

Студенту Пономареву Александру Викторовичу

фамилия, имя, отчество

Группа ЗФЭ 11-06 Б Направление (специальность) 130302.07

номер

код

Электроснабжение

наименование

Тема выпускной квалификационной работы:

Электроснабжение микрорайона города

Утверждена приказом по университету №5577/с от 26 апреля 2016 г.

Руководитель ВКР А.В. Суворин, к.т.н., доцент кафедры ЭТКиС  
инициалы, фамилия, должность, учебное звание и место работы

Исходные данные к ВКР 1. Генеральный план микрорайона города. 2. Мощность короткого замыкания на шинах системы. 3. Расстояние от трансформаторов энергосистемы до п/ст. «Городская-2». 4. Нагрузки городских ТП, питающих потребителей жилого района.

Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов 1. Расчет эл. нагрузок. 2. Расчет центра эл.нагрузок. 3. Выбор трансформаторов ГПП, ТП. 4. Выбор схем внешнего и внутреннего электроснабжения. 5. Расчет токов короткого замыкания. 6. Релейная защита трансформаторов ГПП. 7. Расчет заземления и грозозащиты.

Перечень графического материала с точным указанием обязательных чертежей 1. Генеральный план микрорайона города. 2. Принципиальная электрическая схема ГПП-2. 3. План и разрез ОРУ-110 кВ. 4. Схема электроснабжения 10 кВ. 5. Релейная защита трансформатора ГПП.

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_ А.В. Суворин  
подпись

Задание принял к исполнению А.В. Пономарев  
подпись, инициалы и фамилия студента

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016г.

					<b>БР 130302.07-2016 ПЗ</b>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Пономарев А В				Лит.	Лист
Провер.		Суворин А.В.					3
Реценз.		.			<i>Электроснабжение микрорайона города</i>		
Н. Контр.							
Утверд.		В.И. Пантелеев					

## Введение

Среди многочисленных отраслей народного хозяйства электроэнергетика занимает ведущее положение, одной из главных задач которой, является удовлетворение потребностей народного хозяйства и повышения уровня жизнеобеспечения населения за счет повышения качества электроснабжения потребителей.

Существенное значение имеет выбор рациональных схем и методов электроснабжения потребителей, направленных на увеличение экономичности строительства и эксплуатации жилищно-коммунального хозяйства. А также широкое применение современных систем автоматики и простых и надежных устройств защиты отдельных элементов электрооборудования.

Все это ведет к рациональному и экономичному расходу электроэнергии.

Усовершенствования систем электроснабжения и повышения уровня электрофикации коммунальных, торговых и общественных предприятий, наряду с электрофикацией домашнего существенно уменьшает затраты труда на обслуживание и самообслуживание населения, а также улучшения состояния жилых помещений в плане санитарно-технических и экономических требований; улучшения состояния окружающей среды населенных пунктов.

					<b>БР 130302.07-2016 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		7

# 1 Требования предъявляемые к надежности электроснабжения городских потребителей

Требования к надежности электроснабжения (ЭСН) регламентированы ПУЭ и строительными нормативами [1].

Согласно этим документам все электроприемники городских сетей, в том числе электроприемники зданий делятся на три категории:

I. К первой категории относятся электроприемники, перерыв в электроснабжении которых может повлечь опасность для жизни людей и нарушение функционирования особо важных элементов городского хозяйства. К ним относятся:

а) электроприемники лечебно-профилактических учреждений жизненно-важных отделений (операционных, родильных, реанимационных, анестезиологии).

б) электроприемники противопожарных устройств в больницах или диспансерах или в отдельных их корпусах, в поликлиниках с количеством посещений более 600;

в) электроприемники котельных, обеспечивающие потребителей первой категории, не имеющих индивидуальных резервных источников тепла;

г) водопроводные насосные станции в городах с числом жителей более 50 тыс. человек, канализационные насосные станции, не имеющие аварийного выпуска;

д) электроприемники противопожарных устройств лифтов, сигнализация общественных зданий высотой более 17 этажей и выше, учреждений с количеством работающих более 2000 чел. и выше, учреждения финансирования, кредитования и государственного страхования;

е) электроприемники противопожарных устройств общеобразовательных школ, профессионально-технических училищ, средних специальных и высших учебных заведений при количестве учащихся более 1000 чел.;

ж) центральный диспетчерский пункт городской электрической сети, сети газоснабжения, водопроводно-канализационного хозяйства и сети наружного освещения;

з) электродвигатели и другие электроприемники противопожарных устройств, эвакуационное и аварийное освещение крытых зрелищных предприятий вместимостью более 800 мест;

					БР 130302.07-2016 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

- и) пункты централизованной охраны;
- к) городские центры питания (ЦП) с суммарной нагрузкой более 10000 кВА.

Все прочие потребители электроэнергии перечисленные в п.п. б, д, е, з, относятся ко второй (II) категории.

Электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания (ИП) и перерыв в электроснабжении допустим только на время автоматического включения резервного питания (АВР).

II. Ко второй категории относятся электроприемники, перерыв в электроснабжении которых приводит к нарушению нормальной деятельности человека (значительного количества жителей города). К ним относятся:

- а) жилые дома с электроплитами (за исключением одно-, восьми квартирных домов) и дома высотой более 6 этажей с газовыми плитами;
- б) общежития вместимостью более 50 чел.;
- в) учреждения с количеством рабочих от 50 до 2000 чел.;
- г) детские учреждения;
- д) медицинские учреждения, аптеки;
- е) крытые зрелищные предприятия с количеством мест в зале от 300 до 800 чел.;
- ж) открытые спортивные сооружения и искусственным освещением при наличии 20 рядов и более;
- з) предприятия общественного питания;
- и) магазины с торговой площадью от 250 до 2000 м<sup>2</sup>;
- к) бани;
- л) комбинаты бытового обслуживания, ателье, парикмахерские с количеством рабочих мест более 10;
- м) химчистки и прачечные с производительностью 400 кг и более белья в смену;
- н) учебные заведения;
- о) музеи и выставки местного значения;
- п) гостиницы с количеством мест от 200 до 1000;
- р) библиотеки с книжным фондом от 100 тыс. до 1 млн. единиц хранения;
- с) ЭВМ вычислительных центров, отделов не отнесенных к первой категории;
- т) диспетчерские пункты жилых районов и микрорайонов;
- у) установки наружного освещения дорог, улиц, тротуаров;

					БР 130302.07-2016 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

ф) городские трансформаторные подстанции (ГТП) с суммарной нагрузкой от 400 до 10000 кВА (при отсутствии электроприемников I категории).

Электроприемники II категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых источников, однако, перерывы в электроснабжении допустимы на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом.

III.К электроприемникам III категории относятся все электроприемники не подходящие под определение первой и второй категорий.

Электроприемники третьей категории могут питаться от одного источника, при этом перерывы в электроснабжении допустимы для подачи временного питания или ремонта на время не более одних суток.

Изложенные выше требования являются основой построения и реконструкции схем внешнего и внутреннего электроснабжения.

## 2 Определение электрических нагрузок

Определение электрических нагрузок составляет первый этап проектирования любой системы электроснабжения, и производится с целью проверки и выбора токоведущих элементов и электрических аппаратов. От правильной оценки ожидаемых электрических нагрузок зависит рациональность выбора схемы и всех элементов системы электроснабжения и ее технические и экономические показатели.

В настоящее время существенно возрастают электрические мощности, потребляемые электроприемниками жилых зданий, что предопределяет состояние и пропускную способность внешних и внутренних электрических сетей.

Рост электрических нагрузок вызывает реконструкцию электрических сетей, которые уже не позволяют получить необходимые технические значения потребления электрической энергии.

В данном проекте рассмотрена реконструкция электроснабжения части города, необходимость которой вызвана ростом электрических нагрузок во всем городе, вызванных: строительством новых жилых домов взамен старых одноэтажных домов, учреждений. В последнее время также началась замена газовых плит для приготовления пищи, на электрические. Из-за этого трансформаторы на ГПП-1 «Городская 1» загружены предельно-допустимо. И требуется замена трансформаторов на более мощные. Но город растет, строятся

новые дома, все дальше удаляясь в западном направлении, где расположена вторая ГПП «Городская 2», предназначенная в основном для питания городских производственных хозяйств (молокозавод, хлебозавод, пивобезалкогольный завод, базы ОРСа, завод по производству асфальта и бетона и т.д.).

Из-за удаленности новостроек от ГПП-1 и потребности замены трансформаторов на более мощные. Принимаем решение о переводе питания части жилых кварталов города с ГПП-1 на ГПП-2, что приведет к частичной разгрузки трансформаторов на ГПП-1, а также повысится надежность электроснабжения города.

На листе 1 графической части представлен генеральный план жилого массива города (изображенные на чертеже кабельные трассы с выбранными кабелями и центрами расчетных нагрузок будут изображены после проведения необходимых расчетов, приведенных далее в дипломном проекте).

Рассматриваемый жилой район запитываем от ГПП-2 с вводом питания на ТП-214. Условная линия раздела питания ГПП-2 и ГПП-1 или нормальный разрыв питания осуществим на ТП-210, где в аварийном режиме при потере питания от ГПП-2 можно будет запитать жилой сектор от ГПП-1.

Итак, определим электрические нагрузки на шинах 0,4 кВ подстанций реконструируемого района. Нагрузки фиксируем в часы вечернего времени зимнего периода (т.е. в часы тах нагр., с учетом освещения мест общего пользования (лестничных клеток, подвалов, чердаков). Так как основными потребителями являются жилые дома, то  $\cos \varphi = 0,98$  [1].

Ниже приведены таблицы нагрузок.

Таблица 2.1 – Электрические нагрузки жилых домов с лифтами

№ по плану	Наименование потребителя	Этажность	$\cos \varphi$	$T_{\text{гф}}$	Кол-во лифтов	$P_{\Sigma}$ кВт	$Q_{\Sigma}$ квар	$S_{\Sigma}$ кВ·А
1,2	Жилой дом	12	0,98	0,2	3	106	41	114
3	Жилой дом	9	0,98	0,2	7	274	90	288
4	Жилой дом	9	0,98	0,2	9	342	103	357
5,6	Жилой дом	9	0,98	0,2	1	50	16	52
7,8	Жилой дом	9	0,98	0,2	1	52	17	55
9,16	Жилой дом	9	0,98	0,2	7	274	90	288
10	Жилой дом	9	0,98	0,2	6	258	82	271
11	Жилой дом	9	0,98	0,2	5	221	71	232
12,14	Жилой дом	9	0,98	0,2	1	48	15	50
23	Жилой дом	9	0,98	0,2	3	146	48	157

Таблица 2.2 – Электрические нагрузки жилых домов без лифтов

№ по генплану	Наименование потребителя	Этаж-ность	Cos φ	Tg φ	PΣ кВт	QΣ квар	SΣ кВ·А
13	Жилой дом	5	0,98	0,2	159	31	162
15	Жилой дом	5	0,98	0,2	103	21	105
17	Жилой дом	5	0,98	0,2	99	20	101
18	Жилой дом	5	0,98	0,2	123	24	125

Расчет электрических нагрузок общественных зданий производим по учрежденным удельным расчетным нагрузкам общественных зданий (табл.2.8 [1])

$$P_{\Sigma} = P_{уд} \cdot N,$$

где  $P_{уд}$  – величина удельной нагрузки, кВт.

$N$  – размерность (расчетный параметр) [1].

$$Q_{\Sigma} = P_{\Sigma} \cdot tg\varphi; S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}. \quad (2.1)$$

Данные справочника и результаты расчетов занесем в таблицу.

Таблица 2.3 – Расчет нагрузок общественных зданий

№ по генплану	Здание	Расчетный параметр, N	Руд.		Cos φ	Tg φ	PΣ кВт	QΣ квар	SΣ кВ·А
			Величина	Размерность					
3а, 4а, 5а	Кафе	50 мест	0,9	кВт/место	0,98	0,2	45	9	46
7а	Пром.маг.	150 м <sup>2</sup>	0,11	кВт/м <sup>2</sup>	0,85	0,62	17	10	20
9а	Аптека	200 м <sup>2</sup>	0,15	кВт/м <sup>2</sup>	0,9	0,48	30	14,4	33
19,20,21	Дет.сад	300 мест	0,4	кВт/место	0,95	0,33	120	40	126
22	Школа	1500 уч.	0,22	кВт/уч-ся	0,93	0,38	330	125	353
24	Автокласс	200 уч.	0,14	кВт/уч-ся	0,95	0,33	28	9	29
25	Теплица	200 м <sup>2</sup>	0,1	кВт/м <sup>2</sup>	0,87	0,57	20	11	23
26	Универсам	700 м <sup>2</sup>	0,13	кВт/м <sup>2</sup>	0,85	0,62	91	56	107
27	Ц.О.О.	1500 м <sup>2</sup>	0,036	кВт/м <sup>2</sup>	0,87	0,57	67	45	81
28	Столовая	250 мест	0,9	кВт/место	0,98	0,2	225	45	229

Распределяем по трансформаторным подстанциям (ТП) расчетные нагрузки потребителей электроэнергии (жилых и общественных зданий и уличное освещение).

При подключении зданий различного назначения к шинам одной ТП суммарная максимальная нагрузка составит, кВт:

$$P_{max}^{ТП} = P_{max.зд} + P_{зд.1}K_{м1} + \dots + P_{зд.i}K_{ми}; \quad (2.2.)$$

где  $P_{max.зд}$  – наибольшая из расчетных нагрузок зданий, подключенного к данной ТП, кВт

$P_{зд.i}$ ,  $K_{ми}$  – расчетные нагрузки и коэффициенты участия в максимуме нагрузки на шинах данной ТП, кВт, о.е.

### 3 Расчет картограммы нагрузок и определение условного центра электрических нагрузок

Картограмма нагрузок представляет собой окружность, площадь которой прямопропорциональна расчетной нагрузке потребителей. Радиус окружности определяется по формуле:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{p.i}}{\pi \cdot M}}, \quad (3.1)$$

где  $P_{p.i}$  – расчетная активная нагрузка здания, кВт

$M$  – масштаб определения площади круга, кВт/мм<sup>2</sup>

Построение картограммы нагрузок также определяет величину угла сектора, выделяющего осветительную нагрузку из суммарной активной:

$$\alpha = 360 \cdot \frac{P_{po}}{P_p}, \quad (3.2)$$

где  $P_{po}$  и  $P_p$  – расчетные осветительная и суммарная активная нагрузки соответственно, кВт.



Так как ранее расчет нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП производился без выделения осветительной нагрузки из общей, то используя данные табл. 3.1 [3], выделим величину угла сектора осветительной нагрузки общественных зданий через процентные соотношения.

Очевидно, что центр общей нагрузки не будет соответствовать оптимальному расположению ГПП, потому что в расчетах не учитываются большинство других потребителей, питающихся от ГПП-2, то определение условного центра электрических нагрузок целесообразно проводить по отдельности для каждой ТП. Масштаб для определения площади круга принимаем равным  $M = 1 \text{ кВт/мм}^2$ . Координаты электрического центра нагрузки каждой ТП, м:

$$X_{oi} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad Y_{oi} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (3.4)$$

где  $P_i$  – активная нагрузка  $i$ -го здания, подключенной к данной ТП, кВт.

$X_i, Y_i$  – координаты абсцисс и ординат  $i$ -го здания, м.

Произведем расчет координат центра нагрузки для ТП-214, м:

$$X_{0214} = \frac{221 \cdot 91 + 48 \cdot 114 + 159 \cdot 234 + 48 \cdot 246 + 146 \cdot 171}{221 + 48 + 159 + 48 + 146} = 160,1;$$

$$Y_{0214} = \frac{221 \cdot 218 + 48 \cdot 125 + 159 \cdot 125 + 48 \cdot 204 + 146 \cdot 251}{221 + 48 + 159 + 48 + 146} = 193,7.$$

Таким образом мы получили расположение условного центра ТП-214 с координатами  $X_0 = 160,1 \text{ м}$ ,  $Y_0 = 193,7 \text{ м}$ .

Существующая ТП-214 (см.1 лист графической части) находится несколько левее по оси X от расчетного центра нагрузки. Исходя из экономических соображений перенос ТП на такое небольшое расстояние не имеет смысла, следовательно, месторасположение существующей ТП-214 удовлетворяет условиям выбора.

Определим радиусы окружностей зданий (картограмма нагрузок), мм:

$$r_{11} = \sqrt{\frac{221}{3,14 \cdot 0,25}} = 16,8; \quad r_{12} = \sqrt{\frac{48}{3,14 \cdot 0,25}} = 7,8; \quad r_{13} = \sqrt{\frac{159}{3,14 \cdot 0,25}} = 14,23;$$

$$r_{20} = \sqrt{\frac{48}{3,14 \cdot 0,25}} = 7,8; \quad r_{23} = \sqrt{\frac{146}{3,14 \cdot 0,25}} = 13,64.$$

Угол осветительной нагрузки жилых зданий выразить достаточно трудно, т.к. расчетную осветительную нагрузку исходя из удельной нагрузки освещения на единицу освещаемой площади можно определить лишь проведя большие и емкие расчеты, т.к. особого влияния определение угла осветительной нагрузки не оказывает, то в нашем случае, воспользуясь рекомендациями [3], можно принять в процентном отношении – 30–40 % для жилых домов, 30–35% – для школ и детских садов, 40–45 % – для центра общественных организаций (Ц.О.О.), 10–15 % – для кафе.

Расчет картограммы электрических нагрузок и определение условного центра электрических нагрузок для остальных ТП производится аналогично расчету ТП-214, результаты расчетов заносим в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Расчет координат центра нагрузок ТП

№ по ген. плану	Расчетная ТП	$P_{p.i}$ кВт	$X_i$ м	$Y_i$ м	$r_i$ мм	$X_o$ м	$Y_o$ м
9, 9а 10 26 28	ТП-212	295 258 73 157,5	94 187 248 235	469 352 431 474	19,4 18,3 9,64 14,2	167,3	427,9
4, 4а 5 5а 6 7 7а 8 19 27	ТП-211	373,5 50 31,5 50 52 10,2 52 48 40,2	343 317 340 360 415 439 459 405 246	427 280 272 280 282 272 282 364 342	21,82 7,981 6,34 7,98 8,14 3,6 8,4 7,82 7,16	356,1	366,7
1 2 3, 3а 18	ТП-210	106 106 305,5 123	688 698 539 568	319 366 392 306	11,6 11,6 19,73 12,52	595,5	359,1
14 15 16 17 21 22 24 25	ТП-213	24 51,5 137 49,5 96 330 19,6 8	484 545 684 600 521 380 431 449	161 130 167 234 228 181 231 205	5,53 8,1 13,2 7,9 11,1 20,5 5 3,2	479,9	185,6
11 12 13 23 20	ТП-214	221 48 159 146 48	91 114 234 171 246	218 125 125 251 204	16,8 7,8 14,23 13,64 7,8	160,1	193,7

Из расчетов новых центров нагрузок видно, что они почти совпадают с существующими ТП. Следовательно, первоначальные ТП 10/0,4 кВ остаются на прежних местах расположения.

Максимальную полную суммарную нагрузку на шинах 0,4 кВ ТП определим суммируя все активные и реактивные мощности соответствующих зданий:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{\sum_{i=1}^n P_i^2 + \sum_{i=1}^n Q_i^2} . \quad (2.3.)$$

Средневзвешенный коэффициент мощности по ТП составит:

$$\cos \varphi_{cp} = \frac{P_{\Sigma}}{S_{\Sigma}} . \quad (2.4.)$$

Ниже приведем пример расчета для ТП-214. От Тп-214 запитывается 5 зданий и уличное освещение. Номера зданий по генплану – 11, 12, 13, 20, 23. Соответственно по порядку их расчетные нагрузки, кВт – 221; 48; 159; 120; 146. Коэффициенты максимума, о.е. – 1; 1; 1; 0,4; 1. И соответственно  $\cos \varphi / \operatorname{tg} \varphi$  – 0,97/0,25; 0,97/0,25; 0,98/0,2; 0,95/0,33; 0,97/0,25. Тогда, кВт

$$\sum_{i=1}^n P = 221 \cdot 1 + 48 \cdot 1 + 159 \cdot 1 + 120 \cdot 0,4 + 146 \cdot 1 = 622 .$$

С учетом уличного освещения  $P_{ул.осв} = 17$  кВт,  $\cos \varphi / \operatorname{tg} \varphi = 0,85/0,62$ :

$$\sum_{i=1}^n P = 622 + 17 = 639 ;$$

$$\sum_{i=1}^n Q = 221 \cdot 0,25 + 48 \cdot 0,25 + 159 \cdot 0,2 + 48 \cdot 0,33 + 146 \cdot 0,25 + 17 \cdot 0,62 = 191,5$$

Тогда суммарная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП-214 составит, кВт·А:

$$S_{\Sigma 214} = \sqrt{639^2 + 191,5^2} = 667 .$$

Для остальных ТП расчеты производятся аналогично, результаты расчетов заносим в таблицу 2.4.

					БР 130302.07-2016 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-		14

Таблица 2.4 – Распределение нагрузок по ТП

№ по ген. плану	Наименование потребителя	Расч. нагрузка кВт	Коэф. макс. о.е.	Коэф. мощности $\cos\varphi/\operatorname{tg}\varphi$	Макс. нагрузка		
					$P_i$ кВт	$Q_i$ квар	$S_{\Sigma n}$ кВт·А
9	Жилой дом	274	1	0,97/0,25	274	90	
9а	Аптека	30	0,7	0,9/0,48	21	10	
10	Жилой дом	258	1	0,97/0,25	258	82	
26	Универсам	91	0,8	0,85/0,62	73	45	
28	Столовая	225	0,7	0,98/0,2	157,5	31,5	
Уличное освещение				0,85/0,62	17	10,5	
ИТОГО ПО ТП-212				0,95/0,33	800,5	269	844
4	Жилой дом	342	1	0,97/0,25	342	103	
4а	Кафе	45	0,7	0,92/0,2	31,5	6,3	
5	Жилой дом	50	1	0,97/0,25	50	16	
5а	Кафе	45	0,7	0,98/0,2	31,5	6,3	
6	Жилой дом	50	1	0,97/0,25	50	16	
7	Жилой дом	52	1	0,97/0,25	52	17	
7а	Пром.маг.	17	0,6	0,85/0,62	10,2	6,3	
8	Жилой дом	52	1	0,97/0,25	52	17	
19	Дет.сад	120	0,4	0,95/0,33	48	15,8	
27	Ц.О.О.	67	0,6	0,87/0,57	40,2	22,9	
Уличное освещение				0,85/0,62	17	10,5	
ИТОГО ПО ТП-211				0,95/0,33	724,4	237,1	762
1	Жилой дом	106	1	0,97/0,25	106	41	
2	Жилой дом	106	1	0,97/0,25	106	41	
3	Жилой дом	274	1	0,97/0,25	274	90	
3а	Кафе	45	0,7	0,98/0,2	31,5	6,3	
18	Жилой дом	123	1	0,98/0,2	123	24	
Уличное освещение				0,85/0,62	17	10,5	
ИТОГО ПО ТП-210				0,95/0,33	657,5	212,8	691
14	Жилой дом	48	0,5	0,97/0,25	24	7	
15	Жилой дом	103	0,5	0,98/0,2	51,5	10,3	
16	Жилой дом	274	0,5	0,97/0,25	137	34	
17	Жилой дом	99	0,5	0,98/0,2	49,5	9,9	
21	Дет.сад	120	0,8	0,95/0,33	96	31,7	
22	Школа	330	1	0,93/0,38	330	125	
24	Автокласс	28	0,7	0,95/0,33	19,6	6,5	
25	Теплица	20	0,4	0,87/0,57	8	4,5	
Уличное освещение				0,85/0,62	17	10,5	
ИТОГО ПО ТП-213				0,95/0,33	715,6	228,9	751
11	Жилой дом	221	1	0,97/0,25	221	55	
12	Жилой дом	48	1	0,97/0,25	48	12	
13	Жилой дом	159	1	0,98/0,2	159	32	
23	Жилой дом	146	1	0,97/0,25	146	37	
20	Дет.сад	120	0,4	0,95/0,33	48	16	
Уличное освещение				0,85/0,62	17	10,5	

Таблица 2.4 – Распределение нагрузок по ТП

№ по ген. плану	Наименование потребителя	Расч. нагрузка кВт	Коэф. макс. о.е.	Коэф. мощности $\cos\varphi/\operatorname{tg}\varphi$	Макс. нагрузка		
					$P_i$ кВт	$Q_i$ квар	$S_{\sum^n}$ кВ·А
ИТОГО ПО ТП-214				0,95/0,33	639	191,5	667
ИТОГО:				0,95/0,33	3537	1139	3716

#### 4 Выбор числа и мощности трансформаторов

Расчетная нагрузка питающей ГПП-2 складывается из расчетных нагрузок потребителей 21 микрорайона, городских производственных хозяйств и других потребителей питающихся от ТП, подсоединенных к вышеуказанной головной подстанции.

Суммарная расчетная нагрузка, присоединенная к шинам КРУ-10 кВ ГПП-2 (с учетом потерь в трансформаторах городских ТП (ГТП), в кабельных линиях и с учетом собственных нужд ГПП) составляет, кВ·А:

$$S_{ГПП\ 10\ кВ} = \sqrt{P_{\sum 10\ кВ}^2 + Q_{\sum 10\ кВ}^2} = \sqrt{18467^2 + 6080^2} = 19442.$$

Учитываем потери активной мощности в трансформаторах ГПП (2 % от загрузки) и реактивной (10% от загрузки) получим, кВт, квар [7]:

$$\Delta P_{Т\ ГПП} = 0,02 \cdot S_{ГПП} = 0,02 \cdot 19442 = 389,$$

$$\Delta Q_{Т\ ГПП} = 0,1 \cdot S_{ГПП} = 0,1 \cdot 19442 = 1944.$$

Тогда полная расчетная мощность на стороне высшего напряжения (ВН) ГПП-2, кВ·А:

$$S_{р.ГПП} = \sqrt{(P_{\sum 10\ кВ} + \Delta P_{ТГПП})^2 + (Q_{\sum 10\ кВ} + \Delta Q_{ТГПП})^2} = \\ = \sqrt{(18467 + 389)^2 + (6080 + 1944)^2} = 20492.$$

Использование компенсирующих устройств не требуется, т.к. потребители коммунально-бытового характера мало нуждаются в потреблении реактивной мощности.

Принимаем предварительно к установке на ГПП два трансформатора.

Тогда расчетная мощность одного трансформатора, не менее, МВ·А:

$$S_{\text{трГПП}} = \frac{S_{\text{рГПП}}}{n_m \cdot K_3} = \frac{20,5}{2 \cdot 0,7} = 14,6.$$

Предварительно выбираем к установке два трансформатора мощностью 16 МВ·А каждый.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режиме составит:

$$K_{\text{зН.Р.}} = \frac{S_p}{n_m \cdot S_m} = \frac{20,5}{2 \cdot 16} = 0,64 < 0,7$$

$$K_{\text{зА.Р.}} = \frac{S_p}{n_m \cdot S_m} = \frac{20,5}{1 \cdot 16} = 1,28 < 1,4$$

— условия выполняются.

Таким образом, принимаем к установке два силовых двухобмоточных трансформатора типа ТДН-16000/110/10 с РПН±16 (9×1,78) %,  $U_k = 10,29$  %, что соответствует существующему варианту.

Выбор числа и мощности трансформаторов ГТП производится аналогично, результаты расчетов заносим в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Выбор трансформаторов городских ТП

Номер ТП	$S_p$ кВ·А	Кол-во и тип выбранных трансформаторов	$S$ одного трансф-ра кВ·А	$K_3$	
				Норм. режим	Послеава- рийный
210	691	2×ТМ 630	630	0,55	1,10
211	762	2×ТМ 630	630	0,60	1,21
212	844	2×ТМ 630	630	0,67	1,34
213	751	2×ТМ 630	630	0,60	1,19
214	667	2×ТМ 630	630	0,53	1,06

Все выбранные трансформаторы снабжены устройствами ПБВ.

## 5 Выбор схемы внешнего электроснабжения

Рациональное (нестандартное) напряжение системы электроснабжения (СЭС) определим по формуле Стила [8], кВ:

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16P} = 4,34 \cdot \sqrt{5 + 16 \cdot 18,9} = 76,1, \quad (5.1.)$$

где  $l = 5$  км – расстояние от питающей подстанции «Центр-1» до ГПП-2.

$P = 18,9$  мВт – расчетная активная мощность на шинах ВН ГПП-2.

Рассмотрим применение напряжений классов 35 кВ или 110 кВ в качестве внешнего ЭСН с точки зрения экономической целесообразности.

ВАРИАНТ 1 –  $U_{СТ} = 35$  кВ. Электроснабжение осуществляется по воздушной линии электропередачи 35 кВ с понижением до 10 кВ.

ВАРИАНТ 2 –  $U_{СТ} = 110$  кВ. Электроснабжение осуществляется по воздушной линии электропередачи (ВЛЭП) 110 кВ с понижением на ГПП до 10 кВ.

Выгодный вариант выбираем по условию минимума приведенных затрат, определяемых по формуле, тыс.руб/год [14]:

$$Z = E_n \cdot K + I,$$

где  $E_n$  – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;

$K$  – единовременные капитальные вложения, тыс.руб., определяемые по формуле:

$$K = K_L + K_B + K_T + K_P, \quad (5.2.)$$

где  $K_L, K_B, K_T, K_P$  – капитальные затраты на линию, выключатели, трансформаторы, разъединители соответственно, тыс.руб.

Ежегодные издержки, тыс.руб:

$$I = I_a + I_o + I_{нэ}, \quad (5.3.)$$

где  $I_a, I_o, I_{нэ}$  – амортизационные отчисления на ремонт, обслуживание СЭС и стоимость годовых потерь электроэнергии соответственно, тыс.руб.,



$$I_a = \sum \frac{a_i - K}{100}; \quad I_o = \sum \frac{a_{io} - K}{100};$$

где  $a_i, a_{io}$  – нормы амортизационных отчислений на ремонт и обслуживание, %

$$I_{нэ} = \beta \cdot \Delta \mathcal{E} \cdot 10^{-2}, \quad (5.4.)$$

где  $\beta$  – средняя себестоимость эл.энергии, коп/кВт·ч,

$\Delta \mathcal{E}$  – потери электроэнергии в сети, кВт·ч/год;

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_Л + \Delta \mathcal{E}_Т, \quad (5.5.)$$

где  $\Delta \mathcal{E}_Л$  – потери в линии, кВт·ч/год;

$$\Delta \mathcal{E}_Л = \Delta P_n \cdot \tau; \quad (5.6)$$

$\Delta \mathcal{E}_Т$  – потери (годовые) в трансформаторе, кВт·ч/год

$$\Delta \mathcal{E}_Т = n_T \cdot \Delta P_X \cdot 8760 + \frac{1}{n_T} \cdot \Delta P_K \cdot \left( \frac{S_P}{S_{Н.Т.}} \right) \cdot \tau,$$

где  $\tau$  – время наибольших потерь, ч;

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 4600 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 2988;$$

$\Delta P_n$  – потери мощности в линии, кВт

$$\Delta P_n = \frac{S_{p.l}^2 \cdot r_o \cdot l}{U_n^2 \cdot n \cdot 10^{-3}}$$

$\Delta P_X, \Delta P_K$  – потери х.х. и к.з. в трансформаторе, кВт.

Для упрощения расчетов, расчет стоимости оборудования произведем в ценах 1985–87 г.г., так как они даны в справочниках. Схемы сравниваемых вариантов представлены на листе 2 графической части.

					БР 130302.07-2016 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

Произведем расчет для первого варианта. Для данного варианта используем мостовую схему внешнего ЭСН с выключателем в перемычке и в цепях ЛЭП.

Расчетные токи в нормальном и послеаварийном режиме составляют, А:

$$I'_{P.H.} = \frac{S_P}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{20492}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 169,0;$$

$$I'_{P.AB.} = \frac{S_P}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{20492}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 338,0 \quad (5.7.)$$

где  $n$  – количество параллельных цепей, шт.

Выбираем сечение проводов по экономической плотности тока, мм<sup>2</sup>:

$$S_{\text{Э}} = \frac{I_{P.H.}}{j_{\text{Эк.}}} = \frac{169,0}{1,1} = 154, \quad (5.8.)$$

где  $j_{\text{Эк.}}$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup> [4].

Выбираем провод марки АС-150/19 [4]:  $I_{\text{доп.}} = 450 \text{ А}$ .  $I_{\text{доп.}} > I_{\text{ав.}}$  – условие выполняется. Выбираем двух цепную ВЛ на металлических опорах.

Определяем капитальные затраты:

на линию, тыс.руб.:

$$K_L = K_{\text{уд.}} \cdot l = 21,4 \cdot 5 = 107, \quad (5.9.)$$

где  $K_{\text{уд.}}$  – стоимость сооружения 1 км линии

на выключатели, тыс. руб.:

$$K_B = 3 \cdot K_{\text{уд.}} = 3 \cdot 3,32 = 9,96, \quad (5.10.)$$

где  $K_{\text{уд.}}$  – стоимость одного выключателя марки МКП-35-1000, тыс.руб.

на трансформаторы, тыс.руб.:

$$K_T = 2 \cdot K_{\text{уд.}} = 2 \cdot 49 = 98, \quad (5.11.)$$

где  $K_{\text{уд.}}$  – стоимость одного трансформатора марки ТДНС-16000/35.

на разъединители, тыс.руб.:

$$K_P = 8 \cdot K_{уд.} = 8 \cdot 0,4 = 3,2, \quad (5.12)$$

где  $K_{уд.}$  – стоимость одного разъединителя, тыс.руб.

Суммарные затраты в линию, тыс.руб.:

$$K_{Л\Sigma} = K_{Л} + K_{В} = 107 + 9,96 = 116,96.$$

Суммарные затраты в ГПП, тыс.руб.:

$$K_{ГПП} = K_{Т} + K_{Р} = 98 + 3,2 = 101,2.$$

Суммарные затраты в систему внешнего ЭСН, тыс.руб.:

$$K_{\Sigma 35} = K_{Л\Sigma} + K_{ГПП} = 116,96 + 101,2 = 218,16.$$

Определяем амортизационные отчисления, тыс.руб.

$$\begin{aligned} I_a &= \frac{a_{Л}}{100} K_{Л} + \frac{a_{В}}{100} K_{В} + \frac{a_{Т}}{100} K_{Т} + \frac{a_{Р}}{100} K_{Р} = \\ &= \frac{2,8}{100} \cdot 107 + \frac{9,4}{100} \cdot 9,96 + \frac{9,4}{100} \cdot 98 + \frac{9,4}{100} \cdot 3,2 = 13,44 \end{aligned}$$

Издержки на обслуживание, тыс.руб.:

$$\begin{aligned} I_O &= \frac{a_{ОЛ}}{100} K_{Л} + \frac{a_{ОВ}}{100} K_{В} + \frac{a_{ОТ}}{100} K_{Т} + \frac{a_{ОР}}{100} K_{Р} = \\ &= \frac{0,4}{100} \cdot 107 + \frac{3,0}{100} \cdot 9,96 + \frac{3,0}{100} \cdot 98 + \frac{3,0}{100} \cdot 3,2 = 3,8 \end{aligned}$$

Потери активной мощности в ЛЭП-35 кВ, кВт:

$$\Delta P_{Л} = \frac{S_P^2}{U_H^2} \cdot r_0 \cdot l \cdot \frac{1}{n} \cdot 10^3 = \frac{20,5^2}{35^2} \cdot 0,2 \cdot 5 \cdot \frac{1}{2} \cdot 10^3 = 172.$$

Тогда годовые потери в линии, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E}_L = \Delta P_L \cdot \tau = 172 \cdot 2988 = 513936.$$

Годовые потери в трансформаторах, кВт·ч:

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_T &= n_T \cdot \Delta P_X \cdot 8760 + \frac{1}{n_T} \cdot \Delta \cdot \left( \frac{S_P}{S_{H.T.}} \right)^2 \cdot \tau = \\ &= 2 \cdot 17 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 85 \cdot \left( \frac{20,5}{16} \right)^2 \cdot 2988 = 606307. \end{aligned}$$

Суммарные годовые потери, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E}_\Sigma = \Delta \mathcal{E}_L + \Delta \mathcal{E}_T = 513936 + 606307 = 1120243.$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии, тыс.руб.:

$$I_{ПЭ} = 1,6 \cdot \Delta \mathcal{E}_\Sigma \cdot 10^{-2} = 1,6 \cdot 1120243 \cdot 10^{-2} = 17,9.$$

Суммарные издержки по системе внешнего ЭСН, тыс.руб./год:

$$I = I_a + I_O + I_{ПЭ} = 13,44 + 3,8 + 17,9 = 35,14$$

Приведенные затраты, тыс.руб./год:

$$Z = E \cdot K_\Sigma + I = 0,12 \cdot 218,16 + 35,14 = 61,32.$$

Основные технико-экономические показатели систем электроснабжения сведены в таблицу 5.1.

Произведем расчет второго варианта.

Значения нормального и аварийного токов, А:

$$I_{p.n.} = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{20492}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 54, \quad I_{p.ав.} = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{20492}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 108.$$

Экономическое сечение, мм<sup>2</sup>:

$$S_{\text{эк.}} = \frac{I_{p.n.}}{j_{\text{эк.}}} = \frac{54}{1,1} = 49.$$

										Лист
										26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Выбираем провод марки АС-70/11 [4].  $I_{доп.} = 265$  А.  $I_{доп.} \geq I_{р.ав.}$  – условие выполняется. Выбираем к применению линию на двухцепных металлических опорах.

Аналогично методике расчетов варианта №1 определяем капитальные затраты, тыс.руб.:

$$K_{Л} = K_{уд.} \cdot l = 24,6 \cdot 5 = 123; \quad K_{Т} = 2 \cdot K_{уд.} = 2 \cdot 48 = 96;$$

$$K_{В} = 3 \cdot K_{уд.} = 3 \cdot 10,7 = 32,1; \quad K_{Р} = 8 \cdot 0,23 = 1,84.$$

Суммарные затраты, тыс.руб.:

$$K_{Л\Sigma} = K_{Л} + K_{В} = 123 + 32,1 = 155,1; \quad K_{ГПШ} = K_{Т} + K_{Р} = 96 + 1,84 = 97,8;$$

$$K_{\Sigma} = K_{Л\Sigma} + K_{ГПШ} = 155,1 + 97,8 = 252,9.$$

Амортизационные отчисления, тыс.руб.:

$$I_a = \frac{2,8}{100} \cdot 123 + \frac{9,4}{100} \cdot 32,1 + \frac{9,4}{100} \cdot 96 + \frac{9,4}{100} \cdot 1,84 = 15,66;$$

$$I_o = \frac{0,4}{100} \cdot 123 + \frac{3,0}{100} \cdot 32,1 + \frac{3,0}{100} \cdot 96 + \frac{3,0}{100} \cdot 1,84 = 8,93.$$

Потери мощности в линии, кВт:

$$\Delta P_{Л} = \frac{20,5^2}{110^2} \cdot 0,43 \cdot 5 \cdot \frac{1}{2} \cdot 10^3 = 37,3.$$

Годовые потери в ЛЭП, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E}_{Л} = \Delta P_{Л} \cdot \tau = 37,3 \cdot 2988 = 111452.$$

Годовые потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E}_{Т} = 2 \cdot 18 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 85 \cdot \left(\frac{20,5}{16}\right)^2 \cdot 2988 = 523827.$$

					БР 130302.07-2016 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Полные потери электроэнергии, кВт·ч/год:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_L + \Delta \mathcal{E}_T = 111452 + 523827 = 635279.$$

Стоимость годовых потерь, тыс.руб.:

$$I_{ПЭ} = \beta \cdot \Delta \mathcal{E} \cdot 10^{-2} = 1,6 \cdot 635279 \cdot 10^{-2} = 10,2.$$

Суммарные издержки, тыс.руб./год:

$$I = I_a + I_o + I_{ПЭ} = 15,66 + 8,93 + 10,2 = 34,79.$$

Приведенные затраты на систему внешнего ЭСН, тыс.руб./год:

$$Z = E_I \cdot K_{\Sigma} + I = 0,12 \cdot 252,9 + 34,79 = 65,1.$$

Таблица 5.1 – Таблица технико-экономических показателей схем внешнего электроснабжения

Класс напряжения	$K_{\Sigma}$ тыс.руб.	Ежегодные издержки, тыс.руб.				$Z$ тыс.руб./год
		$I_a$	$I_o$	$I_{ПЭ}$	$I$	
35 кВ	218,16	13,44	3,80	17,9	35,14	61,32
110 кВ	252,90	15,66	8,93	10,2	34,79	65,10

Как видно из расчетов, различие приведенных затрат не велико. Поэтому вариант с номинальным классом напряжения 110 кВ, как более экономичный по годовым потерям электроэнергии и с учетом дальнейшей перспективы развития и увеличения нагрузок, принимается для схемы внешнего электроснабжения.

## 6 Выбор схемы внутреннего электроснабжения

Для питания городских двух трансформаторных подстанций применим широко используемую схему двойной сквозной магистрали (двухлучевая схема), схематически изображенную на рис. 6.1.

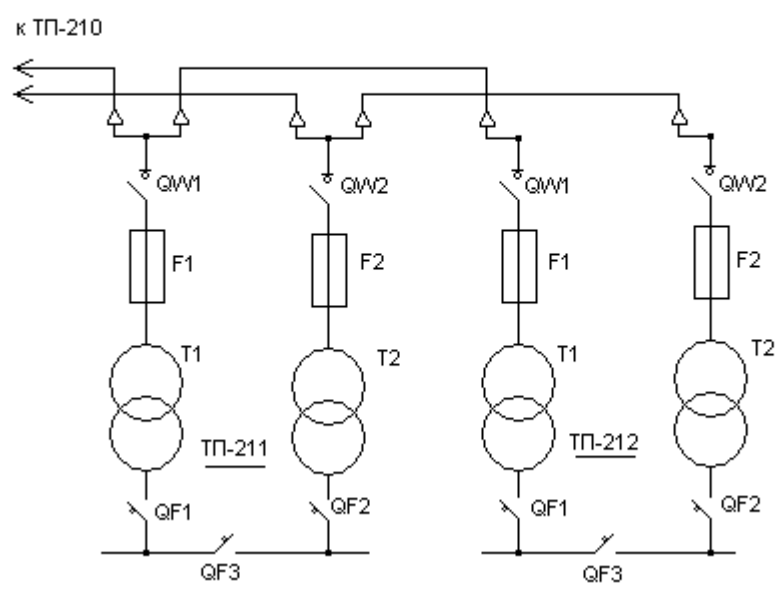
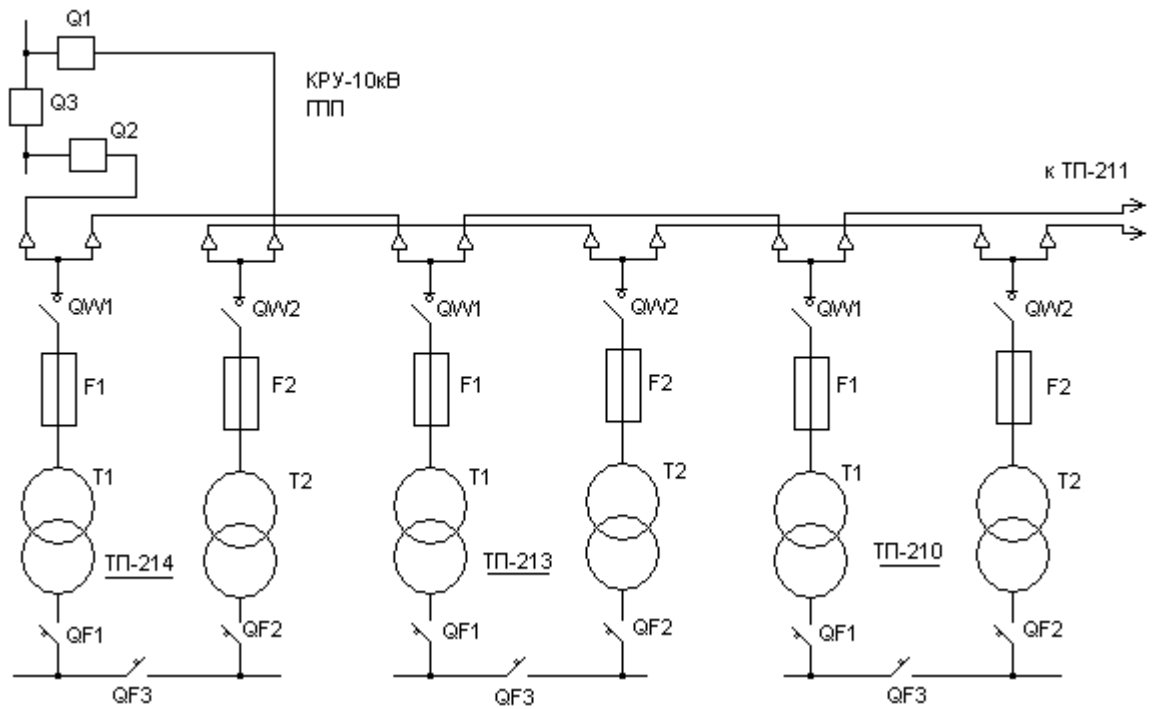


Рисунок 6.1 – Схема распределительной сети 10 кВ

## 6.1 Выбор сечения кабелей 10 кВ

Сечения токоведущих жил кабелей выбираем по экономической плотности тока в нормальном режиме и проверяем по длительно допустимому току в аварийном и послеаварийном режимах, а также по допустимому отклонению напряжения в нормальном режиме.

Длительно допустимый ток кабеля:

$$I_{\text{доп.}} = K_1 \cdot K_2 \cdot I'_{\text{доп.}}, \quad (6.1)$$

где  $K_1$  – поправочный коэффициент на температуру окружающей среды [табл.7.18 [4]], о.е.;

$K_2$  – поправочный коэффициент на кабели лежащие рядом в земле [табл.4.9 [5]], о.е.;

$I'_{\text{доп.}}$  – допустимый ток для кабеля, прокладываемого в земле [табл.4.7 [5]], А.

Расчетные токи в нормальном и послеаварийном режимах:

$$I_{\text{р.н.}} = K_{\text{од.}} \cdot \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_n};$$

$$I_{\text{р.ав.}} = K_{\text{од.}} \cdot \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 2I_{\text{р.н.}}, \quad (6.2.)$$

где  $K_{\text{од.}}$  – коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов ТП в городских электрических сетях [п.2.4.1. [1]], о.е.;

$S_p$  – полная расчетная нагрузка на рассматриваемом участке, кВ·А;

$n=2$  – количество линий в нормальном режиме.

1. Участок КЛ ТП-211 – ТП-212, А:

$$I_{\text{р.н.}} = 1 \cdot \frac{844}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 24,4, \quad (6.3.)$$

где  $S_p = 844$  кВ·А – расчетная нагрузка на шинах ТП-212

									Лист
									30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	БР 130302.07-2016 ПЗ				



Экономическое сечение, мм<sup>2</sup>:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{р.н.}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{24,4}{1,4} = 17,4 \quad (6.4.)$$

где  $j_{\text{эк}}=1,4$  А/мм<sup>2</sup> – экономическая плотность тока для кабелей с бумажной изоляцией [4].

Предварительно выбираем кабель марки ААШв-16 с  $I'_{\text{доп.}}=75$  А. С учетом поправок, А:

$$I_{\text{доп.}}=1,12 \cdot 0,9 \cdot 75=75,6.$$

Тогда  $I_{\text{р.ав.}} = 2 \cdot I_{\text{р.н.}} = 2 \cdot 24,4 = 48,8$  А,  $I_{\text{р.ав.}} < I_{\text{доп.}}$  – условие выполняется

2. Участок КЛ ТП-210 – ТП-211, А:

$$I_{\text{р.н.}} = 0,9 \cdot \frac{1606}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 41,7,$$

где  $S_p=1606$  кВ·А – расчетная мощность ТП-211 и ТП-212

$$F_{\text{эк}} = \frac{41,7}{1,4} = 29,8.$$

Предварительно выбираем кабель марки ААШв-25 с  $I'_{\text{доп.}}=90$  А.

$$I_{\text{доп.}}=1,12 \cdot 0,84 \cdot 90=84,6;$$

$I_{\text{р.ав.}}=2 \cdot 41,7=83,4$  А,  $I_{\text{р.ав.}} < I_{\text{доп.}}$  – условие выполняется

3. Участок КЛ ТП-213 – ТП-210, А, мм<sup>2</sup>:

$$I_{\text{р.н.}} = 0,85 \cdot \frac{2297}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 56,4; \quad F_{\text{эк}} = \frac{56,4}{1,4} = 40,3.$$

Предварительно выбираем кабель марки ААШв-35 с  $I'_{\text{доп.}}=115$  А,

$$I_{\text{доп.}}=1,12 \cdot 0,9 \cdot 115=116;$$

$I_{\text{р.ав.}}=2 \cdot 56,4=112,8$  А,  $I_{\text{р.ав.}} < I_{\text{доп.}}$  – условие выполняется.

4. Участок КЛ ТП-214 – ТП-213, А, мм<sup>2</sup>:

$$I_{p.n.} = 0,85 \cdot \frac{3048}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 74,8; \quad F_{\text{эк}} = \frac{I_{p.n.}}{j_{\text{эк}}} = \frac{74,8}{1,4} = 53,4.$$

Предварительно выбираем кабель марки ААШв-50 с  
 $I'_{\text{доп.}} = 1,12 \cdot 0,84 \cdot 140 = 131 \text{ А.}$

$$I_{p.av.} = 2 \cdot 74,8 = 149,6 \text{ А}, \quad I_{p.av.} > I_{\text{доп.}} - \text{условие не выполняется}$$

Принимаем кабель марки ААШв-70 с

$$I_{\text{доп.}} = 1,12 \cdot 0,84 \cdot 165 = 155,2 \text{ А}, \quad I_{p.av.} < I_{\text{доп.}} - \text{условие выполняется.}$$

5. Участок КЛ ГПП – ТП-214, А, мм<sup>2</sup>:

$$I_{p.n.} = 0,8 \cdot \frac{3716}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 85,8, \quad F_{\text{эк}} = \frac{85,8}{1,4} = 61,3$$

Предварительно выбираем кабель марки АСБ-70 с, А

$$I_{\text{доп.}} = 1,12 \cdot 0,84 \cdot 165 = 155,2; \quad I_{p.av.} = 2 \cdot 85,8 = 171,6.$$

Т.к.  $I_{p.av.} > I_{\text{доп.}}$ , то выбираем кабель АСБ-95 с

$$I_{\text{доп.}} = 1,12 \cdot 0,84 \cdot 205 = 192,9 \text{ А}; \quad I_{p.av.} < I_{\text{доп.}} - \text{условие выполняется.}$$

Произведем проверку выбранных кабелей по допустимому отклонению напряжения в местах расположения ТП:

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U_j}{U_H} \cdot 100\%, \quad (6.6.)$$

где

$$\Delta U_j = \Delta U_i + \Delta U_{i-j} = \Delta U_i + \sqrt{3} \cdot I_{p.n.i-j} \cdot (R_{i-j} \cos \varphi + X_{i-j} \sin \varphi)$$

где  $\Delta U_j$  – потеря  $U$  от ГПП до  $j$ -ой ТП, кВ.

$\Delta U_i$  – потеря  $U$  до предшествующей  $i$ -ой ТП, кВ.

$\Delta U_{i-j}$  – потеря  $U$  на  $i-j$ -ом участке, (для ТП-214  $\Delta U_i = 0$ ), кА

$I_{p.n.i-j}$  – расчетный ток на участке  $i-j$ , кА

										Лист
										32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

$\cos \varphi, \sin \varphi$  – средневзвешенные коэффициенты, о.е.

$R_{i-j}, X_{i-j}$  – активное и реактивное сопротивления на  $i-j$ -ом участке, Ом  
где

$$R_{i-j} = r_{уд.i-j} \cdot l_{i-j}; \quad X_{i-j} = X_{уд.i-j} \cdot l_{i-j}.$$

Значения погонных сопротивлений взяты из справочника (табл. 4.2.1. [4]). Результаты расчетов сведены в таблицу 6.1:

Таблица 6.1 – Определение потерь напряжения на шинах ТП по предварительно выбранному кабелю

Участок $i-j$	$I_{i-j}$ , А	Сечение кабеля $\text{мм}^2$	Допуст. ток $I_{доп}$ , А	Сопротивление, Ом/км		Длина участка $l_{i-j}$ , км	Коэф. мощн. $\frac{\cos \varphi}{\sin \varphi}$	Потеря $\Delta U_j$ , %
				$r_{уд.}$	$X_{уд.}$			
ГПП-214	85,8	95	192,9	0,326	0,083	1,5		0,75
214-213	74,8	70	155	0,443	0,086	0,36	0,95 0,31	0,96
213-210	56,4	35	116	0,89	0,095	0,21		1,14
210-211	41,7	25	85	1,24	0,099	0,30		1,40
211-212	24,4	16	76	1,94	0,113	0,34		1,67

Итого на шинах 10 кВ самой удаленной ТП-212 имеет потерю напряжения в 1,67 %, что меньше максимально допустимого 6 % [1].

Окончательный выбор сечения 10 кВ произведем после проверки кабелей на термическую стойкость в разделе расчетов токов короткого замыкания.

## 6.2 Выбор сечения КЛ-0,4 кВ

Алгоритм выбора сечения токоведущих жил кабелей класса напряжения 0,4 кВ аналогичен выбору КЛ-10 кВ, за исключением проверки на термическую стойкость, т.к. кабели 0,4 кВ, защищаемые плавкими предохранителями, на термическую стойкость к токам КЗ не проверяются.

Результаты выбора заносим в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Выбор КЛ-0,4 кВ

№ здания по ген.плану	Тип кабеля	Сечение токовой жилы, мм <sup>2</sup>	Ток, А		Потеря U, %	Примечание
			<i>I<sub>р.ав.</sub></i>	<i>I<sub>доп.</sub></i>		
От ТП-214						
11	АПвБбШв	4×185	300	310	0,6	l=50 м
12	-//-	4×70	90	180		
13	-//-	4×150	210	274	1,0	l=100 м
20	-//-	4×95	160	216		
23	-//-	4×120	220	243		
Уличн.осв.	КРВТ	4×50	30	150	1,2	l=90 м
От ТП-213						
14	АПвБбШв	4×70	90	180	2,1	l=170 м
15	-//-	4×95	160	216		
16 (1,2)	-//-	4×95	150	216		
16 (3-7)	-//-	4×185	300	310		
17	-//-	4×95	140	216		
21	-//-	4×420	170	243		
22	-//-	2 (4×185)	505	552		
24	-//-	4×25	40	103		
25	-//-	4×25	15	103		
От ТП-210						
1	АПвБбШв	4×70	160	180	1,8	l=110 м
2	-//-	4×95	160	216		
3 (1-5)	-//-	4×185	300	310		
3 (6,7,3а)	-//-	4×150	145	274	1,4	l=120 м
18	-//-	4×150	210	274		
Уличн.осв.	КРВТ	4×50	30	150		
От ТП-211						
4 (1-6)	АПвБбШв	4×185	300	310	0,4	l=30 м
4 (7,8,9,4а)	-//-	2 (4×120)	270	342		
5, 5а	-//-	4×120	170	243	1,4	l=170 м
6	-//-	4×70	90	180	1,6	l=180 м
7, 7а	-//-	4×50	115	150		
8	-//-	4×70	90	180		
19	-//-	4×95	160	216		
27	-//-	4×50	115	150		
Уличн.осв.	КРВТ	4×50	30	150		
От ТП-212						
9 (1-5)	АПвБбШв	4×185	300	310	1,0	l=80 м
9 (6,7,9а)	-//-	4×150	145	274		
10	-//-	4×185	300	310	0,8	l=70 м
26	-//-	4×120	200	240		
28	-//-	4×150	210	274		
Уличн.осв.	КРВТ	4×50	30	150	0,8	l=80 м

Примечание: 1. Потерю напряжения определяем для наиболее удаленных и (или) загруженных зданий. 2. Отклонение напряжения на шинах вводно-распределительных устройств (ВРУ) зданий производится в нормальном режиме сети и оно не превышает 4–6 % .

## 7 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов к.з. проводим в относительных единицах, используя приближенное приведение к одной ступени напряжения при базисных условиях:  $S_{\bar{o}}=1000 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ ;  $U_{\bar{o}}=U_{\text{ср.ном.}}$ . Расчет производится при условии работы системы ЭСН в нормальном режиме. Исходная схема замещения представлена на рисунке 7.1.

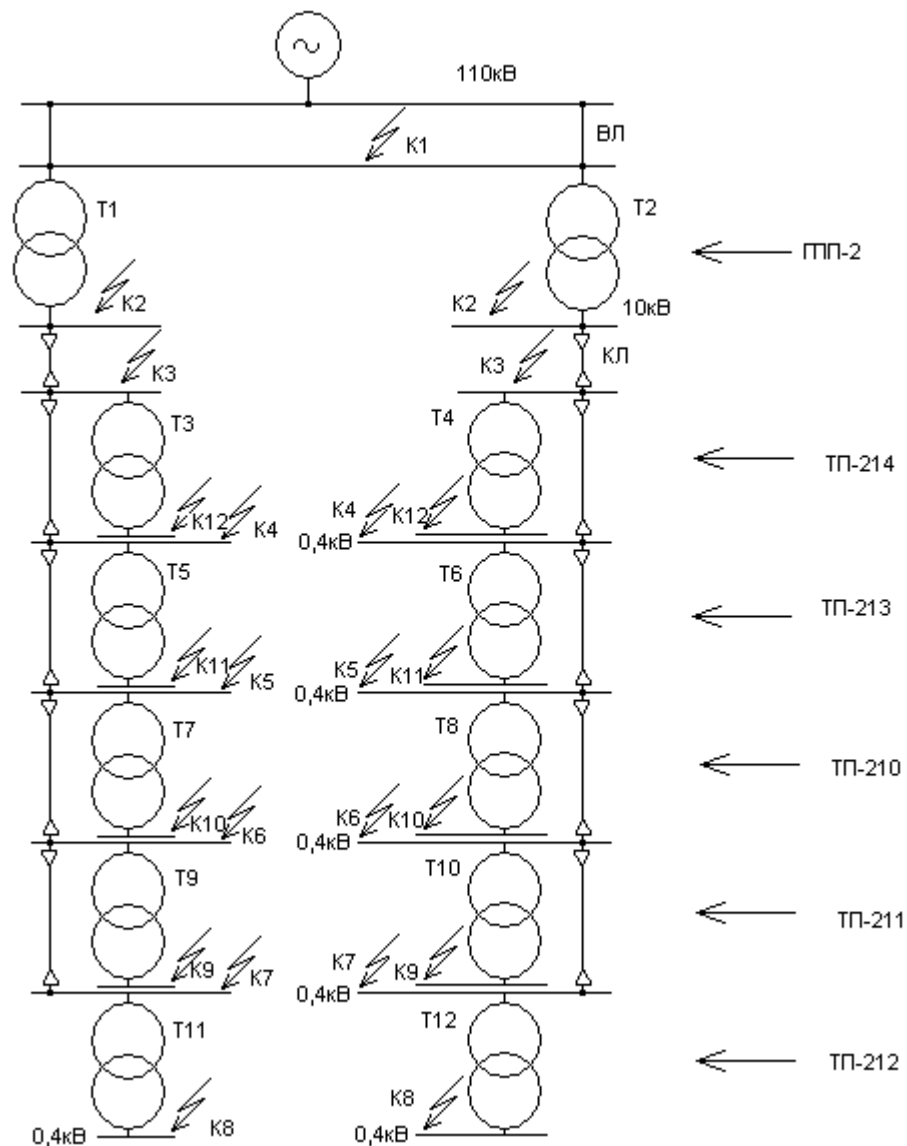


Рисунок 7.1 – Исходная схема для расчета токов к.з.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

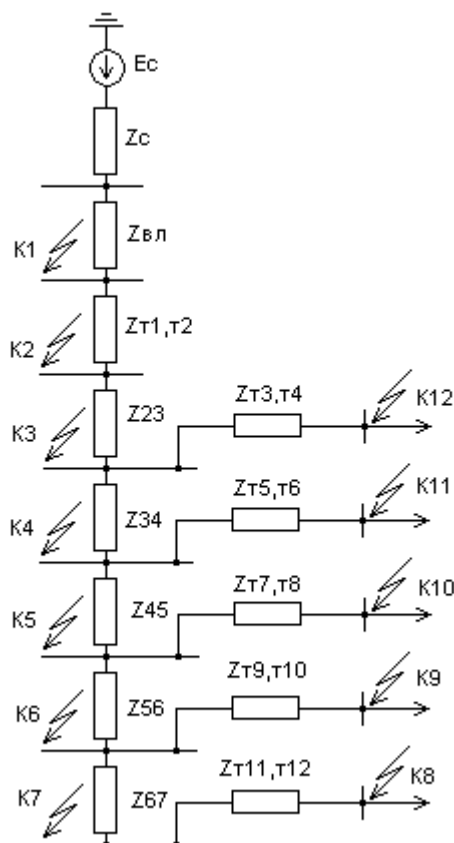


Рисунок 7.2 – Схема замещения СЭС

Базисные напряжения:  $U_{\delta 1}=115$  кВ;  $U_{\delta 2}=10,5$  кВ;  $U_{\delta 3}=0,4$  кВ

Базисные токи, кА:

$$I_{\delta 1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02; \quad I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99;$$

$$I_{\delta 3} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 3}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443,38.$$

Определим параметры электрической системы схемы замещения сети.

Режимный параметр-система:  $E_c = 1$  [14]

Системные параметры:

$$X_c = \frac{S_{\delta}}{S_k} = \frac{1000}{3300} = 0,3; \quad R_c = \frac{X_c}{50} = \frac{0,3}{50} = 0,006.$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

$$\text{ВЛ: } z_{\text{ВЛ}} = (r_0 + jX_0) \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}1}^2} = (0,214 + j0,222) \cdot 5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,081 + j0,084;$$

$$\text{T1, T2: } R_{T1} = R_{T2} = \Delta P_K \cdot S_{\bar{\sigma}} \cdot 10^{-3} / S_{\text{НОМ.Т}}^2 = 85 \cdot 1000 \cdot 10^{-3} / 16^2 = 0,332$$

$$X_{T1} = X_{T2} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_H} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,56.$$

КЛ: Сопротивление кабельных линий ( $r_0, X_0$ ) взяты из [5] по предварительно выбранным КЛ с последующей проверкой на термическую стойкость.

Участок К2-К3:

$$z_{23} = (r_0 + jX_0) \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}2}^2} = (0,163 + j0,0415) \cdot 1,5 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 2,218 + j0,565;$$

$$\text{К3-К4: } z_{34} = (0,2215 + j0,043) \cdot 0,36 \frac{1000}{10,5^2} = 0,723 + j0,140;$$

$$\text{К4-К5: } z_{45} = (0,445 + j0,0475) \cdot 0,21 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,848 + j0,090;$$

$$\text{К5-К6: } z_{56} = (0,620 + j0,0495) \cdot 0,30 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,687 + j0,135;$$

$$\text{К6-К7: } z_{67} = (0,970 + j0,0565) \cdot 0,34 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 2,991 + j0,174.$$

Сопротивление трансформаторов в городских ТП (Т3 ÷ Т12):

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot S_{\bar{\sigma}} \cdot 10^{-3}}{S_H^2} = \frac{11 \cdot 1000 \cdot 10^{-3}}{0,63^2} = 27,715;$$

$$X_T = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_H} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1000}{0,63} = 87,302.$$

Определим аварийные токи в точках к.з.

Для точки К1:

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$R_{\Sigma K1} = R_C + R_{\text{ВЛ}} = 0,006 + 0,081 = 0,087;$$

$$X_{\Sigma K1} = X_C + X_{\text{ВЛ}} = 0,3 + 0,084 = 0,384.$$

					БР 130302.07-2016 ПЗ	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Ток к.з. в точке К1:

$$I_{K1} = \frac{E_C}{z_{\Sigma K1}} \cdot I_{\sigma 1} = \frac{0,384}{314 \cdot 0,087} = 0,0141 \quad (7.1.)$$

где  $\omega = 2\pi f = 2 \cdot 3,14 \cdot 50 = 314$  рад/с. – угловая частота

Ударный коэффициент:

$$K_{y1} = 1 + e^{-0,01/Ta1} = 1 + e^{-0,01/0,0141} = 1,492.$$

Тогда ударный ток в точке К1, кА:

$$i_{y1} = K_{y1} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K1} = 1,492 \cdot \sqrt{2} \cdot 12,75 = 26,90.$$

Для остальных точек к.з. расчеты проводим аналогично, результаты заносим в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Расчет токов к.з. в аварийных узлах

Точка к.з.	Аварийные токи, о.е.		Базисн. $I_{\sigma}$ , кА	Аварийные токи, кА		Суммарное комплексное, z, о.е.	$T_a$ , с
	$I_K$	$i_y$		$I_K$	$i_y$		
К1	2,540	5,359	5,02	12,75	26,90	0,087+j0,384	0,0141
К2	0,144	0,372	54,99	7,90	20,42	0,419+j6,944	0,0528
К3	0,126	0,238		6,91	13,03	2,637+j7,509	0,0091
К4	0,120	0,212		6,58	11,63	3,360+j7,649	0,0072
К5	0,113	0,189		6,24	10,45	4,208+j7,739	0,0059
К6	0,102	0,158		5,59	8,68	5,895+j7,874	0,0043
К7	0,083	0,121		4,59	6,70	8,886+j8,048	0,0029
К8	0,0098	0,0180		1443,38	14,13	25,97	36,601+j95,350
К9	0,0099	0,0186	14,30		26,88	33,610+j95,176	0,0090
К10	0,010	0,0191	14,40		27,47	31,923+j95,041	0,0095
К11	0,010	0,0192	14,45		27,72	31,075+j94,951	0,0097
К12	0,010	0,0193	14,50		27,97	30,352+j94,811	0,0099

По результатам расчетов  $I$  к.з. проверим предварительно выбранные кабели 10 кВ на термическую стойкость.

$$S_{min} \geq \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (7.2.)$$



где  $C$  – переходная функция принимаемая в зависимости от типа кабеля (табл. 3.13. [7])  $A \cdot c^{1/2}/mm^2$

$B_K$  – расчетный тепловой импульс,  $kA^2 \cdot c$ ;

$$B_K = I_K^2 (t_{откл.} + T_a);$$

где  $I_K$  – аварийный ток к.з. в начале КЛ, кА

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической слагающей тока к.з., с.

$t_{откл.}$  – полное время отключения к.з., с

$$t_{откл.} = t_{p.z.} + t_{OB}, \quad (7.3.)$$

где  $t_{p.z.}$  – время действия релейной защиты цепи

$t_{OB}$  – полное время отключения выключателя, с.

Для защиты КЛ выбираем максимально токовую защиту (МТЗ). Время отключения к.з. примем максимальным, с учетом полного времени, отключения выключателя составит [20],с

$$t_{откл.} = t_{max} = 1,2.$$

Таблица 7.2 – Проверка КЛ-10 кВ на термическую стойкость и окончательный выбор КЛ-10 кВ

Участок КЛ	Предвар. выбран. сечение	Тепловой импульс $B_K, kA^2 \cdot c$	Миним. сечение по $t^0$ стойк. $S_{min}, mm^2$	Ток, А		Марка выбранного кабеля
				Расч. $I_P$	Доп. $I_{доп.}$	
ГПП-ТП-214	3×95	78,19	94,1	172	334	АСБ 3×240
ТП-214-ТП-213	3×70	57,73	80,8	150	193	ААБ 3×95
ТП-213-ТП-210	3×35	52,27	76,9	113	207	ААБ 3×95
ТП-210-ТП-211	3×25	43,83	70,0	83	155	ААБ 3×70
ТП-211-ТП-212	3×16	37,63	65,3	49	166	ААБ 3×70

КЛ ГПП – ТП-214 взята максимально завышенного сечения с учетом дальнейшего увеличения нагрузки при расширении градостроительства.

## 8 Выбор электрооборудования

Выбор электрооборудования производим по результатам расчетов тока к.з. из [7]

## 8.1 Выбор электрооборудования 110 кВ

1. Выбор разъединителей производится по: напряжению  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ; току  $I_{раб.мах.} \leq I_{ном}$ ; конструкции; по роду установки.

Проверка производится: на электродинамическую стойкость:  $i_y \leq i_{пр.с.}$ ; на термическую стойкость:  $B_k \leq I_t^2 \cdot t$ .

Таблица 8.1 – Выбор разъединителей

Условия выбора, проверки	Расчетные данные	Каталожные данные (справ.)
		РНД31-110/1000У1 РНД32-110/1000У1
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{раб.мах.} \leq I_{ном}$	$I_{раб.мах.} = 108$ А	$I_{ном} = 1000$
$i_y \leq i_{пр.с.}$	$i_y = 26,9$ кА	$i_{пр.с.} = 80$ кА
$B_k \leq I_t^2 \cdot t$	$B_k = 12,75^2 \cdot (1,2 + 0,0141) = 197$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_t^2 \cdot t = 31,5^2 \cdot 1 = 992$ кА <sup>2</sup> ·с
Тип установки		Горизонтально-поворотный Наружная, умеренный Кл.
Примечание: разъединители снабжены ручным приводом типа ПР-90		

2. При выборе выключателей обращаем внимание на следующие параметры: по напряжению  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ; по длительному току  $I_{раб.мах.} \leq I_{ном}$ ; по отключающей способности; по симметричному току отключения  $I_{н,τ} \leq I_{откл.ном.}$ ; по отключению апериодической составляющей тока к.з.  $i_{а,τ} \leq i_{а,ном.}$ ; по роду установки.

Проверка производится: на электродинамическую стойкость:  $i_y \leq i_{пр.с.}$ ,  $I_{н.о} \leq I_{пр.с.}$ ; на термическую стойкость:  $B_k \leq I_t^2 \cdot t$ .

Величина относительного содержания апериодической слагающей тока, нормированное значение, –  $\beta_{ном.}$  – определяется по кривой  $\beta = f(\tau)$ , (рис.4.49 [7]), для  $\tau = t_{р.з.мин} + t_{с.в.} = 0,01 + 0,07 = 0,08$  с. –  $\beta_{ном.} = 0,15$ .

Таблица 8.2 – Выбор выключателей

Условия выбора	Расчетные данные	Справочные данные
		ЗАР1FG-145
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{раб.мах.} \leq I_{ном}$	$I_{раб.мах.} = 108 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$
$I_{n,\tau} \leq I_{откл.ном.}$	$I_{n,\tau} \approx I_{no} \approx I_k = 12,75 \text{ кА}$	$I_{откл.} = 40 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном}$	$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 12,75 \cdot e^{-0,08/0,0141} = 0,06 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,15 \cdot 40 = 8,48 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{пр.с.}$	$i_y = 26,90 \text{ кА}$	$i_{пр.с.} = 40 \text{ кА}$
$I_{n.o} \leq I_{пр.с.}$	$I_{n.o} \approx I_k = 12,75 \text{ кА}$	$I_{пр.с.} = 40 \text{ кА}$
$B_k \leq I_t^2 \cdot t$	$B_k = 12,75^2 \cdot (1,2 + 0,0141) = 197 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_t^2 \cdot t = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$U_v < U_{в.норм.}$	Не производится	
Род установки		наружной
Примечание: выключатели снабжены электромагнитными приводами.		

Изготовитель данного выключателя ЗАО «АК Евроконтракт», работают с германскими фирмами.

Таблица 8.3 – Выбор ОПН

Фактор выбора	Условие выбора	Расчетные данные	Справочные данные
			ОПН-110/100-10-1
По напряжению установки	$U_{ном} = U_{сети}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$
По пробивному напряжению	$U_{доп.р.} \geq U_{пр.сети}$		$U_{пр.норм} = 246 \text{ кВ}$
По отстающему напряжению	$U_{доп.р.} \geq U_{ост.н.}$		$U_{ост.норм.} = 383 \text{ кВ}$
Примечание: наибольшее отстающее напряжение дано при импульсном токе с длиной фронта волны 1 и амплитудой 10 кА.			

При воздействии волн на линейные вводы трансформаторов в нейтрали (в разделенном состоянии) могут возникать колебания  $U$ , превышающие уровень напряжения изоляции. Для ограничения этих перенапряжений в нейтраль трансформаторов включают ОПН.

ОПН снабжены устройствами аварийного сброса давления (противовзрывными устройствами). ОПН класса напряжения 110 кВ имеют категорию взрывобезопасности С ГОСТ 16357 (испытаны на протекание тока к.з. 40 кА в течении 0,2 секунды. Изготовитель ЗАО «АК Евроконтракт», работают с германскими фирмами.

## 8.2 Выбор электрооборудования 10 кВ

Условия выбора электрооборудования 10 кВ аналогично выбору оборудования 110 кВ.

Таблица 8.4 – Выбор межсекционного выключателя ГПП

Условия выбора	Расчетные данные	Справочные данные
		К-104 ЭБ
Аналогично $U_n = 110$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
	$I_{раб.мах.} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1293$ А	$I_{ном} = 1600$ А
	$I_{n,\tau} \approx I_k = 7,90$ кА	$I_{откл.ном.} = 31,5$ кА
	$\tau = 0,01 + 0,095 = 0,105$ с	$\beta_n = 0,1$
	$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 7,90 \cdot e^{-0,105/0,0528} = 1,53$ кА	$i_{a.ном.} = \sqrt{2} \cdot 0,1 \cdot 31,5 = 4,45$ кА
	$i_y = 20,42$ кА	$i_{np.c.} = 64$ кА
	$I_{n.o} \approx I_k = 7,90$ кА	$I_{np.c.} = 64$ кА
	$B_k = 7,90^2 \cdot (1,2 + 0,0528) = 78,19$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_t^2 \cdot t = 64^2 \cdot 8 = 32768$ кА <sup>2</sup> ·с
	Внутренней установки	

Межсекционный выключатель – исполнение ячейка комплектного рас­предустройства с вакуумным выключателем, исполнение герметичное, об­служивание двухстороннее, снабжены кабельными выводами по ГОСТ 15150.

Таблица 8.5 – Выбор выключателей отходящих КЛ

Условия выбора	Расчетные данные	Справочные данные
		ВВЭ-10-630-20У3
	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
	$I_{раб.мах.} = 215$ А	$I_{ном} = 630$ А
	$I_{н,τ} = 7,90$ кА	$I_{откл.ном.} = 31,5$ кА
	$i_{а,τ} = 1,53$ кА	$i_{а,ном} = 4,45$ кА
	$i_y = 20,42$ кА	$i_{нр.с.} = 64$ кА
	$I_{н.о.} = 7,90$ кА	$I_{нр.с.} = 64$ кА
	$B_k = 78,19$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_t^2 \cdot t = 32768$ кА <sup>2</sup> ·с

Примечание: все выключатели оснащены электромагнитными приводами, изготовитель комплектных распределительных устройств НПП «ЭЛЕКТРОБАЛТ».

Таблица 8.6 – Выбор выключателей нагрузки ГТП

Условия выбора	Расчетные данные	Справочные данные
		ВНПП-10/400-103ПУ3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{раб.мах.} \leq I_{ном}$	$I_{раб.мах.} = 50$ А	$I_{ном} = 400$ А
$i_y \leq i_{нр.с.}$	$i_y = 13,03$ кА	$i_{нр.с.} = 31,5$ кА
$B_k \leq I_t^2 \cdot t$	$B_k = 57,7$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_t^2 \cdot t = 10^2 \cdot 1 = 100$ кА <sup>2</sup> ·с
$I_{н.о.} \leq I_{нр.с.}$	$I_{н.о.} = 6,91$ кА	$I_{откл.ном.} = 10$ кА
Вид установки	-	Внутренней установки

Таблица 8.7 – Выбор разъединителей

Условия выбора	Расчетные данные	Справочные данные
		ВВЭ-10/630 II -У3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{раб.мах.} \leq I_{ном}$	$I_{раб.мах.} = 215$ А	$I_{ном} = 630$ А
$i_y \leq i_{нр.с.}$	$i_y = 13,03$ кА	$i_{нр.с.} = 64$ кА
$B_k \leq I_t^2 \cdot t$	$B_k = 57,7$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_t^2 \cdot t = 31,5^2 \cdot 4 = 3969$ кА <sup>2</sup> ·с

Таблица 8.8 – Выбор предохранителей в цепи ВНП

Условия выбора	Расчетные данные	Справочные данные
		ПКТ-102-10-50-12,5УЗ
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.мах.} \leq I_{ном}$	$I_{раб.мах.} = 50 \text{ А}$	$I_{ном} = 50 \text{ А}$
$I_{н,\tau} \leq I_{откл.ном.}$	$I_{н,\varepsilon} = I_{н,о.} = 6,9 \text{ кА}$	$I_{откл.ном.} = 12,5 \text{ кА}$

В цепи трансформатора напряжения (ТН) устанавливаем кварцевый предохранитель ПКТН-10УЗ, а также разрядник РВП-10.

В связи с тем, что ток однофазного к.з. в сети 10 кВ, измеренный электролабораторией, составляет в среднем 50 А, что больше допустимого 20 А, прибегаем к компенсации токов замыкания с помощью дугогасящих реакторов.

Суммарная мощность реакторов, кВ·А:

$$Q_p = I_z \cdot U_\phi = 50 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} = 290.$$

Исходя из соображения гибкости и надежности компенсации емкостного тока, рекомендуется устанавливать не менее двух реакторов. С учетом дальнейшего развития сети принимаем к установке два масляных однофазных заземляющих реактора со ступенчатым регулированием ПБВ типа РЗДСОМ-380/10У1 с типовой мощностью 380 кВ·А.

Для подключения реактора к нейтрали выбираем трансформатор ТМ-400/10 со схемой соединения обмоток  $\star/\Delta$  с целью уменьшения сопротивления нулевой последовательности трансформатора.

### 8.3 Выбор электрооборудования 0,4 кВ

Таблица 8.9 – Выбор автоматических выключателей

ОАО «Контактор»

Условия выбора	Расчетные данные	Справочные данные
		ВА 55-43
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 380 \text{ В}$	$U_{ном} = 380 \text{ В}$
$I_{раб.мах.} \leq I_{ном}$	$I_{раб.мах.} = 1273 \text{ А}$	$I_{ном} = 1500 \text{ А}$
$I_{н.о.} \leq I_{откл.н.}$ $I_{у.} \leq I_{откл.н.}$	$I_{н.о.} = 14,50 \text{ кА}$ $I_{у.} = I_{н.о.} = 14,50 \text{ кА}$	$I_{откл.н.} = 35 \text{ кА}$
$i_{у.} \leq i_{нр.с.}$	$i_{у.} = 27,97 \text{ кА}$	$i_{нр.с.} = 84 \text{ кА}$
$B_k \leq I_t^2 \cdot t$	$B_k = 958 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_t^2 \cdot t = 1850 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для защиты отходящих КЛ 0,4 кВ используем предохранители типа ПН-2 с номинальным током предохранителя 250 А и током плавкой вставки 100 ÷ 250 А в зависимости от нагрузки потребителя.

### 8.4 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбираем трансформаторы тока (ТТ) на U=110 кВ.

Таблица 8.10 – Определение нагрузки на вторичную обмотку ТТ

Наименование прибора	Тип	Нагрузка, В·А		
		ф.А	ф.В	ф.С
Амперметр	Э350	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д305	0,5	-	0,5
Варметр	Д305	0,5	-	0,5
Счетчик Р	СА4У-И682М	2,5	-	2,5
Счетчик Q	СР4У-И682М	2,5	-	2,5
ИТОГО:		6,5	0,5	6,5

Определим сопротивление приборов, Ом:

$$r_{\text{приб.}} = S_{\text{приб.}} / I_2^2 = 6,5 / 5^2 = 0,26, \quad (8.1)$$

где  $S_{\text{приб.}}$  – мощность наиболее загруженной фазы, В·А

$I_2 = 5$  А – вторичный номинальный ток ТТ.

Сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пров.}} = z_{2\text{ном.}} - r_{\text{приб.}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84,$$

где  $z_{2\text{ном.}}$  – номинальная вторичная нагрузка ТТ

$r_{\text{к}}$  – сопротивление контактов, Ом.

Определение сечения проводов, мм<sup>2</sup>:

$$F'_{\text{пр.}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч.}}}{r_{\text{пров.}}} = \frac{0,0283 \cdot 70}{0,84} = 2,36, \quad (8.2)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление алюминиевых проводов, Ом·мм<sup>2</sup>/м;

$l_{\text{расч.}}$  – расчетная длина соединительных проводов при соединении ТТ в «У» [с.379 [7]].

Принимаем контрольный кабель КВВГнгХЛ с сечением жил 4 мм<sup>2</sup>.  
Уточняем значение  $r_{\text{пров.}}$ , Ом:

$$r_{\text{пров.}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч.}}}{F'_{\text{пр.}}} = \frac{0,0283 \cdot 70}{2,36} = 0,49;$$

$$z_{\Sigma} = z_{\text{приб.}} + r_{\text{к}} + r_{\text{пров.}} = 0,26 + 0,1 + 0,49 = 0,85.$$

Таблица 8.11 – Выбор ТТ 110 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Справочные данные
		ТГФ-110-У1
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 110$ кВ	$U_{\text{ном}} = 110$ кВ
$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном.}}$	$I_{\text{max}} = 118$ А	$I_{\text{ном.}} = 200$ А
$i_y \leq k_{\text{дин.}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном.}}$ $B_{\text{к}} \leq (k_{\text{Т}} \cdot I_{\text{ном.}})^2 \cdot t$	$i_y = 26,9$ кА $B_{\text{к}} = 15,30$ кА <sup>2</sup> ·с	170 кА $(60 \cdot 0,2)^2 \cdot 3 = 432$ кА <sup>2</sup> ·
Вид установки		наружная



Примечание: ТТ элегазовые, масса газа 5,7 кг на 1 ТТ. Номинальное избыточное давление газа 0,24 мПа при  $t=20^0$  С. Минимальное избыточное давление при той же  $t=20^0$  С, 0,18 мПа. Таблица изменения давления элегаза в зависимости от  $t$  окружающей среды прилагается (приложение 3).

Выбираем ТТ на стороне 10 кВ вводных ячеек КРУ-10 кВ.

Таблица 8.12 – Определение вторичной нагрузки

Наименование прибора	Тип	Нагрузка, В·А		
		ф.А	ф.В	ф.С
Амперметр	Э350	0,5	-	0,5
Ваттметр	Д305	0,5	-	0,5
Счетчик Р	СА4У-И682М	2,5	-	2,5
Счетчик Q	СР4У-И682М	2,5	-	2,5
ИТОГО:		6,0	-	6,0

Определим вторичную нагрузку, ВА:

$$z_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{нр}}}{I_2^2} = \frac{6}{5^2} = 0,24;$$

$$r_{\text{пров}} = \rho \cdot \frac{l_p}{F_{\text{нр}}} = 0,0283 \cdot \frac{5 \cdot \sqrt{3}}{4} = 0,06, \quad (8.3.)$$

где  $l_p$  – соединение в «неполную звезду»;

$$z_2 = 0,24 + 0,1 + 0,06 = 0,4.$$

Выбираем ТТ внутренней установки типа ТПОЛ-10У3, 1000/5.  $U_n=10$  кВ,  $I_n=1000$  А,  $z_{2н}=0,4$  Ом,  $B_k=2187$  кА<sup>2</sup>·с.

Выбираем ТТ в цепях трансформатора собственных нужд (ТСН) и отходящих линий.

Таблица 8.13 – Определяем вторичную нагрузку

Наименование прибора	Тип	Нагрузка, В·А		
		ф.А	ф.В	ф.С
Амперметр	Э350	0,5	-	0,5
Счетчик Р	СА4У-И682М	2,5	-	2,5
ИТОГО:		3,0	-	3,0

$$z_{приб} = \frac{S_{np}}{I_2^2} = \frac{3}{5^2} = 0,12; r_{пров} = \rho \cdot \frac{l_p}{F_{np}} = 0,0283 \cdot \frac{5 \cdot \sqrt{3}}{4} = 0,06;$$

$$z_2 = 0,12 + 0,1 + 0,06 = 0,28.$$

Для отходящих линий выбираем ТТ типа ТПЛ-10У3, 400/5.  $U_n = 10$  кВ,  $I_n = 400$  А,  $z_{2н} = 0,4$  Ом,  $B_k = 588$  кА<sup>2</sup>·с.

Для ТСН выбираем ТТ типа ТПЛ-10У3, 75/5.  $U_n = 10$  кВ,  $I_n = 75$  А >  $I_{расч.} = 50$  А;  $z_{2н} = 0,4$  Ом,  $B_k = 122$  кА<sup>2</sup>·с.

Динамическая устойчивость шинных трансформаторов тока определяется устойчивостью шин. Все ТТ  $U = 10$  кВ выполнены в классе точности – 0,5.

Выбор трансформаторов напряжения (ТН) 110 кВ.

Таблица 8.13 – Определение потребляемой мощности приборов

Наименование прибора	Тип	Р катушки В·А	Число катушек шт.	$\frac{\cos \varphi}{\sin \varphi}$	Число приборов шт.	Потр. мощность	
						Р, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э335	2,0	1	1/-	1	2	-
Ваттметр	Д305	1,5	2	1/-	2	6	-
Варметр	Д305	1,5	2	1/-	2	6	-
Счетчик Р	СА4У-И682	2,0	2	0,38/0,92	2	8	19,5
Счетчик Q	СР4У-И673	2,0	2	0,38/0,92	2	8	19,5
Частотомер	Э-371	3,0	2	1/-	2	6	-
ИТОГО:	-	-	-	-	-	36	39

Полная нагрузка всех измерительных приборов, В·А:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{2\Sigma}^2 + Q_{2\Sigma}^2} = \sqrt{36^2 + 39^2} = 53,08.$$

Таблица 8.14 – Выбор ТН

Условия выбора	Расчетные данные	Справочные данные
		НКФ-110-57Б
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$S_{2\Sigma} \leq S_{2ном.}$	$S_{2\Sigma} = 53$ В·А	$S_{2ном.} = 400$ В·А
Класс точности		0,5
Сх.соед.обмоток		1/1/1-0-0

Выбираем ТН на стороне 10 кВ.

Таблица 8.15 – Мощность подключаемых приборов

Наименование прибора	Тип	Р катушки, В·А	Число катушек, шт.	$\frac{\cos\varphi}{\sin\varphi}$	Число приборов, шт.	Потр. мощность	
						Р, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э335	2,0	1	1/-	1	2	-
Ваттметр	Д305	1,5	2	1/-	6	18	-
Варметр	Д305	1,5	2	1/-	6	18	-
Счетчик Р	СА4У-И682	2,0	2	0,38/0,92	5	20	48,68
Счетчик Q	СА4У-И682	2,0	2	0,38/0,92	5	20	48,68
ИТОГО:	-	-	-	-	-	78	97,36

Полная потребляемая мощность, В·А:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{78^2 + 97,36^2} = 124,75.$$

Таблица 8.16 – Выбор ТН

Условия выбора	Расчетные данные	Справочные данные
		НТМИ-10-66У3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$S_{2\Sigma} \leq S_{2ном.}$	$S_{2\Sigma} = 125$ В·А	$S_{2ном.} = 200$ В·А
Класс точности		1,0
Сх.соед.обмоток		$\gamma/\gamma/\Delta-0$

### 8.5 Выбор трансформаторов собственных нужд

ТСН устанавливают на каждой секции КРУ. Состав потребителей собственных нужд зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования.

В нашем случае примем мощность ТСН равной 3% от мощности ГПП [8], кВ·А:

$$S_{ТСН} = 0,03S_p = 0,03 \cdot 20492 = 615$$

В качестве ТСН принимаем к установке два масляных трансформатора типа ТМ-630/10/0,4;  $U_k = 5,5\%$ .

## 8.6 Выбор шин

Выбираем шины на стороне 110 кВ. В открытом распределительном устройстве (ОРУ) в качестве шин используем гибкие шины, выполненные проводами марки АС-120/19. Сечением  $120 \text{ мм}^2$ ,  $I_{дон} 380 \text{ А} > I_{max} = 108 \text{ А}$

Примечание:

1. Шины выполненные голыми проводами на открытом воздухе, на термическую стойкость не проверяются [9].
2. При мощности к.з. менее  $4000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  проверка шин на схлестывания не выполняются [9].
3. Проверка проводов сечением  $120 \text{ мм}^2$  и напряжением 110 кВ не производится [9].

Выбираем шины на стороне 10 кВ.

В электроустановках до 20 кВ применяются жесткие шины. В связи с тем, что сборные шины по экономической плотности тока не выбираются [9], то выбор шин КРУ-10 кВ производим только по допустимому току:

$$I_{раб.мах} \leq I_{дон}.$$

Выбираем к установке жесткие алюминиевые шины прямоугольного сечения  $80 \times 10 \text{ мм}$ , количество полос на фазу – 1,  $I_{дон} = 1480 \text{ А}$ .

Выбранные шины подлежат проверке на динамическую (механический расчет) и термическую стойкость при воздействии токов к.з.

Проверку на электродинамическую стойкость проводим без учета механических резонансных колебаний [9].

Определим напряжение, возникающее в материале шины при воздействии изгибающего момента, МПа [8]:

$$\sigma_{расч.} = \frac{M}{W} = \frac{fl^2}{10W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y \cdot l^2}{W\alpha}, \quad (8.4)$$

где  $i_y$  – ударный ток 3-х фазного к.з., кА;

$l$  – расстояние между опорными изоляторами шинной конструкции, м;

$\alpha$  – расстояние между осями смежных фаз, м;

					БР 130302.07-2016 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

$W$  – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия,  $\text{см}^3$ :

$$W = \frac{1}{6} \cdot b \cdot h^2 = \frac{1}{6} \cdot 1 \cdot 8^2 = 10,67;$$

где  $b, h$  – размеры шин при расположении «плашмя».

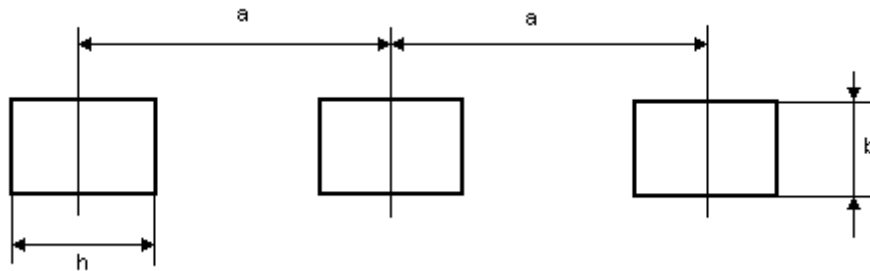


Рисунок 8.1 – Расположение шин

Тогда, МПа:

$$\sigma_{расч.} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot \alpha} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(20,42 \cdot 10^3)^2 \cdot 1^2}{10,67 \cdot 0,25} = 2,71$$

Допустимое механическое напряжение для алюминия марки А1  $\sigma_{доп.} = 82,3$  МПа (стр.233 [7]).

Минимальное расчетное сечение по условию термической стойкости,  $\text{мм}^2$ :

$$q_{min.p} = \frac{\sqrt{B_k}}{c} = \frac{\sqrt{78,19 \cdot 10^{-6}}}{91} = 97.$$

Таблица 8.17 – Выбор шин 10 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Справочные данные
		Жесткие, А1, 80x10 мм
$I_{max} \leq I_{доп.}$ $\sigma_{расч.} \leq \sigma_{доп.}$ $q_{min} \leq q_{ш.}$	$I_{max} = 1293$ А $\sigma_{расч.} = 2,71$ МПа $q_{min} = 97$ $\text{мм}^2$	$I_{доп.} = 1480$ А $\sigma_{доп.} = 82,3$ МПа $q_{ш.} = 800$ $\text{мм}^2$

## 8.7 Выбор изоляторов

Изоляторы выбирают по номинальному напряжению и допустимой механической нагрузке ( $F_{расч.} \leq F_{доп.}$ ), а проходные изоляторы дополнительно по рабочему току.

Таблица 8.18 – Выбор опорных изоляторов 110 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Справочные данные
		ИОС-110-300 УХЛ 1
$U_{уст.} \leq U_{ном.}$	$U_{уст.} = 110$ кВ	$U_{ном.} = 110$ кВ
$F_{разр.} \leq F_{доп.}$	$F_{расч.} = \sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot l \cdot 10^{-7} / \alpha =$ $= \sqrt{3} \cdot \frac{26900^2}{50} \cdot 150 \cdot 10^{-7} = 376 \text{ Н}$	$F_{доп.} = 0,6 \cdot F_{разр.} = 0,6 \cdot 3 = 1,8$ кН

Таблица 8.19 – Выбор опорных изоляторов 10 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Справочные данные
		ИОР-10-4,00 УХЛ 3
$U_{уст.} \leq U_{ном.}$	$U_{уст.} = 10$ кВ	$U_{ном.} = 10$ кВ
$F_p \leq F_{доп.}$	$F_p = \sqrt{3} \cdot \frac{20420^2}{50} \cdot 100 \cdot 10^{-7} = 144$ Н	$F_{доп.} = 0,6 \cdot F_{разр.} = 0,6 \cdot 4 = 2,4$ кН

Таблица 8.20 – Выбор проходных изоляторов

Условия выбора	Расчетные данные	Справочные данные
		ИП-10/1600-1250 УХЛ 1
$U_{уст.} \leq U_{ном.}$	$U_{уст.} = 10$ кВ	$U_{ном.} = 10$ кВ
$I_{р.мах} \leq I_{ном.}$	$I_{р.мах} = 1293$ А	$I_{ном.} = 1600$ А
$F_p \leq F_{доп.}$	$F_p = 72$ Н	$F_{доп.} = 0,6 \cdot F_{разр.} = 0,6 \cdot 12,5 = 7,5$ кН

## 8.8 Выбор городских трансформаторных подстанций

В городских сетях широкое применение находят ТП единой серии, размещаемые в специальном помещении из кирпича или железобетонных блоков (панелей).

В качестве РУ 10/0,4 выбираем городские трансформаторные подстанции единой серии, разработанные институтом Гипрокоммунэнерго, типов К-42-630 М со шкафами: ВН – типа КСО, НН – типа ЩО [15].

## 9 Релейная защита трансформатора ГПП-2

Выбор типа устройства релейной защиты производится, руководствуясь правилами устройства электроустановок ПУЭ.

Для трансформаторов главных капитальных подстанций принят следующий комплект защит: [10].

1. Дифференциальная защита на базе реле РИТ-565 – от междуфазных к.з.
  2. МТЗ на базе реле РТ-40 – от сверхтоков внешних к.з.
  3. МТЗ на базе реле РТ-40 – от перегрузки
  4. МТЗ на базе реле РТ-40 – от термического воздействия токов сверхноминального значения (включение обдува).
  5. Газовая защита на базе реле РГ-43-66 – от повреждений в баке трансформатора (межвитковые к.з., «пожар в стали», изменение уровня масла).
  6. Защита минимального напряжения на базе реле РН-54.
- Рассмотрим более подробно каждый вид защиты.

### 9.1 Дифференциальная защита

Дифференциальная защита (ДЗ) является одной из основных защит. Зона действия защиты включает участок от Т.Т. на стороне 110 кВ, до ТТ 10 кВ установленных во вводной ячейки КРУ.

					<b>БР 130302.07-2016 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

Реле РНТ-565 состоит из исполнительного органа на базе РТ-40, трех-  
стержневого быстронасыщающегося трансформатора (БНТ) с расположенны-  
ми на нем рабочей, уравнивательных, короткозамкнутых и вторичной обмоток.

Расчет ДЗ сводится к определению токов срабатывания, числа витков  
обмоток БНТ к проверке чувствительности защиты.

Номинальные токи ВН и НН соответственно, А:

$$I_H^B = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H^B} = \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,3; \quad I_H^H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H^H} = \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 11} = 840.$$



Для компенсации углового сдвига ТТ на стороне 110 кВ соединяем в треугольник, а на стороне 10 кВ – в неполную звезду, тогда расчетный ток, А:

$$I_H^{TA1} = K_{cx110} \cdot I_H^B / 5 = \sqrt{3} \cdot 80,3 / 5 = 139/5,$$

$$I_H^{TA2} = K_{cx10} \cdot I_H^H / 5 = \sqrt{3} \cdot 840 / 5 = 840/5, \quad (9.1.)$$

где  $K_{cx}$  – коэффициент схемы, при соединении обмоток ТТ в «треугольник» и «звезду» соответственно.

В целях повышения надежности защиты для уменьшения полных погрешностей ТТ принимаем несколько завышенные  $n_T$  против расчетных, тем самым снижая кратность токов к.з. и одновременно не ограничивая возможную допускаемую длительную перегрузку силового трансформатора.

$$n_{T110} = 300/5, \quad n_{T10} = 1500/5.$$

По  $U_K$  трансформатора определяем расчетные токи трехфазного (3) и двухфазного (2) к.з. на стороне ВН и НН, А:

$$I_{BH}^{(3)} = I_H^B / U_K = 80,3/0,1029 = 780; \quad I_{BH}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{BH}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 780 = 676;$$

$$I_{HH}^{(3)} = \frac{I_H^H}{U_K} = \frac{840}{0,1029} = 8163,3; \quad I_{HH}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{HH}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8163,3 = 7069,6.$$

Определяем первичный ток небаланса по выражению:

$$I_{нб} = I'_{нб} + I''_{нб} + I'''_{нб}. \quad (9.2.)$$

Но без учета составляющей  $I'''_{нб}$ , так как неизвестно, насколько точно удастся в ходе расчета подобрать числа витков обмоток БНТ реле.

$$I_{нб} = I'_{нб} + I''_{нб} = (K_{одн.} \cdot K_{анер.} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_P}{100}) \cdot I_{max}^{(3)} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 780 = 202,8,$$

где  $\varepsilon$  – допускаемая относительная полная погрешность ТТ, о.е. [9]

$K_{одн.}$  – коэффициент однотипности ТТ.

										Лист
										55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	БР 130302.07-2016 ПЗ					

$K_{анер.}$  – коэффициент апериодической составляющей токов к.з.

$\Delta U_P$  – предел регулирования РПН трансформатора

$I_{max}^{(3)}$  – максимальный ток трехфазного к.з., А.

Определим предварительное, без учета  $I_{нб}^{///}$ , значение тока срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса, А:

$$I_{с.з.} \geq K'_H \cdot I_{нб} = 1,3 \cdot 202,8 = 263,6. \quad (9.3)$$

По условию отстройки от броска тока намагничивания, А:

$$I_{с.з.} \geq K''_H \cdot I_{ном.тр} = 1,3 \cdot 80,3 = 104,4. \quad (9.4.)$$

где  $K'_H$  – коэффициент надежности, учитывающее ошибку реле и необходимый запас.

$K''_H$  – коэффициент отстройки защиты от бросков тока намагничивания (1 ÷ 3).

Большее из значений, полученных по (9.3) и (9.4), принимаем за расчетное.

При двухфазном к.з. со стороны 10 кВ ток повреждения проходит через трансформаторы тока стороны 110 кВ, соединенные в треугольник. В этом случае расчетный ток в реле дифференциальной защиты определяем по формуле, А:

$$I_{р.мин} = \frac{1,5 \cdot I_{BH}^{(2)}}{n_T} = \frac{1,5 \cdot 676}{300/5} = 16,9. \quad (9.5)$$

Ток срабатывания реле (предварительный), А:

$$I_{с.з.} = I_{с.з.} \cdot K_{сх} / n_T = 263,6 \cdot \sqrt{3} / 300/5 = 7,6. \quad (9.6.)$$

Предварительное значение коэффициента чувствительности:

$$K_{\eta} = I_{р.мин} / I_{с.з.} = 16,9 / 7,6 = 2,2 > 2. \quad (9.7)$$

Условие  $K_{\eta} \geq 2$  – выполняется [9].

Значение вторичных токов в плечах защиты, А

$$i_2^B = \frac{I_H^B \cdot K_{сх}^B}{n_{T110}} = \frac{80,3 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 2,32; \quad (9.8)$$

$$i_2^H = \frac{I_H^H \cdot K_{cx}^H}{n_{T10}} = \frac{840 \cdot 1}{1500/5} = 2,80. \quad (9.9)$$

Определяем числа витков обмоток реле с учетом того, что на коммутаторе реле РНТ-565 можно подобрать практически любое целое число витков как рабочей, так и уравнительных обмоток. Расчет начинается с выбора числа витков неосновной стороны 110 кВ, так как это питающая сторона с регулируемым напряжением. Расчет сведем в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 – Определение чисел витков обмоток БНТ

Обозначение величины и расчетное выражение	Численное значение
1	2
1. $I_{с.р.неосн.}$ (сторона ВН)	7,6 А
2. $\omega_{неосн.расч.} = F_{ср.} / I_{с.р.неосн.}$	100/7,6=13,2 вит.
3. $\omega_{неосн.}$ (ближайшее меньшее число)	13 вит.
4. $I_{с.р.неосн.} = F_{ср.} / \omega_{неосн.}$	100/13=7,7 А
5. $I_{с.з.неосн.}$ (сторона ВН)	7,7·60/√3=266,7 А
6. $I_{с.з.осн.}$ (сторона НН)	266,7·115/11=2788,2 А
7. $\omega_{осн.расч.} = \omega_{неосн.} \cdot i_2^B / i_2^H$	13·2,32/2,80=10,8 вит.
8. $\omega_{осн.}$ (ближайшее целое число)	11 вит.
9. $I_{нб}^{///} = / \frac{\omega_p - \omega_{ст}}{\omega_p} \cdot I_{ВН}^{(3)}$	/ $\frac{10,8-11}{10,8} \cdot 780 = 14,4$ А
10. $I_{нб}$ с учетом $I_{нб}^{///}$ по (9.2)	202,8+14,4=217,2 А
11. $I_{с.з.неосн.}$ с учетом $I_{нб}^{///}$ (расчет повторяется для нового значения $I_{с.з.неосн.}$ )	1,3·217,2=282,4 А > 263,6 А
12. $I_{с.з.неосн.}$ (сторона ВН) по (9.6)	282,4·√3/60=8,15 А
13. $\omega_{неосн.расч.} = F_{ср.} / I_{с.з.неосн.}$	100/8,15=12,3 вит.
14. $\omega_{неосн.}$ (ближайшее меньшее число)	12 вит.
15. $I_{с.р.неосн.} = F_{ср.} / \omega_{неосн.}$	100/12=8,3 А
16. $I_{с.з.неосн.}$ (сторона ВН)	8,3·60/√3=288 А
17. $I_{с.з.осн.}$ (сторона НН)	288·115/11=3011 А

Продолжение таблицы 9.1

1	2
18. $\omega_{осн.расч.} = \omega_{неосн.} \cdot i_2^B / i_2^H$	$12 \cdot 2,32 / 2,80 = 9,9$ вит.
19. $\omega_{осн.}$ (ближайшее целое число)	10 вит.
20. $I_{нб}^{///} = \frac{\omega_p - \omega_{ст}}{\omega_p} \cdot I_{ВН}^{(3)}$	$\frac{9,9 - 10}{9,9} \cdot 780 = 7,9$ А
21. $I_{нб}$ с учетом $I_{нб}^{///}$ по (9.2)	$202,8 + 7,9 = 210,7$ А
22. $I_{с.з.неосн.}$ с учетом $I_{нб}^{///}$	$1,3 \cdot 210,7 = 273,9$ А < 288 А (из п.16)
23. Окончательно принятые числа витков: $\omega_{осн.} = \omega_{ур.I}$ (сторона НН) $\omega_{неосн.} = \omega_{ур.II}$ (сторона ВН)	10 вит. 12 вит.
24. $i_2^H \cdot \omega_{осн.} = i_2^B \cdot \omega_{неосн.}$	$2,80 \cdot 10 \approx 2,32 \cdot 12$

Коэффициент чувствительности при к.з. на стороне НН (при окончательно выбранных числах витков и токе срабатывания реле при прохождении тока к.з. по стороне ВН  $I_{ср} = 100/12 = 8,3$  А):

$$K_q^{(2)} = \frac{I_{р.мин}}{I_{с.р.}} = \frac{16,9}{8,3} = 2,04 > 2.$$

Условие  $K_q \geq 2$  – выполняется, дифференциальная защита на базе реле РНТ-565 проходит по чувствительности.

## 9.2. Защита от сверхтоков внешних к.з.

В дополнение к продольной ДЗ на трансформаторе необходимо установить защиту от токов, обусловленных внешними короткими замыканиями, с действием на отключение. Эта защита является резервной, в случае отказа ДЗ, и она устанавливается на стороне 110 кВ.

Рабочий максимальный ток трансформатора с учетом 40% перегрузки, А:

$$I_{\text{раб. max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = 1,4 \cdot \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 112,5.$$

Ток срабатывания защиты, А:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{с.з.}}}{K_{\text{с}}} \cdot I_{\text{раб. max}} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,85} \cdot 112,5 = 240,$$

где  $K_{\text{н}}$  – коэффициент надежности, о.е.

$K_{\text{с.з.}}$  – коэффициент самозапуска, о.е.

$K_{\text{с}}$  – коэффициент возврата, о.е.

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{ВН}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{676}{240} = 2,8, \quad K_{\text{ч}} \geq 1,5.$$

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{I_{\text{с.з.}} \cdot K_{\text{сх}}}{n_{\text{T}}} = \frac{240 \cdot 1}{200/5} = 6.$$

Время срабатывания защиты, с:

$$t_{\text{с.з.}}^{\text{I}} = t_{\text{с.з.}}^{\text{с.м.}} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1,0, \quad (9.10)$$

где  $t_{\text{с.з.}}^{\text{с.м.}}$  – время срабатывания защиты смежных элементов, с.

$\Delta t$  – степень селективности, с.

Выбираем реле РТ-40/10 с мощностью срабатывания  $S_{\text{ср}} = 0,5 \text{ В} \cdot \text{А}$

### 9.3 Защита от перегрузки

Т.к. перегрузка является симметричным режимом, то достаточно установить одно реле в фазе на высшей стороне. Защита действует на сигнал.

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб}}^{\text{max}} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 112,5 = 139.$$

										Лист
										59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.з.} \cdot K_{cx}}{n_T} = \frac{139 \cdot 1}{200/5} = 3,5.$$

Проверка на чувствительность не производится. Принимаем реле тока типа РТ-40/6 с мощностью срабатывания  $S_{cp} = 0,5 \text{ В} \cdot \text{А}$ .

Время срабатывания защиты, с:

$$t_{c.з.}^{II} = t_{c.з.}^I + \Delta t_{MTЗ} = 1 + 2 = 3, \quad (9.11)$$

где  $t_{c.з.}^I$  – время срабатывания защиты от сверхтоков к.з., с.

$\Delta t_{MTЗ}$  – степень селективности, с.

#### 9.4 МТЗ включения обдува

Используя методику расчетов предыдущих пунктов запишем токи срабатывания защиты и реле, А:

$$I_{c.з.} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_H^B = \frac{1,05}{0,85} \cdot 80,3 = 99,2, \quad I_{c.p.} = \frac{K_{cx} \cdot I_{c.з.}}{n_T} = \frac{99,2 \cdot 1}{200/5} = 2,48.$$

Принимаем к установке реле РТ-40/6 с  $S_{cp} = 0,5 \text{ В} \cdot \text{А}$ .

Время срабатывания защиты, с:  $t_{c.з.}^{III} = t_{c.з.}^{II} + \Delta t_{MTЗ} = 3 + 2 = 5 \text{ с}$ .

#### 9.5 Газовая защита

Газовая защита является обязательной для всех трансформаторов мощностью 1000 кВ·А и более. Газовая защита реагирует на все внутренние повреждения в трансформаторе: 1) внутренние к.з.; 2) «пожар в стали»; 3) нарушение изоляции между пластинами магнитопровода; 4) резкие перетоки масла в баке.

					БР 130302.07-2016 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Основным элементом защиты является газовое реле, устанавливаемое в трубопроводе между баком трансформатора и маслорасширителем.

Действие защиты основано на том, что даже незначительные повреждения внутри трансформатора вызывают нагрев и разложение масла, сопровождаемые выделением газа, который скапливается в специальных чашечках реле.

При медленном газообразовании защита действует на «сигнал», а при бурном (или при скорости движения масла более 0,6 м/с) – на отключение.

Время срабатывания реле составляет:  $t_{ср.р.} = 0,05$  с.

## 9.6 Защита от минимального напряжения

Напряжение срабатывания защиты кВ:

$$U_{с.з.} = 0,5 \cdot U_{ном} = 0,5 \cdot 10 = 5, \quad (9.12)$$

где 0,5 – уставка на 50 % понижения напряжения;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение низшей стороны.

Выбираем трансформатор напряжения с коэффициентом трансформации  $n_T = 10000/100$ , выполненного на базе реле напряжения типа РН-54/160.

Напряжение срабатывания реле, В:

$$U_{ср.} = \frac{U_{с.з.}}{n_{TV}} = \frac{5000}{10000/100} = 50, \quad (9.13)$$

где  $U_{с.з.}$  – напряжение срабатывания защиты, В.

В трансформаторе имеется автоматический обдув радиаторов охлаждения масла. При достижении температуры масла +55 °С обдув автоматически включается, при снижении температуры до +45 °С – автоматически отключается. При достижении температуры верхних слоев масла трансформатора до +80 °С выдается сигнал на диспетчерский пульт – «неисправность обдува», «превышение  $t^\circ$  масла».

## 10 Расчет заземления и грозозащиты ГПП-2

					<b>БР 130302.07-2016 ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

## 10.1 Расчет заземления

Заземление токопроводящих частей электрооборудования подстанций производится с целью защиты обслуживающего персонала от напряжения прикосновения и шагового напряжения, т.е. обеспечить безопасность при прикосновении к нетоковедущим частям электрооборудования, которые случайно могут оказаться под напряжением в результате нарушения изоляции, и от шагового напряжения, возникающего при растекании электрического тока.

Подстанции 110 кВ относятся к электроустановкам с большими токами замыкания на землю (более 500 А).

Сопротивление растекания электрического тока для заземляющего устройства, согласно ПУЭ, не должно превышать 0,5 Ом.

Целью расчета заземления определения числа вертикальных заземлителей, длины горизонтальной соединительной полосы и размещение заземлителей на плане электроустановки.

Исходные данные:

1. ГПП имеет два понижающих трансформатора 110/10 кВ с заземленной нейтралью на стороне 110 кВ. Исполнение РУ-110 кВ – открытого типа, РУ-10 кВ – закрытого типа.

2. Территория, занимаемая ОРУ-110 кВ имеет площадь, м<sup>2</sup>:

$$S_{ОРУ110кВ} = 90 \cdot 70 = 6300.$$

3. Заземлитель предполагается выполнить из горизонтальных полосовых электродов сечением 4×40 мм и вертикально-стержневых длиной 5 м и диаметром 12 мм.

4. Удельные расчетные сопротивления верхнего и нижнего слоев земли в районе расположения ГПП, согласно изменений, проведенных электролабораторией методом глубокого зондирования:  $\rho_1 = 230 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  и  $\rho_2 = 80 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  соответственно.

5. В качестве естественного заземлителя используется система «трос-опора» подходящей к подстанции ВЛЭП-110 кВ на металлических опорах с длиной пролета 150 м, линия имеет один стальной трос грозозащиты сечением 50 мм<sup>2</sup>, число опор с тросом на линии более 20; данные измерений сопротивления системы «трос-опора» отсутствуют.

					<b>БР 130302.07-2016 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		63



Для определения потенциала заземляющего устройства рассчитываем значение тока однофазного к.з. на стороне 110 кВ.

Составим схему нулевой последовательности и определим ее параметры (рисунок 10.1).

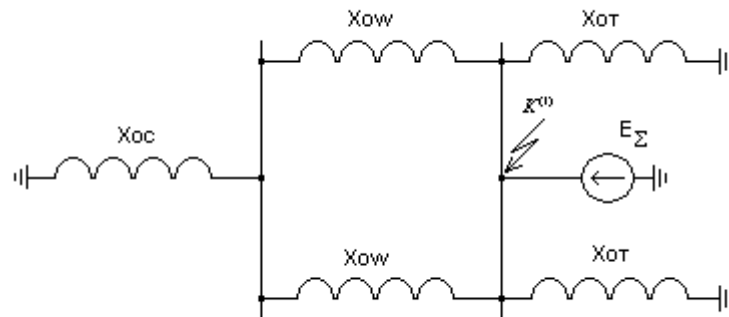


Рисунок 10.1 – Схема нулевой последовательности

Система:  $X_{OC} = 1,4 \cdot X_C = 1,4 \cdot 0,3 = 0,42$ ;

Линия:  $X_{OW} = 4,7 \cdot X_W = 4,7 \cdot 0,16 = 0,752$ ;

Трансформаторы:  $X_{OT} = X_T = 6,56$ .

Определим суммарное эквивалентное сопротивление относительно точки замыкания через промежуточные сопротивления:

$$X_1 = X_{OC} + \frac{X_{OW}}{2} = 0,42 + \frac{0,752}{2} = 0,796; \quad X_2 = \frac{X_{OT}}{2} = \frac{6,56}{2} = 3,28;$$

$$X_{O\Sigma} = \frac{x_1 \cdot x_2}{x_1 + x_2} = \frac{0,796 \cdot 3,28}{0,796 + 3,28} = 0,64.$$

Сопротивление обратной последовательности принимаем равным сопротивлению прямой последовательности:

$$X_{2\Sigma} = X_{1\Sigma} = 0,46; \quad E_\Sigma = 1,$$

тогда абсолютное значение тока к.з в земле, о.е:

$$I_*^{(1)} = \frac{3 \cdot E_\Phi}{X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{O\Sigma}} = \frac{3 \cdot 1}{0,46 + 0,46 + 0,64} = 1,92.$$

В именованных единицах, кА:

$$I_3^{(1)} = I_*^{(1)} \cdot I_{\delta l} = 1,92 \cdot 5,02 = 9,65.$$

Сопротивление естественного заземлителя для линии, Ом: [7]

$$R_e = \sqrt{\frac{0,15 \cdot l}{S \cdot n_T} \cdot r_{on}} = \sqrt{\frac{0,15 \cdot 150}{50 \cdot 1} \cdot 12} = 2,32, \quad (10.1)$$

где  $l$  – длина пролета ВЛЭП, м;

$S$  – сечение грозозащитного троса, мм<sup>2</sup>;

$n_T$  – число тросов на опоре, шт.;

$r_{on}$  – наибольшее расчетное сопротивление заземлителя одной опоры с учетом сезонных колебаний, Ом.

Тогда требуемое сопротивление искусственного заземлителя (с учетом регламентируемого значения  $R_3$ ), Ом:

$$R_q = \frac{R_e \cdot R_3}{R_e - R_3} = \frac{2,32 \cdot 0,5}{2,32 - 0,5} = 0,64.$$

Составим расчетную модель сложного заземлителя в виде квадратной сетки из полосовых и стержневых электродов, которые размещены по периметру заземлителя. Площадь сетки принимаем равной площади подстанции – 6300 м<sup>2</sup>.

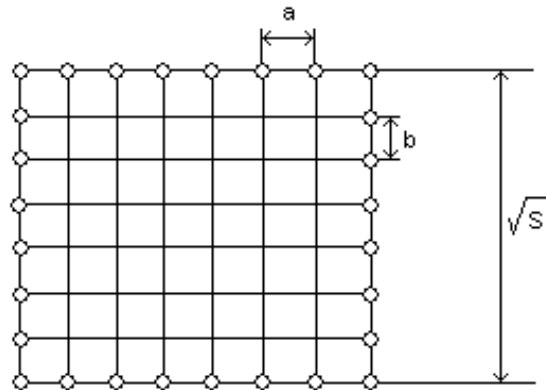


Рисунок 10.2 – Расчетная модель заземлителя

Количество ячеек по одной стороне модели, шт:

$$m = \left( \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} \right) - 1 = \left( \frac{1280}{2 \cdot \sqrt{6300}} \right) - 1 = 7,0. \quad (10.2)$$

где  $L_{\Gamma}$  – суммарная длина горизонтальных электродов, м.

Длина стороны ячейки, м:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{6300}}{7} = 11,4.$$

Расстояние между вертикальными электродами, м:

$$a = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{n} = \frac{4 \cdot \sqrt{6300}}{32} = 10, \quad (10.3)$$

где  $n$  – количество вертикальных электродов, шт.

Суммарная длина вертикальных электродов, м:

$$L_B = n \cdot l_B = 32 \cdot 5 = 160.$$

Относительная глубина погружения в землю вертикальных электродов:

$$t_{OTH} = \frac{l_B + t_B}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,8}{\sqrt{6300}} = 0,0725, \quad (10.4)$$

где  $t_B$  – глубина погружения в землю верхнего конца вертикального электрода, м.

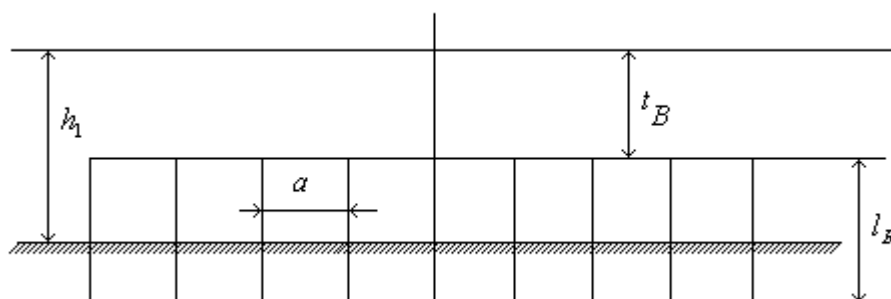


Рисунок 10.3 – Сложные заземлители в однородной земле

Относительная длина верхней части электрода:

$$l_{отн.} = \frac{h_1 - t_B}{l_B} = \frac{2,8 - 0,8}{5} = 0,4, \quad (10.5)$$

где  $h_1$  – толщина верхнего слоя земли, м.

Определим отношение удельных сопротивлений земли:

$$\rho_1 / \rho_2 = 230 / 80 = 2,87.$$

Поскольку  $1 \leq \rho_1 / \rho_2 \leq 10$ , то показатель степени:

$$K = 0,43 \cdot (l_{омн.} + 0,272 \ln \frac{a\sqrt{2}}{l_B}) = 0,43 \cdot (0,4 + 0,272 \ln \frac{10\sqrt{2}}{5}) = 0,294$$

Расчетное удельное (эквивалентное) сопротивление грунта, Ом·м:

$$\rho_3 = \rho_2 \left( \frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^K = 80 \cdot 2,87^{0,294} = 108.$$

Коэффициент А при  $0 \leq t_{омн.} \leq 0,1$  (стр.109 [11]):

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot t_{омн.} = 0,444 - 0,84 \cdot 0,0725 = 0,4.$$

Тогда расчетное сопротивление искусственного заземлителя, Ом:

$$R_u = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_\Gamma + L_B} = 0,4 \cdot \frac{108}{\sqrt{6300}} + \frac{108}{1280 + 160} = 0,62.$$

Из расчетов видно, что  $R_u$  расчетное совпадает с  $R_u$  требуемым.

Общее сопротивление заземлителя подстанции, Ом:

$$R_3 = \frac{R_u \cdot R_e}{R_u + R_e} = \frac{0,62 \cdot 2,32}{0,62 + 2,32} = 0,49.$$

Потенциал заземляющего устройства в аварийный период, В:

$$\varphi_3 = I_3^{(1)} \cdot R_3 = 9650 \cdot 0,49 = 4721,$$

что меньше максимально допустимого 10 кВ.

Вывод: принимаем к установке искусственный заземлитель подстанции выполненный из горизонтальных пересекающихся полосовых электродов сечением 4×40 мм общей длиной не менее 1280 м и вертикальных стержневых в количестве не менее 32 штук, диаметром 12 мм и длиной 5 м, размещенных по периметру заземлителя равномерно. В этих условиях общее сопротивление заземлителя подстанции не будет превышать необходимых 0,5 Ом.

						Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	БР 130302.07-2016 ПЗ	

## 10.2 Молниезащита территории ГПП

Защита подстанции от прямых ударов молнии заключается в исключении возможности удара молнии непосредственно в оборудование, при котором возможны разрушения, загорание, взрывы и повреждение оборудования при прохождении по нему тока молнии, вызывающей электромагнитное, тепловое и механическое воздействие на объекты.

Молниезащиту подстанции выполняем посредством шести стержневых молние отводов, четыре из которых установлены на мачтах наружного освещения ОРУ, а два – на линейных порталах. Все стержни присоединены к заземляющему контуру подстанции.

Максимальное расстояние между стержнями по диагонали  $D = 68$  м, максимальная высота оборудования подстанции  $h_X = 11$  м.

Тогда превышение вершины молниеотводов над защищаемым сооружением, м:

$$h_a = \frac{D}{8} = \frac{68}{8} = 8,5,$$

над землей, м:

$$h = h_a + h_X = 8,5 + 11 = 19,5.$$

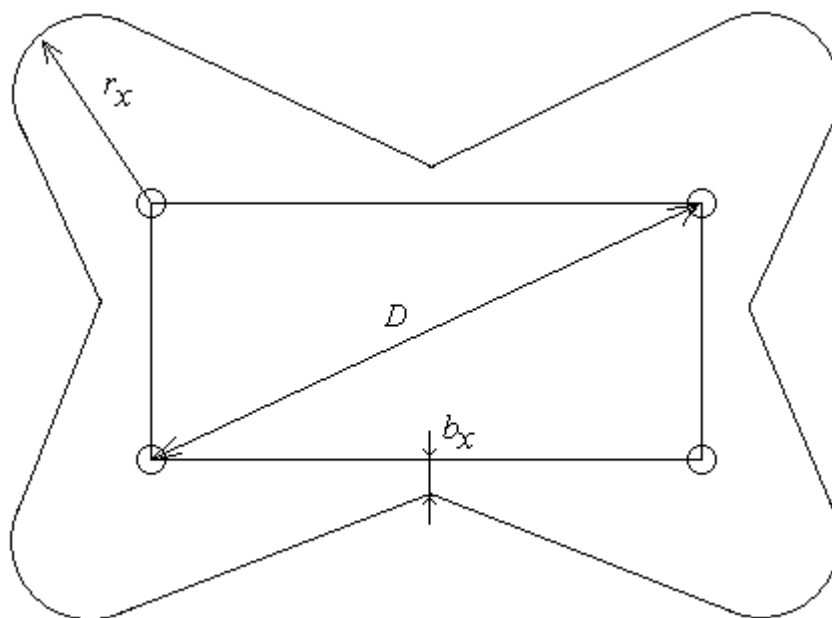


Рисунок 10.4 – Зона защиты, образуемая молниеотводами

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

БР 130302.07-2016 ПЗ

Лист

67

Таким образом, высота молниеотводов должна быть не менее 19,5 м над уровнем земли.

Принимаем к установке молниеотводы высотой 20 м.

Проверяем условие (стр.554 [20]):

$$D_3 \leq 8 \cdot (h - h_X) \cdot p. \quad (10.6)$$

Так как  $D_3 = 68$  м, то условие выполнено, все объекты и конструкции, находящиеся внутри «прямоугольника» будут защищены.

В связи с тем, что КРУН-10 кВ не входит в защищаемый «прямоугольник» то проверим зону защиты одиночного рядом стоящего молниеотвода через радиус зоны защиты, принимая высоту КРУ  $h_X = 6$  м.

$$r_X = \frac{1,6 \cdot (h - h_X)}{1 + h_X / h} = \frac{1,6 \cdot (20 - 6)}{1 + 6 / 20} = 17,2.$$

Дополнительно для грозозащиты устанавливаем индивидуальные молниеотводы на оперативном пункте управления (ОПУ) и маслосборной емкости. Молниеотвод на ОПУ захватывает незащищенную зону КРУН.

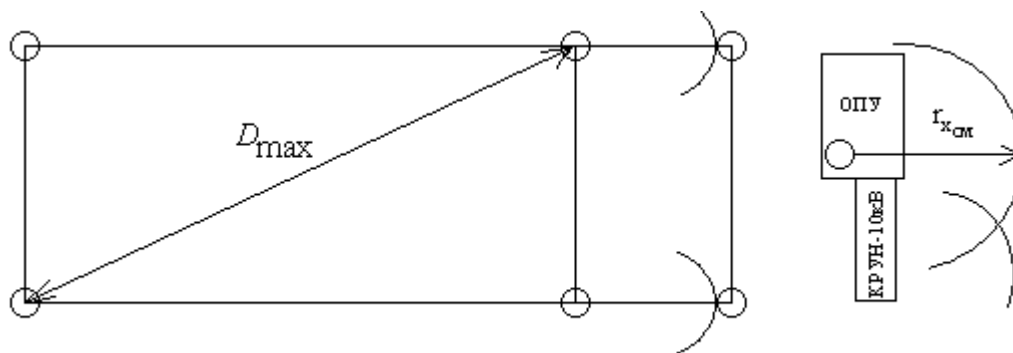


Рисунок 10.5 – Молниезащита ОПУ и КРУН-10 кВ.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

## Список использованных источников

1. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. РД 34.20.185-94.-М.: Энергоатомиздат, 1995. –48 с.
2. Подосенова, Е. В. Технические средства защиты окружающей среды / Е. В.Подосенова; –М.: Машиностроение, 1980. –144 с.
3. Афанасьева, Е. И. Снижение расхода эл.энергии в электроустановках зданий / Е. И. Афанасьева, И. К. Тульчин; –М.: Энергоатомиздат, 1987. –224 с.
4. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб.пособие для вузов // 4-ое изд., перераб. и доп. / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков; – М.: Энергоатомиздат, 1989. –608 с.
5. Тарнижевский, М. В. Электрооборудование предприятий жилищно-коммунального хозяйства: Справочник / М. В. Тарнижевский, Е. И. Афанасьева; –М.: Стройиздат, 1987. –368 с.
6. Козлов, В. А. Электроснабжение городов / В. А.. Козлов; –Л.: Энергия, 1988. –264 с.
7. Рожкова, Л. Д. С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов // 2-ое изд. перераб./ Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин; –М.: Энергия, 1980. –600 с.
8. Электрическая часть станций и подстанций. Методические указания по курсовому проектированию для студентов специальности 1001 – «Электрические станции»/ Сост. В. А. Ермаков; КрПИ. –Красноярск, 1992. –40 с.
9. Правила устройства электроустановок. Минэнерго СССР; –М.: Энергоатомиздат, 1985. –640 с.
10. Андреев, В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учеб. для вузов по спец. «Электроснабжение» // 3-е изд. перераб. и доп. / В. А.. Андреев; –М.: Высш. шк., 1991. –496 с.
11. Долин, П. А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учеб. пособие для вузов // 2-е изд., перераб. и доп. / П. А. Долин; –М.: Энергоатомиздат, 1984. –448 с.
12. Реклейтис, Г. Оптимизация в технике // В 2-х кн. пер. с англ. / Г. Реклейтис, А. Рейвиндран, К. Рэгсдел; –М.: Мир, 1986.
13. Афанасьев, И. А. Система технического обслуживания и ремонта оборудования энергохозяйств промышленных предприятий (система ТОР ЭО) / И. А Афанасьев, М. А. Юсипов; –М.: Энергоатомиздат, 1989. –528 с.
14. Федоров, А. А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учеб. пособие для вузов / А. А Федоров, Л. Е. Старкова; –М.: Энергоатомиздат, 1987. –368 с.

15. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т.// Т.1. Электроснабжение. Т.2. Электрооборудование / Под общ. ред. А. А. Федорова; –М.: Энергоатомиздат, 1987.

16. Методические указания к выполнению курсовой работы для студентов специальности 100200 – «Электроэнергетические системы и сети» и 210400 – «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем» / Сост. Т. И. Поликарпова; – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2001. –39 с.

17. Правила технической эксплуатации электроустановок и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.-4-ое изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. –392 с.

18. Охрана труда в электроустановках: Учебник для вузов // -3-е изд., перераб. и доп / Под ред. Б. А. Княжевского; – М.: Энергоатомиздат, 1983. –336 с.

19. Тульчин, И. К. Электрические сети и оборудование жилых и общественных зданий // - 2-е изд., перераб. и доп./ И. К. Тульчин, Г. И. Нудлер; –М.: Энергоатомиздат, 1990. –480 с.

20. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Учебник для вузов // -2-е изд., перераб. и доп. / Б. Н. Неклепаев; –М.: Энергоатомиздат, 1986. –640 с.

21. Кисаримов, Р. А. Справочник электрика / Р. А. Кисаримов; –М.: КУБК-а, 1997. –320 с.

22. Шабад, М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / -3-е изд., перераб. и доп. / М. А. Шабад; –Л.: Энергоатомиздат. Ленинградское отделение, 1985. –296 с.

23. Авербух, А. М. Релейная защита в задачах с решениями и примерами / А. М. Авербух; – Л.: «Энергия», 1975. –416 с.

24. Путилов, А. В. Охрана окружающей среды: Учебное пособие для техникумов / А. В. Путилов, А. А. Капреев, Н. В. Петрухин; –М.: Химия, 1991. –224 с.

25. Беккер, А. А. Охрана и контроль загрязнения природной среды: Учебное пособие / А. А. Беккер, Т. Б. Агаев; – Л.: Гидрометеиздат, 1989. –288 с.

26. Протасов, В. Ф. Экология, здоровье и природопользование в России / В. Ф. Протасов, А. В. Молчанов; – М.: Финансы и статистика, 1995. –528 с.

27. /1/ Апрыткин, В. Человеческий фактор и его влияние на уровень потерь электроэнергии: Доклад на конференции «Потери электроэнергии в городских электрических сетях и технологии их снижения»; –М.: «Мособлэлектро»,12–15 апреля 2004 г.

28. /2/. Воротницкий, В. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях энергоснабжающих организаций // В. Воротницкий, М. Калинин, В. Апрыткин / Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы». № 7 (19), июль 2003 г.

29. /3/ Демченко, В. Грамотная организация узлов учета позволит сократить коммерческие потери электроэнергии // В. Демченко / Новости электротехники. № 2(20), 2003.

									Лист
									70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

БР 130302.07-2016 ПЗ



30. /4/ Лондонцы остались без электричества. // Computerworld. № 33, 1999.

31. /5/ Патент РФ на изобретение №2193812 от 27.11.2002. Устройство для оперативного управления процессом отпуска и потребления электрической энергии в сетях переменного тока / А. А., Сапронов, А. А. Зайцев, А. Ю. Никуличев.

32. /6/ Патент РФ на изобретение №2225011 от 27.02.2004. Способ централизованного дистанционного управления процессом отпуска электрической энергии / А. А. Сапронов, А. А.. Зайцев, А. Ю. Никуличев.

33. /7/ Патент РФ на изобретение № 2251703 от 10.05.2005. Способ выявления неконтролируемого потребления электроэнергии в сетях 0,4 кВ / А. А. Сапронов и др.

34. /8/ Сапронов, А. А. Оперативное выявление неконтролируемого потребления электроэнергии в электрических сетях напряжением до 1 кВ / А. А Сапронов, С. Л. Кужеков, В. Г. Тынянский // Изв. вузов. Электромеханика. № 1, 2004.

					<b>БР 130302.07-2016 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		71

# Приложение 1

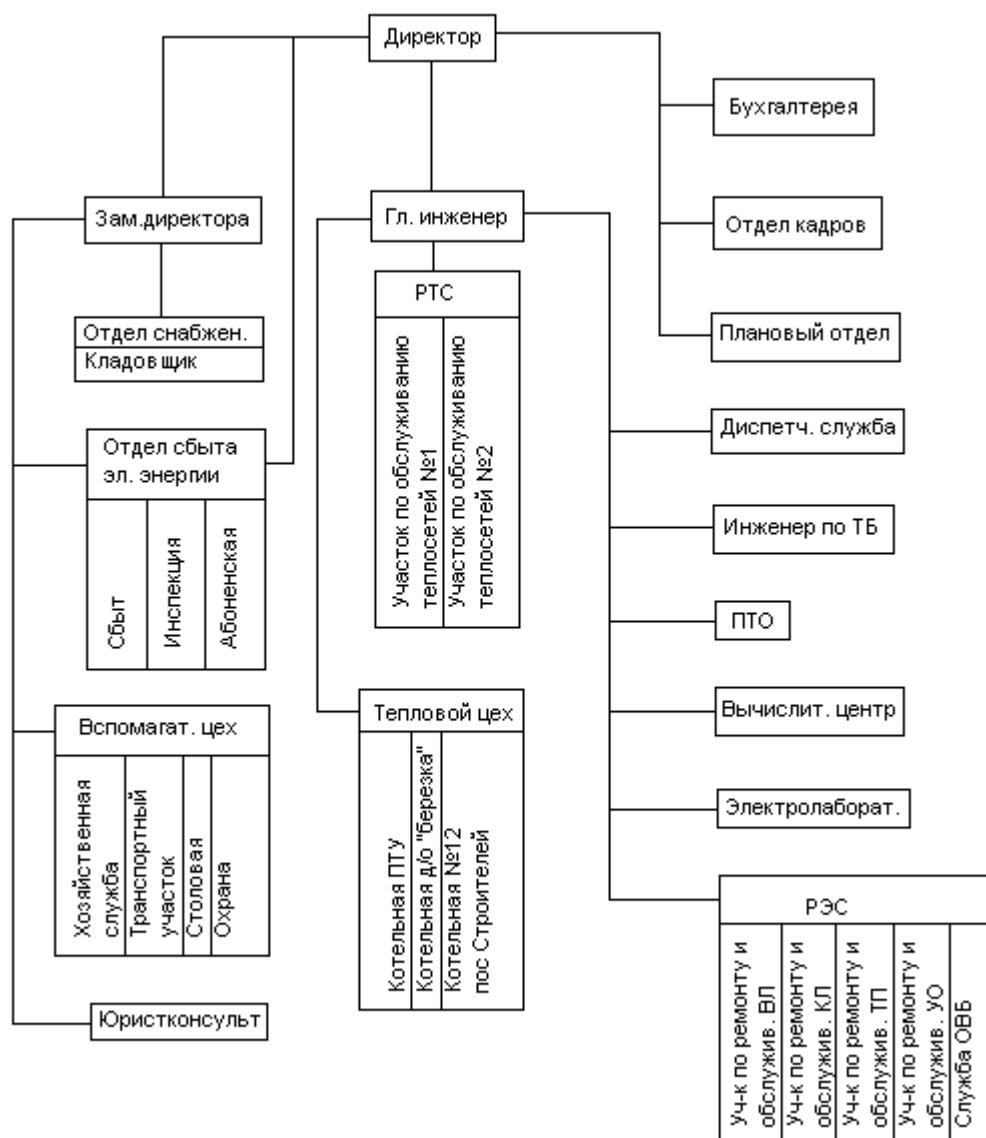


Рисунок П.1 – Структура предприятия МПЭ и ТС

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

## Приложение 2

### Перечень принятых сокращений

1. ЭСН – электроснабжение
2. АВР – автоматическое включение резерва
3. БИТ – быстронасыщающийся трансформатор
4. ВЛ – воздушная линия
5. ВЛЭП – воздушная линия электропередач
6. ВН – высшее напряжение
7. ВРУ – вводно-распределительное устройство
8. ГПП-2 – главная понизительная подстанция «Городская-2»
9. ГТП – городская трансформаторная подстанция
- 10.ЗРУ – закрытое распределительное устройство
- 11.ИП – источник питания
- 12.КРУ – комплектное распределительное устройство
- 13.МТЗ – максимально-токовая защита
- 14.ОВБ – оперативно-выездная бригада
- 15.МПЭиТС – муниципальное предприятие электрических и тепловых сетей
- 16.ОПУ – оперативный пункт управления
- 17.ПТБ – правила техники безопасности
- 18.ПТО – планово-технический отдел
- 19.ПТЭ – правила техники эксплуатации
- 20.РПН – регулирование под нагрузкой
- 21.ПБВ – переключение без возбуждения
- 22.РЭС – районная электрическая сеть
- 23.СЭС – система электроснабжения
- 24.ТН – трансформатор напряжения
- 25.ТСН – трансформатор собственных нужд
- 26.ТП – трансформаторная подстанция
- 27.ТТ – трансформатор тока
- 28.У.О. – уличное освещение
- 29.ЦОО – центр общественных организаций
- 30.ЦП – центр питания

					БР 130302.07-2016 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

## Приложение 3

### Гасящее средство SF<sub>6</sub>

Заполняемая масса на каждый выключатель	63,5 кг
Объем на каждый выключатель	1374 дм <sup>3</sup>
Номинальное давление при 20 °С (избыточное давление)	6,0 бар
Фильтрующий материал на каждый полюс	0,5 кг
Контроль элегаза	
Сообщение опасности «Потеря элегаза» (при 20 °С)	5,2 бар
Блокировочное давление SF <sub>6</sub> (при 20 °С)	5,0 бар

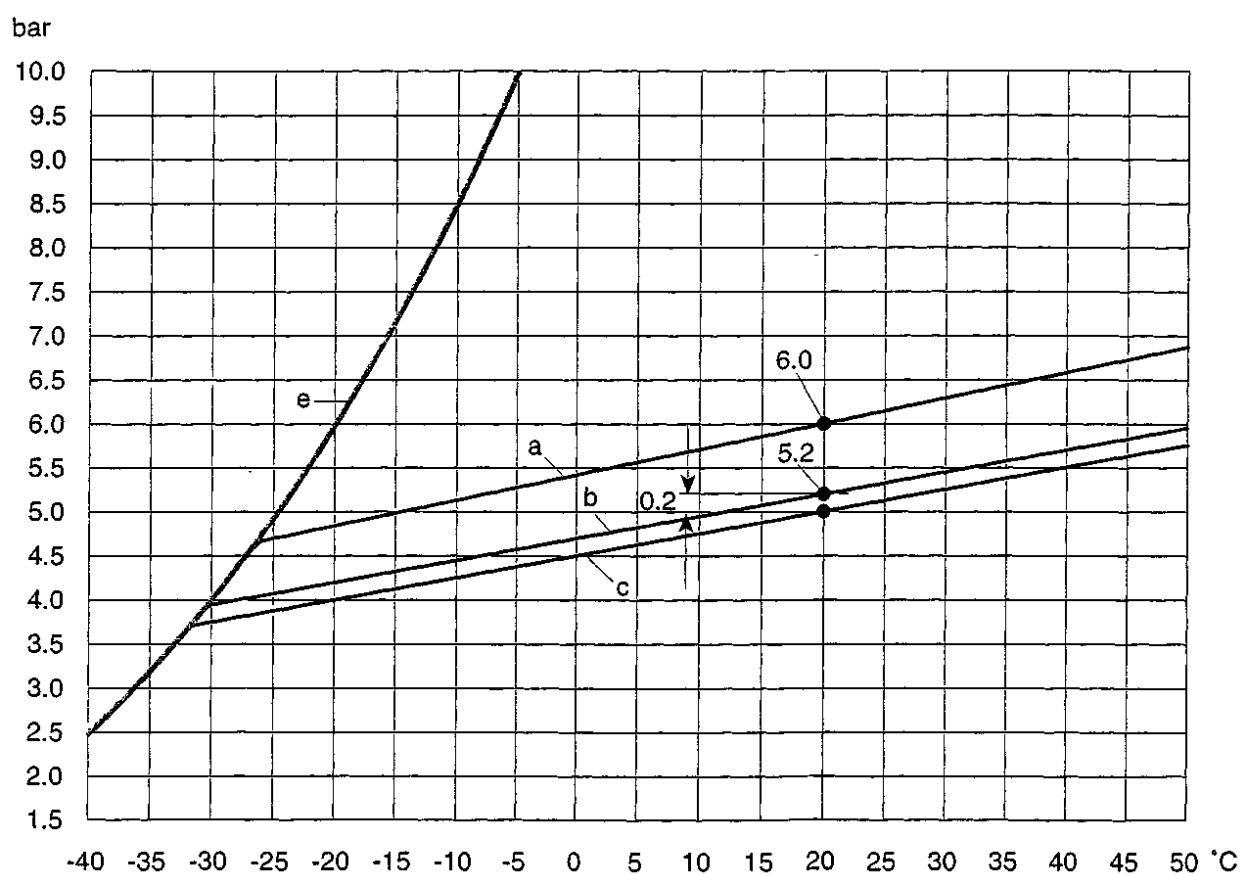


Рисунок ПЗ – Диаграмма измерения «Р», bar от T °С элегазового выключателя:  
 а – давление наполнения элегазом (номинальная кривая плотности); б – сообщение «Потеря SF<sub>6</sub>»; с – блокировка функций SF<sub>6</sub>; е – кривая сжижения

Таблица ПЗ – Основные технические данные выключателя ЗАР1FG-145

Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение $U_{н.р}$ , кВ	126
Номинальный ток $I_{ном}$ , А	4000
Номинальный ток отключения $I_{ном.о}$ , кА	40
Номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %	не более 32
Механическая стойкость циклов В-пауза-О	10000
Ток термической стойкости, 3 с, кА	40
Грозовой импульс, кВ	650
Испытательное напряжение на частоте 50 Гц, кВ	275
Номинальный рабочий цикл	О-0,3 с-ВО-180 с-ВО
Собственное время отключения не более, с	0,021
Полное время отключения, не более, с	0,44
Минимальная бестоковая пауза при АПВ, с	0,276
Собственное время включения не более, с	0,046
Номинальное напряжение постоянного тока электромагнитов управления, В	110, 220
Верхнее и нижнее значения температуры окружающего воздуха, °С	+40/-55
Тип привода	Пружинный
Срок службы до среднего ремонта, лет	25
Срок службы, лет (не менее)	40
Гарантии изготовителя, лет	5
Масса выключателя, кг	3530
Масса элегаза, кг	27