МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования

«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)»

Факультет ***электротехнический***

Кафедра ***автоматики***

Направление подготовки ***13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»***

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой

_____
_____Голощапов С.С._____
_____2019 г.

Электроснабжение линейно-производственной диспетчерской станции «Ленинск»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ–13.03.02.2019.281.00.00 ПЗ ВКР

Автор ВКР
студент группы _***МиЭт***-545_____

_____/_Первушин П.А._____
подпись ФИО
_____2019 г.

Руководитель работы
_д.т.н., профессор_____
должность
_____/_Четошникова Л.М._____
подпись ФИО
_____2019 г.

Нормоконтроль
__д.т.н., профессор _____
должность
_____/_Четошникова Л.М.
подпись ФИО
_____2019 г.

Миасс 2019

ВВЕДЕНИЕ

Системой электроснабжения (СЭС) это система, состоящая из устройств для производства, передачи и распределения электроэнергии. Системы электроснабжения предприятий проектируются для бесперебойного обеспечения питания электроэнергией промышленных приемников всех сфер деятельности, которые имеют в своем составе: электродвигатели механизмов и машин, электрические печи, аппараты и машины для дуговой сварки, осветительные устройства и другие.

При проектировании систем электроснабжения производственных предприятий появлялись задачи, возникшие одновременно с массовым внедрением электропривода в виде основной движущей силы многочисленных машин и механизмов, и соответственно повлекшей за собой укрупнение и строительство электростанций. По мере увеличения электропотребления происходит усложнение и системы электроснабжения производственных предприятий. В СЭС происходит внедрение сети высоких напряжений, укрупнение распределительных сетей, а в ряде случаев и сети производственных (собственных) ТЭЦ. Это влечет за собой необходимость внедрять автоматизацию систем электроснабжения производственных предприятий и производственных процессов (АСУ ТП и АСУ П), осуществлять диспетчеризацию процессов производства с применением телесигнализации и телеуправления, вести продуктивную работу по экономии электроэнергии.

В связи с укрупнением производства, электроэнергии необходимо обладать высоким качеством. Основными аспектами показателей качества электроэнергии являются поддержание одного уровня частоты и напряжения, синусоидальность напряжения и тока и симметрия напряжения.

Промышленные предприятия — это основные потребители электроэнергии, так как расходуют около 67% всей вырабатываемой в нашей стране электроэнергии.

Прогресс электроэнергетики в сфере потребительских установок отразился в значительном увеличении потребляемых мощностей, которые по некоторым предприятиям превышают 1млн. квт. Все это усложняет

установки потребителей и требует высококвалифицированного подхода к вопросам электроснабжения.

Характер и состав задач по поддержанию необходимого уровня надежности и устойчивости работы энергосистем очень сильно изменяется по мере ее развития. Такая специфика энергетического производства, как связанность и взаимозависимость режимов, непрерывность и едино подобие технологического процесса выработки, передачи и распределения электроэнергии заметнее все ярче, особенно при изменениях и нарушениях нормального режима работы.

Ускорение научно-технического прогресса влечет необходимость совершенствования промышленной и производственной электроэнергетики: разработку экономичных, надежных систем электроснабжения промышленных предприятий, освещения, автоматизированных систем управления электроприводами и технологическими процессами; увеличение объемов микропроцессорной техники, электро-газового и вакуумного электрооборудования, современных комплектных преобразовательных устройств. Все это влечет за собой огромные задачи перед людьми задействованными в области научно-исследовательских, проектных, монтажных и наладочных организаций, работающих в области электрификации промышленности.

1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

1.1 Расчет электрических нагрузок магистральной насосной станции УБКУА

Для расчета используется методу усовершенствованных упорядоченных диаграмм.

Данный метод позволяет определить расчетные мощности $P_р$ и $Q_р$ по следующим выражениям:

$$P_p = K_{pa} \cdot \sum_{i=1}^{n} k_{ua_i} \cdot P_{ном_i};$$

$$Q_p = K_{pp} \cdot \sum_{i=1}^{n} k_{ua_i} \cdot P_{ном_i} \cdot tg\varphi_i, \quad (1.1)$$

(1.2)

где k_{ua} – коэффициент использования по активной мощности, характеризует степень использования установленной мощности за наиболее загруженную смену. Его значение для отдельных электроприемников приводится в электротехнических справочниках.

$$tg\varphi = tg(arc\cos\varphi), \quad (1.3)$$

где K_{pa} – расчетный коэффициент активной мощности; определяется из справочным материалам $K_{pa}=f(n_э; K_{ua})$;

K_{pp} – расчетный коэффициент реактивной мощности:

$$K_{pp} = \frac{1}{1+6\sqrt{n_э}}, \quad (1.4)$$

где $n_э$ - эффективное число электроприемников:

$$n_э = \frac{\left(\sum_1^n P_{ном.i}\right)^2}{\sum_1^n P_{ном.i}^2}. \quad (1.5)$$

Определение полной расчетная мощности определяется согласно формулы:

$$S_p = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2}\ ; \tag{1.6}$$

Расчетный ток:

$$I_P = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_н}\ , \tag{1.7}$$

где $U_н$ – номинальное напряжение цеховой сети, $U_н$ = 0,38 кВ.

Групповой коэффициент использования по активной мощности и tgφ определяются для метода усовершенствованных упорядоченных диаграмм следующими формулами:

$$K_{иа\Sigma} = \frac{\sum k_{иа} \cdot P_{ном}}{\sum P_{ном}}\ ; \tag{1.8}$$

$$tg\varphi_{\Sigma} = \frac{\sum k_{иа} \cdot P_{ном} \cdot tg\varphi}{\sum k_{иа} \cdot P_{ном}}\ . \tag{1.9}$$

В итоговых строках по каждой СШ таблицы 1 значения определяются суммированием результатов в столбцах.

В итоге расчетов по заданным данным, произведенных по формулам (1.1) – (1.9) полученные значения представим в таблицы 1 и 2.

Таблица 1 – Расчет нагрузок по цеху

№	Исходные данные							Расчетные величины					Расчетные мощности			
	По заданию технологов				Справочные			Средняя нагрузка								
	Наименование ЭП и узлов СЭС	Кол-во ЭП на уч-ке	Рном прив. к дл.реж. ПВ=100%		Kиа	cos(φ)	tg(φ)	Pс=Kиа*Рном, кВт	Qс=Kиа*Рн*tg(φ),кВар	n*P²ном,кВт	nэф ЭП	Kра	Рр,кВт	Qр,кВар	Sр,КВА	Iр,А
			одного	общая												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	СШ-1															
1	однофазная нагрузка	11		270,2				292,5	222,3	34700,0						
2	Маслонасос	1	5,5	5,5	0,8	0,8	0,75	4,4	3,3	30,3						
3	Насос утечек	1	17	17	0,4	0,8	0,75	6,8	5,1	289,0						
4	Подпорный вентилятор	1	3	3	0,8	0,8	0,75	2,4	1,8	9,0						
5	Приточный вентилятор	1	17	17	0,6	0,8	0,75	10,2	7,7	289,0						
6	Вытяжной вентилятор насосного зала	1	40	40	0,4	0,8	0,75	16,0	12,0	1600,0						
7	Вытяжной вентилятор маслоприямка	1	2,2	2,2	0,4	0,8	0,75	0,9	0,7	4,8						
8	Вытяжной вентилятор РД	1	0,8	0,8	0,5	0,8	0,75	0,4	0,3	0,6						
9	Задвижки КРД	3	5,5	16,5	0,5	0,8	0,75	8,3	6,2	90,8						
10	Задвижки ФГУ	3	5,5	16,5	0,5	0,8	0,75	8,3	6,2	90,8						
11	Задвижки агрегатные	6	5	30	0,5	0,8	0,75	15,0	11,3	150,0						
12	Насос закачки масла	1	2,2	2,2	0,4	0,8	0,75	0,9	0,7	4,8						
Итого по СШ-1		31		420,9	0,87	0,8	0,76	366,0	277,4	37259,1	4,8	1,0	366	298,6	472,3	717,6

Продолжение таблицы 1

	СШ-2															
1	**Однофазная нагрузка**	**2**		**260**				**292,5**	**222,3**	**33800,0**						
2	**Маслонасос**	**1**	**5,5**	**5,5**	**0,8**	**0,8**	**0,75**	**4,4**	**3,3**	**30,3**						
3	**Насос утечек**	**1**	**17**	**17**	**0,4**	**0,8**	**0,75**	**6,8**	**5,1**	**289,0**						
4	**Подпорный вентилятор**	**1**	**3**	**3**	**0,8**	**0,8**	**0,75**	**2,4**	**1,8**	**9,0**						
5	**Приточный вентилятор**	**1**	**17**	**17**	**0,6**	**0,8**	**0,75**	**10,2**	**7,7**	**289,0**						
6	**Вытяжной вентилятор насосного зала**	**1**	**40**	**40**	**0,4**	**0,8**	**0,75**	**16,0**	**12,0**	**1600,0**						
7	**Вытяжной вентилятор маслоприямка**	**1**	**2,2**	**2,2**	**0,4**	**0,8**	**0,75**	**0,9**	**0,7**	**4,8**						
8	**Задвижки КРД**	**3**	**5,5**	**16,5**	**0,5**	**0,8**	**0,75**	**8,3**	**6,2**	**90,8**						
9	**Задвижки ФГУ**	**3**	**5,5**	**16,5**	**0,5**	**0,8**	**0,75**	**8,3**	**6,2**	**90,8**						
10	**Задвижки Приема**	**2**	**3,5**	**7**	**0,5**	**0,8**	**0,75**	**3,5**	**2,6**	**24,5**						
11	**Задвижки агрегатные**	**6**	**5**	**30**	**0,5**	**0,8**	**0,75**	**15,0**	**11,3**	**150,0**						
12	**Заслонка РД**	**2**	**11,1**	**22,2**	**0,7**	**0,8**	**0,75**	**15,5**	**11,7**	**246,4**						
Итого по СШ-2		**24**		**436,9**	**0,88**	**0,80**	**0,76**	**383,7**	**290,7**	**36624,5**	**5,2**	**1,0**	**383,7**	**311,9**	**494,5**	**751,3**
Итого по цеху		**55**		**857,8**	**0,87**	**0,8**	**0,75**	**749,7**	**568,1**	**73883,6**	**10,**	**0,9**	**674,7**	**511,3**	**846,6**	**1286,2**

Таблица 2 – Расчет однофазной нагрузки

Однофазное оборудование	Σрном, кВт	n	n*P2ном	Установленная мощность ЭП,подключенных на Uл,кВт			Коэффициент приведения			Установленная мощность однофазного ЭП			Киа	cosφ	tgφ	Средняя мощность					
				ab	bc	ca	к фазе	k	q	a	b	c				Pc,кВт			Qc,кВар		
																a	b	c	a	b	c
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Электроприёмники, подключенные на Uл																					
Основная НС УБКУА (СШ-1)																					
ЦРВД-Т	130	2	33800	130			a	0,72	0,09	93,6			0,75	0,8	0,75	70,2			8,78		
							b	0,28	0,67		36,4						27,3			65,3	
					130		b	0,72	0,09		93,6		0,75	0,8	0,75		70,2			8,78	
							c	0,28	0,67			36,4						27,3			65,3
Электроприёмники, подключенные на Uф																					
Шкаф УСО	1	6	600									6	0,7	0,8	0,75			4,20			
Шкаф САРД	1,2	1	100									1,2	0,7	0,8	0,75			0,84			
БИК	1,5	2	200									3	0,6	0,8	0,75			1,80			
Итого по СШ-1	270,2	11	34700													70,2	97,5	34,1	8,8	74,1	65,3
		A	70,20	Наиболее загруженная фаза B																	
		B	97,50																		
		C	34,14																		

1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Расчет нагрузок по предприятию следует начать с нахождения низковольтных нагрузок по цехам.

Для определения средней активной нагрузки за наиболее загруженную смену для соответствующего электроприемника или подгруппы этих электроприемников определяется по выражениям:

$$P_{ср} = k_{иа} \cdot P_{ном}. \quad (1.10)$$

Среднюю реактивную нагрузку за наиболее загруженную смену найдем как:

$$Q_{ср} = P_{ср} \cdot tg\varphi. \quad (1.11)$$

Расчетные активная $P_р$ и реактивная $Q_р$ нагрузки определим по выражениям (1.1), (1.2).

Расчетная осветительная нагрузка $P_{р.осв.}$ цеха находится по формуле (1.12) с учетом площади производственной поверхности пола $F_ц$ цеха, которая в свою очередь определяется по генплану предприятия, удельной осветительной нагрузки $P_{уд.осв.}$ и коэффициента спроса на освещение $К_{с.осв}$.

$$P_{р.осв.} = K_{с.осв.} \cdot P_{уд.осв.} \cdot F_ц; \quad (1.12)$$

$$Q_{р.осв.} = P_{р.осв.} \cdot tg\varphi. \quad (1.13)$$

После сложения величин активных нагрузок $P_р$ и $P_{р.осв.}$ и реактивных нагрузок $Q_р$ и $Q_{р.осв.}$ происходит определение полной расчетной низковольтой нагрузки цеха $S_р$ по выражению (1.6).

В окончании определения нагрузок всех цехов, производится вычисление строки «Итого по нагрузке 0,4 кВ», в которой происходит сложение по колонкам, номинальные активные мощности $P_{ном}$, средние активные $P_{ср}$ и реактивные $Q_{ср}$ нагрузки и расчетные осветительные нагрузки $P_{р.осв}$.

В результате произведенных вычислений, произведенных по формулам (1.1) – (1.13) найденные величины запишем в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчет нагрузок по предприятию

Наименование цеха	Рн, кВт	$n_{эф}$	Ки.а	cos(φ)	tg(φ)	Рс, кВт	Qс, кВар	Кр.а	Рр, кВт	Qр, кВар	Fц, м²	Руд.осв., кВт/м²	$cos(\varphi)_{осв}$	$tg(\varphi)_{осв}$	Кос.в.	Рр.осв., кВт	Qр.осв., кВар	Рр+Рр.осв., кВт	Qр+Qр.осв., кВар	Sр, кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Низковольтная нагрузка (0,4 кВ)																				
1. Основная НС УБКУА	674,7	10	0,87	0,8	0,75	590	442	0,9	531	398	1 600	0,01	0,97	0,25	0,85	14	3	544	401	676
2. Подпорная НС УБКУА	214	20	0,8	0,8	0,75	171	128	0,9	154	116	1 440	0,01	0,97	0,25	0,85	12	3	166	119	204
3. НС ТОН	983	47	0,8	0,8	0,75	786	590	0,85	668	501	996	0,01	0,97	0,25	0,85	8	2	677	503	844
4. Резервуарный парк УБКУА	132	14	0,7	0,8	0,75	92	69	0,9	83	62	22 500	0,002	0,97	0,25	0,85	38	10	121	72	141
5. Резервуарный парк ТОН	109	11	0,7	0,8	0,75	76	57	0,9	69	52	6 400	0,002	0,97	0,25	0,85	11	3	80	54	96
6. МДП	52	24	0,8	0,8	0,75	42	31	0,9	37	28	144	0,01	0,97	0,25	0,85	1	0	39	28	48
7. Водонасосная	64	3	0,8	0,8	0,75	51	38	1,0	51	38	144	0,01	0,97	0,25	0,85	1	0	52	39	65
8. АБК	127	20	0,6	0,8	0,75	76	57	0,9	69	51	1 140	0,01	0,97	0,25	0,85	10	2	78	54	95
9. Узел связи "Ленинск"	115	25	0,9	0,8	0,75	104	78	0,85	88	66	450	0,01	0,97	0,25	0,85	4	1	92	67	114
10. Гараж	37	9	0,4	0,6	1,33	15	20	0,9	13	18	432	0,01	0,97	0,25	0,85	4	1	17	19	25
Освещение территории											154754	0,002	0,97	0,25	1	310	78	310	78	319
Итого (0,4 кВ):	2507,7					2003	1511		1764	1330	190000	0,00782			0,86	413	103	2176	1434	2606
Высоковольтная нагрузка (6 кВ)																				
1. СТД 6300	6300	4	0,8	0,9	0,48	20160	9764	1	20160	9764										
2. АДН630	1600	4	0,7	0,86	0,59	4480	2658	1	4480	2658										
2. ВАО-560М8	315	1	0,5	0,81	0,72	157,5	114	1	157,5	114										
3 4АЗМВ1600	1600	3	0,8	0,9	0,48	3840	1860	1	3840	1860										
3. ВАО-560М8	315	2	0,7	0,81	0,72	441	319	1	441	319										
7. А-112	200	2	0,4	0,8	0,75	160	120	1	160	120										
Итого (10 кВ):	37745					29238,5	14835		29238,5	14835										
Суммарная мощность	40252,7					31242	16346													
Предприятие:																		31415	16269	35377

1.3 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия

Картограмма нагрузок отображает соответствующие расположенные на генплане окружности, центры которых сопоставляют с центрами нагрузок цехов, а площади окружностей соответственно пропорциональны расчетным активным нагрузкам.

Все окружности следует делить на секторы, площади которых пропорционально соответственно активным нагрузкам электроприемников с напряжением до 1 кВ, электроприемников с напряжением свыше 1 кВ и электрического освещения. При этом радиус окружности и углы секторов для каждого соответствующего цеха находятся по следующим выражениям (1.14) – (1.18):

$$R_i = \sqrt{\frac{1}{\pi \cdot m}} \cdot \sqrt{P_{pi}}, \qquad (1.14)$$

где P_{pi}, $P_{рнві}$, $P_{рвві}$, $P_{росві}$ – расчетные активные нагрузки соответствующие цеха, электроприемников до 1 кВ, электроприемников свыше 1 кВ, электрического освещения, кВт;

m – масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт·м^2:

$$m = \frac{P_{p.min}}{\pi \cdot R_{min}^2}, \qquad (1.15)$$

где $P_{p.min}$ – минимальная расчетная активная мощность одного цеха;

R_{min} – минимальный радиус, R_{min} = 5 мм.

Углы секторов для каждого цеха определяют исходя из следующих формул:

$$\alpha_{нві} = \frac{360}{P_{pi\Sigma}} \cdot P_{р.нві}; \qquad \alpha_{вві} = \frac{360}{P_{pi\Sigma}} \cdot P_{р.вві}; \qquad \alpha_{освi} = \frac{360}{P_{pi\Sigma}} \cdot P_{р.освi}. \qquad (1.16)$$

Центр электрических нагрузок для предприятия является таким символическим центром электрической потребляемой энергии (активной мощности) предприятия, координаты которого определяются как:

$$x_{ц.н.} = \frac{\sum_{1}^{n} P_{pi} \cdot x_i}{\sum_{1}^{n} P_{pi}} \quad (1.17)$$

;

$$y_{ц.н.} = \frac{\sum_{1}^{n} P_{pi} \cdot y_i}{\sum_{1}^{n} P_{pi}} \quad (1.18)$$

,

где x_i, y_i – координаты центра i-го цеха на плане предприятия, м.

Все найденные величины по выражениям (1.14) – (1.18) отобразим в таблице 4.

Таблица 4 – Определение центра нагрузок

Наименование цеха, отделения, участка	Рр, кВт	Рр.нв, кВт	Рр.вв, кВт	Рр.осв, кВт	X, м	Y, м	m	R, мм	αнв	α вв	α осв
1. Магистральная НС УБКУА	20704	531	20160	14	116,00	316,00	1,37	69,42	9,23	350,54	0,24
2. Подпорная НС УБКУА	4804	154	4637,5	12	280,00	529,00	1,37	33,44	11,55	347,54	0,92
3. НС ТОН	4958	668	4281	8	95,00	222,00	1,37	33,97	48,54	310,85	0,61
4. Резервуарный парк УБКУА	121	83	0	38	415,00	458,00	1,37	5,32	246,58	0	113,42
5. Резервуарный парк ТОН	80	69	0	11	300,00	425,00	1,37	4,30	310,76	0	49,24
6. МДП	39	37	0	1	134,00	269,00	1,37	3,00	348,60	0	11,40
7. Водонасосная	212	51	160	1	381,00	307,00	1,37	7,03	86,77	271,16	2,07
8. АБК	78	69	0	10	752,00	386,00	1,37	4,27	315,43	0	44,57
9. Узел связи "Ленинск"	92	88	0	4	694,00	300,00	1,37	4,62	345,00	0	15,00
10. Гараж	17	13	0	4	495,00	300,00	1,37	1,99	282,20	0	77,80
Итого	31105	1764	29238,5	103							
Координаты центра					144,96	334,75					

2 ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ

Выбор трансформаторов является очень важным этапом проектирования.

Мощность трансформаторов цеховых ТП зависит напрямую от величины нагрузки электрических приемников предприятия, их категории надежности электроснабжения. При одинаковой равномерно распределенной нагрузке с укрупнением площади цеха, следовательно, должна уменьшаться единичная мощность трансформаторов. Так, в цехе, занимающем большую площадь, установка трансформаторов увеличенной большей единичной мощности приводит к увеличению длин питающих линий цеховой сети и к потерям электроэнергии в них.

Плотность электрической нагрузки:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_ц}, \quad (2.1)$$

где $S_р$ – расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА;

$F_ц$ – площадь цеха, м^2.

Таблица 5 – Связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора цеховой ТП и σ

Плотность электрической нагрузки цеха σ, кВА/м^2	0,03…0,05	0,05…0,06	0,06…0,08	0,08…0,11	0,11…0,14	0,14…0,18	0,18…0,25	0,25…0,34	0,34…0,5	0,5… выше
Экономически целесообразная мощность 1-го тр-ра цеховой ТП $S_{э.т.}$, кВА	250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500

Выбор цеховых ТП проводится в следующем порядке:

- выбор единичной мощности трансформатора;
- выбор общего числа трансформаторов (оптимального);
- выбор числа трансформаторов на каждой подстанции;
- выбор местоположения.

Далее определим оптимальное(рациональное) число трансформаторов в цехе:

$$N_T^{опт} = N_{T\min} + m; \quad (2.2)$$

$$N_{T\min} = \max(N_{T\min}^{над} \cdot N_{T\min}^{э}); \quad (2.3)$$

$$N_{T\min}^{над} = (1-2); \quad (2.4)$$

$$N_{T\min}^{э} = \frac{P_p}{K_{зт.доп} \cdot S_{эт}} + \Delta N_T, \quad (2.5)$$

где $К_{з\ доп}$ – допустимый коэффициент загрузки. Который зависит от категории надежности.

$\Delta N_т$ – добавка до ближайшего целого числа;

m – добавка к минимальному числу трансформаторов до оптимального.

$m=f(N_{т\ min}, K_{зт.норм}, \Delta N_т)$.

$К_{з\ доп}$ = 0.67 – 0.7 – I категория

$К_{з\ доп}$ = 0.7 – 0.8 – II категория

$К_{з\ доп}$ = 0.8 – 0.9 – III категория

Найденное число трансформаторов следует выбирать больше, чем число трансформаторов, требуемых по условиям надежности.

Следующим необходимо определить предельную величину реактивной мощности, которую способны пропустить через себя выбранные трансформаторы:

$$Q_{1p} = \sqrt{\left(N_T^{опт} \cdot K_{зт.доп} \cdot S_{ном.т}\right)^2 - P_p^2}, \quad (2.6)$$

где $S_{ном.т}$ – номинальная мощность трансформаторов цеховой ТП;

$P_р$ – расчетная активная нагрузка на ТП.

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{1p}, если\, Q_p \geq Q_{1p} \\ Q_p, если\, Q_p < Q_{1p} \end{cases}. \quad (2.7)$$

При $Q_{1p} < Q_p$ трансформаторы ТП не способны пропустить через себя всю реактивную нагрузку и поэтому часть ее необходимо скомпенсировать с помощью использования конденсаторов. Их установка производится на стороне низшего напряжения трансформаторной подстанции. Реактивная мощность таких конденсаторов определяется как:

$$Q_{ку} = Q_p - Q_1. \quad (2.8)$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах соответственно равны:

$$K_{зт.норм} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{N_T^{опт} \cdot S_{ном.т}}; \quad (2.9)$$

$$K_{зт.п/ав} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{\left(N_{Т\,вз.рез} - 1\right) \cdot S_{ном.т}} \cdot \frac{N_{Т\,вз.рез}}{N_T^{опт}}. \quad (2.10)$$

Результаты, которые получены в ходе определения выбора числа, мощности и типа трансформаторов сводятся в таблицу 6.

Таблица 6 – Выбор цеховых ТП

Наименование цехов и подразделений	Кат-ия	Ntmin над	$P_р$, кВт	$Q_р$, квар	$S_р$, кВА	$F_ц$, м2	σ,кВА/м^2	$S_{эт}$	Тип тр-ра	$k_{з.доп}$	$N_{tmin э}$	ΔNт	Ntmin	m	Nт опт	$S_{ном тр-ра}$	№П/ст	$Q_{1р. квар}$	$Q_{1. квар}$	$Q_{ку. квар}$	$k_{эт норм.}$	$k_{эт п авар.}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1. Магистральная НС УБКУА	1	2	544	401	676	1600	0,42															
6. МДП	1	2	39	28	48	144	0,33															
итого			587	435	730		0,32	2500	ТНЭЗ	0,7	1,17	0,83	2	0	2	630	1	658	435	0	0,7	1,4
2. Подпорная НС УБКУА	1	2	166	119	204	1440	0,14															
4. Резревуарный парк УБКУА	1	2	121	72	141	22500	0,01															
5. Резервуарный парк ТОН	1	2	80	54	96	6400	0,02															
итого			367	245	442		0,14	1000	ТНЭЗ	0,7	1,00	0,48	2	0	2	400	2	423	245	0	0,7	1,4
3. НС ТОН	1	2	677	503	844	996	0,85	2500	ТНЭЗ	0,7	1,00	0,61	2	0	2	630	3	565	503	0	0,7	1,4
7. Водонасосная	1	2	52	39	65	144	0,45															
8. АБК	2	2	78	54	95	1140	0,08															
9. Узел связи "Ленинск"	1	2	92	67	114	450	0,25															
10. Гараж	3	2	17	19	25	432	0,06															
итого		2	239	178	299		0,46	2500	ТНЭЗ	0,7	0,96	0,82	2	0	2	250	4	255	178	0	0,7	1,4

3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ, СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ

Напряжение необходимое для питания предприятия, а, следовательно, главной понизительной подстанции обуславливается наличием конкретных, определенных источников питания, уровнями необходимых напряжений на них, расстоянием до ГПП от этих источников, возможностью возведения воздушных линий необходимых для передачи электроэнергии предприятию и другими факторами.

Из большого числа возможных вариантов схемы внешнего электроснабжения следует выбрать оптимальный, т. е. обладающий самыми рациональными технико-экономическими показателями. Необходимо же, для этого, в первую очередь, определить величину рационального напряжения, которая в свою очередь находится для сетей различного напряжения по формуле Стилла:

$$U_{РАЦ} = 4{,}34 \cdot \sqrt{l + 0.016 \cdot P_P^{IV}}\,, \tag{3.1}$$

где l_i - длина линии питающей ГПП, [км];

$P_{Р.П}$ - расчетная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт.

Расчетная (максимальная) активная нагрузка предприятия:

$$P_{Р.П} = \left(P_{Р.Н} + P_{Р.В} + \Delta P_{Т\Sigma}\right) \cdot k_{ОМ} + P_{Р.О}, \tag{3.2}$$

где $P_{Р.Н}$ - расчетная низковольтная активная нагрузка для всех цехов и других потребителей предприятия;

$P_{Р.В}$ - расчетная высоковольтная активная нагрузка предприятия, потребляемая синхронными, асинхронными электродвигателями (высоковольтными), преобразовательными КТП и т. п.;

$P_{Р.О}$ - расчетная активная нагрузка освещения предприятия, включающая в себя внутрицеховое и наружное освещение;

$\Delta P_{Т\Sigma}$ - суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых ТП;

В трансформаторах ТП произведен расчёт потерь соответствующие результаты отображены в таблице 7.

Таблица 7 – Расчет потерь в цеховых ТП

№ п/ст	Тип тр-ра	Sном,кВА	Nт опт	kзт норм.	Рхх, кВт	Ркз,кВт	Iхх ,%	Uкз,%	ΔPтр , кВт	ΔQтр , кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ТНЭЗ	630	2	0,70	1,45	5,1	1,4	6,3	3,22	56,54
2	ТНЭЗ	400	2	0,70	1,1	3,2	1,4	4,7	5,34	29,62
3	ТНЭЗ	630	2	0,70	1,45	5,10	1,40	6,30	7,90	56,54
4	ТНЭЗ	250	2	0,70	0,68	3,70	1,60	5,30	4,99	20,99
Итого									21,4	163,7

Для того чтобы найти расчетную активную мощность по данному предприятию следует найти коэффициент одновременности максимумов:

$$k_{OM} = f\left(m, k_{ua}\right), \tag{3.3}$$

где k_{OM} – коэффициент одновременности максимумов, [1];

m - число графиков, из которых составляется график нагрузки узла в целом.

k_{ua} - средневзвешенное значение коэффициента использования.

Значение k_{ua} определяется по формуле:

$$k_{ua} = \frac{P_{срн/в} + P_{срв/в}}{P_{номн/в} + P_{номв/в}} = \frac{2003 + 29238,5}{2507,7 + 37745} = 0,77$$

;

$$k_{OM} = f\left(10; 0.77\right);$$

$$k_{OM} = 0.9.$$

Тогда:

$$P_{Р.П} = \left(1764 + 29238,5 + 21,8\right) \cdot 0,9 + 413 = 28335,9\ кВт$$

Значение рационального напряжение получается равным:

$$U_{рац.i} = 4.34 \cdot \sqrt{20 + 0.016 \cdot 28335,9} = 94,4 кВ,$$

Так как используются стандартизованный ряд напряжений, примем ближайшее напряжение 110 кВ. Следовательно, данное напряжение и необходимо использовать для питания ГПП предприятия.

Полную расчетную нагрузку по предприятию, требуется определить приближенно по формуле (3.4). это служит основанием выбора силовых трансформаторов ГПП:

$$S_{Р.П.i} = \sqrt{P_{Р.П}^2 + \left(Q_{Э.С.i} - \Delta Q_{ТГПП}\right)^2} \quad , \tag{3.4}$$

где $Q_{Э.С.i}$ - экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы.

$$Q_{Э.С.i} = P_{Р.П} \cdot tg\varphi_i \, , \tag{3.5}$$

где $tg\varphi_i$ – коэффициент реактивной мощности представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Значения $tg\varphi_i$

Напряжение сети, кВ	110
$tg\varphi_i$	0,5

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП:

$$\Delta Q_{ТГПП} = 0{,}07 \cdot \sqrt{P_{Р.П}^2 + Q_{Э.С.i}^2} \, . \tag{3.6}$$

Мощность трансформаторов ГПП находится по следующим соотношениям:

$$S_{Т.i} = \frac{S_{Р.П.i}}{n \cdot k_{зт.доп}} \, , \tag{3.7}$$

где n = 2 – число трансформаторов ГПП;

$k_{зт.доп} = 0{,}7$ - коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме, определяется по условию резервирования.

Произведем необходимые расчёты по выражениям (3.4) - (3.7) и все найденные значения отобразим в таблицах 9, 10.

Таблица 9 – Сводные расчетные данные по выражениям (3.4) – (3.6)

Напряжение, кВ	tgφ	$Q_{Э.С}$, квар	$\Delta Q_{ТГПП}$, квар	$S_{Р.П}$, кВА
110	0,5	14167,95	2217,6	30752,8

Сведем полученные результаты в таблицу 10 и выберем трансформатор.

Таблица 10 – Расчетные и справочные данные для трансформаторов ГПП

Напряжение, кВ	110
Экономически целесообразная реактивная мощность $Q_{Э.С}$, квар	14167,95
Полная расчетная нагрузка $S_{Р.П}$, кВА	30752,8
Мощность трансформаторов ГПП $S_Т$, кВА	21966,3
Тип трансформаторов на ГПП	ТРДН-25000/110
Номинальная мощность трансформатора $S_{Н.Т}$, кВА	25000
Напряжение на высокой стороне $U_{ВН}$, кВ	115
Напряжение на низкой стороне $U_{НН}$, кВ	6,3
Потери холостого хода ΔP_{XX}, кВт	25
Потери короткого замыкания $\Delta P_{КЗ}$, кВт	120
Напряжение короткого замыкания $U_{КЗ}$, %	10,5
Ток холостого хода I_{XX}, %	0,65
Коэффициент загрузки в нормальном режиме $К_{зт.норм.}$	0,62
Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме $К_{зт.п/ав}$	1,23

Вариант схемы внешнего электроснабжения предприятия для сети напряжением 110кВ представлен на рисунке 1.

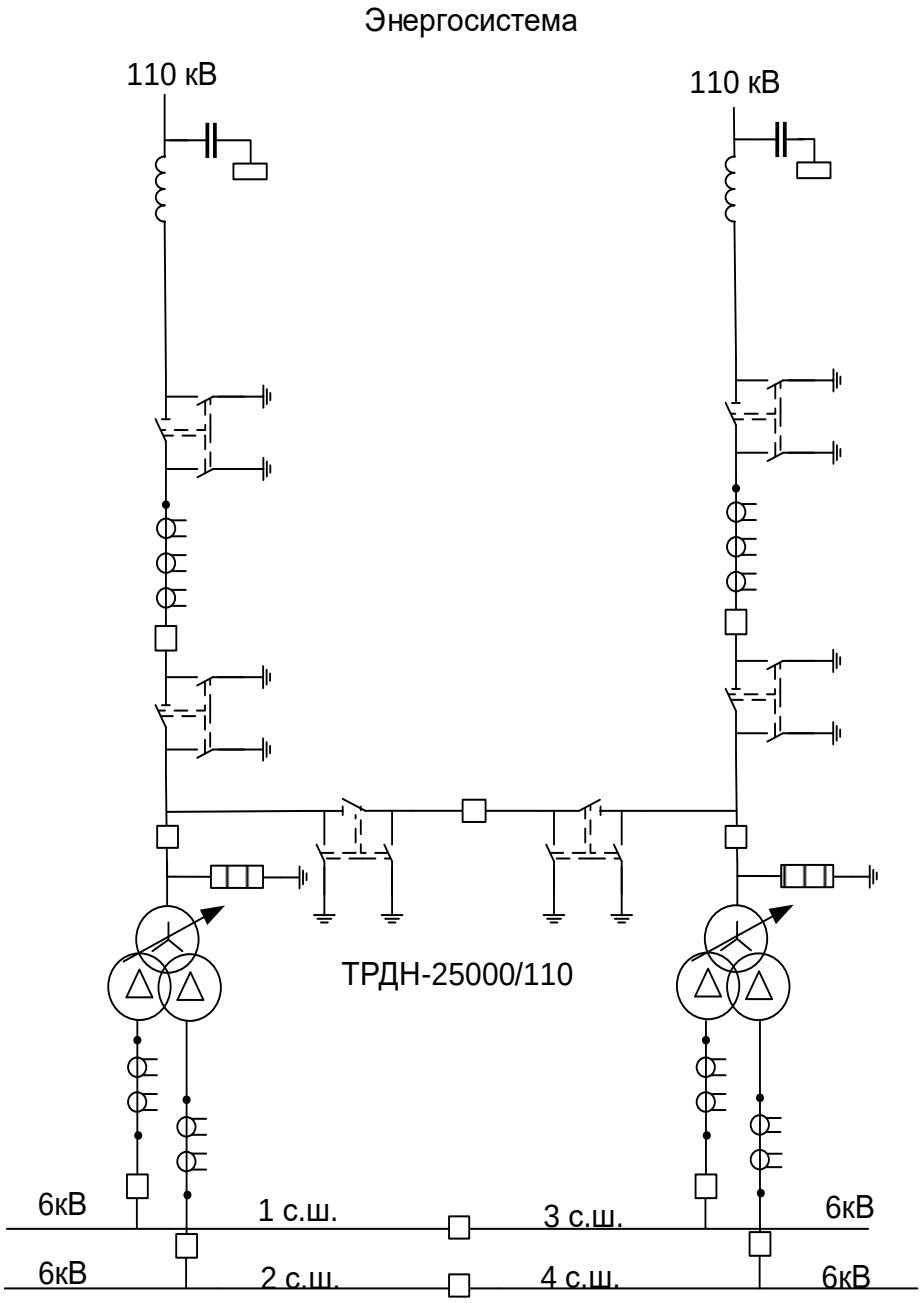


Рисунок 1 - Вариант схемы внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 110 кВ.

4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

4.1 Расчеты для схемы внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 110 кВ

4.1.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Параметры трансформатора ТРДН-25000/110:

$\Delta P_{XX} = 25 кВт$

$\Delta P_{КЗ} = 120\ кВт$

$I_{XX} = 0{,}65\ \%$

$U_{КЗ} = 10{,}5\ \%$

Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_T = n \cdot \left(\Delta P_{XX} + K^2_{зт.норм.} \cdot \Delta P_{КЗ} \right); \quad (4.1)$$

$$\Delta Q_T = n \cdot \left(\frac{I_{XX}}{100} \cdot S_{Н.Т} + K^2_{зт.норм.} \cdot \frac{U_{КЗ}}{100} \cdot S_{Н.Т} \right); \quad (4.2)$$

$$\Delta P_T = 2 \cdot \left(25 + 0.43^2 \cdot 120 \right) = 94{,}4 кВт.$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left(\frac{0.65}{100} \cdot 25000 + 0.43^2 \cdot \frac{10{,}5}{100} \cdot 25000 \right) = 1295{,}7 квар.$$

Потери электроэнергии в трансформаторе:

$$\Delta A_T = n \cdot \left(\Delta P_{XX} \cdot T_Г + K^2_{зт.норм.} \cdot \Delta P_{КЗ} \cdot \tau \right), \quad (4.3)$$

где τ - годовое число часов максимальных потерь, определяемое из соотношения:

$$\tau = \left(0{,}124 + \frac{T_М}{10^4} \right)^2 \cdot T_Г, \quad (4.4)$$

где $T_М$ - годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки равное 7100 [1];

$T_Г$ - годовое число часов работы предприятия равное 8760.

$$\tau = \left(0{,}124 + \frac{7100}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 6093{,}1 \frac{час}{год},$$

$$\Delta A_T = 2 \cdot \left(25 \cdot 8760 + 0{,}43^2 \cdot 120 \cdot 6093{,}1\right) = 708387{,}4 \frac{кВт \cdot ч}{год}.$$

4.1.2 Расчет линии электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия

Нагрузка в начале линии:

$$S_{Р.Л} = \sqrt{\left(P_{Р.П} + \Delta P_T\right)^2 + Q_{Э.С}^2}. \quad (4.5)$$

$$S_{Р.Л} = \sqrt{\left(28335{,}9 + 94{,}4\right)^2 + 14167{,}95^2} = 31764{,}96 кВА$$

Расчетный ток одной цепи линии:

$$I_{Р.Л} = \frac{S_{Р.Л}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_Н}, \quad (4.6)$$

где N - число линий.

$$I_{Р.Л} = \frac{31764{,}96}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 83{,}4\,А$$

Ток в послеаварийном режиме (в случае питания всей нагрузки по одной цепи линии):

$$I_П = 2 \cdot I_{Р.Л}. \quad (4.7)$$

$$I_П = 2 \cdot 83{,}4 = 166{,}8А$$

Сечение проводов воздушной линий находим по экономической плотности тока:

$$F_Э = \frac{I_{Р.Л}}{j_Э}, \quad (4.8)$$

где $j_Э = 1{,}1$ экономическая плотность тока, А/мм^2.

$$F_Э = \frac{83{,}4}{1} = 83{,}4 мм^2,$$

Выбираем ближайшее меньшее стандартное сечение. Провод АС-95/24 [2]. Данные провода: $I_Д = 330А,\ r_0 = 0.3Ом/км,\ x_0 = 0.33Ом/км$ [2].

Необходимо проверить провод по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{доп}=330\ А > I_{П}=166,8\ А$$

Найдем потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta A_{Л} = N \cdot \left(3 \cdot I_{Р.Л}^{2} \cdot r_{0} \cdot l \cdot \tau\right). \quad (4.9)$$

$$\Delta A_{Л} = 2 \cdot \left(3 \cdot 83,4^{2} \cdot 0.3 \cdot 20 \cdot 6093,1\right) = 1525713 \frac{кВт \cdot ч}{год}$$

4.1.3 Расчет токов короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП

Исходная схема питания предприятия и схема замещения необходимая для расчета токов короткого замыкания представленны на рисунке 2.

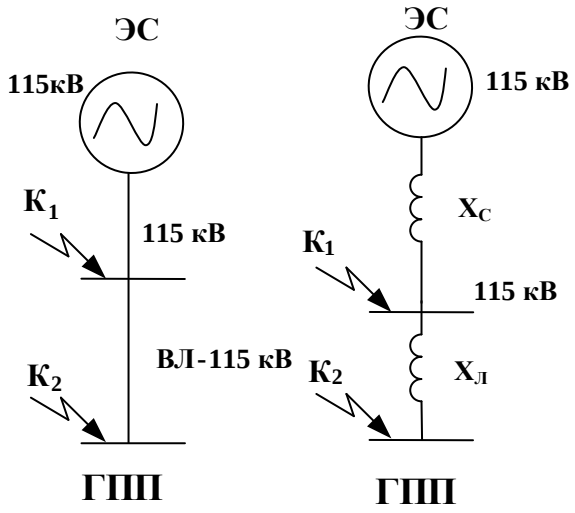


Рисунок 2 – Схема расчета токов короткого замыкания

Следует найти параметры схемы замещения данной цепи.

На данном участке мощность короткого замыкания составит $S_{C} = 6000\ MBA$, а базисную мощность примем равной $S_{Б} = 1000\ MBA$. За базисное напряжение следует принять среднее напряжение в ступени, где производится расчет КЗ. Среднее напряжение, как правило на 5% больше номинального, что составит, $U_{Б} = 115 кВ$

Определим сопротивление системы в относительных единицах:

$$x_{C*} = \frac{S_Б}{S_C}. \quad (4.10)$$

$$x_{C*} = \frac{1000}{6000} = 0{,}167$$

Найдем сопротивление воздушной линии 110 кВ:

$$x_{Л*} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_Б}{U_Б^2}. \quad (4.11)$$

Необходимо найти ток короткого замыкания в точке К1.

Ток короткого замыкания в точке К1 (периодическая составляющая $I_{Пt}$ посчитаем неизменной во время протекания всего процесса замыкания):

$$I_{К1} = \frac{S_Б}{\sqrt{3} \cdot U_Б \cdot x_{C*}}. \quad (4.12)$$

$$I_{К1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0{,}167} = 30кА.$$

Найдем ударный ток короткого замыкания в точке К1:

$$i_{УД1} = \sqrt{2} \cdot K_У \cdot I_{К1}, \quad (4.13)$$

где $K_{уд}$ - ударный коэффициент принимаемый 1,8 [4].

$$i_{УД1} = \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot 30 = 76{,}14кА$$

Определим ток КЗ в точке К2.

$$I_{К2} = I_{Пt} = I_{П.0} = \frac{S_Б}{\sqrt{3} \cdot U_Б \cdot \left(x_{C*} + x_{Л*}\right)}. \quad (4.14)$$

$$I_{К2} = I_{Пt} = I_{П.0} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot \left(0{,}167 + 0{,}5\right)} = 7{,}52\ кА$$

Найдем ударный ток короткого замыкания в точке К2:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot 4{,}56 = 19{,}1\ кА.$$

4.1.4 Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП

Проверка и выбор выключателей необходимо проводить по следующим показателям:

1) номинальному напряжению:

$$U_C \le U_H . \quad (4.15)$$

2) номинальному току:

$$I_{раб.\max} \le I_H , \quad (4.16)$$

где $I_{раб.\max}$ - рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме:

$$I_{раб.\max} = \frac{1,4 \cdot S_{Н.Т}^{ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_H} . \quad (4.17)$$

3) номинальному току электродинамической стойкости:

– симметричному:

$$I_{П.0} \le I_{дин} . \quad (4.18)$$

– асимметричному:

$$i_{уд.\max} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{П.0} \le I_{дин.\max} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{дин} . \quad (4.19)$$

4) номинальному току отключения:

– симметричному:

$$I_{Пt} \le I_{откл} . \quad (4.20)$$

– асимметричному:

$$\sqrt{2} \cdot I_{Пt} + i_{at} \le \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right) , \quad (4.21)$$

где β_H - процентное содержание апериодической составляющей в токе короткого замыкания.

5) номинальному импульсу квадратичного тока (термической стойкости):

$$B_K = I_{Пt}^2 \cdot \left(t_З + t_B + T_a\right) \le I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = B_{К.доп} , \quad (4.22)$$

где $t_З$ – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{в}$ –собственное время отключения выключателя по каталогу;

$T_a = 0,05c$ – время затухания постоянной апериодической составляющей тока КЗ;

$I_{тер}$ - ток термической стойкости для выбранного выключателя;

$t_{тер}$ - время протекания термической стойкости.

Разъединители следует выбирать по номинальному напряжению ($U_C \le U_{НОМ}$), номинальному длительному току ($I_{РАБ.УТЯЖ} \le I_{НОМ}$), а в режиме короткого замыкания следует осуществить проверку по электродинамической и термической стойкости. Для обеспечения защиты ГПП и сопутствующего оборудования от перенапряжений, выбираются ограничители перенапряжений. Произведенный выбор оборудования отобразим в таблице 11:

Таблица 11 – Выбор и проверка аппаратов

Данные установки	Каталожные данные
Выключатель ВГП-110-20	
U_C= 110 кВ $I_{РАБ.УТЯЖ.}$ =184,2 А $I_{П0}$=7,52 кА $I_{УД.МАХ}$=19,1 кА $I_{П0}$=7,52 кА B_K=59,9 кА^2•с	$U_{НОМ}$= 110 кВ $I_{НОМ}$=2000 А $I_{ДИН}$=32,5 кА $I_{ДИН.МАХ}$=102 кА $I_{ОТК}$=20 кА $B_{К.ДОП}$=4800 кА^2•с
Разъединитель РДЗ-110/2000 НУХЛ1	
U_C= 110 кВ $I_{РАБ.УТЯЖ.}$ =184,2 А $I_{УД.МАХ}$=19,1 кА B_K=59,9 кА^2•с	$U_{НОМ}$= 110 кВ $I_{НОМ}$=2000 А $I_{ДИН.МАХ}$=100 кА $B_{К.ДОП}$=2967,5 кА^2•с
Ограничитель перенапряжений ОПН-П-110/73/10/550 Ш УХЛ 1	
U_C= 110 кВ	$U_{НОМ}$= 110 кВ

4.1.5 Определим технико-экономические показатели схемы внешнего электроснабжения

Необходимо определить годовые приведенные затраты по формуле:

$$З_{\Gamma\Sigma} = \sum_{i=1}^{n} E_i \cdot K_i + C_Э + У \quad , \tag{4.23}$$

где $E_i -$ общие ежегодные отчисления от капиталовложений, определяются как:

$$E_i = E_H + E_{Ai} + E_{Oi}, \tag{4.24}$$

где $E_H -$ нормативный коэффициент эффективности, $E_H = 0{,}12$;

$E_{Ai} -$ отчисления на амортизацию [4];

$E_{Oi} -$ расходы на обслуживание [4];

$K_i -$ сумма капитальных затрат i-ой группы одинаковых элементов;

$У$ – народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения, определяется для вариантов, неравноценных по надежности. Для данного проекта примем равнонадежные варианты и показатель $У$, таким образом, из расчетов исключается.

$C_Э -$ стоимость годовых потерь электроэнергии, вычисляется по выражению:

$$C_Э = (\Delta A_T + \Delta A_Л) \cdot C_0', \tag{4.25}$$

где $C_0' -$ удельная стоимость потерь электроэнергии, определяется по формуле:

$$C_0' = \delta \cdot \left(\frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \tag{4.26}$$

где α основная ставка тарифа, $\alpha = 1226{,}5$ *руб./кВт·мес*;

$\beta -$ стоимость одного кВт·ч электроэнергии, $\beta = 1{,}295$ *руб./кВт·ч*;

δ – поправочный коэффициент, для сетей напряжением 110 кВ $\delta = 1{,}02$;

K_M - отношение потерь активной мощности предприятия в момент наибольшей активной нагрузки к максимальным потерям активной мощности, $K_M = 1$.

$$C_0' = 1,02 \cdot \left(\frac{1226,5 \cdot 1 \cdot 12}{6093,1} + 1,295 \right) = 3,78 \ руб./кВт \cdot ч$$

Найденные экономические показатели занесем в таблицу 12.

Таблица 12 – Экономические показатели

Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость, т.р	Капиталовложения, К, т.р	Отчисления, Е, о.е/год	Затраты, т.р/год	Потери эл/энергии, кВт*ч/год	Стоимость потерь эл/энергии, т.р/год
Комплект ячейки выключателя 110кВ	шт.	4,00	19569	78276	0,19	14872		
Трансформатор ТРДН-25000/ 110	шт.	2,00	32163	64326	0,19	12222	1525713	5767,2
Двухцепная ВЛ 110 кВ F=95 мм^2	км	20	5809,2	116184	0,19	22075	708387	2677,7
Всего по варианту				258786		49169	2234100	8444,9
ГОДОВЫЕ ЗАТРАТЫ, Зг,	т.р/год	57613,9						

5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

5.1 Выбор величины напряжения

Осуществление выбора величины напряжения распределительных сетей предприятия производится с учетом нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Одним из важнейших условий выбора являются технико-экономические показатели, в первую очередь Это расчет приведенных затрат как для сети, так и для понижающих подстанций.

Согласно НТП ЭПП-94 для распределительных сетей следует применять, как правило, напряжение 10 кВ. Но та как на ЛПДС «Ленинск» присутствует в основном нагрузка на напряжение 6 кВ, принимаем напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 6 кВ.

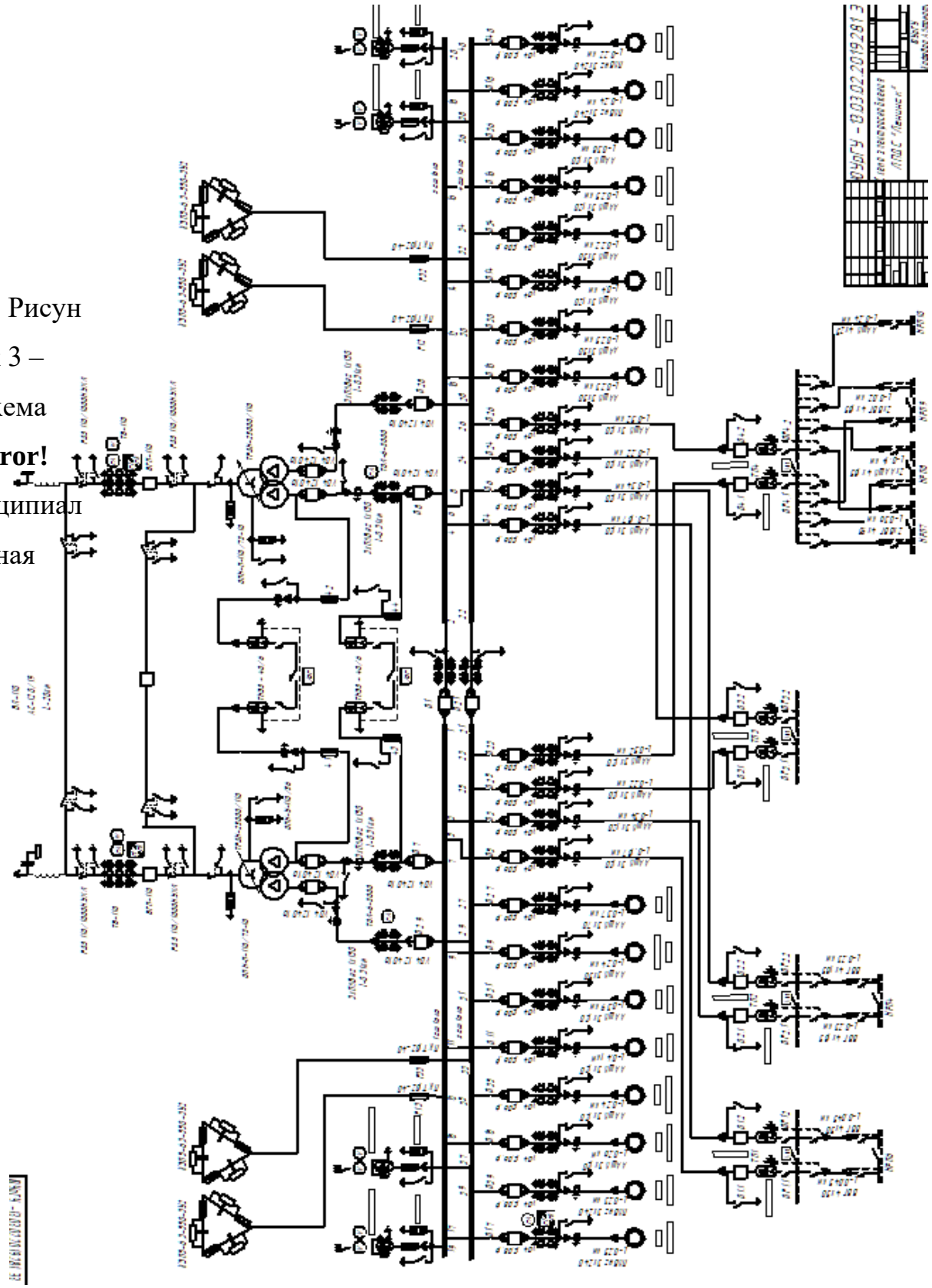
5.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия

При построении схемы электроснабжения учитываются рекомендации и требования НТП ЭПП-94.

Схема выполняется одноступенчатая, питание от ГПП до ЗРУ передается по кабелям из сшитого полиэтилена, распределение электроэнергии осуществляется по радиальным схемам к ТП, синхронным и асинхронным двигателям. Так как имеются потребители первой и второй категорий, то предусматривается секционирование во всех звеньях схема, так же имеется специфическая нагрузка с большими пусковыми токами Присоединение радиальных линий к секциям шин осуществляется через выключатели

Упрощенная электрическая схема внутреннего электроснабжения предприятия представлена на рисунке 3.

Рисунок 3 – Схема **Error!** принципиальная



5.3 Конструктивное выполнение электрической сети

Выбор способа распределения электроэнергии зависит отмногих факторов: величины электрических нагрузок и их размещения в цехах, плотности застройки предприятия, конфигурации транспортных, технологических и других коммуникаций, типа грунта на территории проектируемого предприятия.

Распределительные сети предприятия напряжением 6 кВ выполним кабельными линиями. Преимущественно используется радиальная схема распределения электроэнергии.

Основным способом способа прокладки кабельных линий выбираем прокладку по эстакаде(при ремонте и диагностике трубопровода в местах пересечения с кабельной линией происходит повреждение второго). Так как синхронные и асинхронные двигатели имеют высокие пусковые токи принято к использованию медный кабель с изоляцией из шитого полиэтилена , а для подключения ТП используется алюминиевый кабель с пропитанной бумажной изоляцией. Внутри помещений кабель прокладывается в лотках.

5.4 Расчет питающих линий

Сечение кабелей на напряжение 6 кВ найдем по экономической плотности тока и произведем проверку по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, а так же по току перегрузки, найдем потери напряжения в послеаварийном режиме и проверим на термическую стойкость к токам короткого замыкания. Все результаты расчетов приведены в таблице14.

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме определим как:

$$I_{P.K} = \frac{S_{P.K}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \qquad (5.1)$$

где $S_{P.K}$ – мощность, передаваемая по кабельной линии в нормальном режиме , кВА.

При питании однотрансформаторной цеховой подстанции это расчетная нагрузка трансформатора подстанции с учетом потерь, при питании двухтрансформаторной подстанции - расчетная нагрузка, приходящаяся на один трансформатор, с учетом потерь. Для магистральной линии мощность $S_{P.K}$ определяем для каждого участка путем суммирования расчетных нагрузок соответствующих трансформаторов, питающихся по данному участку магистральной линии:

$$S_{P.K} = \sqrt{\left(\frac{P_P}{n_K}\right)^2 + \left(\frac{Q_P}{n_K}\right)^2}, \quad (5.2)$$

где n_K - число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока:

$$F_Э = \frac{I_{P.K}}{j_Э}, \quad (5.3)$$

где $j_Э$ = 1,2 - экономическая плотность тока для кабелей с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами при числе часов использования максимума нагрузки T_M = 7100 ч/год, для медных кабелей с резиновой и пластмассовой изоляцией $j_Э$=2,7 при числе часов использования максимума нагрузки T_M = 7100 ч/год, $j_Э$ = 2 - экономическая плотность тока для кабелей с бумажной изоляцией и медными жилами при числе часов использования максимума нагрузки T_M = 7100 ч/год [7, табл. 1.3.36].

По результату расчета выбираем кабель, имеющий ближайшее меньшее стандартное сечение по отношению к $F_Э$. При выборе типа исполнения кабеля должны учитываться условия окружающей среды. Для выбранного кабеля по таблицам находим длительно допустимый ток согласно [7].

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки определяется по выражению:

$$I'_{ДОП} = K_П \cdot K_t \cdot I_{ДОП} > \frac{I_{Р.К}}{n_К}, \quad (5.4)$$

где $K_П$ - поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [7, табл.1.3.26], $K_П$ = 1 – в воздухе;

K_t - поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [7, табл.1.3.3], при прокладке кабелей в земле и нормированной температуре алюминиевых жил с бумажной изоляцией 60°С [7, табл. 2.72] и температуре почвы 15°С K_t = 1.

Под послеаварийным режимом кабельной линии будем понимать такой режим, при котором выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребители первой и второй категорий (для ТП). При этом нагрузка на линию удваивается, то есть:

$$I_{АВ} = 2 \cdot I_{Р.К}. \quad (5.5)$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{АВ} = K_{АВ} \cdot I'_{ДОП} > \frac{I_{АВ}}{n_К}, \quad (5.6)$$

где $K_{АВ}$ - коэффициент перегрузки [7, табл.1.3.2].

Потеря напряжения в кабельной линии в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$\Delta U = \frac{P_Р \cdot r_0 \cdot l + Q_Р \cdot x_0 \cdot l}{n_К \cdot U_Н^2} \cdot 100\% \le \Delta U_{ДОП} = 5\%, \quad (5.7)$$

где $P_Р$, $Q_Р$ - расчетные активная и реактивная нагрузки кабеля в послеаварийном режиме;

r_0, x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км, [2];

l – длина кабельной линии, км.

Найденные результаты расчетов по формулам (5.1) - (5.7) запишем в таблицу 13.

Таблица 13 – Расчет кабельных линий

Конечные пункты кабельной линии	$P_р$, кВт	$Q_р$, кВар	$S_{р.к.}$, кВА	$I_{р.к.}$, А	$F_э$, мм²	$F_{норм}$, мм²	Тип Кабеля	Количество	Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		$I_{доп}$, А	$К_п$, о.е	$К_t$, о.е	$Г_{доп}$, о.е	$К_{ав}$, о.е	$Г_{ав}$, А	l, км	r_0, Ом/км	x_0, Ом/км	ΔU, %
										в норм. режиме	в п/а режиме										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Для потребителей 6кВ																					
ГПП ЗРУ	31415	16269	35377	284	105	150	ПвВнг	12	Эстакада	284	567	574	1	1	574	1,25	718	0,31	0,042	0,057	1,6
ЗРУ-ТП1	587	435	730	70	59	95	ААШв	2	Эстакада	70	141	165	1	1	165	1,25	206	0,187	0,33	0,077	0,59
ЗРУ-ТП2	367	245	441	42	35	35	ААШв	2	Эстакада	42	85	85	1	1	85	1,25	106	0,34	0,894	0,087	1,65
ЗРУ-ТП3	677	503	844	81	68	95	ААШв	2	Эстакада	81	162	165	1	1	165	1,25	206	0,22	0,33	0,078	0,80
ЗРУ-ТП4	239	178	299	29	24	25	ААШв	2	Эстакада	29	57	70	1	1	70	1,25	88	0,52	1,25	0,091	2,28
ЗРУ МНА1 УБКУА	5040	2441	5600	539	200	240	ПвВнг	1	Эстакада	539	539	550	1	1	550	1,25	688	0,25	0,098	0,077	4,74
ЗРУ МНА2 УБКУА	5040	2441	5600	539	200	240	ПвВнг	1	Эстакада	539	539	550	1	1	550	1,25	688	0,24	0,098	0,045	4,03
ЗРУ МНА3 УБКУА	5040	2441	5600	539	200	240	ПвВнг	1	Эстакада	539	539	550	1	1	550	1,25	688	0,23	0,098	0,045	3,86
ЗРУ МНА4 УБКУА	5040	2441	5600	539	200	240	ПвВнг	1	Эстакада	539	539	550	1	1	550	1,25	688	0,22	0,098	0,045	3,69
ЗРУ ПНА1 УБКУА	1120	665	1302	125	104	120	ААШв	1	Эстакада	125	125	190	1	1	190	1,25	238	0,41	0,261	0,076	3,90
ЗРУ ПНА2 УБКУА	1120	665	1302	125	104	120	ААШв	1	Эстакада	125	125	190	1	1	190	1,25	238	0,4	0,261	0,076	3,81
ЗРУ ПНА3 УБКУА	1120	665	1302	125	104	120	ААШв	1	Эстакада	125	125	190	1	1	190	1,25	238	0,39	0,261	0,076	3,71
ЗРУ ПНА4 УБКУА	1120	665	1302	125	104	120	ААШв	1	Эстакада	125	125	190	1	1	190	1,25	238	0,38	0,261	0,076	3,62

Продолжение таблицы 13

ЗРУ НВП УБКУА	158	114	194	19	16	70	ААШв	1	Эстакада	19	26	135	1	1	135	1,25	169	0,37	0,447	0,08	0,82
ЗРУ МНА1 ТОН	1280	620	1422	137	114	120	ААШв	1	Эстакада	137	137	190	1	1	190	1,25	238	0,26	0,195	0,078	2,15
ЗРУ МНА2 ТОН	1280	620	1422	137	114	120	ААШв	1	Эстакада	137	137	190	1	1	190	1,25	238	0,25	0,195	0,078	2,07
ЗРК МНА3 ТОН	1280	620	1422	137	114	120	ААШв	1	Эстакада	137	137	190	1	1	190	1,25	238	0,24	0,195	0,078	1,99
ЗРУ ПНА1 ТОН	221	160	272	26	22	16	ААШв	1	Эстакада	26	26	46	1	1	46	1,25	58	0,23	1,95	0,102	2,85
ЗРУ ПНА2 ТОН	221	160	272	26	22	16	ААШв	1	Эстакада	26	26	46	1	1	46	1,25	58	0,22	1,95	0,102	2,73
ЗРУ АД Водонасоса	80	60	100	10	8	16	ААШв	1	Эстакада	10	10	46	1	1	46	1,25	58	0,24	1,95	0,102	1,08
ЗРУ- АД Пенонасоса	80	60	100	10	8	16	ААШв	1	Эстакада	10	10	46	1	1	46	1,25	58	0,25	1,95	0,102	1,13
Для потребителей 0,4кВ																					
ТП1-НРП6	37	28	47	68	25	50	ВВГ	2	Эстакада	68	135	145	1	1	145	1,25	181	0,045	0,37	0,063	0,22
ТП2-НРП4	83	62	104	150	56	185	ВВГ	2	Эстакада	150	300	340	1	1	340	1,25	425	0,23	0,1	0,059	0,86
ТП4-НРП7	51	38	64	92	34	95	ВВГ	2	Траншея	92	185	215	1	1	215	1,25	269	0,36	0,195	0,06	1,38
ТП4-НРП8	69	51	86	124	103	185	ААШв	2	Траншея	124	247	260	1	1	260	1,25	325	0,14	0,169	0,059	0,64
ТП4-НРП9	88	66	110	159	59	185	ВВГ	2	Траншея	159	317	340	1	1	340	1,25	425	0,02	0,1	0,059	0,08
ТП4-НРП10	13	18	22	32	27	25	ААШв	1	Траншея	32	45	75	1	1	75	1,25	94	0,24	1,25	0,066	2,67

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания выполняется по типичным кривым. Достаточно рассмотреть трехфазный ток короткого замыкания в характерных точках СЭС предприятия и определить периодическую составляющую этого тока для наиболее серьезной работы сети. Учет апериодической составляющей составляет приблизительно, предполагается, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой точке электрической сети. Поскольку мощность короткого замыкания энергосистемы в точке подключения линии, питающей предприятие, значительно превышает потребляемую предприятием мощность, разрешается принимать периодическую составляющую тока короткого замыкания от энергосистемы в неизменном виде:

$$I_K = I_{П0} = I_{Пt}. \qquad (6.1)$$

Необходимо составить расчетную схему(рисунок 4) для нахождения токов короткого замыкания

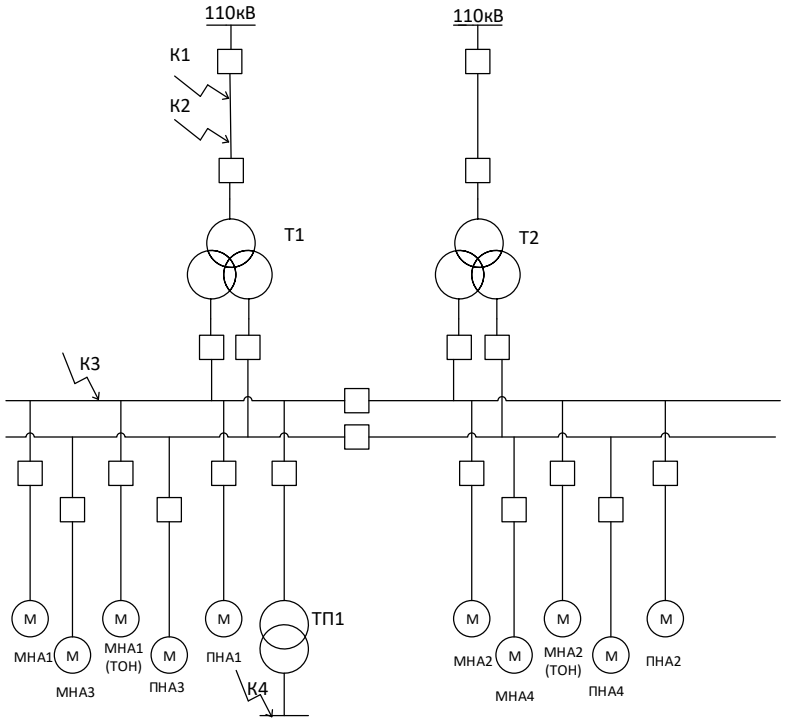


Рисунок 4 – Расчетная электрическая схема СЭС предприятия для расчета токов КЗ

При выборе расчетной схемы для определения токов короткого замыкания рассчитывается режим, в котором влияние токов короткого замыкания на систему электропитания является наиболее сильным. Это режим, когда один из трансформаторов главной понижающей подстанции выключен для профилактических мер или аварийного ремонта, а секционный выключатель в распределительном устройстве 6 кВ ЗРУ включен, то есть все электрические приемники питаются от один трансформатор. В этом случае все синхронные двигатели будут влиять на величину тока короткого замыкания.

При определении токов короткого замыкания в точках К1 и К2 состав асинхронных двигателей можно игнорировать. Все асинхронные двигатели, подключенные к двум секциям, участвуют в точках перезагрузки К3. При определении тока короткого замыкания в точке К4 в качестве источника рассматривается только система электропитания, а электрическая мощность 6 кВ от электродвигателей не учитывается.

Для расчета токов короткого замыкания в соответствии со схемой электроснабжения предприятия (рисунок 4) составлена схема замещения(рисунок 5).

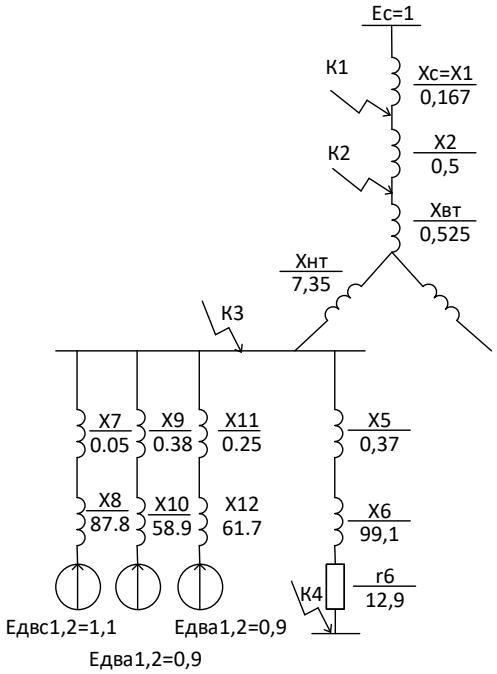


Рисунок 5 – Схема замещения для расчета токов К3

Необходимо найти параметры эквивалентной схемы в относительных единицах при $S_Б$ = 1000 МВА и взятии базового напряжения ступени, на которой произошло короткое замыкание.

Сопротивление системы:

$$x_1 = x_C = \frac{S_Б}{S_{КЗС}}, \quad (6.2)$$

где $S_{КЗС}$ – мощность короткого замыкания системы, МВА.

$$x_1 = x_C = \frac{1000}{6000} = 0{,}167$$

Сопротивление ВЛ:

$$x_2 = x_Л = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_Б}{U_{СР1}^2}, \quad (6.3)$$

где U_{CP1} =115 кВ – среднее напряжение воздушной линии 110 кВ.

$$x_2 = x_Л = 0{,}33 \cdot 20 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0{,}5$$

Сопротивление высоковольтной обмотки трансформатора на ГПП:

$$X_3 = X_{ВТ} = \left(0{,}125 \cdot \frac{U_к\%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном.т}}\right). \quad (6.4)$$

$$X_3 = X_{ВТ} = \left(0{,}125 \cdot \frac{10{,}5}{100} \cdot \frac{1000}{25}\right) = 0{,}525$$

Сопротивление каждой из низковольтных обмоток трансформатора на ГПП:

$$X_4 = X_{НТ} = \left(1{,}75 \cdot \frac{U_к\%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном.т}}\right). \quad (6.5)$$

$$X_4 = X_{НТ} = \left(1{,}75 \cdot \frac{10{,}5}{100} \cdot \frac{1000}{25}\right) = 7{,}35$$

Для кабельных линий ЗРУ –МНА1, ЗРУ-МНА2 требуется определить суммарное сопротивление линий, каждая из которых имеет длину 250 метров

$$X_7 = \frac{\left(\frac{x_0}{2} \cdot l \cdot S_б\right)}{U_б^2}. \quad (6.6)$$

$$X_7 = \frac{\left(\frac{0,0157}{2} \cdot 0,25 \cdot 1000\right)}{6,3^2} = 0,05$$

Определим сверхпереходные сопротивления синхронных двигателей.

Необходимо помнить то что все синхронные двигатели марки СТД (η = 0,97). И соответственно такие двигатели имеют одинаковые источники равной мощности, и так же равномерно удалены от точки КЗ, следовательно, их следует отнести к одному эквивалентному сопротивлению, при этом учесть что двигатели включены параллельно.

$$X_8 = \frac{1}{2} X''_d \cdot \frac{S_б}{P_{мех}} \cdot \cos\phi_{ном} \cdot \eta \,. \qquad (6.7)$$

$$X_8 = \frac{1}{2} 0,2 \cdot \frac{1000}{1} \cdot 0,9 \cdot 0,97 = 87,8.$$

Примем что асинхронные двигатели это 2 двигателя АДН (η = 0,96) и 2 двигателя АЗМВ (η = 0,96).

Суммарное сопротивление кабельных линий ЗРУ-ПНА1, ЗРУ ПНА2, каждая линия длиной 0,4:

$$X_9 = \frac{\left(\frac{x_0}{2} \cdot l \cdot S_б\right)}{U_б^2}. \qquad (6.8)$$

$$X_9 = \frac{\left(\frac{0,076}{2} \cdot 0,4 \cdot 1000\right)}{6,3^2} = 0,38;$$

Суммарное сопротивление кабельных линий ЗРУ-МНА1(ТОН), ЗРУ МНА2(ТОН), каждая линия длиной 0,25:

$$X_{11} = \frac{\left(\frac{x_0}{2} \cdot l \cdot S_б\right)}{U_б^2}. \qquad (6.9)$$

$$X_{11} = \frac{\left(\frac{0,078}{2} \cdot 0,25 \cdot 1000\right)}{6,3^2} = 0,25;$$

$$X_{10} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{k_{пуск}} \cdot \frac{S_б}{P_{мех}} \cdot \cos\phi_{ном} \cdot \eta. \quad (6.10)$$

$$X_{10} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{7} \cdot \frac{1000}{1} \cdot 0,86 \cdot 0,96 = 58,9.$$

$$X_{12} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{k_{пуск}} \cdot \frac{S_б}{P_{мех}} \cdot \cos\phi_{ном} \cdot \eta. \quad (6.11)$$

$$X_{12} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{7} \cdot \frac{1000}{1} \cdot 0,9 \cdot 0,96 = 61,7.$$

Точку $К_4$ занимает место на шинах 0,4 кВ цеховой ТП которая имеет наибольшую мощность трансформаторов и ближе всего расположена к ЗРУ По данным условиям примем ТП-1.

Сопротивление кабельной линии от ЗРУ до ТП-1:

$$x_5 = x_{КЛ} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_Б}{U_{СР2}^2}. \quad (6.12)$$

$$x_5 = x_{КЛ} = 0,078 \cdot 0.19 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 0,37$$

Так как сеть напряжением ниже 1000В при расчете необходимо учитывать активные сопротивления трансформатора.

Полное сопротивление трансформатора ТП1:

$$z_6 = z_{ТП1} = \frac{u_{КЗ}}{100} \cdot \frac{S_Б}{S_{Н.Т.}}. \quad (6.13)$$

$$z_6 = z_{ТП1} = \frac{u_{КЗ}}{100} \cdot \frac{S_Б}{S_{Н.Т.}} = \frac{6,3}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{630} = 100$$

Активное сопротивление трансформатора

$$r_6 = r_{ТП1} = \Delta P_{КЗ} \cdot \frac{S_Б}{S_{Н.Т.}^2}. \quad (6.14)$$

$$r_6 = r_{ТП1} = 5.1 \cdot 10^3 \cdot \frac{1000}{630^2} = 12,85$$

Индуктивное сопротивление трансформатора

$$x_6 = x_{ТП1} = \sqrt{z_6^2 - r_6^2}\,. \qquad (6.15)$$

$$x_6 = x_{ТП1} = \sqrt{100^2 - 12{,}9^2} = 99{,}2$$

Произведем расчет токов короткого замыкания

Токи короткого замыкания в точках К1 и К2 были определены ранее при технико-экономическом обосновании величины напряжения внешнего электроснабжения предприятия.

Для расчета тока короткого замыкания в точке $К_3$ следует привести схему замещения (рисунок 5) к виду рисунка 6.

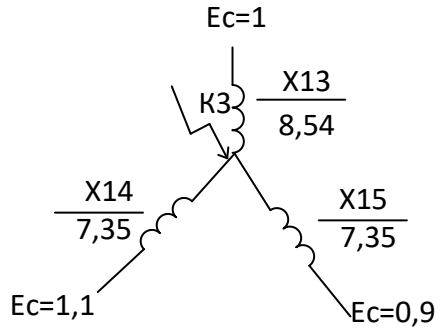


Рисунок 6 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке $К_3$

Сопротивления на рисунке 6:

$$x_{13} = x_1 + x_2 + x_3 + x_4\,. \qquad (6.16)$$

$$x_{13} = 0{,}167 + 0{,}5 + 0{,}525 + 7{,}35 = 8{,}54$$

$$x_{14} = x_7 + x_8\,. \qquad (6.17)$$

$$x_{14} = 0{,}05 + 87{,}8 = 87{,}9$$

$$x_{15} = \frac{1}{\frac{1}{x_9 + x_{10}} + \frac{1}{x_{11} + x_{12}}}\,. \qquad (6.18)$$

$$x_{15} = \frac{1}{\frac{1}{0{,}38 + 58{,}9} + \frac{1}{0{,}25 + 61{,}7}} = 30{,}4$$

Базисный ток:

$$I_Б = \frac{S_Б}{\sqrt{3} \cdot U_Б}\,. \qquad (6.19)$$

$$I_Б = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,6кА$$

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви:

$$I_C = \frac{E_{C*}}{x_{13}} \cdot I_Б . \quad (6.20)$$

$$I_C = \frac{1}{8,54} \cdot 91,6 = 10,7\,кА$$

$$I_{Д1-2/0/} = \frac{E_{Д1,2}}{x_{14}} \cdot I_Б . \quad (6.21)$$

$$I_{Д1-2/0/} = \frac{1.1}{87,9} \cdot 91,6 = 1,15кА$$

$$I_{Д2-3/0/} = \frac{E_{Д2,3}}{x_{15}} \cdot I_Б . \quad (6.22)$$

$$I_{Д2-3/0/} = \frac{0,9}{30,4} \cdot 91,6 = 2,7кА$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке $К_З$:

$$I_{КЗ/0/} = I_C + I_{Д1\text{-}2/0/+} I_{Д3\text{-}4/0/.} \quad (6.23)$$

$$I_{КЗ/0/} = 10,7+1,15+2,7=14,55кА$$

Так как подпитку точки КЗ от асинхронных двигателей учитываем только в начальный момент, то периодическую составляющую тока КЗ можно считать неизменной:

$$I_{КЗ} = I_{П\,0} = I_{П\,t.} \quad (6.24)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{УДЗ} = \sqrt{2} \cdot K_У \cdot I_{КЗ}, \quad (6.25)$$

где $К_У$ = 1,8 согласно [8].

$$i_{УДЗ} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 14,55 = 37кА$$

Мощность короткого замыкания

$$S_{КЗЗ} = \sqrt{3} \cdot U_Б \cdot I_{П.0} . \quad (6.26)$$

$$S_{КЗ3} = \sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 14,55 = 158,7 МВА$$

Определим ток короткого замыкания в точке К4. Ля этого приведем схему замещения (рисунок 5) к виду рисунка 7.

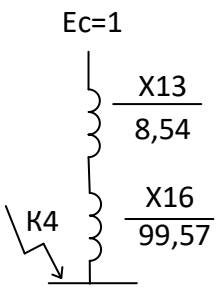


Рисунок 7 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К4

Суммарное индуктивное сопротивление

$$X_{16} = X_5 + X_6 . \quad (6.27)$$

$$X_{16} = 0,37 + 99,2 = 99,57$$

Полное сопротивление найдем

$$z_4 = \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_1^2} . \quad (6.28)$$

$$z_4 = \sqrt{99,57^2 + 12,87^2} = 100,4$$

Мощность короткого замыкания в точке К4:

$$S_{КЗ4} = \frac{S_Б}{z_4} . \quad (6.29)$$

$$S_{КЗ4} = \frac{1000}{100,4} = 9,96 МВА$$

Ток короткого замыкания при базисном напряжении $U_Б$= 0,4 кВ найдем по формуле:

$$I_{К4} = I_{П,0} = I_{Пt} = \frac{S_{КЗ4}}{\sqrt{3} \cdot U_Б} . \quad (6.30)$$

$$I_{К4} = \frac{9,96}{1,73 \cdot 0,4} = 14,4 кА$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{УД4} = \sqrt{2} \cdot K_У \cdot I_{К4} , \quad (6.31)$$

где ударный коэффициент $К_У$ принят 1,8 согласно [8].

$$i_{УД4} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 14,4 = 36,6кА$$

Результаты расчетов по всем точкам КЗ представлены в таблице 14:

Таблица 14 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение $U_{СР}$ расчетной точки, кВ	Токи, кА		Мощность КЗ ступени, МВА
		$I_{П,0}$	$i_{УД}$	
$К_1$	115	30	76	5968
$К_2$	115	7,52	19,1	1496
$К_3$	6.3	14,55	37	158,7
$К_4$	0,4	14,4	36,6	9,96

7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

7.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ЗРУ

ЗРУ выполняется комплектным из шкафов производства НПО «Вектор » для внутренней установки. шкаф «Классика» D-12P комплектуется вакуумными выключателями типа VD-4, встроенными разъединителями вводного типа, сборными шинами и трансформаторами тока типа ТОЛ-10.

Необходимые условия выбора, параметры сети(расчетные) и каталожные данные ячеек КРУ представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Выбор ячеек КРУ ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные D-12P
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ}$ = 6 кВ	$u_{НОМ}$ = 6 кВ
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{утяж\ ГПП}$ = 3,4 кА	$I_{НОМ}$ =4 кА
$i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$i_{УД}$ = 37кА	$i_{ДИН}$ = 102 кА
$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} \geq B_К$	$B_К$ = 313,2 кА^2 · с	$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 3 = 4800 кА^2 \cdot с$

Рабочий ток во взвешенном режиме входной ячейки будет определяться исходя из перегрузочной способности силовых трансформаторов ГПП:

$$I_{УТЯЖГПП} = \frac{1,4 \cdot S^{ГПП}_{Н.Т.}}{\sqrt{3} \cdot U_Н}. \quad (7.1)$$

$$I_{УТЯЖГПП} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 3,4 кА$$

Ударный ток указан в таблице для точки короткого замыкания $К_З$.

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле:

$$B_К = I^2_{П,0} \cdot (t_{ОТК} + T_А), \quad (7.2)$$

где $T_А$ = 0,05 с согласно [2];

$$t_{ОТК} = t_{РЗ} + t_{ОВ}, \ldots \quad \ldots\ldots\ldots (7.3)$$

где $t_{РЗ}$ – выдержка времени срабатывания релейной защиты, с;

$t_{ОВ}$ – полное время отключения выключателя типа VD4, с.

$$t_{ОТК} = 1{,}325 + 0{,}075 = 1{,}4 \text{ с},$$

$$B_K = 14{,}45^2 \cdot (1{,}4 + 0{,}05) = 313{,}2 кА^2 \cdot с$$

7.2 Выбор выключателей КРУ

Выключатели так же выбираются по представленным выше условиям.

Полный выбор выключателя на вводе в КРУ представлен в таблице 18. Секционный выключатель устанавливается того же типа, что и вводной.

В ячейках КРУ типа D-12P устанавливаются вакуумные выключатели типа VD-4 собственным временем отключения $t_{СВ}$ = 0,06 с и полным временем отключения $t_{ОВ}$ = 0,075 с.

Амплитудное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя τ, определяется по формуле:

$$i_{А,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{П,0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_А}} \quad (7.4)$$

$$i_{А,\tau} = \sqrt{2} \cdot 14.45 \cdot e^{\frac{-0{,}075}{0{,}05}} = 4.55 кА$$

где $\tau = t_{РЗMIN} + t_{СВ} = 0{,}01 + 0{,}06 = 0{,}07$ с.

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ по формуле:

$$i_{А,НОМ} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{НОМ} \cdot I_{НОМ.ОТКЛ.}}{100} \quad (7.5)$$

$$i_{А,НОМ} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{НОМ} \cdot I_{НОМ.ОТКЛ.}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 31{,}5}{100} = 17{,}8 кА$$

Таблица 16 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные VD4 – 12.40.31,5
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ}$ = 6 кВ	$u_{НОМ}$ = 6 кВ
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{утяж}$ = 3.4 кА	$I_{НОМ}$ = 4 кА
$I_{НОМ.ОТКЛ.} \geq I_{П,\tau}$	$I_{П,\tau}$ = 14,45кА	$I_{НОМ.ОТКЛ.}$ = 31,5 кА
$i_{А,НОМ} \geq i_{А,\tau}$	$i_{А,\tau}$ = 4,55кА	$i_{А,НОМ}$ = 17.8 кА
$i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$i_{УД}$ = 37 кА	$i_{ДИН}$ = 80 кА
$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} \geq B_К$	$B_К$ = 313,2 кА^2 · с	$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} = 31.5^2 \cdot 3 = 2977 кА^2 \cdot с$

Остальные выключатели напряжением 6 кВ выбираются аналогично, результаты выбора представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор выключателей и трансформаторов тока схемы внутреннего электроснабжения

Кабельные линии (начало - конец)	**Error!**	Iр, А	Iутяж, А	**Error**	**Erro**	Тип выключателя	Тип ТТ
ЗРУ-ТП1	6	70,3	140,6	14,45	37	VD 4-12.06.16	ТОЛ-6-150
ЗРУ-ТП2	6	42,5	84,9	14,45	37	VD 4-12.06.16	ТОЛ-6-100
ЗРУ-ТП3	6	81,2	162,4	14,45	37	VD 4-12.06.16	ТОЛ-6-200
ЗРУ-ТП4	6	18,7	57,4	14,45	37	VD 4-12.06.16	ТОЛ-6-75
ЗРУ-МНА1 УБКУА	6	539	-	14,45	37	VD 4-12.08.16	ТОЛ-6-600
ЗРУ-МНА2 УБКУА	6	539	-	14,45	37	VD 4-12.08.16	ТОЛ-6-600
ЗРУ-МНА3 УБКУА	6	539	-	14,45	37	VD 4-12.08.16	ТОЛ-6-600
ЗРУ-МНА4 УБКУА	6	539	-	14,45	37	VD 4-12.08.16	ТОЛ-6-600
ЗРУ-ПНА1 УБКУА	6	125	-	14,45	37	VD 4-12.06.16	ТОЛ-6-150
ЗРУ-ПНА2 УБКУА	6	125	-	14,45	37	VD 4-12.06.16	ТОЛ-6-150
ЗРУ-ПНА3 УБКУА	6	125	-	14,45	37	VD 4-12.06.16	ТОЛ-6-150
ЗРУ-ПНА4 УБКУА	6	125	-	14,45	37	VD 4-12.06.16	ТОЛ-6-150
ЗРУ-НПВ УБКУА	6	18,7	-	14,45	37	VD 4-12.06.16	ТОЛ-6-20
ЗРУ-МНА1 ТОН	6	137	-	14,45	37	VD 4-12.06.16	ТОЛ-6-150
ЗРУ-МНА2 ТОН	6	137	-	14,45	37	VD 4-12.06.16	ТОЛ-6-150

Продолжение таблицы 17

ЗРУ-МНАЗ ТОН	6	137	-	14,45	37	VD 4-12.06.16	ТОЛ-6-150
ЗРУ-ПНА1 ТОН	6	26	-	14,45	37	VD 4-12.06.16	ТОЛ-6-30
ЗРУ-ПНА2 ТОН	6	26	-	14,45	37	VD 4-12.06.16	ТОЛ-6-30
ЗРУ-Водонасос	6	9,6	-	14,45	37	VD 4-12.06.16	ТОЛ-6-15
ЗРУ-Пенонасос	6	9,6	-	14,45	37	VD 4-12.06.16	ТОЛ-6-15

7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

В ячейках КРУ типа D-12P устанавливаются трансформаторы тока типа ТОЛ-10. Выбор, а так же расчетные параметры сети и данные из каталогов [3] трансформаторов тока на вводе в КРУ указаны в таблице 17.

Для проверки выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке составляем схему включения трансформаторов тока и измерительных приборов (рисунок 8).

Таблица 18 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП

Условия выбора	Расчётные параметры сети	Каталожные данные ТЛШ-6-5000-УЗ; ТЗ
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ}$=6 кВ	$u_{НОМ}$=6 кВ
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ\,ГПП}$=3,4 кА	$I_{НОМ}$=5000 А
$i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$i_{УД}$=37 кА	$i_{ДИН}$=100 кА
$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} \geq B_К$	$B_К$=313,2 $кА^2 \cdot с$	$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} = 100^2 \cdot 3 = 30000\,кА^2 \cdot с$

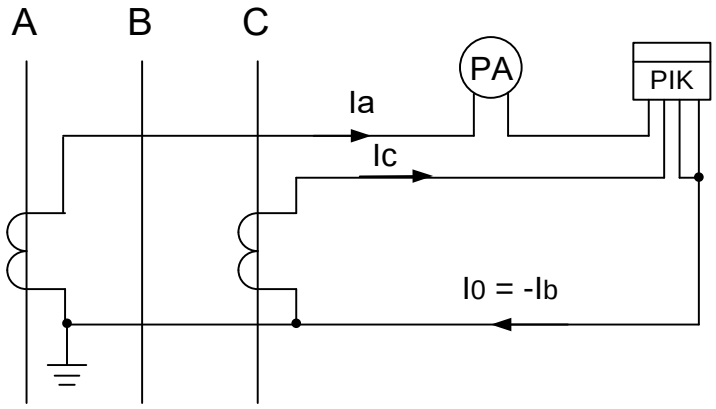


Рисунок 8 – Схема включения трансформаторов тока и приборов

Найдем нагрузку по фазам, используя схему включения и каталожные данные приборов, для нахождения наиболее загруженного трансформатора тока.

Таблица 19 – Проверка класса точности трансформатора тока

Прибор	Тип прибора	Количество приборов	Нагрузка фазы, ВА		
			A	B	C
Амперметр	Э-335	1	0,5	-	-
Двухтарифный счетчик энергии	**Error!**-21 (П)	1	0,1	-	0,1
Итого:			0,6	-	0,1

По данным таблицы 19 видно, что наиболее загруженной является фаза *A*, мощность приборов в этой фазе $S_{ПРИБ}$=0,6 *ВА*.

Сопротивление приборов:

$$r_{ПРИБ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_2^2}. \quad (7.6)$$

$$r_{ПРИБ} = \frac{0,6}{5^2} = 0,024\ Ом \quad (7.7)$$

Во вторичную обмотку самого загруженного трансформатора тока подключены три прибора, поэтому сопротивление контактов принимается r_K=0,07 *Ом*.

Номинальное сопротивление вторичной обмотки в классе точности 0,5 $z_{2НОМ}$=0,8 *Ом*.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{ПРОВ} = z_{2НОМ} - r_{ПРИБ} - r_K. \quad (7.8)$$

$$r_{ПРОВ} = 0,8 - 0,024 - 0,07 = 0,706\ Ом$$

Для подстанции с высшим напряжением 110 *кВ* принимаем алюминиевые провода в качестве соединительных, удельное сопротивление алюминия: $\rho = 0,0283\ \frac{Ом \cdot мм^2}{м}$.

В цепях 6 кВ длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов в один конец можно принять *l*=10 *м*. Так как трансформаторы тока включены по схеме неполной звезды (см. рисунок 8), то:

$$l_{\text{РАСЧ}} = \sqrt{3} \cdot l \,. \tag{7.9}$$

$$l_{\text{РАСЧ}} = \sqrt{3} \cdot 10 = 17,3 м$$

Сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{РАСЧ}}{r_{ПРОВ}} \,. \tag{7.10}$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 17,3}{0,706} = 0,7 \ мм^2$$

Соединительным проводом принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 6 $мм^2$ по условию механической прочности.

7.4 Выбор трансформаторов напряжения

Выбор трансформаторов напряжения происходит в следующем порядке:

1) по напряжению $u_{\text{НОМ}} = u_{\text{УСТ}}$,

2) по конструкции и схеме соединения обмоток;

3) по классу точности.

Принимаем к установке трехфазный трансформатор напряжения типа НАМИ - 10 У3. Схема включения трансформатора напряжения – «звезда с землей – звезда с землей – разомкнутый треугольник».

Чтобы трансформатор напряжения работал в заданном классе точности , должно выполняться условие:

$$S_{\text{НАГР}} \le S_{\text{2НОМ}}, \tag{7.10}$$

где $S_{\text{НАГР}}$ – мощность всех приборов измерения и реле, поделюченных к трансформатору напряжения, ВА;

$S_{\text{2НОМ}}$ – номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора напряжения в рассматриваемом классе точности, ВА.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор		Тип	Число приборов	Число обмоток	Потребляемая мощность одной обмотки, ВА	cos□	sin□	Общая потребляемая мощность	
								P, Вт	Q, вар
Вольтметр(сборные шины)		Э-335	4	1	2	1	0	8	-
Счетчик энергии	Ввод 6 кВ от трансформатора	СЭТ-4р-01Т-21 (П)	4	2	5	0,38	0,925	15,2	37
Счетчик энергии	Линии 6 кВ	СЭТ-4р-01Т-21 (П)	6	2	5	0,38	0,925	22,8	55,5
Итого:								46	92,5

Мощность, потребляемая приборами:

$$S_{НАГР} = \sqrt{P^2 + Q^2} \ . \qquad (7.12)$$

$$S_{НАГР} = \sqrt{46^2 + 92{,}5^2} = 103{,}3\,BA$$

Так как имеются счетчики коммерческого учета, то трансформаторы напряжения проверяется в классе точности 0,5. Номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора напряжения типа НАМИ-10У3 в классе точности 0,5 $S_{2НОМ}$=200 BA.

Таким образом, $S_{НАГР}<S_{2НОМ}$, значит, трансформатор напряжения обеспечит требуемую работу в классе точности 0,5.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с алюминиевыми жилами сечением 6 $мм^2$ по условию механической прочности.

Трансформатор напряжения имеет присоединение к сборным шинам через предохранитель типа ПКН001-6У3 [5] и втычной разъединитель.

7.5 Проверка кабелей напряжением 6 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания

Все кабели внутреннего электроснабжения необходимо проверить на термическую стойкость к токам короткого замыкания. Данные расчетов и вычислений всех характерных термических сечений кабелей сведен в таблицу 21.

Таблица 21 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец кабельной линии	$I_К$, кА	$t_{РЗ}$, с	$t_{ОВ}$, с	$T_А$, с	$B_К$, $кА^2 \cdot с$	С	$F_{ТС}$, $мм^2$
ЗРУ-ТП1	14,45	0,4	0,06	0,05	106,1	100	103
ЗРУ-ТП2	14,45	0,4	0,06	0,05	106,1	100	103
ЗРУ-ТП3	14,45	0,4	0,06	0,05	106,1	100	103
ЗРУ-ТП4	14,45	0,4	0,06	0,05	106,1	100	103
ЗРУ-МНА1 УБКУА	14,45	0,01	0,06	0,05	25	100	50
ЗРУ-МНА2 УБКУА	14,45	0,01	0,06	0,05	25	100	50
ЗРУ-МНА3 УБКУА	14,45	0,01	0,06	0,05	25	100	50
ЗРУ-МНА4 УБКУА	14,45	0,01	0,06	0,05	25	100	50
ЗРУ-ПНА1 УБКУА	14,45	0,01	0,06	0,05	25	100	50
ЗРУ-ПНА2 УБКУА	14,45	0,01	0,05	0,05	25	100	50
ЗРУ-ПНА3 УБКУА	14,45	0,01	0,05	0,05	25	100	50
ЗРУ-ПНА4 УБКУА	14,45	0,01	0,05	0,05	25	100	50
ЗРУ –НВП УБКУА	14,45	0,01	0,05	0,05	25	100	50
ЗРУ-МНА1 ТОН	14,45	0,01	0,05	0,05	25	100	50
ЗРУ-МНА2 ТОН	14,45	0,01	0,05	0,05	25	100	50
ЗРУ-МНА3 ТОН	14,45	0,01	0,05	0,05	25	100	50
ЗРУ-ПНА1 ТОН	14,45	0,01	0,05	0,05	25	100	50
ЗРУ-ПНА2 ТОН	14,45	0,01	0,05	0,05	25	100	50
ЗРУ-Водонасос	14,45	0,01	0,05	0,05	25	100	50
ЗРУ-Пенонасос	14,45	0,01	0,05	0,05	25	100	50

$t_{РЗ}$ – время срабатывания релейной защиты, с;

$t_{ОВ}$ – полное время отключения выключателя, с;

$T_А$ – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с;

С – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля, $\frac{А \cdot с^{1/2}}{мм^2}$, /1, табл.2.72/;

$B_К$ – тепловой импульс тока КЗ.

Термически стойкое сечение для кабельных линий ЗРУ-ТП определим по выражению:

$$F_{ТС} = \frac{\sqrt{B_К}}{C}. \quad (7.13)$$

$$F_{ТС} = \frac{\sqrt{106{,}1 \cdot 10^6}}{100} = 103 \text{ мм}^2.$$

Проверка остальных кабельных линий производится аналогичным образом и корректируется согласно стандартных значений, результаты занесены в таблицу 22.

Таблица 22 - Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм^2	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм^2	Тип и площадь сечения нового кабеля мм^2
ЗРУ-ТП1	95	120	ААШв 3х120
ЗРУ-ТП2	35	120	ААШв 3х120
ЗРУ-ТП3	95	120	ААШв3 х120
ЗРУ-ТП4	25	120	ААШв3 х120
ЗРУ-МНА1 УБКУА	240	50	ПвВнг3 х240
ЗРУ-МНА2 УБКУА	240	50	ПвВнг 3х240
ЗРУ-МНА3 УБКУА	240	50	ПвВнг3 х240
ЗРУ-МНА4 УБКУА	240	50	ПвВнг3 х240
ЗРУ-ПНА1 УБКУА	120	50	ААШв 3х120
ЗРУ-ПНА2 УБКУА	120	50	ААШв3 х120
ЗРУ-ПНА3 УБКУА	120	50	ААШв3 х120
ЗРУ-ПНА4 УБКУА	120	50	ААШв 3х120
ЗРУ –НВП УБКУА	70	50	ААШв 3х70
ЗРУ-МНА1 ТОН	95	50	ААШв 3х120
ЗРУ-МНА2 ТОН	95	50	ААШв 3х120
ЗРУ-МНА3 ТОН	95	50	ААШв 3х120
ЗРУ-ПНА1 ТОН	16	50	ААШв 3х50
ЗРУ-ПНА3 ТОН	16	50	ААШв 3х50
ЗРУ-Водонасос	16	50	ААШв 3х50
ЗРУ-Пенонасос	16	50	ААШв 3х50

7.6 Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП

Как правило трансформатор собственных нужд, имеет мощность, которая равняется 0,2% от мощности силового трансформатора для этого произведем необходимые вычисления:

$$S_{TCH} = \frac{0,2}{100} \cdot S_{HT}^{ГПП} = 0,002 \cdot S_{TP}. \quad (7.14)$$

$$S_{TCH} = 0,002 \cdot 25000 = 50\,кВА.$$

Примем трансформатор типа ТНЭЗ-40/6.

$$I_{НОМ} = \frac{S_{HT}}{\sqrt{3} \cdot U_H}. \quad (7.15)$$

$$I_{НОМ} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,45\ А.$$

Трансформатор подключается к низковольтной обмотке трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ101-6-2-12,5 УЗ.

7.7 Выбор коммутационного оборудования НРП

Для цехов примем следующие виды комплектных трансформаторных подстанций типов КТП-250/6/0,4-84У1, КТП-400/6/0,4-84У1, КТП-630/6/0,4-84У1. В своем составе они имеют шкафы высокого напряжения с предохранителями и выключателями нагрузки, выкатными выключателями, стационарными, шкафами низкого напряжения с секционными и вводными автоматическими выключателями, при больших токах короткого замыкания используют специальные автоматические выключатели.

Для низковольтных распределительных пунктов примем к установке силовые распределительные шкафы типа РТСА, с установленными в них автоматическими выключателями ВА88.

8 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

8.1 Описание схемы электроснабжения

Рациональный выбор средств для компенсации реактивной мощности — это составная часть проектирования оптимальной системы электроснабжения производственного предприятия. Вычисления необходимо провести для одного трансформатора ГПП ТРДН-25000/110 к шинам которог подключены кабельные линии с подцепленными к ним синхронные двигатели, асинхронные двигатели и ТП. Имеющиеся информацию по ТП запишем в таблицу 23.

Таблица 23 – Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	Sт.нi, кВА	Q1i кВар	ΔQTi кВар	Rтрi Ом	Rлi Ом
ТП-1	630	217,5	28,3	0,463	0,061
ТП-2	400	122,5	14,8	0,72	0,3
ТП-3	630	126,5	28,3	0,46	0,07
ТП-4	250	89	10,5	2,13	0,65
итого:		555,5	81,9		

В таблице имеются следующие обозначения:

$S_{НТi}$ – номинальная мощность трансформатора i-й ТП;

Q_{1i} и ΔQ_{Ti} – реактивная нагрузка на трансформаторы i-й ТП и потери реактивной мощности в них;

$R_{ТРi}$ – активное сопротивление трансформаторов i-й ТП;

$R_{Лi}$ – активное сопротивление i-й кабельной линии.

Необходимо найти для трансформаторов активные сопротивления, которые приведены 6 кВ, вычисляется как::

$$R_{ТРi} = \frac{\Delta Ркз \cdot Uн^2}{S_{НТi}^2}. \quad (8.1)$$

Найдем активные сопротивления кабельных линий по формуле:

$$R_{Лi} = r_{0Лi} \cdot l_i, \quad (8.2)$$

где $r_{0Лi}$ – удельное сопротивление i-й линии, Ом/км;

l_i – длина i-й линии, км.

8.2 Определение эквивалентных активных сопротивлений

Для радиальной линии схема замещения представленна в следующем виде:

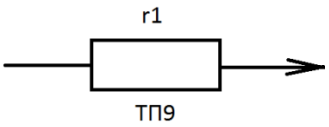


Рисунок 9 – Схема замещения радиальной линии

Эквивалентные сопротивления для линии и ТП находится по следующей формуле:

$$R_{Э1} = R_{Лi} + R_{ТРi} \quad (8.3)$$

Данные по синхронным двигателям отображено в таблице 24, где обозначено:

$U_{ном}$– номинальное напряжение двигателя; $P_{номсдi}$и $Q_{номсдi}$ – номинальные активная и реактивная мощности СД; n_i – число оборотов СД; $Д_{1i}$и $Д_{2i}$ - параметры, характеризующие потери активной мощности в СД.

Таблица 24 – Параметры синхронных двигателей.

Error! в схеме	$U_{ном}$, кВ	$P_{номсдi}$, кВт	$Q_{номсдi}$, квар	n, шт	n_i, об/мин	$Д_{1i}$, кВт	$Д_{2i}$, кВт
МНА1 (Основная УБКУА)	6	6300	3150	2	3000	9,04	13,0

Синхронные двигатели имеют загрузку по активной мощности $\beta_{сд} = 0{,}95$.

Располагаемая реактивная мощность синхронного двигателя:

$$Q_{сд\,м\,i} = \alpha_{м\,i} \cdot N_i \cdot S_{сд\,i} = \alpha_{м\,i} \cdot N_i \cdot \sqrt{P^2_{ном\,сд\,i} + Q^2_{ном\,сд\,i}}, \quad (8.4)$$

где $\alpha_{м\,i} = 0{,}45$ - коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности, зависящий от $\cos\varphi_{ном} = 0{,}96$.

$$Q_{сд1\,м} = 0{,}45 \cdot 1 \cdot \sqrt{6300^2 + 3150^2} = 3169{,}6 \text{квар}$$

8.3 Определение удельной стоимости потерь активной мощности

Необходимо определить удельную стоимость потерь для определения затрат потраченных на генерацию реактивной мощности, непосредственного определения реактивной мощности, формула расчета удельной стоимости имеет следующий вид:

$$C_0 = \delta \cdot (\alpha \cdot K_м + \tau \cdot \beta), \quad (8.5)$$

где $\alpha = 1226{,}5 \cdot 12 = 14718$ руб/кВт· год – основная ставка тарифа;

$\beta = 1{,}295$ руб/кВт · ч – стоимость одного кВт· ч электроэнергии;

$K_м = \frac{\Delta P_э}{\Delta P_м} \approx 1$ – отношение потерь активной мощности предприятия $\Delta P_э$ в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям $\Delta P_м$ активной мощности предприятия, определяется на основании графиков нагрузок предприятия и энергосистемы;

δ - поправочный коэффициент, приближенно равный 1,02 для сетей напряжением 110 кВ.

$$C_0 = 1{,}02 \cdot (14718 \cdot 1 + 6093 \cdot 1{,}295) = 23060 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}} \cdot \text{год}$$

8.4 Определение затрат на генерацию Реактивной мощности отдельными источниками

Определим затраты на генерацию реактивной мощности конденсаторными батареями низковольтными, конденсаторными батареями высоковольтными, и синхронными двигателями.

- для низковольтных БК (0,4 кВ):

$$З_{г\,кн} = Е \cdot К_{нбк} + С_0 \cdot \Delta Р_{нбк}, \quad (8.6)$$

где *Е* – коэффициент амортизационных отчислений, для БК он равен 0,223;

$К_{нбк}$ – капиталовложения на 1Мвар низковольтных БК,

$\Delta P_{нбк}$ – удельные потери активной мощности в НБК на генерацию одного Мвар, кВт/Мвар.

$$З_{г\,кн} = 0{,}223 \cdot 12000 * 86 + 23060 \cdot 4 = 322376 \text{ руб/ Мвар}$$

- для высоковольтных БК (10 кВ):

$$З_{г\,кв} = Е \cdot К_{кв} + С_0 \cdot \Delta Р_{кв}. \qquad (8.7)$$

$$0{,}223 \cdot 6000 \cdot 86 + 23060 \cdot 2 = 161188 \text{ руб/ Мвар}$$

- для синхронных двигателей:

$$З_{1\,г\,сд} = С_0 \cdot \frac{Д_{1\,i}}{Q_{ном\,сд\,i}}; \qquad (8.8)$$

$$З_{1\,г\,сд1} = 23060 \cdot \frac{9{,}04}{3{,}15} = 66178{,}5 \frac{руб}{Мвар}$$

$$З_{2\,г\,сд} = С_0 \cdot \frac{Д_{2\,i}}{N_i \cdot Q^2_{ном\,сд\,i}}. \qquad (8.9)$$

$$З_{2\,г\,сд1} = 23060 \cdot \frac{13}{3{,}15^2} = 30212 \text{ руб/Мвар}$$

8.5. Определение реактивной мощности источников.

Нахождение реактивной мощности низковольтных конденсаторных батарей производится по выражению:

$$Q_{с\,i} = Q_{1i} + \Delta Q_{т\,i} + \frac{Z}{R_{э\,i}}, \qquad (8.10)$$

где

$$Z = \frac{З_{г\,кв} - З_{г\,кн}}{2 \cdot а \cdot С_0}; \qquad (8.11)$$

$$а = \frac{1000}{U^2_{ном}} = 13{,}9 \text{ кВ}^{-2} \qquad (8.12)$$

$$Z = \frac{161188 - 322376}{2 \cdot 13{,}9 \cdot 23060} = -0{,}251 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом}$$

Результаты расчёта мощностей $Q_{с\,i}$ для низковольтных БК запишем в таблицу 25.

Таблица 25. Расчет мощностей НБК.

№ТП	$R_э$, Ом	Q_1, Мвар	$\Delta Q_т$, Мвар	$Q_{с\,i}, Q_{со\,j}$, Мвар		$Q_{к\,i}$, квар	$Q_{кi} + Q_{сi}$, квар	Тип принятой стандартной БК	$Q_{ст}$, квар
				расч.	принят				
ТП1	0,524	0,218	0,028	-0,23	0	0	0	-	-
ТП2	1,02	0,128	0,015	-0,1	0	0	0	-	-
ТП3	0,53	0,127	0,028	-0,32	0	0	0	-	-
ТП4	2,78	0,089	0,01	0,008	0	0	0	-	-

Определим реактивную мощность, генерируемую синхронными двигателями:

$$Q_{сд1} = \frac{З_{г\,кв} - З_{1г\,сд1}}{2 \cdot а \cdot C_0 \cdot R_{эсд}}; \quad (8.13)$$

$$R_{эсд} = \frac{R_{лсд}}{N_{сд}} - \frac{З_{2г\,сд1}}{а \cdot C_0}. \quad (8.14)$$

$$R_{эсд} = \frac{0{,}024}{1} - \frac{30212}{13{,}9 * 23060} = 0{,}118\ Ом$$

$$Q_{сд1} = \frac{161188 - 66178{,}5}{2 \cdot 13{,}9 \cdot 23060 \cdot 0{,}118} = 1{,}255\ МВар$$

8.6 Определение мощности высоковольтной БК.

Определение реактивной мощности на СШ 6кВ выполняется составлением баланса реактивных мощностей на СШ 6кВ:

$$Q_0 = \sum_1^{10}(Q_{1\,i} + \Delta Q_{т\,i}) + \Delta Q_{т\,гпп} + Q_{р.вв} - Q_{эс\,1} - Q_{сд}, \quad (8.15)$$

где $Q_{эс\,1}$ – экономически целесообразная реактивная мощность передаваемая энергосистемой заводу, она определяется как минимальная величина из двух:

$$Q'_{эс} = \alpha_1 \cdot P_р \quad и \quad Q''_{эс} = Q_р - \frac{0{,}7}{K_{нр}} \cdot Q_{сд}, \quad (8.16)$$

где α_1 – расчетный коэффициент равный 0,31;

$P_р$ и $Q_р$ – расчетные активная и реактивная нагрузки всего завода;

$K_{нр}$ – коэффициент несовпадения реактивной мощности равный 0,95;

$Q_{сд}$ – располагаемая мощность всех синхронных двигателей завода.

$$Q_р = \sum_1^{10}(Q_{1\,i} + \Delta Q_{т\,i}) + \Delta Q_{т\,гпп} + Q_в. \quad (8.17)$$

$$Q_р = 555{,}5 + 81{,}9 + 1108{,}8 + 955 * 2 + 768 * 2 + 150 + 236 = 5854 \text{ квар}$$

$$Q'_{эс} = 0{,}31 \cdot 31415 = 9738{,}7 \text{ квар}$$

$$Q''_{эс} = 5854 - \frac{0{,}7}{0{,}95} \cdot 3169.6 = 3519 \text{ квар}$$

Экономически целесообразная реактивная мощность, потребляемая станцией от энергосистемы в режиме максимальных нагрузок энергосистемы: $Q''_{эс} = 3519$ квар.

Определим значение коэффициента реактивной мощности $tg\varphi_э$, заданного предприятию энергосистемой:

$$tg\varphi_э = \frac{Q_{эс}}{P_р} = \frac{3519}{15857{,}5} = 0{,}22 \quad (8.18)$$

Подставим все найденные значения в формулу:

$$Q_0 = 5854 - 1255 - 3519 = 1080 \text{ квар}$$

К установке примем высоковольтные конденсаторные батареи 2х КЭП5-6,3-550-3У2

Определение расчетного коэффициента реактивной мощности $tg\varphi$ на вводе ГПП (без учета мощности $Q_{эс1}$, поступающей из энергосистемы):

$$tg\varphi_р = \frac{Q_р - \sum_1^2 Q_{ст\,в\,i} + Q_{сд1}}{P_р}. \quad (8.19)$$

$$tg\varphi_р = \frac{5854 - (1255 + 1100)}{15857{,}5} = 0{,}22$$

Отобразим все возможные места установки дополнительных компенсирующих устройств – батарей конденсаторов: СШ ЗРУ напряжением

6 кВ (Q_0). Кроме этого, реактивная мощность может быть получена из энергосистемы (Qэс).

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

9.1 Расчет защиты трансформатора

Трансформаторы должны оснащаться релейной защитой от внешних и внутренних КЗ. Осуществим вычисление релейной защиты для трансформатора400 кВА ТП2.

9.1.1 Защита от многофазных КЗ - МТЗ

Защита технически выполняется на основе статического реле РСТ 13.

Необходимо определить максимальный ток в месте установки защиты, вычисляемый как:

$$I_{1МАХРАБ} = 1,4 * I_{Н.ТР} = \frac{S_{НТЗ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}}, \quad (9.1)$$

где $U_{ВН}$ = 6 кВ – первичное напряжение трансформатора.

$$I_{2МАХРАБ} = 1,4 * I_{Н.ТР} = \frac{S_{НТЗ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}}, \quad (9.2)$$

где $U_{НН}$ = 0,4 кВ – вторичное напряжение трансформатора.

$$I_{1МАХРАБ} = 1.4 * \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 6} = 51.4 A$$

$$I_{2МАХРАБ} = 1.4 * \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 808,29 A$$

К использованию принимаем трансформатор тока ТОЛ-6-75-УЗ-0,5/10Р : с токами обмоток $I_{1Н}$ = 75 А, $I_{2Н}$ = 5 А.

Коэффициент трансформации трансформатора тока:

$$k_1 = \frac{I_{1Н}}{I_{2Н}}. \quad (9.3)$$

$$k_1 = \frac{75}{5} = 15$$

Схема включения трансформатора тока и реле – неполная звезда, коэффициент схемы $к_{СХ}$ = 1

Ток срабатывания защиты находим по отстройке от максимального рабочего тока в месте установки защиты:

$$I_{СЗ} = \frac{\kappa_{ОТС} \cdot \kappa_З}{\kappa_В} \cdot I_{МАХРАБ} A; \quad (9.4)$$

где $\kappa_{ОТС}$ = 1,2 – коэффициент отстройки;

$\kappa_В$ = 0,9 – коэффициент возврата;

$\kappa_З$ = 1,2

$$I_{СЗ} = \frac{1,2 \cdot 1,1}{0,9} \cdot 51,4 = 75,4 A$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{СР.Р} = \frac{\kappa_{СХ}}{\kappa_1} \cdot I_{СЗ}. \quad (9.5)$$

$$I_{СР.Р} = \frac{1}{15} \cdot 75,4 = 5,02 A$$

Для установленного реле РСТ 13/19, у которого ток срабатывания находится в диапазоне $I_{СР.Р}$ = (1,5-6) А.

Находим сумму уставок:

$$\Sigma\theta = \frac{I_{СР.Р}}{I_{MIN}} - 1, \quad (9.6)$$

где I_{MIN} = 1,5 А – минимальный ток срабатывания, выбранного реле.

$$\Sigma\theta = \frac{5,02}{1,5} - 1 = 2,35$$

Значение уставки 2,2 следовательно, $\sum\theta$ = 2,2.

Найдем ток уставки реле:

$$I_{УСТ} = (1 + \Sigma\theta) \cdot I_{MIN} A \quad (9.7)$$

$$I_{УСТ} = (1 + 2,2) \cdot 1,5 = 4,8 A$$

Определим ток срабатывания защиты в зависимости от тока уставки реле:

$$I_{СЗ} = I_{СР.Р} \cdot k_1 \quad (9.8)$$

$$I_{СЗ} = 4,8 \cdot 15 = 72 A$$

Определим коэффициент чувствительности при $I^2_{КЗMIN}$ на высокой стороне трансформатора:

$$\kappa_{ЧВН} = \frac{I^2_{КЗMIN}}{I_{СЗ}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I^3_{К34}}{n_T}}{I_{СЗ}}, \quad (9.9)$$

где n_T – коэффициент трансформации защищаемого трансформатора 400кВА ТП2;

$I^3_{К34}$ – ток короткого замыкания на низкой стороне трансформатора 400кВА ТП2.

$$\kappa_{ЧВН} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{14440}{15}}{72} = \frac{833,69}{72} = 11,57 > 1,5$$

Рассчитаем время срабатывания защиты:

$$t_m = t_{пр} + \Delta t \quad (9.10)$$

$$t_{СЗ} = 0,1 + 0,5 = 0,6c$$

9.1.2 Защита от перегруза – МТЗ с выдержкой времени

Исполнение токовой защиты в однофазном исполнении на реле тока РСТ – 13 на основе трансформаторов тока ТОЛ-6-75-УЗ-0,5/10Р.

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{СЗ} = \frac{\kappa_{ОТС}}{\kappa_В} \cdot I_{1МАХРАБ} \; ; \quad (9.11)$$

где $к_{ОТС}$ = 1,2 – коэффициент отстройки;

$к_В$ – коэффициент возврата;

$$I_{СЗ} = \frac{1,2}{0,9} \cdot 51,4 = 68,5A$$

При вычислении защиты от перегруза коэффициент чувствительности определять не требуется.

Определим ток срабатывания реле согласно формулы 9.5:

$$I_{CP.P} = \frac{1}{15} \cdot 68,5 = 4,56A \text{ А}$$

Построим схему на реле РСТ 13/19, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{CP.P}$ = (1,5-6) А

Найдем сумму уставок:

$$\Sigma\theta = \frac{4,56}{1,5} - 1 = 2,04$$

Принимаем I_{MIN} = 1,5 А – минимальный ток срабатывания данного реле. Принимаем значение уставки 2; следовательно

$$\Sigma\theta = 2 .$$

Найдем ток уставки реле:

$$I_{УСТ} = (1+2) \cdot 1,5 = 4,5A .$$

Нахождение тока срабатывания защиты в зависимости от тока уставки реле:

$$I_{СЗ} = 4,5 \cdot 15 = 67,5A$$

Выдержку для времени защиты выбирают изходя из условия технологии, в нашем случае примем время срабатывания защиты $t_{СЗ}$ =6с. А выдержку времени обеспечим реле времени РВ 01, пределы регулировки времени которого находятся от 0,1 до 50 с.

9.1.3 Защита от однофазных КЗ

Для выполнения релейной защиты трансформатора при однофазных КЗ в обмотке и на выводах НН, а также в сети НН необходимо использовать токовую защиту нулевой последовательности с выдержкой времени. При однофазном КЗ на стороне трансформатора с напряжением 0,4 кВ токи короткого замыкания, имеют большие значения. Однако ток КЗ не в полном объеме трансформируется на высоковольтную сторону, поэтому как правило максимальная токовая защита является нечувствительна к этим КЗ. Защита исполняется в следующем виде с использованием одного токового реле, включенного на трансформатор тока, установленный в цепи заземления

нейтрали трансформатора. Через трансформатор тока протекает полный ток однофазного КЗ.

Токи срабатывания защиты и реле определяется по выражению:

$$I_{СЗ} = k_н \cdot I_{СЗ1}, \quad (9.12)$$

где $I_{с.з1}$ – ток срабатывания защиты нулевой последовательности на стороне 0,4 кВ, который согласуется, в свою очередь, с током отсечки автомата в для нашей схемы используем автомат ВА-88 43 с $I_{отс}$ =1000А (для защиты присоединений устанавливается автомат с током отсечки $I_{отс} > I_{2раб.макс}$);

$k_н$ – коэффициент надежности согласования, принимаемый равным 1,1;

$$I_{СЗ} = 1.1 \cdot 1000 = 1100 A$$

Определяется коэффициент чувствительности защиты нулевой последовательности при однофазном КЗ на выводах низковольтной стороны трансформатора по выражению:

$$K_ч = \frac{I^{(3)}_{КЗ4}}{I_{СЗ}} > 2. \quad (913)$$

$$K_ч = \frac{14440}{1100} = 13,09 \geq 2$$

Защита чувствительна.

Трансформатор тока нулевой последовательности используем ТЗРЛ-100-У2, и работающее совместно с ним реле РТЗ 51.

Выдержку времени защиты нулевой последовательности, установленной в нейтрали трансформатора, отстраивают от времени срабатывания автоматических выключателей и принимают равной 0,5 с.

9.2 Расчет защиты кабельной линии

Согласно ПУЭ на линиях 6 кВ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю. Расчет произведем для линии, питающей трансформатор 400кВА ТП2.

9.2.1 МТЗ с независимой выдержкой времени

Дял выполнения требуемой релейной защиты используеся статистическое реле РСТ 13. Защита выполняется подключенным к трансформаторам тока, реле на фазах А и С, соединенными в неполную звезду (коэффициент схемы1). Защита должна иметь отстройку от максимального рабочего тока, протекающего по линии и включенном секционном выключателем на нижней стороне ТП2.

Максимальный рабочий ток линии, требуемый для определения трансформаторов тока, примем равным длительно допустимому току кабеля(Кабель ААШв3х120 определен в пункте 7.5 и принят по условиям термической стойкости.)

$$I_{МАХРАБ} = n_{Л} \cdot I_{:ДОПЛ} \quad (9.10)$$

где $n_Л$ – число кабельных линий.

$I_{ДОПЛ}$ = 248 А – допустимый длительный ток кабеля ААШв-3х120

$$I_{МАХРАБ} = 1 \cdot 248 = 248 A$$

К установке выбран трансформатор тока ТОЛ-6-300-УЗ-0,5/10Р с: $I_{1Н}$ = 300 А, $I_{2Н}$ = 5 А. Коэффициент трансформации трансформатора тока следующий:

$$\kappa_1 = \frac{300}{5} = 60$$

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{СЗ} = \frac{\kappa_{ОТС} \cdot \kappa_З}{\kappa_В} \cdot I_{МАХРАБ}; \quad (9.11)$$

где $к_{ОТС}$ = 1,2 – коэффициент отстройки;

$к_В$ = 0,9 – коэффициент возврата;

$к_З$ = 1,76

$$I_{СЗ} = \frac{1,2 \cdot 1,76}{0,9} \cdot 248 = 581,97 A$$

Найдем ток срабатывания реле:

$$I_{СР.Р} = \frac{1}{60} \cdot 581,97 = 9,69 A$$

Принимаемое реле РСТ 13/24, у которого ток срабатывания находится в диапазоне $I_{СР.Р}$ = (5-20) А.

Определяем сумму уставок:

$$\Sigma\theta = \frac{9,69}{5} - 1 = 0,938$$

Выбираем уставки 0,8, следовательно, $\sum\theta = 0,8$

Определим ток уставки реле:

$$I_{УСТ} = (1 + 0,8) \cdot 5 = 9A$$

Вычислим ток срабатывания защиты в зависимости от тока уставки реле:

$$I_{СЗ} = 9 \cdot 60 = 540A$$

Коэффициент чувствительности в основной зоне проверяем по току двухфазного КЗ в конце кабельной линии на шинах трансформатора ТП2.

$$\kappa_{Ч.ОСН} = \frac{12600}{540} = 23,3 > 1.5$$

$$\kappa_{Ч.НЕОСН} = \frac{833,6}{540} = 1,54 > 1.2$$

Защита чувствительна к токам КЗ.

9.2.2 Защита от однофазных замыканий на землю

Защиты выполняется на отключение.

Используем к установке реле РТЗ 51, у которого ток срабатывания находится в диапазоне $I_{СР.Р}$ = (0,02-0,12) А.

Измерительным органом является трансформатор тока нулевой последовательности типа ТЗРЛ-125УЗ.

Для кабеля марки ААШв3х120 удельный емкостной ток однофазного замыкания на землю согласно $I_{С0}$ = 0,89 А/км. Ток срабатывания защиты выбирается из условия несрабатывания, защиты от броска собственного емкостного тока линии при внешних КЗ. Тогда ток нулевой последовательности линии:

$$I_{0Л} = I_{С0} \cdot L \cdot n_{Л} \qquad (9.12)$$

$$I_{0Л} = I_{C0} \cdot L \cdot n_{Л} = 0,89 \cdot 0,34 \cdot 1 = 0,3A$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{СЗ} = I_{0Л} \cdot \kappa_{ОТС} \cdot \kappa_{б} \quad (9.13)$$

где $к_{ОТС}$ = 2– коэффициент отстройки для защиты без выдержки времени.

$$I_{СЗ} = 0,3 \cdot 2 \cdot 1,1 = 0,66A$$

Проверку чувствительности не производим, так как неизвестен ток отсечки для всей сети предприятия, определяемый экспериментально.

Определим ток срабатывания реле и определим уставки:

$$I_{СР.Р} = \frac{1}{30} \cdot 0,66 = 0,022A;$$

$$\Sigma\theta = \frac{0,022}{0,02} - 1 = 0,1$$

Принимаем уставки 0,1, следовательно, $\sum\theta = 0,1$

Найдем ток уставки реле:

$$I_{УСТ} = (1 + 0,1) \cdot 0,02 = 0,022A$$

Вычислим время срабатывания защиты:

$$t_{СЗ} = 0,6 + 0,5 = 1,1\text{с}$$

10 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

10.1 Расчет защитного заземления

Линейно-производственная диспетчерская станция «Ленинск» расположена в третьей климатической зоне России и состоит из горизонтальной сетки (размер каждой ячейки 5х5 м), и вертикальных электродов (заземлителей), забитых в грунт в местах расположения узлов сетки. Сетка выполнено полосой 4 на 40мм. Вертикальные электроды выполнены из круглой стали диаметром 50 мм. Все соединения выполнены с помощью сварки. Грунт – суглинок. При расчете не будем учитывать естественные заземлители. Длина вертикальных заземлителей составляет 5м, количеством 66шт. Длина горизонтальных заземлителей составляет 660м, сетка заложена на глубине 0,7 метра. Выполним расчет защитного заземления ЗРУ 6кВт ЛПДС «Ленинск». Согласно ПУЭ сопротивление заземлителя не должно превышать 4 Ома

Определим сопротивление одного вертикального электрода:

$$R_B = \frac{0.366 * \rho}{L_B} * (\lg \frac{2 * L_B}{d} + \frac{1}{2} * \lg \frac{4 * t + L_B}{4 * t - L_B}), \quad (10.1)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта;

L_B – длина вертикального заземлителя;

d – диаметр вертикального заземлителя;

t – глубина заложения вертикального заземлителя определяемая выражением:

$$t = \frac{1}{2} L_B + T, \quad (10.2)$$

где T – глубина заложения горизонтальной сетки.

$$t = \frac{1}{2} 5 + 0,7 = 3,2 м$$

$$R_B = \frac{0.366 * 100}{5} * (\lg \frac{2 * 5}{0,05} + \frac{1}{2} * \lg \frac{4 * 3,2 + 5}{4 * 3,2 - 5}) = 41,8 \text{ Ом}$$

Суммарное сопротивление части заземлителя, состоящей из вертикальных электродов, электрически связанных между собой, без учета сопротивления соединяющей их полосы:

$$R_{З.В.} = \frac{R_B * K_B}{n * \eta_B}, \quad (10.3)$$

где K_B – поправочный коэффициент (для вертикальных заземлителей), учитывающий изменение удельного сопротивления грунта в зависимости от климатического района;

η_B – коэффициент использования вертикальных электродов (без учета влияния полосы связи);

n – количество вертикальных заземлителей.

$$R_{З.В.} = \frac{41,8 * 1,5}{66 * 0,39} = 2,46 Ом$$

Сопротивление растеканию горизонтальной сетки:

$$R_Г = \frac{0,366 * \rho}{L_Г} * \lg \frac{L_Г{}^2}{d * T}, \quad (10.4)$$

где $L_Г$ – суммарная длина горизонтальных заземлителей.

$$R_Г = \frac{0,366 * 100}{660} * \lg \frac{660^2}{0,5 * 0,04 * 0,7} = 0,95 Ом$$

Определим сопротивление растеканию горизонтальной сетки с учетом экранирования и климатического района:

$$R_{З.Г} = \frac{R_Г * K_Г}{\eta_Г}; \quad (10.5)$$

где $К_Г$ – поправочный коэффициент (для горизонтальных заземлителей), учитывающий изменение удельного сопротивления грунта в зависимости от климатического района;

η_B – коэффициент использования горизонтальных электродов.

$$R_{З.Г} = \frac{0,95 * 3}{0,2} = 14,25 Ом$$

Определим полное сопротивление растеканию заземляющего устройства:

$$R_з = \frac{R_{з.в} * R_{з.г}}{R_{з.в} + R_{з.г}}; \quad (10.6)$$

$$R_з = \frac{2,46 * 14,25}{2,46 + 14,25} = 2,1 Ом$$

Сопротивление заземлителя составляет 2,1 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Главной целью выпускного квалификационного проекта это проектирование системы электроснабжения линейно-производственной диспетчерской станции «Ленинск».

Важными этапами является определение расчетных нагрузок предприятия которая составила 35377кВА. Определены центры электрических нагрузок предприятия. Так же выбрана и рассчитана система внешнего электроснабжения на основе технико-экономических данных. Произведен выбор внутреннего напряжения предприятия, выбрана конфигурация схемы (преимущественно радиальные сети) Определены сечения питающих линий трансформаторов, асинхронных и синхронных двигателей. Основным оборудованием ЗРУ является комплексное распределительные устройства на основе шкафов D12-P производства НПО «Вектор» Выключатели используются вакуумные модели VD4 фирмы ABB. Найдены значения конденсаторных батарей и выбраны установки компенсации реактивной мощности. Рассчитана релейная защита для участка системы внутреннего электроснабжения от многофазных и однофазных замыканий, а также произведена защита трансформатора от перегруза. В окончании произведены вычисления по защитному заземлению ЗРУ 6кВ которое составило 2,1Ом.