

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Электроснабжение производства капролактама»

Студент

Е.И. Еговцева

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Руководитель

О.В. Самолина

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

« ____ » _____ 2018 г.

Тольятти 2018

АННОТАЦИЯ

В выпускной квалификационной работе «Электроснабжение производства капролактама ПАО «Куйбышевазот»» рассмотрены теоретические и практические решения создания надёжной системы электроснабжения данного производства, за счет полного расчета системы электроснабжения и выбора современного электрооборудования.

На основании анализа графиков и расчётов потребляемой электрической нагрузки производства капролактама, выполнен расчёт мощности и необходимое количество силовых трансформаторов ТП-6/0,4 кВ. Выполнен расчёт кабельной сети – выбран тип кабеля, и по условию токовой нагрузки и падению напряжения на участках цепи, выполнен выбор площади сечения жилы кабеля.

Проработаны варианты схемы электроснабжения с точки зрения надёжности, произведён технико-экономический расчет по условию приведенных затрат, при выборе силовых трансформаторов и компенсирующих устройств.

На основании выбранной схемы произведён расчёт токов короткого замыкания в сети 110 кВ и 6 кВ и выбрано защитное, коммутационное оборудование в распределительных устройствах 110 кВ и 6 кВ.

Произведён расчёт строительства контура заземления главной понизительной подстанции предприятия и рассчитана молниезащита.

Выпускная квалификационная работа выполнена на 77 стр., с графической частью выполненной на 6 чертежах формата А1.

СОДЕРЖАНИЕ

1	Технология производства капролактама	7
2	Расчет силовых нагрузок	9
3	Расчет внутрицехового освещения.....	17
4	Выбор схемы и напряжения распределительной внутризаводской сети.....	19
5	Расчёт мощности трансформаторов цеховых ТП и их количества для производства капролактама	21
6	Расчёт мощности трансформаторов ГПП.....	30
7	Расчёт токов КЗ в сети электроснабжения предприятия	37
7.2	Расчет токов КЗ на стороне внешней сети 110 кВ.....	39
7.3	Расчет токов КЗ на стороне 6 кВ	39
7.4	Расчёт токов КЗ на стороне 0,4 кВ	41
8	Выбор электрических аппаратов системы электроснабжения.....	45
8.1	Выбор оборудования на стороне 110 кВ.Выбор сечения жил КЛ 110 кВ	45
8.2	Выбор трансформаторов тока 110 кВ	46
8.3	Выбор оборудования на стороне 6 кВ	49
8.3.1	Выбор выключателя 6 кВ	49
8.3.2	Выбор реакторов	52
8.3.3	Выбор трансформаторов тока 6 кВ	53
8.3.4	Выбор трансформатора напряжения.....	56
8.3.5	Выбор кабельной линии 6 кВ.....	56
8.3.6	Выбор КРУ 6 кВ	57
8.3.7	Выбор сборных шины 6 кВ в КРУ-6кВ	58
8.4	Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП	59
8.5	Выбор оборудования на стороне 0,4 кВ	60
8.5.1	Выбор автоматического выключателя.....	60
8.5.2	Выбор кабельной линии 0,4 кВ.....	61
9	Расчет релейной защиты ГПП	63

9.1 Расчёт уставки токовой отсечки от междуфазных КЗ в обмотке трансформатора	63
9.2 Расчёт максимальной токовой защиты трансформатора	64
9.3 Расчёт токов срабатывания ДЗТ	65
9.4 Расчет защиты от перегрузки.....	67
10 Расчёт заземления подстанции	69
11 Молниезащита подстанции	71
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	74
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	75

ВВЕДЕНИЕ

Вопрос повышения надежности системы электроснабжения промышленных предприятий, занимает ключевую позицию в рамках технического перевооружения и инновационного развития промышленной отрасли и энергетики РФ. Своевременное развитие сетевой инфраструктуры на промышленных предприятиях создает предпосылки к развитию промышленных площадок, увеличению производства и повышения производительности предприятий за счет обеспечения надежности системы электроснабжения вследствие снижения аварийных ремонтов электрооборудования.

Развитие промышленных электрических сетей невозможно без реконструкции существующих главных понизительных подстанций с увеличением трансформаторной мощности [6].

В целях обеспечения рационального расходования электроэнергии, нормами технологического проектирования предусматривается использование наиболее надежных, и, одновременно, современных решений в части выбора оборудования и формирования электрической схемы системы электроснабжения промышленных предприятий.

Целью данной работы является разработка системы электроснабжения производства капролактама ПАО «Куйбышевазот».

Для достижения поставленной цели в данной ВКР проработаны следующие задачи:

1. Проведен анализ потребителей электроэнергии данного производства;
2. Проведен анализ существующих схем распределения электроэнергии на промышленных предприятиях;
3. Выполнен расчет силовых трансформаторов с учетом мероприятий по компенсации реактивной мощности;
4. Рассчитаны токи короткого замыкания;

5. Определены и выбраны основные параметры необходимого электрооборудования и устройств, а также выбраны и рассчитаны уставки микропроцессорной релейной защиты [18].

1 Технология производства капролактама

Капролактама (лактама ϵ -аминокапроновой кислоты) – белое кристаллическое вещество с температурой плавления $69,2^{\circ}$.

Для выработки капролактама пользуются несколькими схемами такими как: фенольная схема, окислительная схема, фотохимическая схема и толуольная схема.

По ряду технико–экономических показателей преимущество в развитии производства капролактама в нашей стране получила окислительная схема.

Данная окислительная схема получения капролактама, применяемая на предприятии ПАО «Куйбышевазот» состоит из целого ряда последовательных химических циклов, в которых результатом химической реакции происходит образование веществ в результате которых, на выходе получается капролактама.

Первым продуктом, который является промежуточным окислительной схемы - это циклогексан, он получается гидрированием бензола, этот процесс происходит в цехе №22.

Далее в корпусе 705 производится окисление циклогексана с последующим разделением продуктов. Циклогексан поступает в реакторы, в них происходит процесс окисления его кислородом воздуха в присутствии катализатора нафтената кобальта.

Для следующей стадии производства используются два основных продукта: циклогексанон (полученный при окислении циклогексана и при дегидрировании циклогексанола) и оксимирующий агент гидроксиламинсульфат, который производится в цехе №38. На предприятии ПАО «Куйбышевазот» для получения гидроксиламинсульфата используют технологию корпорации BASF.

«Продуктом оксимирования является циклогексаноноксим. Для проведения этого процесса в первую очередь крайне важно добиться достаточно полного превращения циклогексанона в циклогексаноноксим.

Далее проходит изомеризация циклогексаноноксима в капролактамы. В основе процесса переработки циклогексаноноксима в капролактамы лежит открытая в 1886 г. Бекманом реакция превращения оксимов в амиды кислот, известная под названием бекмановской перегруппировки. Применительно к циклическим оксимами процесс протекает с образованием лактамов и представляет сегодня основной метод их получения» [20].

На стадии изомеризации образуются два продукта: основной – лактам–масло и побочный – сульфат аммония. «Лактам – масло и сульфат аммония направляются на стадию экстракции, на которой экстрагируются органическими растворителями (применительно к данному производству трихлорэтилен). Одновременно стадию экстракции можно рассматривать и как первую ступень очистки капролактама от посторонних примесей» [20].

«Чистота мономера является неременным условием получения из него высококачественных полимерных материалов. В полной мере это относится и к капролактаму. Стадия очистки венчает сложный многостадийный процесс его получения, но и закладывает основы для переработки капролактама в полиамидные изделия с высокими технико-экономическими и качественными показателями» [20]. Таким образом, второй ступенью очистки (основной) является дистилляция, в результате которой получается жидкий капролактамы.

Жидкий капролактамы затаривается в ж/д цистерны и направляется на дальнейшую переработку потребителями.

2 Расчет силовых нагрузок

Определение электрических нагрузок производится с помощью расчетных коэффициентов.

При расчёте электрической нагрузки потребителей производства капролактам, используем паспортные значения технологического оборудования[9].

По каждой характерной группе определяется суммарная мощность:

$$P_n = \sum_1^n P_n, \text{кВт} \quad (2.1)$$

в которую входят мощности при ПВ = 100% рабочих механизмов.

Расчет нагрузок для промышленных электроприемников ведется для наиболее загруженной смены [9].

Относительная величина k_n (коэффициент использования) – показывает какая часть мощности электроприемника, по отношению к номинальной, используется за рабочую смену [12].

Отношение максимальной нагрузки к средней за наиболее загруженную смену [9]:

$$\frac{P_M}{P_C} = k_M, \quad (2.2)$$

называется коэффициентом максимума, который обычно больше единицы [9].

Далее определяется эффективное число электроприемников, которое характеризует, такое эквивалентное число режим которых, полностью соответствует ожидаемому графику потребления электрической энергии и мощности:

$$n_{\text{э}} = \frac{\left(\sum_1^n p_n \right)^2}{\sum_1^n p_n^2} \quad (2.3)$$

Если имеются несколько характерных групп электроприемников, то складываются их средние нагрузки, так как максимальные нагрузки могут не совпадать по времени. Средняя нагрузка к – групп [9]:

$$P_{CM\kappa} = \sum_1^{\kappa} P_{CM}, \text{ кВт} \quad (2.4)$$

Для определения общего максимума группы электроприемников определяют средневзвешенное значение коэффициента использования:

$$K_{u.cp} = \frac{\sum_1^n P_{CM}}{\sum_1^n P_n} \quad (2.5)$$

по которому находится коэффициент максимума и расчетный максимум:

$$P_M = K_M \cdot \sum_1^n P_{CM}, \text{ кВт} \quad (2.6)$$

Наиболее сложным является определение эффективного числа электроприемников, но при этом допускаются следующие упрощения по определению $n_{\text{э}}$.

При отношении мощности наибольшего электроприемника к мощности наименьшего, так называемая силовая сборка группы электроприемников:

$$m = \frac{P_{н.макс}}{P_{н.мин}} \leq 3 \quad (2.7)$$

допускается принимать $n_{\text{Э}} \approx n \geq 4$, так как при $n_{\text{Э}} \leq 3$ расчет электрических нагрузок выполняется без учета $K_{\text{и}}$.

При $m > 3$ и $k_{\text{и}} \geq 0,2$ эффективное число электроприемников может определяться по упрощенной формуле:

$$n_{\text{Э}} = \frac{2 \cdot \sum_1^n P_n}{P_{н.макс}} \quad (2.8)$$

В справочных таблицах по расчету нагрузок для характерных групп электроприемников приводятся также значения $\cos\varphi/\text{tg}\varphi$, которыми можно определить средние реактивные нагрузки за наиболее загруженную смену:

$$Q_{\text{СМ}} = P_{\text{СМ}} \cdot \text{tg}\varphi, \text{ квар} \quad (2.9)$$

«При суммировании средних нагрузок разных групп отдельно находятся $\Sigma P_{\text{СМ}}$ и $\Sigma Q_{\text{СМ}}$, определяется средневзвешенный $\cos\varphi$ за наиболее загруженную смену, через $\text{tg}\varphi$ » [9].

Максимум реактивной нагрузки асинхронных двигателей по выражениям:

$$\text{При } n_{\text{Э}} \leq 10, Q_M = 1,1 \cdot Q_{\text{СМ}}$$

$$\text{При } n_{\text{Э}} > 10, Q_M = Q_{\text{СМ}}$$

Используя вышеизложенные указания, проведен расчет электрических нагрузок первой очереди производства капролактама ПАО «Куйбышевазот».

Расчет представлен в таблице 1.

Таблица 1 –Сводная ведомость расчета электрических нагрузок производства капролактама ПАО «Куйбышевазот»

Наименование приемника и источника питания	Кол-во эл. Приемников	Руст приведенная к ПВ=100%		m	Ки	cos φ	tg φ	Средняя нагрузка за наиболее нагруженную смену		п э	Км	Максимальная расчетная нагрузка					
		Одного	Общая									Pp, кВт	Qp, кВт	Sp, кВА	I p, А		
								Рс, кВт	Qс, кВт								
Нагрузки по 0,4 кВ																	
Цех 25																	
Корпус 722																	
Насос ц/б	6	40	240		0,7	0,87	0,56	168	94,08								
Вентиляционная система	2	1,1-2,3	3,4		0,7	0,8	0,75	2,38	1,785								
Освещение	43	0,1	4,3		0,9	0,95	0,32	3,87	1,2384								
Итого по корпусу 722	51	0,1-40	247,7	>3	0,703		0,557	174,25	97,1034	12,4	1,15	200,3875	97,1034	222,6751	321,4039		
Корпус 365																	
Задвижка	26	0,6-7,5	105,9		0,5	0,75	0,88	52,95	46,596								
Насос	3	4-5,5	13,5		0,75	0,8	0,75	10,125	7,59375								
Вентиляционная система	9	1,5-4	31		0,7	0,8	0,75	21,7	16,275								
Кран-балка	5	1,4-5	14,8		0,3	0,6	1,33	4,44	5,9052								
Освещение	136	0,1	13,6		0,9	0,95	0,32	12,24	3,9168								
Итого по корпусу 365	179	0,1-7,5	178,8	>3	0,567		0,791	101,455	80,28675	47,7	1,2	121,746	80,28675	145,8357	210,4957		
Корпус 366																	
Вентилятор градирни	16	75	1200		0,65	0,8	0,75	780	585								
Итого по корпусу 366	16	75	1200	<3	0,65	0,8	0,75	780	585	32	1,21	943,8	585	1110,398	1602,721		
Корпус 711																	
Насос	16	0,8-120	270,1		0,75	0,8	0,75	202,575	151,9313								
Вентиляционная система	47	0,8-50	426,2		0,7	0,8	0,75	298,34	223,755								
Компрессор	1	125	125		0,67	0,75	0,88	83,75	73,7								
Генератор	1	4,5	4,5		0,65	0,8	0,75	2,925	2,19375								
Гонный двигатель	1	5,5	5,5		0,7	0,5	1,73	3,85	6,6605								
Компрессор	1	30	30		0,78	0,8	0,75	23,4	17,55								
Кран мостовой	10	2,5-9,5	40		0,3	0,6	1,33	12	15,96								
Смазка цилиндров	4	1,1	4,4		0,7	0,5	1,73	3,08	5,3284								

Продолжение таблицы 1

Маслонасос	4	5,5	22		0,7	0,5	1,73	15,4	26,642						
Валоповорот	4	3	12		0,5	0,6	1,33	6	7,98						
Аварийная вент. система	4	4,5-50	114,5		0,7	0,8	0,75	80,15	60,1125						
Наждачный станок	1	4,5	4,5		0,12	0,5	1,73	0,54	0,9342						
Токарный станок	3	0,5-2,5	4		0,12	0,5	1,73	0,48	0,8304						
Сверлильный станок	1	1,5	1,5		0,12	0,5	1,73	0,18	0,3114						
Задвижка	3	4,5	13,5		0,5	0,75	0,88	6,75	5,94						
Задвижка нагнет.	7	0,75	5,25		0,5	0,75	0,88	2,625	2,31						
Задвижка всас.	14	0,25-0,75	7		0,5	0,75	0,88	3,5	3,08						
Маслонасос	7	13	91		0,6	0,75	0,88	54,6	48,048						
Освещение	448	0,1	44,8		0,9	0,95	0,32	40,32	12,9024						
Итого по корпусу 711	577	0,1-120	1225,75	>3	0,686		0,793	840,465	666,1698	20,4	1,18	991,7487	666,1698	1194,717	1724,425
корпус 724															
Насос	3	75	225		0,75	0,8	0,75	168,75	126,5625						
Калорифер	1	2,5	2,5		0,75	0,95	0,33	1,875	0,61875						
Эл. тельфер	1	4,5	4,5		0,3	0,6	1,33	1,35	1,7955						
Освещение	32	0,1	3,2		0,9	0,95	0,32	2,88	0,9216						
Итого по корпусу 724	37	0,1-75	235,2	>3	0,743		0,743	174,855	129,8984	6,27	1,16	202,8318	142,8882	248,1084	358,1136
корпус 714															
Насос	19	2,2-40	556		0,75	0,8	0,75	417	312,75						
Ц/б вентилятор	8	55-75	520		0,75	0,8	0,75	390	292,5						
Пожарный насос	1	7,5	7,5		0,75	0,8	0,75	5,625	4,21875						
Конвейер ленточный	7	2,2	15,4		0,3	0,75	0,88	4,62	4,0656						
Вентиляционная система	12	7,5-37	185,5		0,7	0,8	0,75	129,85	97,3875						
Воздушная завеса	1	18,5	18,5		0,7	0,8	0,75	12,95	9,7125						
Калорифер	6	1,5	9		0,82	0,86	0,6	7,38	4,428						
Двигатель мешалки	2	10	20		0,4	0,87	0,57	8	4,56						
Центрифуга	4	40	160		0,4	0,6	1,33	64	85,12						
Маслонасос	8	2,5-30	130		0,6	0,75	0,88	78	68,64						
Шлюзовой затвор	4	0,6	2,4		0,5	0,75	0,88	1,2	1,056						
Мешалка	4	13	52		0,4	0,87	0,57	20,8	11,856						

Продолжение таблицы 1

Освещение	132	0,1	13,2		0,9	0,95	0,32	11,88	3,8016						
Итого по корпусу 714	208	0,1-40	1689,5	>3	0,681		0,782	1151,305	900,096	84,5	1,02	1174,331	900,096	1479,603	2135,624
корпус 715															
Свар. Агрегат ВКСМ-1000	1	74	74		0,35	0,6	1,33	25,9	34,447						
Элеватор	3	17-40	74		0,7	0,75	0,88	51,8	45,584						
Вакуумный насос	9	30	270		0,8	0,85	0,6	216	129,6						
Лифт	1	3,5	3,5		0,3	0,6	1,33	1,05	1,3965						
Мостовой кран	5	0,6-22	31		0,3	0,6	1,33	9,3	12,369						
Эл. задвижка	1	0,25	0,25		0,5	0,75	0,88	0,125	0,11						
Скребокый кран	8	0,4-22	57,3		0,3	0,6	1,33	17,19	22,8627						
Маневровое устройство	1	19	19		0,3	0,6	1,33	5,7	7,581						
Конвейер	6	4-7,5	31		0,3	0,75	0,88	9,3	8,184						
Тележка сбрасывания	2	1,5	3		0,65	0,65	1,05	1,95	2,0475						
Вентиляционная система	2	10	20		0,7	0,8	0,75	14	10,5						
Кран-балка	2	3-5,5	8,5		0,3	0,6	1,33	2,55	3,3915						
Освещение	429	0,1	42,9		0,9	0,95	0,32	38,61	12,3552						
Итого по корпусу 715	470	0,4-74	634,45		0,62		0,738	393,475	290,4284	17,1	1,17	460,3658	290,4284	544,3209	785,6596
Итого по цеху 25	1538	0,1-120	5411,4	>3	0,668		0,76	3615,805	2748,983	90,2	1,03	3724,279	2748,983	4628,948	6681,311
Цех 24															
корпус 709															
Насос ц/б	142	4-100	2600,5		0,7	0,87	0,56	1820,35	1019,396						
Калорифер	6	3,0-4	19		0,82	0,86	0,6	15,58	9,348						
Испаритель	13	13-22	232		0,8	0,81	0,72	185,6	133,632						
Мешалка	8	5,0-10	56		0,4	0,87	0,57	22,4	12,768						
Задвижка	4	0,4-3,5	6		0,5	0,75	0,88	3	2,64						
Экстрактрор	7	5,5	38,5		0,4	0,6	1,33	15,4	20,482						
Погружной насос	2	5,5	11		0,87	0,8	0,75	9,57	7,1775						
Кран	5	2,5-9,5	20		0,3	0,6	1,33	6	7,98						
Кран	5	1,2-4,4	11,7		0,3	0,6	1,33	3,51	4,6683						
Вентсистема	33	1,2-22	356,2		0,7	0,8	0,75	249,34	187,005						
Пож. насос повыситель	1	5,3	5,3		0,75	0,8	0,75	3,975	2,98125						

Продолжение таблицы 1

Токарный станок	2	4	8		0,12	0,5	1,73	0,96	1,6608							
Заточный станок	2	4	8		0,12	0,5	1,73	0,96	1,6608							
Свар. Агрегат ВКСМ-1000	1	74	74		0,35	0,6	1,33	25,9	34,447							
Притирочный станок	3	1,5-4	9,5		0,12	0,5	1,73	1,14	1,9722							
Пожарный насос	1	7,5	7,5		0,75	0,8	0,75	5,625	4,21875							
Двиг. Испыт. Стенда	1	3	3		0,7	0,75	0,88	2,1	1,848							
Двиг. Вакуумного насоса	1	7	7		0,8	0,85	0,6	5,6	3,36							
Освещение	379	0,1	37,9		0,9	0,95	0,32	34,11	10,9152							
Итого по корпусу 709	616	0,1-100	3511,1	>3	0,687		0,609	2411,12	1468,161	70,2	1,05	2531,676	1468,161	2926,582	4224,157	
корпус 713																
Погружной насос	2	5,5-7,5	13		0,87	0,8	0,75	11,31	8,4825							
Насос ц/б	14	5,5-15	161,5		0,7	0,87	0,56	113,05	63,308							
Освещение	76	0,1	7,6		0,9	0,95	0,32	6,84	2,1888							
Итого по корпусу 713	16	0,1-15	182,1	>3	0,72		0,564	131,2	73,9793	24,3	1,11	145,632	73,9793	163,3451	235,7683	
корпус 710																
Насос ц/б	25	7,5	252,5		0,7	0,87	0,56	176,75	98,98							
Воздуходувка	2	30	60		0,6	0,78	0,7	36	25,2							
Кристаллизатор	5	7,5	36,5		0,4	0,6	1,33	14,6	19,418							
Автovesы	2	0,66	1,32		0,3	0,75	0,88	0,396	0,34848							
Дв. заварочной машины	2	0,25	0,5		0,4	0,87	0,57	0,2	0,114							
Тэны	2	1,6	3,2		0,82	0,86	0,6	2,624	1,5744							
Транспортер	2	2,2	4,4		0,3	0,75	0,88	1,32	1,1616							
Вибратор	1	2	2		0,65	0,65	1,05	1,3	1,365							
Упак. машина LLP-500	15	0,1-2,4	9,71		0,55	0,83	0,72	5,3405	3,84516							
Упак. машина LPT-500	7	0,15-1,5	5,01		0,55	0,83	0,72	2,7555	1,98396							
Упак. машина WASP40/SA	5	0,18-0,75	2,28		0,55	0,83	0,72	1,254	0,90288							
Таль	3	1,0-3	5		0,3	0,6	1,33	1,5	1,995							
Вентсистема	17	2,2-22	128,4		0,7	0,8	0,75	89,88	67,41							
Пожарный насос	1	11	11		0,75	0,8	0,75	8,25	6,1875							
Эл. задвижка	2	0,18	0,36		0,5	0,75	0,88	0,18	0,1584							
Освещение	264	0,1	26,4		0,9	0,95	0,32	23,76	7,6032							

Продолжение таблицы 1

Итого по корпусу 710	89	0,1-30	548,58	>3	0,667		0,651	366,11	238,2476	36,6	1,1	402,721	238,2476	467,9168	675,3797
Итого по цеху 24	721	0,1-100	4241,78	>3	0,686		0,612	2908,43	1780,388	84,8	1,07	3112,02	1780,388	3585,31	5174,95
С учетом потребителей по цеху 23	295	0,1-250	6951,0	>3	0,715		0,711	4967,53	3532,9	55,6	1,07	5315,253	3532,86	6382,24	9211,974
С учетом потребителей по цеху 22	1464	0,1-200	6388,98	>3	0,699		0,689	4464,401	3073,77	63,9	1,06	4732,265	3073,771	5642,907	8144,835
Итого по 0,4 кВ	4018	0,1-250	22993,16	>3	0,694		0,698	15956,16	11136	184	1,07	17073,09	11136	20383,84	29421,54
Нагрузка по 6 кВ															
Насос СД-13-52-8	10	630	6300		0,9	0,85	0,63	5670	3572,1						
Поршневой компрессор	4	1000	4000		0,85	0,99	0,23	3400	782						
Турбокомпрессор	2	1600	3200		0,8	0,95	0,33	2560	844,8						
Турбокомпрессор	5	2200	11000		0,8	0,95	0,33	8800	2904						
Поршневой компрессор	4	200	800		0,67	0,98	0,25	536	134						
Насос															
А-13-6-4	2	630	1260		0,9	0,85	0,63	1134	714,42						
Компрессор	2	190	380		0,7	0,98	0,25	266	66,5						
Итого по нагрузке 6 кВ	29	190-2200	26940	>3	0,83		0,403	22366	9017,82	24,5	1,06	23707,96	9017,82	25365,1	2440,758
Итого по производству	4047		49933,16		0,767		0,526	38322,16	20153,82			40781,05	20153,82	45748,95	

3 Расчет внутрицехового освещения

Расчет освещения ведется для корпуса 365, питающегося от ТП 21.

1. Индекс помещения:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} = \frac{68 \cdot 18}{5 \cdot (68 + 18)} = 2,84$$

A—длина, м

B—ширина, м

h—высота, м

2. Количество рядов светильников:

$$N_A = \frac{A - L}{L} = \frac{68 - 5,5}{5,5} = 11 \text{ шт}$$

$$L = 1,1 \cdot h$$

Число светильников в ряду:

$$N_B = \frac{B - Q}{Q} = \frac{18 - 2,75}{2,75} = 6 \text{ шт}$$

$$Q = L/2$$

Общее количество светильников:

$$N = N_A \cdot N_B = 11 \cdot 6 = 66 \text{ шт}$$

3. Определение расчетного светового потока одной лампы:

$$\Phi = \frac{E \cdot K_z \cdot S \cdot z}{N \cdot \eta} = \frac{100 \cdot 1,5 \cdot 1224 \cdot 1,15}{66 \cdot 0,73} = 4382 \text{ лм}$$

где η -коэффициент светового потока

K_z -коэффициент запаса

z -отношение средней освещенности к минимальной

E -минимальная освещенность

По световому потоку выбирается лампа ЛХБ-80-4 мощностью 80 Вт.

4. Определяется мощность всего освещения для данного помещения:

$$P = N \cdot P_{св} = 66 \cdot 80 = 5280 \text{ Вт}$$

Аналогичным образом рассчитывается освещение других корпусов.

Осветительные нагрузки цехов производства суммируются и учитываются при определении расчетных нагрузок в таблице 1.

4 Выбор схемы и напряжения распределительной внутризаводской сети

Для предприятий химической промышленности необходимо применять подстанции глубокого ввода высшего напряжения 110 кВ, тем самым максимально приближая источник питания к крупным потребителям [9]. На предприятии ПАО «Куйбышевазот» кабельные линии 110 кВ проложенные в земле подходят к подстанции глубокого ввода расположенным в центрах электрических нагрузок, что обеспечивает выполнения условия непосредственной близости сети высокого напряжения к потребителям[9].

В качестве источников питания в ВКР предусматривается ввод с Тольяттинской ТЭЦ и п/ст. «Васильевская». Схема электроснабжения ПАО «Куйбышевазот» построена по многоуровневому принципу[12]. Пунктом приема энергии от внешней системы электроснабжения является ГПП, от нее отходящими линиями запитаны от РУ цеховых трансформаторных подстанций (далее – ТП). Все цеховых подстанции, питают мощные электроприемники, основная доля которых составляет синхронные и асинхронные двигатели. От цеховых ТП происходит распределение электрической энергии с номинальным напряжением 0,4 кВ для цеховых потребителей.

Для распределительных сетей ПАО «Куйбышевазот», и питания производства капролактама было принято напряжение 6 кВ. Это обусловлено наличием на предприятии значительной нагрузки электродвигателей 6 кВ.

В сетях низкого напряжения принимается $U_{ном}$ равное 380/220 В.

Схема электроснабжения представляет собой радиальную сеть. Электрическая схема главной понизительной подстанции предприятия представляет собой два трансформатора с глубоким вводом выполненным маслонаполненными кабелями, при этом в ОРУ отсутствует в связи с неблагоприятной, химически загрязненной атмосферой. «РУ цеховых подстанций,

выполненные секциями, питаются по двум и более радиальным линиям, которые работают отдельно, каждая на свою секцию; при отключении одной из них нагрузка автоматически воспринимается другой секцией» [12].

«Прокладка кабельных линий по территории предприятия должна удовлетворять условиям пожаро- и взрывобезопасности объекта» [12].

Прокладка кабелей внутри зданий цехов ПАО «Куйбышевазот» выполняется открытой [9] и в полу [3], в соответствии с требованием ПУЭ [3]. Непосредственно по территории завода, прокладка выполнена на эстакадах, галереях, кабельных тоннелях [3].

В нашем случае для потребителя первой категории наиболее надёжной считается радиальная схема электроснабжения так, как при повреждении одного из участка линии, произойдёт отключение только повреждённого участка с одним потребителем, что обеспечивает требуемый уровень надёжности, предъявляемый к системам электроснабжения промышленных предприятий по производству химических веществ [13].

5 Расчёт мощности трансформаторов цеховых ТП и их количества для производства капролактама

5.1 Мероприятия по компенсации реактивной мощности

По подстанции №42

$$P_p=914,17 \text{ кВт}$$

$$Q_p=653,3 \text{ квар}$$

$$S_p=1148,1 \text{ кВА}$$

$$T_M=6100 \text{ ч}$$

$$Q_{\min}=502,5 \text{ квар}$$

Предприятие находится на Средней Волге. От РП подстанции №42 питаются 4 СД (в качестве привода технологических установок).

Параметры СД: $P_H=1000\text{кВт}$, $Q_H=511\text{квар}$, $D_1=5,06\text{кВт}$, $D_2=3,99\text{кВт}$, $\cos\varphi=0,9$, $K_H=0,7$, $\alpha_M=1,35$

Располагаемая реактивная мощность СД: $Q_{CD} = \alpha_M \cdot N \cdot Q_H = 1,35 \cdot 4 \cdot 511 = 2759,4 \text{ квар}$

Определяются значения входных реактивных мощностей.

$$Q'_{\varphi 1} = Q_p - 0,7 \cdot Q_{CD} = 653,3 - 0,7 \cdot 2759,4 = -1278,3 \text{ квар}$$

$$Q''_{\varphi 1} = a \cdot P_p = 0,28 \cdot 914,17 = 256 \text{ квар}$$

Принимается $Q'_{\varphi 1} = Q''_{\varphi 1} = 127,4 \text{ квар}$

Определяется необходимая суммарная мощность КУ.

$$Q'_{\varphi 2} = Q_{\min} + Q_K = 502,5 + 0 = 502,5 \text{ квар}$$

$$Q''_{\varphi 2} = Q_{\min} - (Q_p - Q'_{\varphi 1}) = 502,5 - (653,3 - 127,4) = -23,4 \text{ квар}$$

Из расчетов видно, что все компенсирующие устройства должны быть регулируемые, т.е. в часы минимума нагрузки все КУ должны быть отключены [9].

$$Q_{\text{ку min}} = Q_{\text{min}} - Q'_{\text{э2}} = 502.5 - 502.5 = 0 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{ку}} = 1,1 \cdot 653.3 - 127.4 = 591,23 \text{ квар}$$

$$\text{Принимается } Q''_{\text{э2}} = Q'_{\text{э2}} = 502.5 \text{ квар}$$

Далее определяется число цеховых ТП и количество и мощность цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности. Это обусловлено тем, что мощность силовых трансформаторов выбирается с учетом полной мощности потребляемой потребителями предприятия. Мероприятия по компенсации реактивной мощности позволяют снизить величину полной мощности, что в свою очередь ведет к снижению трансформаторной мощности на предприятии [9].

Вариант А

Определяется минимально возможное число трансформаторов: при $S_{\text{н}}=1000$ кВА и коэффициенте загрузки трансформатора $K_3=0,7$.

$$N_T = \frac{914,17}{0,7 \cdot 1000} = 1,3; \quad \text{принимается } N_T = 2$$

Определяется РМ, которую можно передать из сети 6 кВ в сеть 0,4кВ. С учетом входящей мощности $Q_{\text{э1}} = 454,9$ квар на стороне 6 кВ СД должны скомпенсировать мощность:

$$Q_1 = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 914,17^2} = 1060,32 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{нр}} = Q_{\text{СДр}} = Q_{\text{р}} - Q_{\text{э1}} = 653,3 - 127,4 = 525,9 \text{ квар}$$

На стороне 0,4 кВ: $Q_{\text{н}} = 1060,32$ квар

Определяется мощность КУ, устанавливаемых на стороне до 1кВ.

$$Q_{кун} = 653.3 - 1060.32 = -407 \text{ квар.} \quad Q_{ку} = 0$$

В результате расчета видно, что установка батарей конденсаторов не требуется.

Определяются затраты на генерирование реактивной мощности СД в сеть 0,4 кВ.

$$Z_0 = E_p \cdot N \cdot K_p = 0,33 \cdot 2 \cdot 3000 = 1980 \text{ руб}$$

$$Z_1 = C_0 \cdot \left(\frac{D_1}{Q_n} + 2 \cdot \frac{D_2 \cdot Q_{np}}{Q_n^2 \cdot N} \right) = 900 \cdot \left(\frac{5.06}{511} + 2 \cdot \frac{3.99 \cdot 525.9}{511^2 \cdot 4} \right) = 12.53 \text{ руб / квар}$$

$$Z_2 = C_0 \cdot \left(\frac{D_2}{Q_n^2 \cdot N} \right) = 900 \cdot \left(\frac{5.06}{511^2 \cdot 4} \right) = 0,00436 \text{ руб / квар}$$

$$Z_{кв} = 12.53 \cdot 525.9 + 0 + 0,00436 \cdot 525.9 + 0^2 + 1980 = 8572 \text{ руб} = 8.57 \text{ т.руб}$$

где $K_p = 3000$ руб, $C_0 = 900$ руб, $E_p = 0,33$

Определяются затраты на установку КТП с трансформаторами ТМЗ 2×1000 кВА.

Основная $\alpha = 2259$ руб/кВт и дополнительная $\beta = 0,65395$ руб./кВт·ч ставки по двухставочному тарифу.

Время работы трансформатора в году 8760ч. При $T_m = 6100$ ч находим время максимальных потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{6100}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 4719 \text{ ч}$$

Тогда, удельная стоимость потерь в трансформаторе:

$$C_0 = \left(\frac{2259}{6100} + 0,65395 \right) \cdot 8760 = 8972,7 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{год}.$$

$$C = \left(\frac{2259}{6100} + 0,65395 \right) \cdot 4719 = 4833,6 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{год}.$$

В соответствии с паспортными данными для ТМЗ -1000 кВА:

$$P_{xx} = 2,45 \text{ кВт}$$

$$P_{кз} = 12,2 \text{ кВт}, E = 0,33$$

Стоимость трансформаторов КТП 2x1000 кВА $K_{тп} = 573,44$ т.руб.

Суммарные приведенные затраты.

$$Z_{кпн} = 0,33 \cdot 573,44 + (8972,7 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 2,45 + 4833,6 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 12,2) = 351,14 \text{ т.руб.}$$

$$Z_{\Sigma} = Z_{кп} + Z_{кпн} = 8,57 + 351,14 = 359,7 \text{ т.руб.}$$

Вариант В

В данном варианте заменяется выбранная мощность $S_H = 1000$ кВА мощностью на одну ступень выше $S_H = 1600$ кВА.

Установка одного трансформатора на подстанцию питающую потребителей

$$N_T = \frac{914,17}{0,7 \cdot 1600} = 0,816; \quad \text{принимается } N_T = 1$$

1й категории не допускается ПУЭ «1.2.18. Электроприемники 1-й категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания» [3].

Вариант не подходит.

Вариант С

Заменяется выбранная мощность $S_H=1000$ кВА мощностью на одну ступень ниже $S_H=630$ кВА.

Определяется минимально возможное число трансформаторов: при $S_H = 630$ кВА и коэффициент загрузки трансформатора $K_3=0,7$ [9].

Определяется РМ, которую можно передать из сети 6кВ в сеть 0,4 кВ.

$$N_T = \frac{914.17}{0,7 \cdot 630} = 2,1; \quad \text{принимается } N_T = 3$$

$$Q_1'' = \sqrt{(3 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 914.17^2} = 956,36 \text{квар}$$

С учетом входящей мощности $Q_{\text{в1}}=454,9$ квар на стороне 6кВ СД должны скомпенсировать мощность [13]:

$$Q_{np} = Q_{CDP} = Q_P - Q_{\text{в1}} = 653.3 - 127.4 = 525,9 \text{квар}$$

Определяется мощность КУ, устанавливаемых на стороне до 1кВ.

$$Q_{кун}'' = 653.3 - 956.36 = -303.06 \text{квар}. \quad Q_{кун}'' = 0$$

Установка БК на стороне 6кВ не целесообразна, так как

$$Q_{ку} = 525,9 < 800 \text{квар}$$

Определяются затраты на установку КТП с трансформаторами ТМЗ 3×630кВА.

Для ТМЗ 630кВА:

$$P_{xx} = 1,31 \text{кВт}; P_{кз} = 7,6 \text{кВТ}; E = 0,33$$

Стоимость трансформаторов КТП 3×630 кВА $K_{тп} = 647,38$ т.руб.

$$Z_{кпт} = 0,33 \cdot 647,38 + (8972,7 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 1,31 + 4833,6 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 7,6) = 359,1 \text{т.руб.}$$

Суммарные приведенные затраты.

$$Z_{\Sigma} = Z_{ку} + Z_{кпт} = 8,57 + 359,1 = 367,7 \text{ т.руб.}$$

Вариант А имеет минимум затрат, поэтому к установке принимаем КТП с трансформаторами ТМЗ 2×1000 кВА.

Определим необходимость компенсации реактивной мощности подстанции №21.

От РП подстанции №21 питаются 10 СД (в качестве привода технологических установок).

Параметры СД: $P_H=630\text{кВт}$, $Q_H=325\text{квар}$, $D_1=5,6\text{кВт}$, $D_2=4,06\text{кВт}$, $\cos\varphi=0,9$, $K_H=0,7$, $\alpha_M=1,35$

Располагаемая реактивная мощность СД:

$$Q_{СД} = \alpha_M \cdot N \cdot Q_H = 1,35 \cdot 10 \cdot 325 = 4387,5 \text{ квар}$$

Определяются значения входных реактивных мощностей.

$$Q'_{\partial 1} = Q_p - 0,7 \cdot Q_{сд} = 899,43 - 0,7 \cdot 4387,5 = -2171,82 \text{ квар}$$

$$Q''_{\partial 1} = a \cdot P_p = 0,28 \cdot 1472,5 = 412,16 \text{ квар}$$

$$\text{Принимается } Q'_{\partial 1} = Q''_{\partial 1} = 412,16 \text{ квар}$$

Определяется необходимая суммарная мощность КУ.

$$Q''_{\partial 2} = Q_{\min} - (Q_p - Q'_{\partial 1}) = 666,24 - (899,43 - 412,16) = 178,97 \text{ квар}$$

$$Q'_{\partial 2} = Q_{\min} + Q_{\kappa} = 666,24 + 0 = 666,24 \text{ квар}$$

$$Q_{ку} = 1,1 \cdot 899,43 - 412,16 = 577,21 \text{ квар}$$

Мощность нерегулируемых КУ:

$$Q_{\text{куmin}} = Q_{\text{min}} - Q'_{32} = 666,24 - 666,24 = 0 \text{ квар}$$

Следовательно, все КУ должны быть регулируемыми. В часы минимума нагрузки все КУ должны быть отключены.

Выбирается число и мощность трансформаторов совместно с компенсацией реактивной мощности.

Вариант А

Определяется минимально возможное число трансформаторов:

$$N_T = \frac{1472,5}{0,7 \cdot 1000} = 2,1 \quad \text{принимается } N_T = 3$$

при $S_n = 1000 \text{ кВА}$ и коэффициенте загрузки трансформатора $K_3 = 0,7$.

Определяется РМ, которую можно передать из сети 6 кВ в сеть 0,4кВ.

С учетом входящей мощности $Q_{31} = 412,16$ квар на стороне 6кВ СД должны скомпенсировать мощность:

$$Q_1 = \sqrt{(3 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 1472,5^2} = 2241,7 \text{ квар}$$
$$Q_{\text{пр}} = Q_{\text{СДр}} = Q_P - Q_{31} = 899,43 - 412,16 = 487,27 \text{ квар}$$

На стороне 0,4 кВ: $Q_n = 2241,7$

Определяется мощность КУ, устанавливаемых на стороне до 1кВ.

$$Q_{\text{кун}} = 899,43 - 2241,7 = -1342,27 \text{ квар.} \quad Q_{\text{ку}} = 0$$

$$\text{Принимается } Q'_{32} = Q'_{32} = 666,24 \text{ квар}$$

В результате расчета видно, что установка батарей конденсаторов не требуется.

Вариант В

В данном варианте заменяется выбранная мощность $S_H=1000$ кВА мощностью на одну ступень выше $S_H=1600$ кВА.

$$N_T = \frac{1472,5}{0,7 \cdot 1600} = 1,31; \quad \text{принимается } N_T = 2$$

Определяется РМ, которую можно передать из сети 6 кВ в сеть 0,4кВ.

$$Q_1 = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1600)^2 - 1472,5^2} = 2849,34 \text{ квар}$$

С учетом входящей мощности $Q_{31}=412,16$ квар на стороне 6кВ СД должны скомпенсировать мощность:

$$Q_{np} = Q_{CDP} = Q_P - Q_{31} = 899,43 - 412,16 = 487,27 \text{ квар}$$

На стороне 0,4 кВ: $Q_H=2849,34$

Определяется мощность КУ, устанавливаемых на стороне до 1кВ.

$$Q_{кун} = 899,43 - 2849,34 = -1949,91 \text{ квар.} \quad Q_{ку} = 0$$

В результате расчета видно, что установка батарей конденсаторов не требуется.

Вариант С

Заменяется выбранная мощность $S_H=1000$ кВА мощностью на одну ступень ниже $S_H=630$ кВА.

Определяется минимально возможное число трансформаторов: при $S_H=630$ кВА и коэффициент загрузки трансформатора $K_3=0,7$.

$$N_T = \frac{1472,5}{0,7 \cdot 630} = 3,34; \quad \text{принимается } N_T = 4$$

Определяется РМ, которую можно передать из сети 6кВ в сеть 0,4 кВ.

С учетом входящей мощности $Q_{\text{в1}}=412,16$ квар на стороне 6кВ СД должны скомпенсировать мощность:

$$Q_1'' = \sqrt{(4 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 1472,5^2} = 943,44 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{пр}} = Q_{\text{СДР}} = Q_P - Q_{\text{в1}} = 899,43 - 412,16 = 487,27 \text{ квар}$$

Определяется мощность КУ, устанавливаемых на стороне до 1кВ.

$$Q_{\text{куи}}'' = 899,43 - 943,44 = -44,01 \text{ квар.} \quad Q_{\text{куи}}'' = 0$$

Аналогичным образом определяется число трансформаторов на остальных ТП:

ТП №20 - 10x1000

ТП №25 - 2x1000

ТП №39 - 4x1600

ТП №41- 2x1600

ТП №45 - 2x1600

6 Расчёт мощности трансформаторов ГПП

На основании данных в таблице 1 в п.2 определим мощность силовых трансформаторов главной понизительной подстанции ПАО «Куйбышевазот» [10]:

$$S_{номТ} = 0,7 \cdot S_{max} = 0,7 \cdot 45392,69 = 31774,9 \text{кВА}$$

Для дальнейшего рассмотрения выбираем два трансформатора:

1. ТРДНК – 40000/110/6,3/6,3
2. ТРДЦНК – 63000/110/6,3/6,3

Проведем технико-экономический расчет выбора мощности трансформаторов исходя из их загрузки, при условии, что в работе находятся два трансформатора.

Определим приведенные потери мощности по формуле, учитывая, что к установке применяются силовые трансформаторы с расщепленной обмоткой по стороне НН:

$$P_m = P_x + K_{зВ}^2 \cdot P_{кВ} + K_{кН1}^2 \cdot P_{кН1} + K_{кН2}^2 \cdot P_{кН2}, \text{ кВт} \quad (6.1)$$

Вариант 1 ТРДНК – 40000/110/6,3/6,3

Приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме х.х.

$$P_x = P_x + K_{ин} \cdot Q_x = 34 + 0,05 \cdot 220 = 45 \text{кВт}$$

$$Q_x = \frac{I_x \%}{100} \cdot S_{Н.Т} = \frac{0,55}{100} \cdot 40000 = 220 \text{квар}$$

$$K_{зВ} = \frac{S_{нагр}}{S_{Н.Т}} = \frac{31774,9}{40000} = 0,79 \quad K_{зН1} = \frac{15887,4}{40000} = 0,4 \quad K_{зН2} = 0,4$$

где: $K_{ип}$ – коэффициент изменения потерь, 0,02-0,2 кВт/квар. Данный коэффициент зависит от удаленности. Для расчетов принимаем $K_{ип}=0,05$ кВт/квар.

Приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме к.з.

$$P'_{KB} = P_{KB} + K_{ип} \cdot Q_{KB} = 0 + 0,05 \cdot 525 = 26,25 \text{ кВт}, \text{ где } P_{KB} = 0$$

$$P'_{KH} = P_{KH} + K_{ип} \cdot Q_{KH} = 170 + 0,05 \cdot 7350 = 537,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{KB} = \frac{U_{KB} \%}{100} \cdot S_{HT} = \frac{1,3125}{100} \cdot 40000 = 525 \text{ квар}$$

$$U_{KB} = 0,125 \cdot U_{BH-HH} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125$$

$$Q_{K.HH1} = Q_{K.HH2} = \frac{U_{K.HH}}{100} \cdot S_{HT} = \frac{18,375}{100} \cdot 40000 = 7350 \text{ квар}$$

$$U_{K.HH1} = U_{K.HH2} = 1,75 \cdot U_{BH-HH} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375$$

$$P_m = P_x + K_{зв}^2 \cdot P_{KB} + K_{зН1}^2 \cdot P_{KH1} + K_{зН2}^2 \cdot P_{зН2} = 45 + 0,79^2 \cdot 26,25 + (0,4^2 \cdot 537,5) \cdot 2 = 233,4 \text{ кВт}$$

Вариант 2 ТРДЦНК – 63000/110/6,3/6,3

Приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме х.х.

$$P'_x = P_x + K_{ип} \cdot Q_x = 50 + 0,05 \cdot 315 = 65,75 \text{ кВт}$$

$$Q_x = \frac{I_x \%}{100} \cdot S_{HT} = \frac{0,5}{100} \cdot 63000 = 315 \text{ квар}$$

$$K_{зв} = \frac{S_{нагр}}{S_{HT}} = \frac{31774,9}{63000} = 0,5 \quad K_{зН1} = \frac{15887,4}{63000} = 0,25 \quad K_{зН2} = 0,25$$

Далее определим приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме к.з

$$P'_{KB} = P_{KB} + K_{un} \cdot Q_{KB} = 0 + 0,05 \cdot 826,875 = 41,34 \text{ кВт}, \text{ где } P_{KB} = 0$$

$$P'_{KH} = P_{KH} + K_{un} \cdot Q_{KH} = 245 + 0,05 \cdot 11576,25 = 823,8 \text{ кВт}$$

$$Q_{KB} = \frac{U_{KB} \%}{100} \cdot S_{H.T} = \frac{1,3125}{100} \cdot 63000 = 826,875 \text{ квар}$$

$$U_{KB} = 0,125 \cdot U_{BH-HH} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125$$

$$Q_{K.HH1} = Q_{K.HH2} = \frac{U_{K.HH}}{100} \cdot S_{H.T} = \frac{18,375}{100} \cdot 63000 = 11576,25 \text{ квар}$$

$$U_{K.HH1} = U_{K.HH2} = 1,75 \cdot U_{BH-HH} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375$$

$$P'_m = P'_x + K_{зБ}^2 \cdot P'_{KB} + K_{зН1}^2 \cdot P'_{KH1} + K_{зН2}^2 \cdot P'_{KH2} = 65,75 + 0,5^2 \cdot 41,34 + (0,25^2 \cdot 823,8) \cdot 2 = 179,1 \text{ кВт}$$

На основании расчетных графиков нагрузки определяются потери электроэнергии в трансформаторах ПС $\Delta W_{ПС}$.

$$\begin{aligned} \Delta W_{ПС} &= \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{KB} + \sum \Delta W_{KH1} + \sum \Delta W_{KH2} = \\ &= \sum n_i \cdot P_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P_{KB} \cdot K_{зБ}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{K.HH1} \cdot K_{зН}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{K.HH2} \cdot K_{зН}^2 \cdot T_i \right) \end{aligned} \quad (6.2)$$

где: $K_{зи}$ – коэффициент загрузки i – той ступени суммарного графика нагрузки.

На данной ГПП в работе должны находиться два трансформатора из условий надежности электроснабжения потребителей 1й категории ПУЭ 1.2.18[3].

Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах представлен в таблице 2.

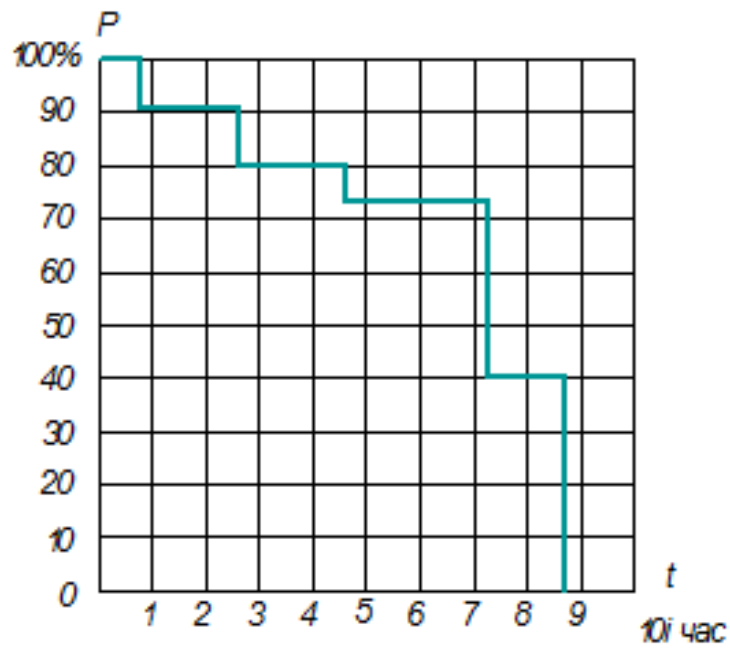


Рисунок 2 – График потребления активной мощности по продолжительности

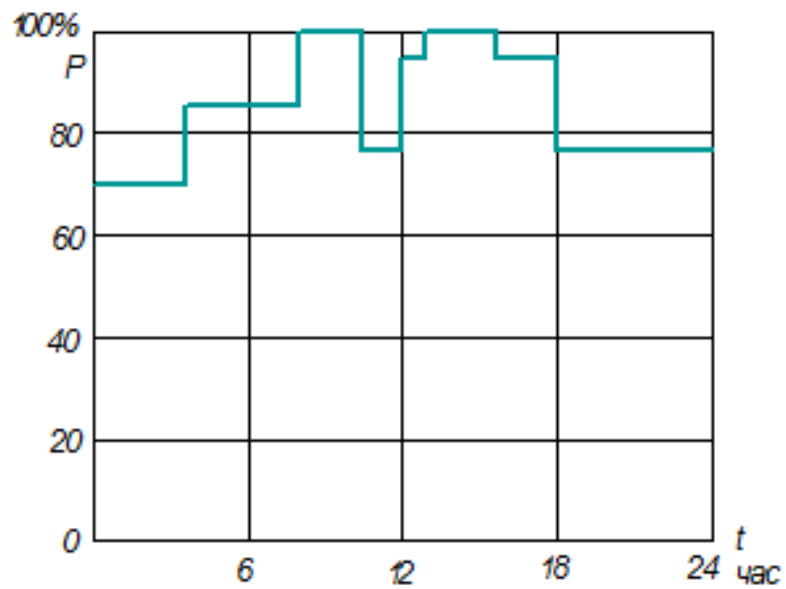


Рисунок 3 – Потребления активной мощности производством капролактама в течении суток

Таблица 2- Расчет потерь электроэнергии в силовых трансформаторах в соответствии с их загрузкой

Трансформатор	i	S_{Bi} , кВА	S_{H1i} , кВА	S_{H2i} , кВА	T_i , ч	K_{3Bi}	K_{3H1i}	K_{3H2i}	ΔW_{Xi} кВт.ч	ΔW_{Bi} кВт.ч	ΔW_{KH1i} кВт.ч	ΔW_{H2i} кВт.ч
ТРДНК- 40000/110/ 6,3/6,3	1	31774,9	15887,45	15887,45	800	0,794373	0,397186	0,397186	72000	6625,791	33917,74	33917,74
	2	29232,91	14616,45	14616,45	1800	0,730823	0,36541	0,365411	162000	12618,16	64592,94	64592,94
	3	25419,92	12709,96	12709,96	2000	0,635498	0,317749	0,317749	180000	10601,26	54268,38	54268,38
	4	23195,68	11597,84	11597,84	2700	0,579892	0,289946	0,289946	243000	11916,73	61002,32	61002,32
	5	12709,96	6354,98	6354,98	1400	0,317749	0,15887	0,158875	126000	1855,221	9496,97	9496,966
$\sum \Delta W_{Xi}=783000$ $\sum \Delta W_{KBi}=43617,16$ $\sum 2\Delta W_{KH1}=446556,6$ $\sum \Delta W_{TC}=1273174$												
ТРДЦНК- 63000/110/ 6,3/6,3	1	31774,9	15887,45	15887,45	800	0,504363	0,25218	0,252182	105200	4206,47	20956	20956,03
	2	29232,91	14616,45	14616,45	1800	0,464014	0,2320	0,232007	236700	8010,801	39908,7	39908,67
	3	25419,92	12709,96	12709,96	2000	0,403491	0,2017	0,201745	263000	6730,351	33529,7	33529,65
	4	23195,68	11597,84	11597,84	2700	0,368185	0,1841	0,184093	355050	7565,493	37690,2	37690,21
	5	12709,96	6354,98	6354,98	1400	0,201745	0,101	0,100873	184100	1177,811	5867,7	5867,689
$\sum \Delta W_{Xi}=1144050$ $\sum \Delta W_{KBi}=27690,93$ $\sum 2\Delta W_{KH1}=275904,6$ $\sum \Delta W_{TC}=1447645$												

Определяется число часов максимальных потерь.

$$\tau = (0,124 + \frac{T_m}{10^4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + \frac{6100}{10^4})^2 \cdot 8760 = 4719 \text{ час}$$

Определяется стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах.

$$И\Delta W_{ПС} = C_{\text{э,х}}(T_x) \cdot \Delta W_x + C_{\text{э,к}}(\tau) \cdot \Delta W_k \quad (6.3)$$

где: $C_{\text{э,х}}(T_x)$ – стоимость 1 кВт·ч потерь эл. энергии х.х. трансформаторов за время их работы в году (исходя из 2х ставочного тарифа 0,654 руб/ кВт·ч);

$C_{\text{э,к}}(\tau)$ – стоимость 1 кВт·ч нагрузочных потерь эл. энергии трансформатора (исходя из 2х ставочного тарифа 0,654 руб/ кВт·ч).

1. $И\Delta W_{ПС} = 0,654 \cdot 783000 + 0,654 \cdot 490173 = 832655 \text{ руб}$
2. $И\Delta W_{ПС} = 0,654 \cdot 1144050 + 0,654 \cdot 303595,4 = 946760 \text{ руб}$

Дальнейшее определение варианта выбора трансформатора производим методом приведенных затрат.

Ежегодные эксплуатационные издержки.

$$I_{\text{э}} = P_{\text{сум}} \cdot K \quad (6.4)$$

где: $P_{\text{сум}}$ – суммарный коэффициент отчислений (для силового оборудования 35-150 кВ равен 0,094).

K – капитальные затраты на оборудование ПС, руб.

1. $I_{\text{э}} = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 15680000 = 1473920 \text{ руб}$
2. $I_{\text{э}} = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 19040000 = 1789760 \text{ руб}$

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I_3 + II\Delta W_{nc}$$

1. $Z_{np} = E_n \cdot K + I_3 + II\Delta W_{nc} = 0,15 \cdot 15680000 + 1473920 + 832655 = 4658575$ руб.

2. $Z_{np} = E_n \cdot K + I_3 + II\Delta W_{nc} = 0,15 \cdot 19040000 + 1789760 + 946760 = 5592520$ руб.

Окончательно выбран трансформатор: ТРДНК – 40000/110/6,3-6,3.

7 Расчёт токов КЗ в сети электроснабжения предприятия

Для расчёта токов короткого замыкания (КЗ) составляем расчётную схему путём преобразования, приводим схему замещения, так чтобы каждый источник питания ЭДС, связанный с точкой КЗ, характеризовался одним результирующим сопротивлением[18].

При составлении схемы замещения все элементы заменяем на активные и реактивные сопротивления и расчёт производим пользуясь схемой указанной на рисунке 4.

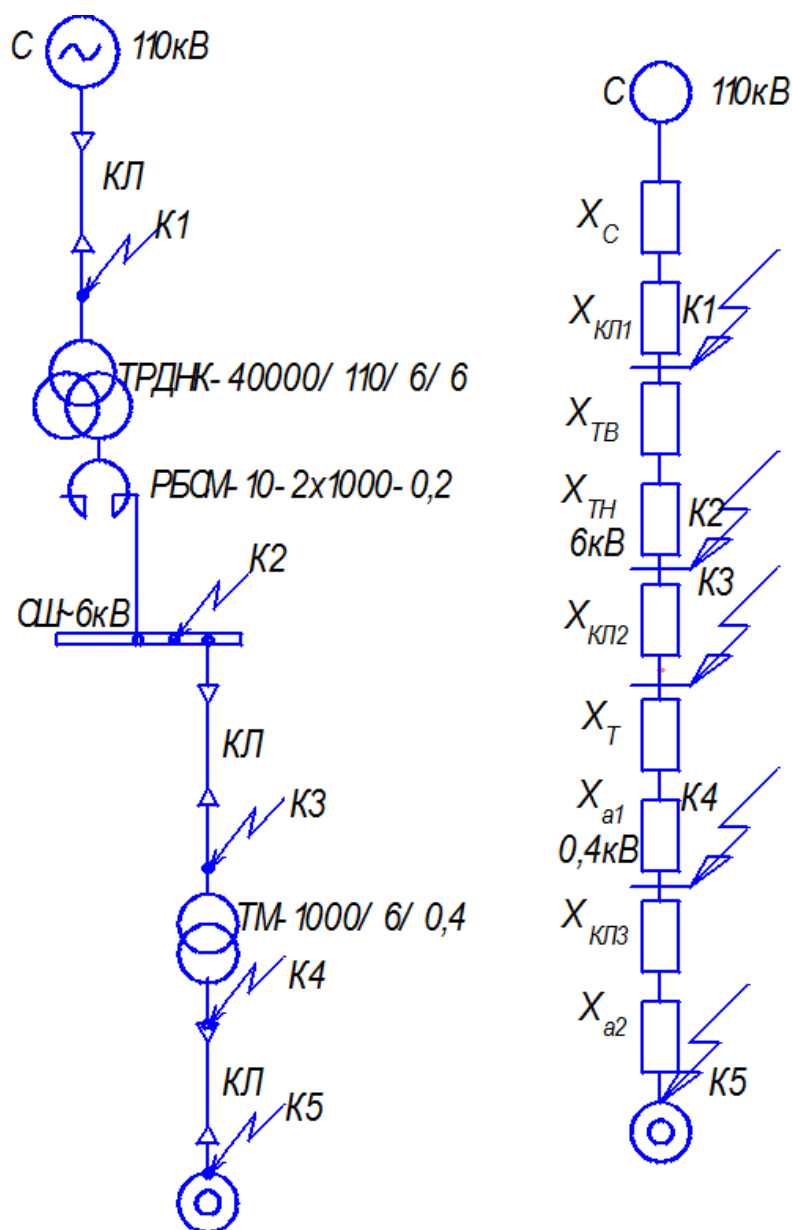


Рисунок 4 - Схема замещения для расчёта токов КЗ

7.1 Расчёт тока КЗ на шинах трансформаторных подстанций ПАО «Куйбышевазот»

Сопротивление системы при базисной мощности $S_{\sigma} = 1000$ МВА:

$$x_{*c} = \frac{S_{\sigma}}{S_{кз}} = \frac{1000}{2000} = 0,5$$

Сопротивление кабельной линии:

где $x_0 = 0,18$ индуктивное сопротивление кабельной линии (ом/км)[^]

$$x_{*кЛ1} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_n^2} = 0,18 \cdot 6 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,08$$

l- длина линии (км)

U_n - номинальное напряжение.

Сопротивления трансформатора ТРДНК – 40000/110/6,3/6,3

$$x_{*TB} = \frac{X_{*TB} \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{мн}} = \frac{1,3125}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0,328$$

$$X_{*TB} \% = 0,125 \cdot U_{кВ-Н} \% = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125$$

$$X_{*TH1} \% = X_{*TH2} \% = 1,75 \cdot U_{кВ-Н} \% = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375$$

$$x_{*TH} = \frac{X_{*TH} \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{мн}} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 4,59$$

После приведения сопротивления системы и определения сопротивления силового трансформатора по стороне высокого и низкого напряжений рассчитаем токи короткого замыкания, данные расчеты приведем в п.7.2 и п.7.3 данной ВКР.

7.2 Расчет токов КЗ на стороне внешней сети 110 кВ

Точка К1

Суммарное сопротивление:

$$x_{*\Sigma} = x_{*c} + x_{*КЛ1} = 0,5 + 0,08 = 0,58$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{*К1}^{(3)} = \frac{E_c}{x_{*\Sigma}} = \frac{1}{0,58} = 1,72$$
$$I_{К1}^{(3)} = I_{*К1}^{(3)} \cdot \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 1,72 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 8,64 \text{ кА}$$

Определение ударного тока:

Зная постоянную времени системы $T_{a1} = 0,05\text{с}$, определяется коэффициент ударного тока: $K_{уд1} = 1 + e^{-0,01/T_{a1}} = 1 + e^{-0,01/0,05} = 1,65$;

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial 1} \cdot I_{К1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 8,64 = 20,1 \text{ кА}$$

7.3 Расчет токов КЗ на стороне 6 кВ

Точка К2

Суммарное сопротивление:

$$x_{*\Sigma} = x_{*c} + x_{*л} + x_{*тв} + x_{*тл} = 0,5 + 0,08 + 0,328 + 4,59 = 5,498$$

Ток трехфазного КЗ:

Учитывается ток подпитки КЗ синхронными двигателями
подключенными к шинам 6 кВ:

$$I_{*K2}^{(3)} = \frac{E_c}{x_{*\Sigma}} = \frac{1}{5,498} = 0,182$$

$$I_{K2}^{(3)} = I_{*K1}^{(3)} \cdot \frac{S_\delta}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 0,182 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 16,69 \text{ кА}$$

$$I_{CD1} = \frac{E''}{X_{*d}} \cdot \frac{P_H}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{1,1}{0,26} \cdot \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,9 \cdot 0,95} = 0,77 \text{ кА}$$

$$I_{CD1} = \frac{E''}{X_{*d}} \cdot \frac{P_H}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{1,1}{0,26} \cdot \frac{2200}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,9 \cdot 0,97} = 0,98 \text{ кА}$$

$$I_{CD1} = \frac{E''}{X_{*d}} \cdot \frac{P_H}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{1,1}{0,26} \cdot \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,9 \cdot 0,94} = 0,29 \text{ кА}$$

$$I_{K2} = 16,69 + 0,77 + 0,98 + 0,29 = 18,73 \text{ кА}$$

Определение ударного тока:

Зная постоянную времени на шинах НН ГПП $T_{a2} = 0,12\text{с}$, определяется коэффициент ударного тока: $K_{y\delta 2} = 1 + e^{-0,01/T_{a2}} = 1 + e^{-0,01/0,12} = 1,9$;

$$i_{y\delta 2'} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta 2} \cdot I_{K2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 18,73 = 50,18 \text{ кА}$$

$$i_{y\delta,CD1} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta 2} \cdot (I_{K2,CD1}^{(3)} + I_{K2,CD2}^{(3)}) = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot (0,77 + 0,98 + 0,29) = 4,9 \text{ кА}$$

$$i_{y\delta 2,\Sigma} = i_{y\delta 2'} + i_{y\delta,CD1} = 50,18 + 4,9 = 55,08 \text{ кА}$$

Точка КЗ:

Сопротивление кабельной линии

$$x_{*KL2} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_\delta}{U_H^2} = 0,08 \cdot 0,7 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 1,41$$

где $x_0 = 0,08$ индуктивное сопротивление кабельной линии (ом/км).

l- длина линии (км)

U_H - номинальное напряжение.

Суммарное сопротивление:

$$x_{*\Sigma} = x_{*c} + x_{*л} + x_{*тв} + x_{*тн} + x_{*кл2} = 0,5 + 0,08 + 0,328 + 4,59 + 1,41 = 6,908$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{*КЗ}^{(3)} = \frac{E_c}{x_{*\Sigma}} = \frac{1}{6,908} = 0,145$$

Определение ударного тока:

$$I_{КЗ}^{(3)} = I_{*КЗ}^{(3)} \cdot \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 0,145 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 13,28 \text{ кА}$$

Зная постоянную времени за кабельной линией 6 кВ $T_{a3} = 0,9 \text{ с}$, определяется коэффициент ударного тока: $K_{уд3} = 1 + e^{-0,01/T_{a3}} = 1 + e^{-0,01/0,9} = 1,9$;

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot K_{уд3} \cdot I_{КЗ}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 13,28 = 35,58 \text{ кА}$$

7.4 Расчёт токов КЗ на стороне 0,4 кВ

Далее расчет производится в именованных единицах. Для чего необходимо пересчитать суммарное сопротивление системы до точки КЗ в именованные единицы.

Сопротивления питающей системы:

$$X_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ}^{(3)}} \cdot \left(\frac{U_{\sigma}}{U_c} \right)^2 = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 1816} \cdot \left(\frac{0,4}{6,3} \right)^2 = 0,8 \text{ мОм}$$

Точка К4:

Полное сопротивление трансформатора ТМЗ 1000:

$$z_T = \frac{U_K\% \cdot U_H^2}{S_{HT}} \cdot 10^4 = \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{1000} \cdot 10^4 = 8,8 \text{ мОм}$$

Суммарное переходное сопротивление контактов на шинах, вводах и вводах аппаратов и контакта в месте КЗ: $r_n = 15 \text{ мОм}$

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{бсм}^2}{S_{ум}^2} \cdot 10^6 = \frac{12,2 \cdot 0,4^2}{1000^2} \cdot 10^6 = 1,95 \text{ мОм}$$

$$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2} = \sqrt{8,8^2 - 1,95^2} = 8,58 \text{ мОм}$$

Сопротивления автоматического выключателя 0,4 кВ:

Переходное сопротивление контактов: $r_K = 0,25 \text{ мОм}$

Сопротивление катушек максимального тока: $r_{a2} = 0,15 \text{ мОм}, x_{a2} = 0,27 \text{ мОм}$

Суммарное активное сопротивление:

$$r_{\Sigma} = r_T + r_{a2} + r_K + r_n = 1,95 + 0,15 + 0,25 + 15 = 17,35 \text{ мОм}$$

Суммарное индуктивное сопротивление:

$$x_{\Sigma} = x_C + x_T + x_{a1} = 0,8 + 8,58 + 0,27 = 9,65 \text{ мОм}$$

Суммарное полное сопротивление:

$$z_{\Sigma} = \sqrt{17,35^2 + 9,65^2} = 19,85 \text{ мОм}.$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{K4}^{(3)} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 19,85} = 11,65 \text{ кА}$$

Определение ударного тока:

Определяется постоянная времени:

$$T_{a4} = \frac{x_{\Sigma}}{r_{\Sigma} \cdot \omega} = \frac{9,65}{314 \cdot 19,85} = 0,0015$$

Коэффициент ударного тока:

$$K_{уд4} = 1 + e^{-0,01/T_{a4}} = 1 + e^{-0,01/0,0015} = 1,001;$$

$$i_{y04} = \sqrt{2} \cdot K_{y04} \cdot I_{K4}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,001 \cdot 11,65 = 16,44 \text{ кА}$$

Точка К5:

Сопротивления кабельной линии:

$$x_{KL3} = x_0 \cdot l = 0,066 \cdot 0,04 = 0,00264 \text{ мОм},$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление кабеля;

$$x_{KL3} = 0,066 \text{ мОм/км.}$$

$$r_{KL3} = r_0 \cdot l = 1,25 \cdot 0,04 = 0,05 \text{ мОм.}$$

Сопротивления автоматического выключателя 0,4 кВ:

Переходное сопротивление контактов: $r_K = 0,25 \text{ мОм}$

Сопротивление катушек максимального тока: $r_{a2} = 0,15 \text{ мОм}, x_{a2} = 0,27 \text{ мОм}$

Суммарное активное сопротивление:

$$r_{\Sigma} = r_{\Sigma4} + r_{KL3} + r_{a3} + r_K = 17,35 + 0,05 + 0,15 + 0,25 = 17,8 \text{ мОм}$$

Суммарное индуктивное сопротивление:

Суммарное полное сопротивление:

$$x_{\Sigma} = x_{\Sigma4} + x_{KL3} + x_{a3} = 9,65 + 0,00264 + 0,27 = 9,92 \text{ мОм}$$

$$z_{\Sigma} = \sqrt{17,8^2 + 9,92^2} = 20,38 \text{ мОм}$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{K5}^{(3)} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 20,38} = 11,34 \text{ кА}$$

Определение ударного тока:

Определяется постоянная времени:

$$T_{a5} = \frac{x_{\Sigma}}{r_{\Sigma} \cdot \omega} = \frac{9.92}{314 \cdot 17.8} = 0,0018$$

Коэффициент ударного тока:

$$K_{y\delta 5} = 1 + e^{-0,01/T_{a5}} = 1 + e^{-0,01/0,0018} = 1,001;$$

$$i_{y\delta 5} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta 5} \cdot I_{K5}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,001 \cdot 11,34 = 16 \text{ кА}$$

8 Выбор электрических аппаратов системы электроснабжения

8.1 Выбор оборудования на стороне 110 кВ. Выбор сечения жил КЛ 110 кВ

Для соединения шины ОРУ -110 кВ – трансформатор ГПП ПАО «Куйбышевазот» – КРУ-6 кВ, выбираем кабель, так как использование кабеля экономически выгодно при монтажа, так и при эксплуатации.

Определяем наибольший ток для 100% загрузки силового трансформатора:

$$I_p = \frac{S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201,05 \text{ A}$$

$$s_{\text{э}} = \frac{I_p}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{201,05}{1,8} = 111,7 \text{ мм}^2$$

Согласно таблице длительно допустимых токов[3], выбираем сечение жилы кабеля $S_{\text{доп}} = 150 \text{ мм}^2$ с допустимым током 330 А.

Используем поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле $\kappa = 0,92$ [3]:

$$I_p \leq I_{\text{доп}}$$

$$201,05 \leq I_{\text{доп}} = \kappa \cdot I = 0,92 \cdot 330 = 303,6 \text{ A}$$

Проверяем выбранный кабель по условиям термической стойкости:

$$s_{\text{min}} \leq s = \frac{\sqrt{B_K}}{C}$$

где: B_K – тепловой импульс тока КЗ; $C = 30 \text{ Ас}^{1/2}/\text{мм}^2$ [5];

$$B_K = I_{н.о.}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 10,68^2 \cdot (0,05 + 0,05) = 11,24 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$150 \geq \frac{\sqrt{11,24 \cdot 10^6}}{30} = 111,75 \text{мм}^2$$

По проведённым расчётам выбранный кабель проходит по всем параметрам.

Для прокладки в земле принимается кабель: МСАШву – 110 3х(1х150).

8.2 Выбор трансформаторов тока 110 кВ

Так как основное коммутационное оборудование по стороне ВН установлено в ОРУ – 110 кВ, а на ГПП ПАО «Куйбышевазот» выбранные КЛ в соответствии с п.8.1 глухо подключены к вводам силовых трансформаторов установленных на ГПП, то выбираем встроенные ТТ в ввода ТРДНК – 40000/110/6,3-6,3.

Таблица 8.1 – Технические данные встроенных ТТ в ввода ТРДНК – 40000/110/6,3-6,3

Количество вторичных обмоток	2 - 5
Класс точности вторичных обмоток для измерений	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5
Класс точности вторичных обмоток для защиты	5P; 10P
Номинальный первичный ток, А	300
Номинальный вторичный ток $I_{ном}$, А	5
Номинальная мощность ТТ $S_{ном}$, ВА	30

Для ТТ такие же параметры ($U_{расч}$, $I_{расч}$) как и для КЛ $U_{ном}$.

$$I_p = \frac{S_{Н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201,05 \text{А}$$

$$I_{ном} = 300 \text{А}$$

$$201,05 \leq 300 \text{ А}$$

Трансформаторы тока выбираем про следующим параметрам:

По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (8.1)$$

По рабочему максимальному току:

$$I_{уст} \leq I_{ном}, \quad (8.2)$$

Номинальный ток ТТ подбираем как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки трансформатора приводит к увеличению погрешностей.

По электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \quad (8.3)$$

Электродинамическую стойкость шинных ТТ определяем устойчивостью самих шин РУ;

По термической стойкости:

$$B_K \leq I_{тер}^2 \times t_{тер}, \quad (8.4)$$

По вторичной нагрузке:

$$Z_{2нагр} \leq Z_{2ном}, \quad (8.5)$$

где $Z_{2нагр}$ — вторичная нагрузка ТТ; $Z_{2ном}$ — номинальная допустимая вторичная нагрузка ТТ в выбранном классе точности.

Сопротивление провода:

$$r_{2\text{пр.доп}} = \frac{S_{\text{ном}} - S_{\text{потр}}}{I_{\text{ном}}^2 - r_{\text{пер}}}, \quad (8.6)$$

где $I_{\text{ном}}^2$ – вторичный ток ТТ по номинальным параметрам,

$r_{\text{пер}}$ – данные о сопротивлении во вторичных цепях ТТ.

Сечение провода:

$$S_{\text{каб}} \geq \frac{l_{\text{каб}}}{\gamma \times r_{2\text{пр.доп}}}, \quad (8.7)$$

где $l_{\text{каб}}$ – длина контрольного кабеля в метрах,

γ – удельная проводимость жилы контрольного кабеля, для меди = 57.

Таблица 8.2 – Условия выбора ТТ в классе напряжения 110 кВ

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение		
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	110 кВ	115 кВ
Номинальный длительный ток		
Цепь ТРДНК – 40000/110/6,3-6,3 $I_{\text{уст}} \leq I_{\text{ном}}$, в цепи 110 кВ	201,05 А	300/5 А
Ток динамической стойкости номинальный:		
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	21,15 кА	85 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$W_K \leq I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{тер}}$	41,1 кА ² с	300 кА ² с

В соответствии с ПУЭ [4]:

$$r_{2\text{пр.доп}} = \frac{30 - 0,3}{5^2 - 0,05} = 1,138 \text{ Ом},$$

$$S_{\text{каб}} \geq \frac{105}{57 \times 1,138} = 1,6 \text{ мм}^2,$$

Принимаем в качестве соединительных проводов, между ТТ и приборами РЗ и А, кабель с сечением жилы 2,5 мм².

Выбирается трансформатор тока ТВТ110 – I – 300/5. [13].

8.3 Выбор оборудования на стороне 6 кВ

8.3.1 Выбор выключателя 6 кВ

Выполним выбор вводных выключателей от трансформаторов ТРДНК – 40000/110/6,3-6,3 до шин КРУ.

Так как, внутри шкафа КРУ к установки рассматриваются вакуумные выключатели типа ВБЭ – 10 – 31,5 /3150с пружинным приводом, выберем вакуумные выключатели по номинальным параметрам, а так же проверим на термическую и динамическую стойкость.

Значения номинальных параметров коммутационного оборудования выбирают из ряда стандартных значений по ГОСТ Р 52565 -2006. Выбор и проверку выключателей сведем в таблицу 8.3.

1. По рабочему напряжению электроустановки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, 6 \leq 10 \text{ кВ}$$

2. По длительному номинальному току в соответствии с условием п.8.2 формула 8.2:

$$I_p = \frac{S_{н.т.}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_n} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 6,3} = 1835,03 \text{ А}$$

$$I_{ном} = 3150 \text{ А}$$

$$1835,03 \leq I_{ном} = 3150 \text{ А}$$

3. По отключающей способности коммутационного аппарата (КА):

а) на периодический ток отключения к моменту времени (τ), размыкания дугогасительных контактов:

$$I_{п.т} \leq I_{откл.ном}, \quad (8.8)$$

$$I_{п.т} = 16,69 \text{ кА}$$

$$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$$

$$16,69 \leq 20 \text{ кА}$$

б) на аperiodический ток отключения к моменту времени (τ), размыкания дугогасительных контактов:

$$i_{а.т} \leq \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном} \quad (8.9)$$

где: $i_{а.т}$ – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

Если по условию отключения аperiodического тока выключатель не подходит, то согласно ГОСТ допускается проверка выключателя по полному току:

$$\bar{I}_{п.т} + i_{а.т} \leq \bar{I}_{откл.ном} (1 + \beta_{ном}), \quad (8.10)$$

где $\beta_{ном}$ – нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, %, для выключателей с τ сек 0,04 сек составляет = 0,01; для $\tau = 0,03$ сек составляет 0,2, определяем по нормированной кривой аperiodической составляющей в справочной литературе [13];

$$\tau = t_{р.з.} + t_{с.в.} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ сек}$$

где: τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения контактов.

$$\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,28 \text{ кА}$$

$$i_{a.т} = \sqrt{2} \beta \cdot I_{п.о} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 16,69 = 9,41 \text{ кА}$$

$$9,41 \leq 11,28 \text{ кА}$$

4. Предельному сквозному току к.з. – на электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \quad (8.11)$$

$$I_{п(0)} \leq I_{дин}, \quad (8.12)$$

$$i_{уд} = 55,08 \text{ кА}$$

$$55,08 \leq 80 \text{ кА}$$

где $i_{уд}$ – наибольший ток электродинамической устойчивости,

$I_{дин}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ.

5. На термическую устойчивость КА проверяем по тепловому импульсу тока КЗ в соответствии с формулой 8.4:

$$B_k = I_n^2 \cdot t = 16,69^2 \cdot (0,05 + 0,12) = 47,35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_m = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$47,35 \leq 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбираем выключатель ВБЭ – 10 – 31,5 /3150.

Аналогичным образом выбираются остальные выключатели КРУ 6 кВ.

Пример в таблице 8.3. Выключатели для КРУ 6 кВ.

Таблица 8.3 - Выключатели для КРУ 6 кВ

Назначение выключателя	Тип выключателя
1. Вводной	ВБЭ – 10 – 31,5 /3150
2. Линейный	ВБЭ – 10 – 31,5 /1000, ВБЭ – 10 – 31,5 /630, ВБЭ – 10 – 31,5 /1600
3. Секционный	ВБЭ – 10 – 31,5 /3150

8.3.2 Выбор реакторов

Реакторы выбираются по следующим параметрам:

Номинальному напряжению: $U_{уст} \leq U_{ном}, 6 \leq 10$ кВ

1. Номинальному току в соответствии с формулой 8.1:

$$I_p = \frac{S_{н.т.}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_n} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 6,3} = 1835 A$$

$$I_{ном} = 2 \times 1000 A$$

$$1835 \leq 2 \cdot 1000 A$$

2. По индуктивному сопротивлению реактора:

$$S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА}; U_{\sigma} = 6,3 \text{ кВ}; U_n = 6 \text{ кВ}; X_{*\Sigma} = 5,498; I_{н.о.} = 18,16 \text{ кА}$$

Принимается $I_p = 2 \times 1000 A$

Определяется базисный ток К.З. системы:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{ кА}$$

Определяется результирующее сопротивление цепи с реактором в относительных единицах:

$$X_{*рез} = \frac{I_{\bar{\sigma}}}{I_{н.о}} = \frac{91,64}{13,28} = 6,9$$

Определяется сопротивление реактора в относительных единицах:

$$X_{*р.б} = X_{*рез} - X_{*\Sigma} = 6,9 - 5,498 = 1,4$$

Определяется относительное сопротивление реактора в %:

$$X_p \% = 1,4 \cdot \frac{3,15}{91,64} \cdot 100 = 4,8\%$$

Определяется сопротивление реактора в омах:

$$X_p = \frac{10 \cdot 4,8 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 1000} = 0,087 \text{ Ом}$$

Выбран реактор: РБСМ – 10 – 2·1000 – 0,2[7]

Падение напряжения в каждой ветви сдвоенного реактора:

$$\delta U = \frac{X_{0,5н} \cdot I_p}{U_n} \cdot 100 = \frac{0,2 \cdot 3,15}{6,3} \cdot 100 = 10\%$$

8.3.3 Выбор трансформаторов тока 6 кВ

В соответствии с п.8.2 трансформаторы тока могут быть различной конструкции.

В КРУ существует возможность установить ТТ различной конструкции: шинные – при шинном вводе или опорные – при кабельном вводе.

Для цепей защиты, автоматики и измерения применяем многообмоточные ТТ. Для повышения надежности и безопасности при обслуживании в КТП

существует возможность применять ТТ с длинными выводами, которые не имеют винтовых соединений в высоковольтном отсеке.

Для примера выбора трансформатора тока рассмотрим выбор трансформатора тока, который устанавливается в вводной ячейке КРУ 6 кВ.

Таблица 8.4 – Технические данные трансформаторов тока

Количество вторичных обмоток	2 - 5
Класс точности вторичных обмоток для измерений	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5
Класс точности вторичных обмоток для защиты	5P; 10P
Номинальный ток в первичной обмотке ТТ, А	2000
Номинальный вторичный ток в обмотке ТТ _{НОМ} , А	5
Номинальная мощность ТТ S _{НОМ} . ВА	30

1. Номинальный длительный ток:

$$I_p = \frac{S_{Н.Т.}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_n} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 6,3} = 1835 \text{ А}$$

$$I_{НОМ} = 2000 \text{ А}$$

$$1835 \leq 2000 \text{ А}$$

2. На электродинамическую стойкость в соответствии с формулой 8.3:

$$i_y = 55,08 \text{ кА}$$

$$I_{эд} = \sqrt{2} \cdot I_{НОМ} \cdot k_{дин} = \sqrt{2} \cdot 2000 \cdot 20 = 56,4 \text{ кА}$$

3. В соответствии с паспортными данными завода изготовителя:

$$55,08 \leq 56,4 \text{ кА}$$

4. Электродинамическую стойкость шинных ТТ определяем устойчивостью самих шин РУ в соответствии с формулой 8.5:

$$B_k = I_n^2 \cdot t = 16,69^2 \cdot (0,05 + 0,12) = 47,35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{тер} = K_m^2 \cdot I_{1ном}^2 \cdot t_m = 35^2 \cdot 3^2 \cdot 3 = 33075 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где: $K_T = 35$ – термический коэффициент в соответствии с паспортными данными завода изготовителя;

t_T – длительность протекания тока термической устойчивости.

$$47,35 \leq 33075 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

5. Вторичной нагрузке: $Z_{2нагр} \leq Z_{2ном}$;

- Контроль за работой трансформатора с расщепленной обмоткой НН ведут с помощью микропроцессорного блока SEPAM 2000.

$$r_{приб} = \frac{S_{блока}}{I_2^2} = \frac{0,025}{5^2} = 0,001 \text{ Ом}$$

где: I_2 - вторичный номинальный ток;

$S_{блока}$ – мощность, потребляемая микропроцессорным блоком.

$$Z_{2нагр} \leq Z_{2ном} \approx R_2$$

Номинальное полное сопротивление нагрузки:

$$r_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k = 0,001 + 0,1 + 0,056 = 0,157 \text{ Ом}$$

$$R_{пр} = R_2 - R_{приб} - 0,1 = 0,4 - 0,157 - 0,1 = 0,143 \text{ Ом}$$

$$S_{пров} = \frac{\rho \cdot l_{пров}}{r_{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 20}{0,147} = 2,38 \text{ мм}^2$$

где: $R_k = 0,1$ – переходное сопротивление контактов;

$R_{пр}$ – сопротивление проводов.

Принимается стандартное сечение $2,5 \text{ мм}^2$, материал провода медь.

Выбираем трансформатор тока: **ТШЛК – 10** [7]

8.3.4 Выбор трансформатора напряжения

1. номинальному напряжению: $U_{уст} \leq U_{ном}$ $6 = 6$ кВ
2. вторичной нагрузке $S_{блока} \leq S_{ном}$

где: $S_{блока}$ – мощность, потребляемая микропроцессорным блоком. присоединенных трансформатору напряжения.

$$S_{ном} = 50 \text{ ВА}$$

$$S_{блока} = 0,025 \text{ ВА}$$

$$0,025 \leq 50 \text{ ВА}$$

Выбирается трансформатор напряжения **НТМИ – 6 – 66УЗ**, [7] соответствующий классу точности 0,5.

8.3.5 Выбор кабельной линии 6 кВ

Кабельная линия выбирается по следующим параметрам:

1. Номинальному напряжению: $U_{уст} \leq U_{ном}$ $6 = 6$ кВ.
2. По экономической плотности тока определяется сечение жилы кабеля:

Для примера берется расчет кабельной линии для запитки силового трансформатора ТМЗ 1600 кВА от РУ 6 кВ (остальные КЛ выбираются аналогично, по току потребителя.).

$$I_p = \frac{S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 146,8 \text{ А}$$

$$s_{\text{ж}} = \frac{I_p}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{146,8}{1,4} = 104,86 \text{ мм}^2$$

Согласно таблице длительно допустимых токов[3], выбираем сечение жилы кабеля $S_{\text{доп}} = 120 \text{ мм}^2$ с допустимым током 200 А. Принимаем $3 \times 120 \text{ мм}^2$.

Используем поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле $\kappa = 0,92$ [3]:

$$I_p \leq I_{\text{доп}}$$
$$146,8 \leq I_{\text{доп}} = \kappa \cdot I = 0,92 \cdot 200 = 184 \text{ А}$$

3. Тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$s_{\text{min}} \leq s = \frac{\sqrt{B_K}}{C}$$

где: B_K – тепловой импульс тока КЗ; $C = 98 \text{ Ас}^{1/2}/\text{мм}^2$ [5]:

$$B_K = I_{\text{н.о.}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 13,28^2 \cdot (0,05 + 0,5) = 96,99 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$120 \geq \frac{\sqrt{96,99 \cdot 10^6}}{98} = 100,5 \text{ мм}^2$$

условие выполняется, поэтому принимается сечение жилы кабеля 120 мм^2 .

Для прокладки в туннеле принимается кабель с пропитанной бумажной изоляцией: **АСБГ 3(1х120)**.

8.3.6 Выбор КРУ 6 кВ

Для установки принимается КРУ серии К – 63[8] Самарского завода «Электроцит» со следующими техническими характеристиками (характеристики зависят от установленного оборудования и могут меняться по желанию заказчика).

8.3.7 Выбор сборных шины 6 кВ в КРУ-6кВ

Рассчитываем сечение сборных шин КРУ-6 кВ.

Так, как нагрузка на сборных шинах распределена не равномерно, рассчитываем сечение по самому загруженному присоединению с максимально рабочим током 1696 А.

По каталогу Самарского завода «Электроцит» выбираем шины с размерами 80×10 с $S = 800 \text{ мм}^2$ и $I_{\text{доп}} = 1900 \text{ А}$, с максимальной длиной пролёта 0,5 метра и расстоянием между фазами 0,8 метра.

$$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{доп}} = 1696 \text{ А} < 1900 \text{ А},$$

Проверяем сборные шины на термическую стойкость:

Рассчитываем температуру шин до момента КЗ:

$$\vartheta_{\text{н}} = \vartheta_{\text{о}} + \vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_{\text{о,ном}} \times \frac{\vartheta_{\text{макс}}^2}{\vartheta_{\text{доп}}}, \quad (8.13)$$

где $\vartheta_{\text{о}}$ – средняя температура в КРУ-6 кВ равная (+18)°С,

$\vartheta_{\text{доп}}$ – допустимая температура шин, равная (+70)°С,

$\vartheta_{\text{о,ном}}$ – номинальная температура шин, равная (+25)°С,

$$\vartheta_{\text{н}} = 18 + 70 - 25 \times \frac{1696^2}{1900} = 53,85^\circ,$$

В справочной литературе по кривой находим тепловое состояние шин к времени начала КЗ $\vartheta_{\text{н}} = (+45)^\circ\text{С}$ [13].

Рассчитываем температуры шин после КЗ:

$$f_k = f_n + k \frac{B_k}{q^2}, \quad (8.14)$$

где k – коэффициент, учитывающий удельное сопротивление и эффективную теплоёмкость проводника, в справочной литературе равное – $0,46 \times 10^{-2}$

$$f_k = 45 + 0,46 \times 10^{-2} \times \frac{1224000}{800^2} = 45,01^\circ\text{C},$$

В справочной литературе по кривой находим тепловое состояние шин $\vartheta_n = (+54)^\circ\text{C}$.

По расчётам видно, что температура шин практически не изменится, и выбранные шины подходят для выполнения ошиновки КРУ.

Ток термической стойкости шин 6 кВ = 4000 кА, что значительно превышает расчётные значения.

8.4 Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП

Основным требованием для системы собственных нужд (СН), состоит в обеспечении надёжной и экономичной работе оборудования СН.

Для организации питания потребителей собственных нужд используется переменное напряжение 380/220 В от вновь устанавливаемых ТСН напряжением 6/0,4 кВ.

Для распределения электрической энергии между потребителями собственных нужд ПС вОПУ устанавливается щит собственных нужд 0,4 кВ.

Для подключения цепей питания приводов и обогрева оборудования 110 кВ предусматривается установка дополнительных распределительных шкафов 0,4 кВ на ОРУ 110 кВ.

Для подключения цепей питания наружного освещения предусматривается установка дополнительных распределительных шкафов 0,4 кВ на открытой территории подстанции на прожекторных мачтах.

В данном случае на ГПП установлены 2 ТСН.

Таблица 4 -Данные собственных нужд подстанции

№ п/п	Вид потребителя собственных нужд подстанции.	Мощность, кВт
1	Охлаждение для трансформатора ТРДНК 40000	2x29,6
2	Подогрев шкафов КРУ	40x1
3	Подогрев релейного шкафа	8x1
4	Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ 6 кВ	40
5	Маслохозяйство	75
Итого:		222,2

С учетом коэффициента загрузки ($K = 0,7$) [10] и коэффициента одновременности ($K = 0,85$) [10] определяется потребляемая мощность:

$$S = \sum P \cdot K_{загр} \cdot K_{одн} = 0,7 \cdot 222,2 = 155,5 \text{ кВА}$$

Для ГПП выбирается два трансформатора собственных нужд мощностью 160 кВА. (2xТМ-160/6/0,4)

8.5 Выбор оборудования на стороне 0,4 кВ

8.5.1 Выбор автоматического выключателя

Для защиты силовых трансформаторов и КЛ-0,4кВ от токов перегрузки и селективного отключения токов КЗ КТП используются автоматические выключатели. Также современные автоматические выключатели способны измерять любые параметры тока (мощность, ток, частота, коэффициент мощности, токи КЗ и т.д.) в реальном времени и с выводом на ЖК экран.

Автоматические выключатели проверяем по условиям 8.1 – 8.7:

1. Номинальному напряжению: $U_{уст} \leq U_{ном} 0,4 = 0,4 \text{ кВ}$.

2. Номинальному току: $I_p \leq I_{ном}$

$$I_p = \frac{S_{н.т.}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2309,4 \text{ A}$$

$$I_{ном} = 2500 \text{ A}$$

$$2309,4 \leq 2500 \text{ A}$$

3. Конструктивному исполнению:

Для установки предлагается выключатель «Электрон» - 2500 со следующими характеристиками:

- непрерывный рабочий ток $I_n = 2500 \text{ A}$;
- настраиваемый расцепитель перегрузки $(0,4 - 1) I_n$;
- настраиваемый расцепитель КЗ $(1,5 - 10) I_n$;
- выключающая способность – 40 кА.

8.5.2 Выбор кабельной линии 0,4 кВ

Расчёт токовой нагрузки линии 0,4 кВ от ТП до групповых распределительных щитов производства капролактама производим аналогично выбора КЛ-10 кВ по выражению 8.1; 8.2;

Для примера берется расчет кабельной линии для запитки электродвигателя технологического насоса $P_n = 160 \text{ кВт}$, $\cos \varphi = 0,8$.

$$I_p = \frac{P_{н.эд}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,8} = 289,02 \text{ A}$$

Кабель проходит по взрывопожароопасному цеху, поэтому жилы кабеля изготовлены из меди, кабель до потребителя проложен в полу, в стальной трубе.

Принимается сечение жилы кабеля ([1] таб. 1.3.6.) $3 \times 95 \text{ мм}^2$. $I_{доп} = 350 \text{ A}$.

Марка кабеля: **ВСБГ – 3(1х95) + (1х35)**

Выбор КРУ 0,4 кВ

Для установки в цехах принимаются КТП Самарского завода «Электроцит». РУ 0,4 кВ выполняется шкафами **ШН – 4**. Шкафы ШН – 4 в зависимости от заказа, можно укомплектовать необходимым оборудованием.

9 Расчет релейной защиты ГПП

Требования к выполнению защиты трансформаторов.

Согласно ПУЭ, для трансформатора устанавливаем следующие защиты:

- Основной защитой силового трансформатора от всех видов токов КЗ, выбираем – дифференциальную защиту трансформатора (ДЗТ);
- Резервную защиту от внутренних повреждений – токовая отсечка (ТО);
- Резервную защиту от внешних токов КЗ – максимальную токовую защиту (МТЗ);
- – Защиту от перегрузки.

9.1 Расчёт уставки токовой отсечки от междуфазных КЗ в обмотке трансформатора

ТО устанавливаем со стороны источника питания так, как два источника питания, защиту устанавливаем с двух сторон трансформатора и ток срабатывания защиты отстраиваем от максимального тока КЗ проходящий через трансформатор, при КЗ с противоположной стороны трансформатора:

$$I_{с.з110} \geq k_{отс} I_{КЗ.макс 10},$$

где $I_{с.з10}$ ток срабатывания защиты со стороны 10 кВ;

$k_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,4;

$I_{КЗ макс}$ – ток трехфазного КЗ, в месте установки защиты, при КЗ на противоположной стороне трансформатора.

Приводим ток КЗ стороны 10 кВ к стороне 110 кВ трансформатора:

$$\frac{25,1}{\frac{110}{6}} = 2,28 \text{ кА},$$

$$I_{с.з110} = 1,4 \times 2,28 = 3,19 \text{ кА},$$

Приводим ток КЗ стороны 110 кВ к стороне 10 кВ трансформатора:

$$19,17 \times \frac{6,3}{110} = 1,8 \text{ кА},$$
$$I_{c.з10} = 1,4 \times 1,8 = 2,5 \text{ кА},$$

Чувствительность ТО определяем при металлическом 2-х фазном КЗ на стороне установки защиты в минимальном режиме работы ЭС. Минимальный коэффициент чувствительности не менее 2:

$$k_{ч110} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{п, 0 110}}{I_{c.з10}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times 8,2}{3,19} = 2,6,$$
$$k_{ч10} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{п, 0 10}}{I_{c.з10}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times 11,6}{2,5} = 2,1,$$

- Расчётные значения уставок ТО для защиты трансформатора соответствуют всем параметрам.

9.2 Расчёт максимальной токовой защиты трансформатора

МТЗ подключаем по токовым цепям на стороне 110 кВ.

Первичный ток срабатывания МТЗ рассчитываем по условию отстройки от токов в максимальном рабочем режиме трансформатора:

$$I_{C.з} = \frac{k_3}{k_в} \times I_{\text{раб. макс}}, \quad (8.1)$$

где $I_{\text{раб. макс}}$ – максимальный рабочий ток трансформатора;

$k_в$ – коэффициент возврата;

k_3 – коэффициент запаса.

$$I_{\text{раб. макс } 110,} = k_{\text{пер}} \times I_{\text{ном}} = 1,4 \times 201,05 = 281,5 \text{ A},$$

$$I_{\text{с.з}} = \frac{1,2}{0,85} \times 281,5 = 397,4 \text{ A},$$

Чувствительность для МТЗ определяется по выражению КЗ со стороны 6 кВ приведённое к стороне 110 кВ:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{п.о.к}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{6,74/11}{0,4} = 0,9,$$

В соответствии с ПУЭ коэффициент чувствительности должен находиться в пределах 1,2.

9.3 Расчёт токов срабатывания ДЗТ

Выполним расчет уставок ДЗТ:

$$I_{\text{с.з}} \geq k_{\text{н}} I_{\text{нб}}, \quad (9.2)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности (погрешности реле, ошибки расчета и требуемый запас) равен 1,3;

$I_{\text{нб}}$ – ток небаланса, протекающий через защиту при внешнем КЗ;

В соответствии с Техническими требованиями к устройствам РЗА, в том числе работающих по стандарту МЭК 61850 [17]:

$$I_{\text{нб}} = k_{\text{А}} \times k_{\text{одн}} \times f_i \times I_{\text{п,(0)Внеш}}, \quad (9.3)$$

В соответствии методикой завода изготовителя [17]:

$$I_{\text{нб}} = 1 \times 0,5 \times 0,1 \times 11,6 = 0,58 \text{ кА},$$

$$I_{c.з} = 1,3 \times 0,4 = 0,52 \text{ кА},$$

В соответствии методикой завода изготовителя [17]:

$$I_{c.з} \geq k_n I_{\text{ном.Тр}}, \quad (9.4)$$

где k_n – коэффициент надежности, равен 1,2;

$I_{\text{ном.Тр}}$ – номинальный ток трансформатора.

$$I_{c.з} = 520 \text{ А} > 1,2 \times 201,05 = 316 \text{ А},$$

В соответствии методикой завода изготовителя [17]: $I_{c.з} = 754 \text{ А}$.

В соответствии с Требованиями к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами [25] и методикой завода изготовителя [12]:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗмин}}^{(2)} \times k_{\text{схN}}^{(n)}}{I_{c.з} \times k_{\text{схN}}^{(3)}}, \quad (9.5)$$

Вторичный ток срабатывания в соответствии с Требованиями к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами [25] и методикой [12]:

$$I_{\text{п.о.к}}^{(2)} = \frac{\bar{3}}{2} \times I_{\text{п.}(0)} = \frac{\bar{3}}{2} \times 8,2 = 7,1 \text{ кА},$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{7,1 \times 1}{0,52} = 13,6,$$

Ток срабатывания при КЗ на основании расчетов п.4:

$$I_{\text{ном.Тр.вт}} = \frac{I_{\text{ном.Тр}} \times k_{\text{сх}}}{n_{\text{ТТ}}},$$

Таблица 9.1 - Расчётные значения уставок ДЗТ

Наименование величины	Расчётные значения	
	110 кВ	6 кВ
$I_{ном.Тр}$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \times 115} = 201 \text{ А}$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \times 6} \cdot 0,7 = 2700 \text{ А}$
$k_{ТТ}$	300/5	3000/5
Схема соединения ТТ	Y	Y
$k_{сх}$	1	1
Вторичные токи в плечах ДЗТ	$\frac{201}{\frac{300}{5}} = 3,31 \text{ А}$	$\frac{2700}{\frac{3000}{5}} = 4,73 \text{ А}$

Первая ступень отсечки шкафа защит ШЭ2607 удовлетворяет требованиям.

9.4 Расчет защиты от перегрузки

Для обеспечения защиты от перегрузки двухобмоточного трансформатора разрешается устанавливать защиту с любой стороны. Устанавливаем защиту со стороны 110 кВ.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал, рассчитываем по условию возврата защиты при номинальном токе трансформатора:

$$I_{с.з} = k_{отс} \frac{I_{ном}}{k_в}, \quad (9.6)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,05;

$k_в$ – коэффициент возврата, равный 0,95.

$$I_{с.з} = 1,05 \times \frac{201}{0,95} = 222 \text{ А},$$

Время срабатывания защиты от перегрузки, во избежание ложных сигналов, выполняем с выдержкой времени 9 секунд.

10 Расчёт заземления подстанции

Для заземления оборудования и улучшения электромагнитной обстановки на ПС существующее заземляющее устройство подстанции (далее ЗУ ПС, заземлитель). Прокладываются горизонтальные и вертикальные электроды.

Выполняется закладка основной части нового ЗУ ПС. Заземляется оборудование присоединения трансформатора Т2, молниеприемники М2, М3.

Выполняется окончательная закладка нового ЗУ ПС и заземление нового оборудования присоединения трансформатора Т1.

Каждый лежень (фундамент) нового оборудования, портала должны иметь свой заземляющий спуск. Заземляющие спуски выполняются из полосовой стали 40x5 мм.

Таблица 10.1- Исходные данные для расчета заземления

Необходимый параметр	Единицы измерения	Данные параметра
Длина стержня	м	$L = 10$
Диаметр стержня	м	$d = 0.012$
Удельное сопротивление грунта	Ом·м	$\rho = 100;$
Сопротивление заземления	Ом	$R_3 = 0,5$
Глубина заложения полосы	м	$t=0.7$
Периметр участка	м	$l=208$

1. Сопротивление одного стержня:

$$R_c = \frac{\rho_{расч}}{2\pi l} \cdot \left(Ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \cdot Ln \frac{4 \cdot t' + l}{5 \cdot t' - l} \right) =$$
$$= \frac{125}{2\pi \cdot 10} \cdot \left(Ln \frac{2 \cdot 10}{0.012} + \frac{1}{2} \cdot Ln \frac{4 \cdot 5,7 + 10}{5 \cdot 5,7 - 10} \right) = 15,32 \text{ Ом}$$

где $\rho_{РАСЧ} = \rho \cdot K_C = 100 \cdot 1.25 = 125 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ - расчетное сопротивление грунта;

$K_C = 1.25$ – коэффициент сезонности

$t' = t + 0.5 \cdot L = 0.7 + 0.5 \cdot 10 = 5,7 \text{ м}$ - приведённая длина заложения.

2. Необходимое количество стержней:

$$n_C = \frac{R_C}{R_3 \cdot \eta_C} = \frac{15,32}{0,5 \cdot 0,55} = 56 \text{ шт}$$

где $\eta_C = 0.55$ – коэффициент использования стержня;

3. Сопротивление заземляющей полосы:

$$r_{II} = \frac{\rho_{РАСЧ}}{2\pi l} \cdot \left(Ln \frac{2l^2}{bH} \right) = \frac{125}{2 \cdot \pi \cdot 230} \cdot \left(Ln \frac{2 \cdot 230^2}{0.04 \cdot 0.72} \right) = 1.31 \text{ Ом}$$

4. Сопротивление заземляющей полосы в контуре:

$$R_{II} = \frac{r_{II}}{\eta_{II}} = \frac{1.31}{0.8} = 1.63 \text{ Ом}$$

где $\eta_{II} = 0.8$ – коэффициент использования протяженных заземлителей;

5. Необходимое сопротивление вертикальных заземлителей:

$$R = \frac{R_{II} \cdot R_3}{R_{II} + R_3} = \frac{1.63 \cdot 0,5}{1.63 + 0,5} = 0,38 \text{ Ом}$$

6. Уточнение количества стержней:

$$\eta_C = \frac{R_C}{R_3 \cdot \eta_C} = \frac{15.32}{0,38 \cdot 0,55} = 73 \text{ шт}$$

Таким образом, для заземления проектируемого объекта необходимо 73 стержня.

11 Молниезащита подстанции

Защита от ПУМ осуществляется 4 молниеотводами:

- М1, М4 опора заходов ВЛ-110 кВ, сущ., Н=29,6 м;
- М2, М3 прожекторные мачты, новые, тип ПМС-24, Н=26,15м. Для улучшения ЭМО и более эффективного отвода тока молнии по ЗУ ПС, молниеприемники М2 и М3 присоединяются к ЗУ ПС. В местах присоединений молниеприемников закладываются вертикальные электроды, выполняемые из Ст. d=32 мм, L=3 м.

Исходным параметром является высота молниеотвода: на здании ЗРУ 6 кВh = 15 м;

а) Определяем активную высоту молниеотвода:

$$h_a = h - h_x = 15 - 6 = 9 \text{ м.}$$

где h_x - высота защищаемого объекта. Для ЗРУ 6 кВ $h_x = 6$ м.

б) Определяем зону защиты

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a \cdot p}{1 + h_x / h},$$

где $p = 1$, при $h < 30$ м. - коэффициент для различных высот молниеотвода

$$r_{x1} \dots r_{x4} = \frac{1,6 \cdot 9 \cdot 1}{1 + 6/15} = 10,3 \text{ м;}$$

Требуемая ширина зоны защиты b_x определяется:

$$b_x = 3(h_0 - 1,25 \cdot h_x), \text{ при } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3} \cdot h, \text{ где } h_0 - \text{ высота, м.}$$

$$h_0 = 4h - \sqrt{9h^2 + 0,25L^2}$$

где, L – длина между молниеотводами, м.

$$h_{01} = 4 \cdot 15 - \sqrt{9 \cdot 15^2 + 0,25 \cdot 40^2} = 10,75 \text{ м.}; b_{x1} = 3(16,75 - 1,25 \cdot 6) = 9,75 \text{ м.}$$

$$\frac{1}{2}b_{x1} = 4,875 \text{ м.}$$

$$h_{02} = 4 \cdot 15 - \sqrt{9 \cdot 15^2 + 0,25 \cdot 30^2} = 12,56 \text{ м.}; b_{x2} = 3(12,56 - 1,25 \cdot 6) = 15,8 \text{ м.}$$

$$\frac{1}{2}b_{x2} = 7,59 \text{ м.}$$

Молниезащита ГПП представлена на рисунке 5

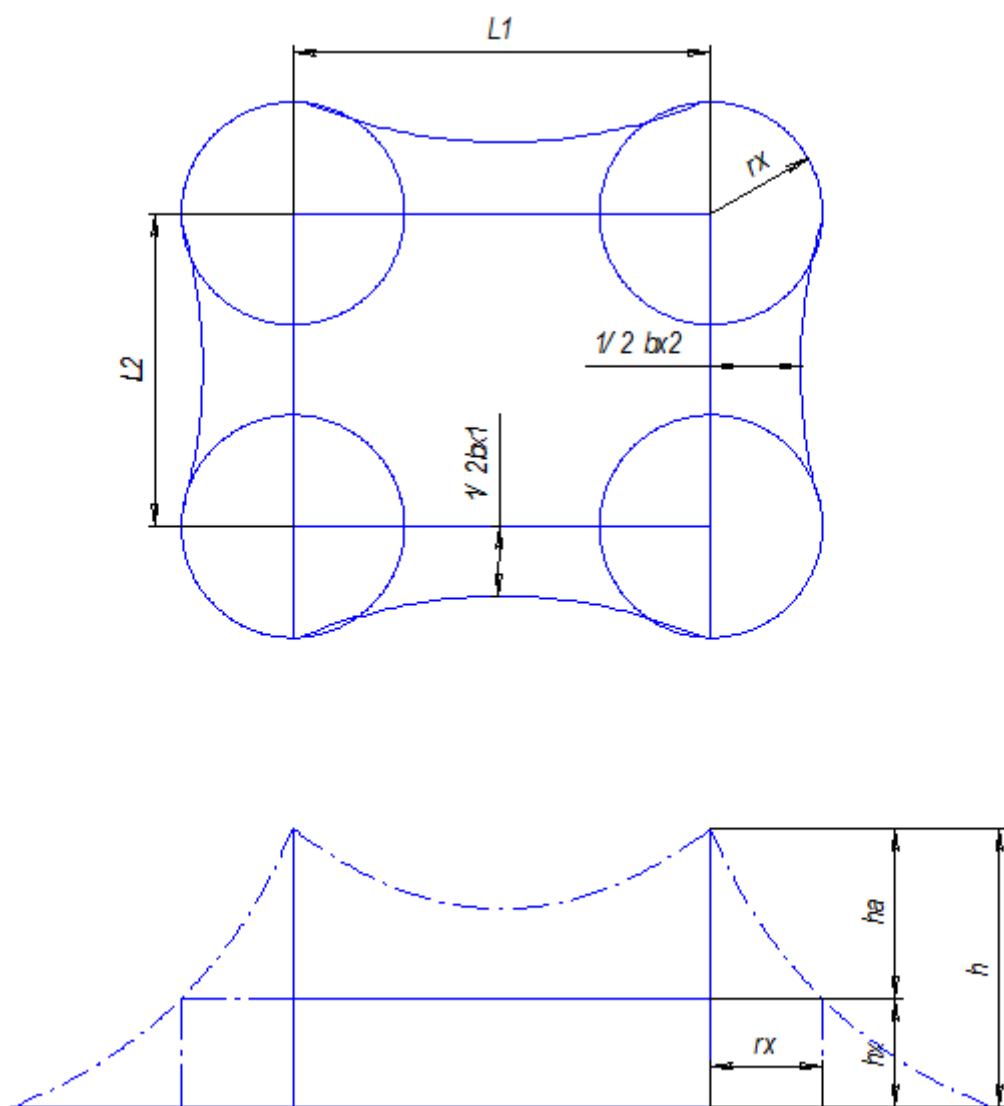


Рисунок 5 - Молниезащита ГПП

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе «Электроснабжение производства капролактама ПАО «Куйбышевазот»» рассмотрены теоретические и практические решения создания надёжной системы электроснабжения данного производства, за счет полного расчета системы электроснабжения и выбора современного электрооборудования.

На основании анализа графиков и расчётов потребляемой электрической нагрузки производства капролактама, выбрано необходимое количество и мощность силовых трансформаторов.

На основании расчётов токов короткого замыкания выбраны аппараты в распределительных устройствах 110 кВ и 6,3 кВ.

Произведён расчёт строительства контура заземления главной понизительной подстанции предприятия и рассчитана молниезащита.

Выбранный вариант системы электроснабжения производства капролактама ПАО «Куйбышевазот» соответствует всем требованиям правил и норм городских распределительных электросетей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации № 1715-р «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» – от 13 ноября 2009 г.
2. ГОСТ Р 21.1101-2009 Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации.
3. Правила устройства электроустановок. – 7-е издание. СПб.: Энергоатомиздат. 2013.
4. Правила технической эксплуатации электростанций и подстанций. М.: Энергоатомиздат. 2013.
5. Афонин В.В., Набатов К.А. Электрические станции и подстанции. Часть 1. Электрические станции и подстанции. Учебное пособие. - Тамбов: Изд-во Тамбовского гос. тех. университета, 2015. - 90 с.
6. Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок: учебное пособие для вузов. - М.: Издательский дом МЭИ, 2016. - 288 с.
7. Балдин М.Н., Карапетян И.Г. Основное оборудование электрических сетей. Справочник. - М.: ЭНАС, 2014. - 208 с.
8. Кудрин Б.И. Электроснабжение: учебник для студ. учреждений высш. проф. образования / Б.И. Кудрин. – М.: Издательский центр «Академия». 2012. – 2-е изд., перераб. и доп. – 352 с.
9. Кургузова Л.И., Кургузов Н.Н., Ю.А.Леньков Основы проектирования электрических станций. 2012. – 40 с.
10. Киреева Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий / Э.А. Киреева. – М.: КноРус. 2013. – 368 с.
11. Коробов Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование: учебное пособие / Г.В. Коробов. – СПб.: Лань. 2014. – 192с.
12. Кудрин Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы: учебное пособие / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина. – М.: МЭИ. 2013. – 412 с.

13. Выключатели-разъединители 110-330 кВ. Общие технические требования // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО_34.01-4.1-007-2018.pdf (дата обращения: 15.06.2018).

14. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов: учебное пособие для среднего профессионального образования / Е.А. Конюхова. – М.: ИЦ Академия. 2013. – 320 с.

15. Технические требования к автоматизированному мониторингу устройств РЗА, в том числе работающих по стандарту МЭК 61850 // Официальный сайт ПАО "Россети" URL: http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО_34.01-4.1-007-2018.pdf (дата обращения: 15.06.2018).

16. Электрические сети. Оборудование электроустановок [Электронный ресурс]. – <http://forca.ru>.

17. ПАО «РАДИУС-Автоматика». Комплекс оборудования релейной защиты и автоматики для сетей 0,4 кВ до 110 кВ [Электронный ресурс]. <http://www.rza.ru/catalog/>

18. Каталог электрооборудования «Электрощит» [Электронный ресурс]. <https://electroshield.ru>

19. Электроснабжение административных зданий [Электронный ресурс]/ форум для электриков: http://projectsdevelop.com/power_supply_of_office_buildings.

20. Щербаков Е.Ф. Электроснабжение. Курсовое проектирование: учебное пособие / Е.Ф. Щербаков, Д.С. Александров, А.Л. Дубов. – СПб.: Лань. 2014. – 192 с.

21. Bhalja B., Maheshwari R. P., Chothani N. Protection and Switchgear (Oxford Higher Education). - 1 изд. - Oxford: Oxford University Press, 2016. - 576 с.

22. Croft T., Hartwell F.P., Summers W.I. American Electricians' Handbook. - 16 изд. - New York City: McGraw-Hill Education, 2013. - 1712 с.

23. Gönen T. Electric Power Distribution Engineering. - 3 изд. - Boca Raton: CRC Press, 2014. - 1061 с.

24. McPartland J.F., McPartland B.J., McPartland S.P. McGraw-Hill's Handbook of Electric Construction Calculations. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2013. - 320 с.

25. Ram B. Power System Protection and Switchgear. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2011. - 684 с.