку  
Согласно п.1.5.17 ПУЭ трансформаторов тока должны быть проверены на минимальную и максимальную рабочую нагрузку по условиям:

$$I_{2max} \geq 40\% I_{2ном.т.т}$$

$$I_{2min} \geq 5\% I_{2ном.т.т}$$

Проверка трансформаторов тока при максимальной нагрузке

$$\frac{122}{150} \times 100\% = 81,3\% > 40\% ;$$

Проверка трансформаторов тока при минимальной нагрузке

$$\frac{31}{150} \times 100\% = 20,7\% > 5\%$$

Проверка трансформаторов тока при пусковой нагрузке

$$\frac{122}{150} \times 100\% = 81,3\% > 40\%$$

Из представленных расчетов видно, что условия выбора трансформаторов тока по максимальной и минимальной нагрузке отвечают требованиям п.1.5.17 ПУЭ.

Расчет параметров трансформаторов тока производился по максимальным расчетным нагрузкам, представленным в таблице А, которые были определены на основе суточных графиков электрических нагрузок в точках измерения и разрешенных мощностей в соответствии с значением сетевого ограничения по справкам на мощность.

Таблица А.

№ ИИК ТИ	Точки организации учета	I <sub>min</sub> раб , А	I <sub>max</sub> раб , А	I <sub>пуск</sub> , А
№1	КТП 10/0,4 кВ	31(20 кВА)	122 (80 кВА)	122

\* I<sub>max</sub> раб выбирается по значению разрешенной мощности в соответствии с АТП;

\*\* I<sub>min</sub> раб принимается с учетом обеспечения нагрузок в период минимальных нагрузок (ночью), а так же данных потребления за предыдущий период.

На основании исходных данных, максимального рабочего тока и конструктивных особенностей существующего электрооборудования к установке в точках измерения приняты трансформаторы тока типа Т-0,6б класса точности 0,5S

**Заключение по выбору измерительных трансформаторов тока.**

Технические параметры и метрологические характеристики выбранных трансформаторов тока отвечают требованиям ГОСТ 7746-2001.

Измерительные трансформаторы тока соответствуют требованиям ПУЭ по классу напряжения, по электродинамической и термической стойкости, климатическому исполнению.

Изм. № подл.

Подпись и дата

Взам.инв. №

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

174-ПЗР-т.1

Лист

50

Расчет длительно допустимого тока шин ТП

В закрытых РУНН 0,4кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. Согласно ПУЭ сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений по экономической плотности тока не проверяются. В большинстве конструкций шин механического резонанса не возникает. Поэтому ПУЭ не требуют их проверки на электродинамическую стойкость. Выбор сечения шин производится по нагреву (по допустимому току). Условие выбора:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}$$

где  $I_{\text{доп}}$  - допустимый ток на шины выбранного сечения. В соответствии с ПУЭ таблица 1.3.31, для выбранных шин  $I_{\text{доп}}=540\text{А}$  (с учетом ПУЭ п. 1.3.23).

$I_{\max}=197\text{А}$ . (максимальный рабочий ток при условии работы силового трансформатора 100кВА с перегрузкой 30%)

Таким образом:  $197\text{А} \leq 540\text{А}$ . С учетом дальнейшего подключения потребителей выбираем шины: АД31Т-40х5.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

## Приложение 11

Расчет КЛ 10 кВ по термической стойкости, потерям напряжения, длительно допустимому току и экономической плотности.

По ПУЭ п 1.3.25  $S = \frac{I}{J_{\text{эк}}}$ , где I - расчетный ток в час максимума энергосистемы, А;

$J_{\text{эк}}$  - нормированное значение экономической плотности тока, А/мм<sup>2</sup>.,  
выбираем по т.1.3.36 ПУЭ.

-По учебнику «Электрические системы и сети» В.И. Идельчик  
Выбор по термической и экономической устойчивости и тока КЗ.

$S = I_{\text{кз}} \frac{\sqrt{t}}{c}$ , где  $I_{\text{кз}}$  - ток короткого замыкания; t – время срабатывания защиты;

c- постоянная, зависит от проводника, выбирается по ПУЭ табл. 6-1.

Получаем:

$$S_{\text{эк.пл}} = \frac{5,8}{1,4} = 41,43 \text{ мм}^2$$

$$S_{\text{терм.уст.}} = 6806 \frac{\sqrt{0,4}}{57} = 75,52 \text{ мм}^2$$

Расчет длительно допустимого тока для проектируемой КЛ 10 кВ производится в соответствии с ПУЭ таблица 1.3.16 для нашего кабеля АСБ2л 3х240 длительно допустимый ток 355 А. С учетом коэффициентов  $255,6\text{А} = 355 * 0,8 * 0,9$ . В соответствии с ПУЭ этот ток должен быть больше чем рабочий ток линии 5,8 А .

$$I_{\text{раб}} = \frac{S}{\sqrt{3} * U} = \frac{100\text{кВА}}{\sqrt{3} * 10\text{кВ}} = 5,8\text{А}$$

Соответственно получаем, что  $I_{\text{дл. доп}} > I_{\text{раб}}$ , то есть  $255,6\text{А} > 5,8\text{А}$ .

Поправочный коэффициент взят из ПУЭ таблица 1.3.26.

Расчет потерь на участке

Кабель	R, Ом	X, Ом
АСБ2л-240	0,13	0,075

Формулы для расчет приняты в соответствии с учебником: Электрические системы и сети под редакцией Идельчик В.И. Ссылка на страницу из учебника указана в скобочках за расчетной формулой. Расчет потерь на участке в узле выполнен для схемы чертеж 196-450-ЭС лист 5. Ко – коэффициент одновременности. Для количества потребителей равного или больше 20 принимается 0,8.

$$\Delta U_{\text{уч}} = \frac{(\sum P * R + \sum Q * X) * 100\%}{1000 * U^2} \quad (130)$$

Где

P-расчетная активная мощность участка, кВт

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Q – расчетная реактивная мощность участка, кВАр

$S_{уст}$ - полная установленная мощность, кВа

R- полное активное сопротивление участка, Ом

X- полное реактивное сопротивление участка, Ом

$$P = S_{уст} * K_o * \cos \varphi \quad (131)$$

Где  $K_o$  – коэффициент одновременности.

$$Q = S_{уст} * K_o * \sin \varphi \quad (131)$$

$$R = L * r$$

Где

L- протяженность расчетного участка, км

r- активное сопротивление кабеля, ом/км

-берется из таблицы.

$$X = L * x$$

Где

L- протяженность расчетного участка, км

x- реактивное сопротивление кабеля, ом/км

Участок 0-1

$$\Delta U_{уч} = \frac{(\sum P * R + \sum Q * X) * 100\%}{1000 * U^2}$$

$$\frac{100 * 0,13 * 1,318 + 61 * 0,075 * 1,318 * 100\%}{1000 * 10^2} = 0,23 \%$$

Где 100 кВт- суммарная активная нагрузка всех потребителей  
61 кВАр, -суммарная реактивная нагрузка всех потребителей.

Все результаты сведены в таблицу, см. ниже.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Инв. № подл. Подпись и дата

Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

№	Направление		Нагрузки		Исходные данные		Расчет						Выбранный кабель											
	Откуда	Куда	Мощность кВА	Ток, А	Нагрузка в режиме Нормальном	Аварийном кВА	Способ прокладки	Кол. кабелей	Коеф. в трубах	Коеф. при числе кабелей	Длительно допустимый ток кабеля, А	Длительно допустимый ток кабеля, А уч. коеф. А	Сечение, мм <sup>2</sup>	По экономической плотности Голевое число часов использ. максимум	Экономическая плотность тока, А/мм <sup>2</sup>	Сечение, мм <sup>2</sup>	Потери сумм напряжения, %	Термическая устойчивость (по току КЗ) Время, сек	Ток КЗ, А	Сечение, мм <sup>2</sup>	Марка	Сечение	Длина, м	Доп. Ток, А
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
1	РУ 10 кВ ТП №525	Пр. КТПН 10/0,4 кВ	100	5,8	100	100	транш.	2	0,9	0,8	355	255	240	3000- 5000	1,4	41,43	0,23	0,4	6806	75,52	АСБ2п	3×240	1318	255

**Проверка ТТ по вторичной нагрузке**

Сечения жил кабелей токовых цепей трансформаторов тока (ТТ) выбираются исходя из выполнения следующего условия (согласно ГОСТ 7746-2001):

$$0,25 \cdot Z_{доп} \leq Z_n \leq Z_{доп} \quad (1)$$

где  $Z_n$  – полная нагрузка вторичной обмотки ТТ, Ом;

$Z_{доп}$  допустимая (номинальная) нагрузка вторичной обмотки ТТ, Ом.

Примечание. Условие (1) применимо для ТТ с номинальной мощностью ( $S_{ном}$ ) более 10ВА. Согласно п. 6.4.2 ГОСТ7746-2001 для ТТ с  $S_{ном} \leq 10$  ном ВА минимальная мощность нагрузки ( $S_{мин}$ ) ТТ должна составлять:

- для ТТ с  $S_{ном} = 1$ ВА  $S_{мин} = 0,8$ ВА;
- для ТТ с  $S_{ном} = 5$ ВА  $S_{мин} = 3,75$ ВА;
- для ТТ с  $S_{ном} = 10$ ВА  $S_{мин} = 3,75$ ВА.

Соответственно условие (1) примет вид:

$$0,8 \cdot Z_{доп} \leq Z_n \leq Z_{доп} \quad (2)$$

- для ТТ с  $S_{ном} = 5$ ВА ( $Z_{доп} = 0,2$ Ом)

$$0,75 \cdot Z_{доп} \leq Z_n \leq Z_{доп} \quad (3)$$

- для ТТ с  $S_{ном} = 10$ ВА ( $Z_{доп} = 0,4$ Ом)

$$0,375 \cdot Z_{доп} \leq Z_n \leq Z_{доп} \quad (4)$$

Полная нагрузка складывается из сопротивлений подключенных к ТТ приборов, контрольных кабелей и переходных контактов.

$$Z_n = R_{пр} + K_I \cdot R_{каб} + R_{перех} \quad (5)$$

где  $R_{пр}$  – суммарное сопротивление приборов, Ом;

$K_I$  – коэффициент схемы включения ТТ;

$R_{каб}$  – суммарное сопротивление участков контрольного кабеля токовых цепей, Ом;

$R_{перех}$  – суммарное сопротивление переходных контактов, Ом.

$$R_{пр} = \frac{S_{сч} + S_{ин}}{I_{ном}^2} \quad (6)$$

где  $S_{сч}$  – потребление токовой цепи счетчика, ВА;

$S_{ин}$  – суммарная мощность, потребляемая измерительными приборами, ВА.

$I_{2ном}$  – номинальный вторичный ток ТТ, А;

$K_I = 1$  – для включения ТТ по схеме "звезда" (трехфазное включение счетчика);

$K_I = \sqrt{3}$  – для включения ТТ по схеме "неполная звезда" (двухфазное трехпроводное включение счетчика).

$$R_{каб} = R_{суц} + R_{зам} \quad (7)$$

где  $R_{суц}$  – сопротивление участков существующего контрольного кабеля токовых цепей, соответствующего требованиям и не подлежащего замене, Ом.

$R_{зам}$  – сопротивления заменяемых участков токовой цепи, Ом.

$R_{суц}$  и  $R_{зам}$  определяются как суммы сопротивлений существующих и заменяемых участков. Сопротивления участков определяются по формуле (8).

$$R_{каб} = \frac{L}{F \cdot \gamma} \quad (8).$$

Где  $L$  – длина провода, м;

$\gamma$  – удельная проводимость, м/Ом·мм<sup>2</sup> (57-медь, 34-алюминий);

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>174-ПЗР-т.1</b>	Лист 55



$F$  - сечение провода, мм<sup>2</sup>

$R_{перех} = 0,1 \text{ Ом}$ .

В случае замены (прокладки вновь) токовых цепей проводится расчет допустимого сечения проводников. Тогда в соответствии с формулами (5), (7), (8) расчетное сечение проводника составит:

$$F_p \geq \frac{\kappa_I \cdot L}{\gamma \cdot (Z_{доп} - R_{np} - R_{перех} - \kappa_I \cdot R_{сущ})} \quad (9)$$

По полученному значению расчетного сечения из стандартного ряда сечений принимается ближайшее большее, определяется значение  $Z$  п. и производится проверка на соответствие условиям (1) – (4).

Длина проводов, соединяющих трансформаторы тока со счетчиком электроэнергии, должна обеспечивать их работу в диапазоне допустимых нагрузок согласно ГОСТ 7746-2001 и настоящего проекта.

Расчет вторичной нагрузки ТТ трансформаторов тока, установленных в щите учета ЩУ.

-  $Z$  доп. = 0,2 Ом (для ТТ типа Т-0,66 с  $S_{ном} = 5 \text{ ВА}$  при  $I_{ном} = 5 \text{ А}$ );

- цепи тока провод с медной жилой КВВГнг,  $L = 8 \text{ м}$ ;

- счетчик электроэнергии Вектор-3 V3 ART-03 PND.

$S$  сч. = 0,1 ВА.

$S$  ип. = 0, тогда по формуле (6):

$$R_{np} = \frac{0,1}{5^2} = 0,004 \text{ Ом}$$

Расчетное сечение вновь прокладываемого провода определяется по формуле (9):

$$F_{\delta} \geq \frac{1 \cdot 8}{57 \cdot (0,2 - 0,004 - 0,1)} = \frac{1}{57 \cdot 0,096} = 1,46 \text{ мм}^2$$

Фактическое сечение провода принимается равным КВВГнг 10х2,5 мм<sup>2</sup>.

Сопротивление вновь проложенных токовых цепей определяется по формуле (8):

$$R_{\zeta} = \frac{7}{57 \times 2,5} = 0,056 \text{ Ом}$$

Полная нагрузка ТТ определяется по формуле (5):

$$Z_{\tau} = R_{i\delta} + \hat{E}_1 \cdot R_{\delta\delta\delta} + R_{\delta\delta\delta\delta} = 0,004 + 0,056 + 0,1 = 0,16 \text{ Ом}$$

Для ТТ с  $S$  ном = 5 ВА ( $Z$  доп. = 0,2 Ом)

$0,75 * Z$  доп.  $\leq Z$  п.  $\leq Z$  доп.,

$0,75 * 0,2 \leq Z$  п.  $\leq 0,2$ ;

$0,15 \leq Z$  п.  $\leq 0,2$ ;

$0,15 \leq 0,153 \leq 0,2$ , что удовлетворяет условию (3).

Проверка измерительных трансформаторов тока на электродинамическую и термическую стойкость к токам короткого замыкания не требуется в соответствии с ГОСТ 7746-2001 и ПУЭ.

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

**Расчет числа плиток и песка для КЛ 10 кВ.**

Защита КЛ 10 кВ выполнена плиткой ПЗК (240x480x16мм).

Траншея для КЛ 10 кВ имеет протяженность 1257 метров (см. кабельный журнал чертеж 174-450-ЭС лист 2.1.), где 97 метров защищено трубой, соответственно плиткой нужно защитить 1160 метров.

Получаем  $1160 \div 0,48 = 2417$  плиток.

Расчет песка для КЛ 10 кВ выполняется в соответствии с типовым проектом А5-92.

В соответствии с таблицей на чертеже А5-92-13 лист 21, для нашей траншеи шириной 300 мм (тип Т-2) нужно на 100 метров 9 м<sup>3</sup> песка, таким образом для нашей траншеи протяженностью 1257 метров нужно:  $1257 \times 0,09 = 113,13 \text{ м}^3$  песка.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

**Расчет количества битумной мастики для фундамента КТП.**

В соответствии с чертежом 174-500-ЭП лист 3, имеем блоки ФБС с размера 1180x400x580 мм, в количестве 10 штук.

Таким образом получаем, что для блоков ФБС с размерами 1180x400x580 мм площадь граней одного блока составляет 2,776м<sup>2</sup>, а для 10 блоков соответственно 27,76 м<sup>2</sup>.

В соответствии с ГЭСН сб.08-01-003 (норма7) необходимо 0,24 тонны битума на 100 м<sup>2</sup> поверхности, соответственно для 27,76 м<sup>2</sup> нужно 67 кг.

А так как обмазываем в два слоя то нужно 134 кг (2x67кг).

**Расчет количества песка и щебня для фундамента КТП.**

В соответствии с рекомендациями типового проекта ОТП.С.03.61.16-93 лист 28 под фундаманет делается подсыпка из песка глубиной 0,3 м и щебня высотой 0,1 м.

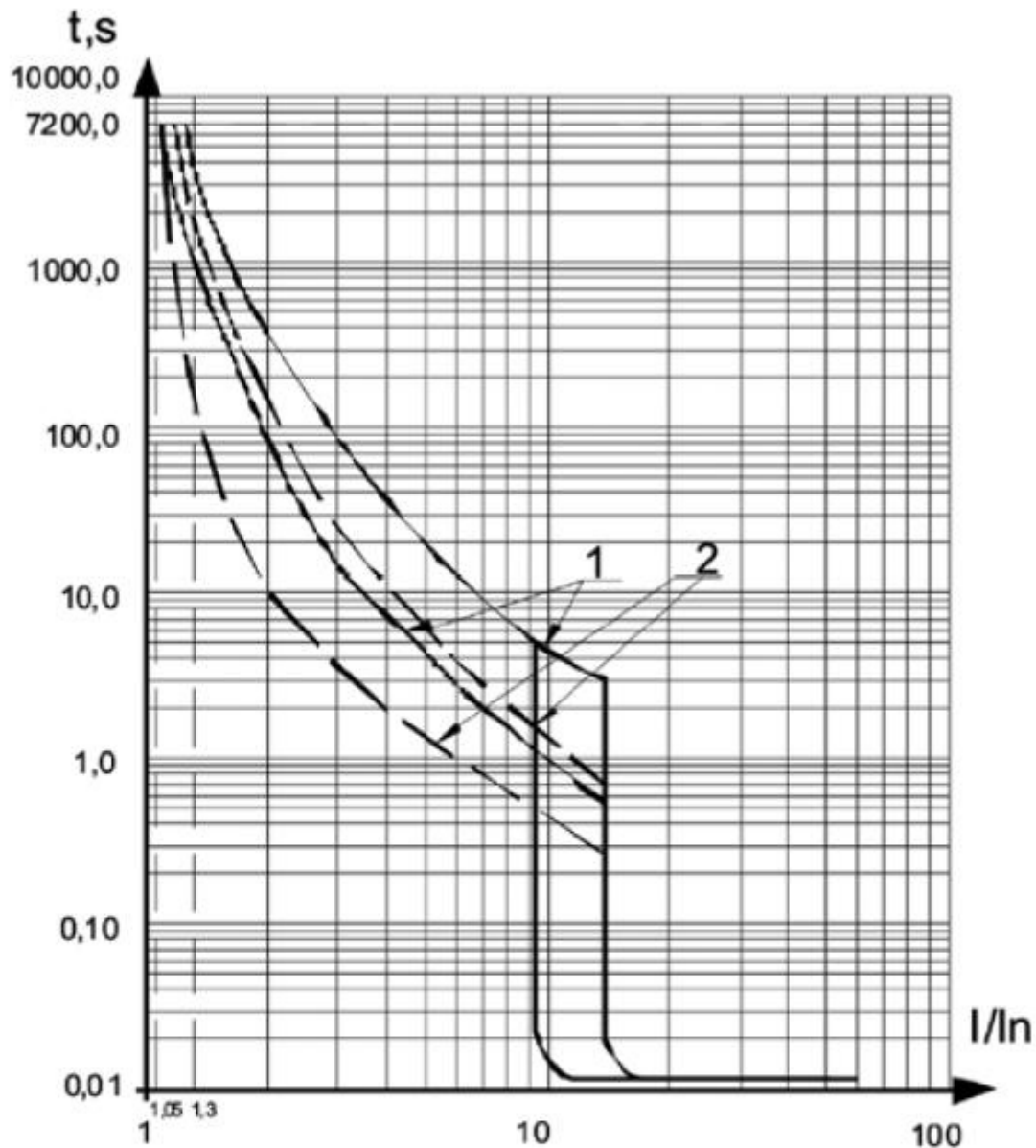
Таким образом для наших габаритов 2760x4740мм (см. чертеж 174-500-ЭП лист 3) получаем, что нам необходимо 2,76x4,74x0,3=3,925м<sup>3</sup> песка и 2,76x4,74x0,1=1,308м<sup>3</sup> щебня.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Расчет оценки срабатывания аппаратов защиты РУ 0.4 кВ и токовременные характеристики аппаратов.

Токовременные характеристики ВА 04-36



1 – зона работы теплового максимального расцепителя тока, снятая с холодного состояния  
 2 – зона работы теплового максимального расцепителя тока, снятая с нагретого состояния

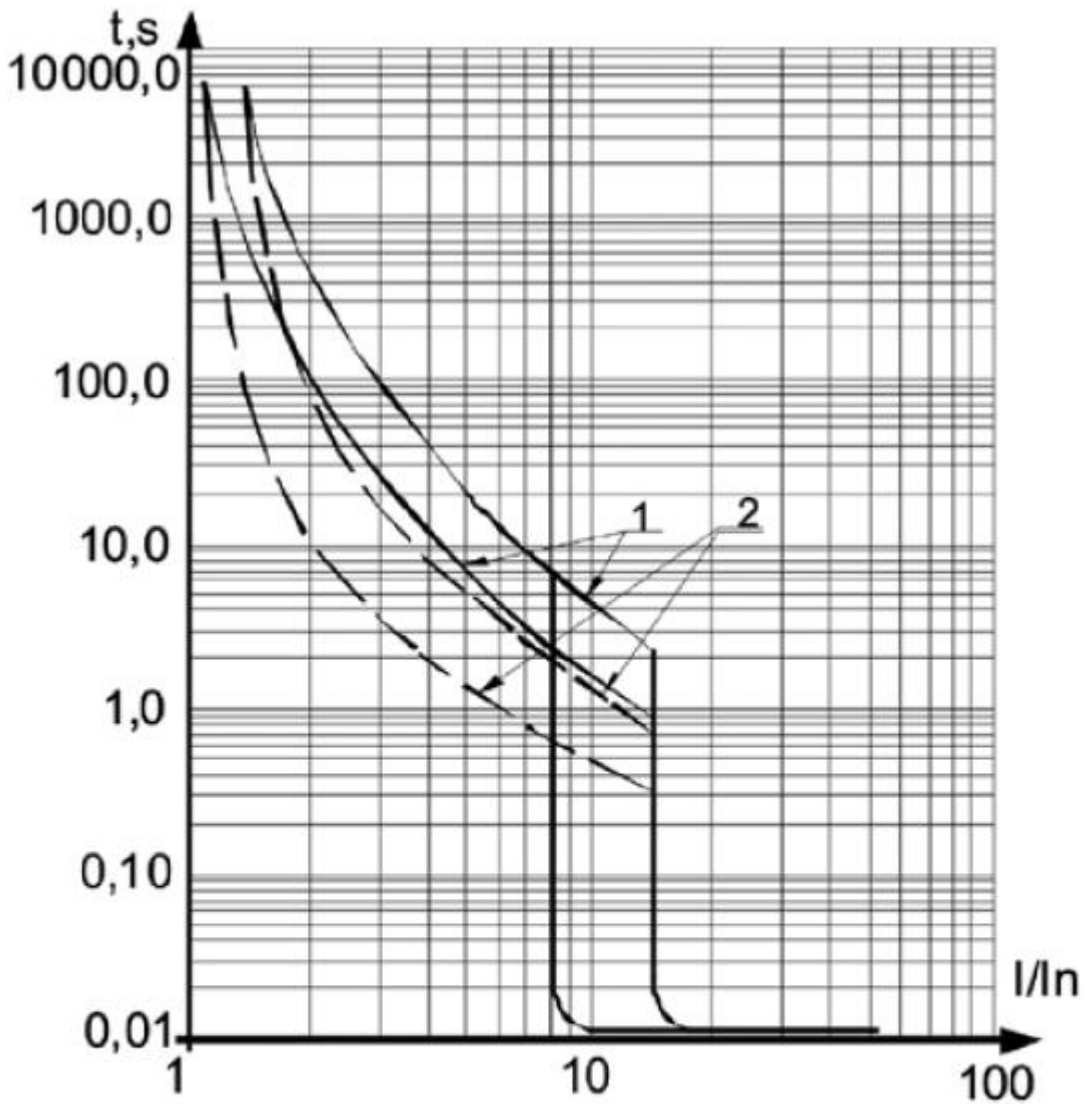
Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Токовременные характеристики ВА 5735



1 – зона работы теплового максимального расцепителя тока, снятая с холодного состояния  
 2 – зона работы теплового максимального расцепителя тока, снятая с нагретого состояния

Автоматические выключатели предназначены для проведения тока в нормальных условиях и отключения тока при коротких замыканиях, перегрузках и недопустимых снижениях напряжения, а также для нечастых оперативных включений и отключений электрических цепей. Автоматические выключатели выбираются по параметрам нормального режима и проверяются из условия пиковых режимов и режимов коротких замыканий.

Соответствие номинального напряжения автоматического выключателя номинальному напряжению сети

$$U_{н.а.} \geq U_{н.с.}$$

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Получаем для нашего автоматического выключателя:  $660В > 400В$ .

Соответствие номинального тока автоматического выключателя расчётному току защищаемой цепи

$I_n.a \geq I_{р.макс}$ , получаем  $160А \geq 121,21$ , где

$I_n.a$  – номинальный ток автоматического выключателя (принимается по каталожным данным), А;

$I_{р.макс}$  - максимальный рабочий ток цепи защищаемой автоматом, А.

Тепловой расцепитель автоматического выключателя выбирают из условия отстройки от рабочих и пиковых электроприемников

$I_n.t \geq K_n \times I_{р.макс}$

Где  $I_n.t$ - номинальный ток теплового расцепителя, А

$I_{р.макс}$  – максимальный рабочий ток цепи, защищаемой автоматическим выключателем, А.

$K_n$  – коэффициент надёжности

Получаем:

$160 \geq 1,2 \times 121,21 = 145,45А$ , условие выполнено.

Электромагнитный расцепитель автоматического выключателя выбирают из условий отстройки от пиковых токов элеткроприемников

$I_{с.о} \geq K_{н.о} \times I_{пик}$ , где

$I_{с.о}$  – ток срабатывания электромагнитного расцепителя, А

$K_{н.о}$  – коэффициент надёжности отстройки

Получаем  $K_{н.о} = 1,05 \times K_з \times K_а \times K_р$ , где

$K_з$ - коэффициент запаса, принимается равным 1,1,

$K_а$  – коэффициент учитывающий аperiодическую составляющую тока, 1,2 для смешенной нагрузки.

$K_з$ -коэффициент учитывающий возможность разброса тока срабатывания отсечки, принимается 1,3 для автоматических выключателей сери ВА.

Итого получаем  $250 \geq 121,21 \times 1,05 \times 1,1 \times 1,2 \times 1,3 = 218,4А$

Автоматические выключатели проверяют по условию стойкости при КЗ:

$PKC \geq I^3_{к.макс}$ , где

$PKC$ - предельная коммутационная способность автомата ( по каталогу): 6 кА.

$I^3_{к.макс}$ -максимальное значение трехфазного тока КЗ

Получаем  $6кА \geq 1,25кА$

На электродинамическую стойкость электрического аппарата при коротком замыкании, кА,  
 $i_{дин} \geq i_y$

где  $i_{дин}$  – ток электродинамической стойкости электрического аппарата, кА ( по каталогу 8кА).

$i_y$  – ударный ток короткого замыкания.

$i_y = \sqrt{2} \times K_u \times I^3_{к.макс}$ , получаем

$8кА \geq \sqrt{2} \times 1 \times 1,25 = 1,768кА$  условие выполнено.

На термическую стойкость автоматического выключателя

$I^2_T \times t > V_k = t_{с.о.} \times (I^3_{к.макс})^2$

Где  $I^2_T$  и  $t$  – ток и время термической стойкости аппараты защиты,

$t_{с.о.} \times (I^3_{к.макс})^2$  - тепловой импульс ока трехфазного КЗ

Получаем  $4,0 \times 1,0 > 1,1 \times (1,25)^2$   $4,0кА > 1,719кА$ , условие выполнено.

Автоматические выключатели проверены. Условия выполнены.

Изм. № подл.

Подпись и дата

Взам.инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

174-ПЗР-т.1

Лист

61