

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

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

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электроснабжения районной насосной станции
ООО «Волжские коммунальные системы»

Студент(ка)

А.Е. Попов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

С.В. Шлыков

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

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

« _____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

Данная выпускная квалификационная работа представляет собой реконструкцию электрической части районной насосной станции.

Пояснительная записка включает в себя разделы:

- введение и заключение;
- расчёт электрических нагрузок РНС;
- выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов;
- выбор электрической схемы;
- расчёт токов короткого замыкания;
- выбор электрических аппаратов и проводников;
- выбор основных конструктивных решений понизительной ПС;
- расчет заземления и молниезащиты.

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки объемом 45 листов, дополняемой 3 рисунками, 12 таблицами и 6 листами графической части формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1. Характеристика объекта обследования	5
2. Определение электрических нагрузок	7
2.1 Определение и расчет электрических нагрузок по секциям	7
2.2 Расчет нагрузки на ЩО	11
3. Выбор трансформаторов	13
4. Выбор и обоснование схемы внутрицехового электроснабжения	21
5. Расчет токов короткого замыкания	22
5.1 Расчет токов короткого замыкания на стороне 6 кВ	22
5.2 Расчет токов короткого замыкания на стороне 0,4 кВ	26
6. Выбор оборудования.....	30
6.1 Выбор оборудования на стороне 6 кВ	30
6.2 Выбор оборудования на стороне 0,4 кВ	34
7. Расчет заземления и молниезащиты	37
7.1 Расчет заземления	37
7.2 Молниезащита	40
Заключение	41
Список используемой литературы	42

Введение

Без отведения сточных вод трудно представить себе комфортную жизнь современного человека. Потребители не задумываются о том, что для их удобства действует сложная канализационная система, которая отводит сточные воды от зданий до очистных сооружений. В местах сложного рельефа, стоки не могут отводиться самотеком, их принудительно транспортируют с помощью канализационных насосных станций (КНС).

КНС представляет собой довольно сложную систему, сердцем которой является погружной насос, производительность которого, в зависимости от потребностей, варьирует от одного до десятков тысяч кубических метров в час. Для безопасности, насос оснащен датчиками температуры и вибрации, а сама КНС оборудована системой автоматики, обеспечивающей безопасную работу станции.

Центральной канализационной станцией комсомольского района является РНС-4 в состав, которой входит устаревшее оборудование, включая в себя шесть насосов, частично исчерпавших свой ресурс. В связи, с чем необходимо произвести полную или частичную реконструкцию электроснабжения станции. В бакалаврской работе рассмотрен вариант реконструкции электроснабжения станции РНС-4 с целью повышения энергоэффективности и экономичности станции.

1 Характеристика объекта обследования

Обследуемый объект представляет собой головную канализационную насосную станцию Комсомольского района РНС-4, расположенную по адресу: г. Тольятти, Комсомольский район, ул. Громовой 49. Насосная станция состоит из двух отдельно стоящих зданий: здания приемного резервуара и здания машинного зала насосной станции. Здание приемного резервуара введено в эксплуатацию в 1968 году, здание машинного зала насосной станции - в 1976 году.

Приемный резервуар представляет собой здание цилиндрической формы диаметром 10,62 м по внутренней поверхности стен и высотой надземной части 3,5 м до низа плит покрытия. Подземная часть заглублена на 6,2 м от чистого пола первого этажа.

Сточные воды поступают в приемный резервуар по самотечному коллектору. Далее по двум каналам, оборудованным сороудерживающими решетками, направляются непосредственно в резервуар. Из приемного резервуара сточные воды по трем всасывающим трубопроводам поступают в машинный зал насосной станции.

Насосная станция предназначена для перекачки сточных вод на очистные сооружения. В насосной станции установлено две группы насосов. Первая группа предназначена для перекачки сточных вод на очистные сооружения. Она состоит из трех основных высоковольтных насосов, два рабочих, один резервный, а также трех вспомогательных низковольтных насосов. Вторая группа насосов предназначена для откачки собранной в приямок дренажной воды из машинного зала. Подача воды на уплотнение сальников основных насосов осуществляется от хозяйственно-питьевого водопровода.

Данная станция принадлежит и обслуживается ООО «Волжские коммунальные системы». На предприятии разрабатывается проект полной реконструкции РНС-4, в котором предлагается замена всех насосов на новые

низковольтные, т.е. будет осуществлен переход на напряжение 0,4 кВ. Шесть новых насосов будут работать попарно и переключаться в зависимости от выработанных часов автоматически. Так же в мокрой камере предусмотрены датчики уровня воды, в зависимости от которых может оставаться в работе один, два, четыре или все насосы в аварийном режиме.

2 Определение электрических нагрузок

2.1 Определение и расчет электрических нагрузок по секциям

На различных ступенях системы электроснабжения определение расчетной нагрузки проводится по методу упорядоченных диаграмм. Активная расчетная мощность нагрузки группы трехфазных электроприемников на всех ступенях питающих и распределительных сетей находится по средней нагрузке и коэффициенту максимума.

В данной работе предлагается расчет нагрузок методом коэффициента использования. Информация о коэффициентах использования и мощности приводится в справочниках. В тот случае, если в справочных данных нет наименования данного электроприемника, то коэффициент использования и мощности принимаются равным данным для электроприемников схожих по режиму работы.

В ходе расчета нагрузок найдём суммарную мощность и ток по всей станции, на основании этого выберем трансформаторы. Для нахождения суммарной мощности будем использовать следующие формулы:

$$P_{H\Sigma} = P_H \cdot n$$

где: $P_{H\Sigma}$ - мощность потребляемая группой одинаковых электроприёмников,

P_H - паспортная мощность одного электроприёмника, n - количество электроприёмников.

$$P_{CM} = \kappa_u \cdot P_H$$

где: P_{CM} - среднесменная мощность электроприёмника, κ_u - коэффициент использования электроприёмника.

$$Q_{cm} = \operatorname{tg} \phi \cdot P_{cm}$$

где: Q_{cm} - реактивная среднесменная мощность электроприёмника, $\operatorname{tg} \phi$ - отношение реактивной мощности к активной мощности электроприёмника.

$$n_{\text{э}} = \frac{\sum P_n}{\sum n \cdot P_n^2}$$

где: $n_{\text{э}}$ - эффективное число электроприёмников.

$$P_p = \sum P_{cm} \cdot k_m$$

где: P_p - расчетная мощность электроприёмников, k_m - коэффициент максимума.

Реактивная расчётная мощность: $Q_p = 1,1 \cdot \sum Q_{cm}$, для случая когда число эффективных электроприёмников < 10 , и $Q_p = \sum Q_{cm}$, для случая когда число эффективных электроприёмников ≥ 10 .

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$$

где: S_p - полная расчетная мощность всех электроприёмников.

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

где: I_p - расчетный ток, U_n - номинальное напряжение равное 380В.

Пример расчетов:

$$P_{H\Sigma} = P_H \cdot n = 170 \cdot 2 = 340 \text{ кВт}$$

$$P_{CM} = \kappa_u \cdot P_H = 340 \cdot 1 = 340 \text{ кВт}$$

$$Q_{CM} = \operatorname{tg} \phi \cdot P_{CM} = 0,57 \cdot 340 = 192,69 \text{ квар}$$

$$n_{\text{э}} = \frac{P_H \cdot 2}{\Sigma P_H^2 \cdot n} = 0,5$$

$$P_p = \Sigma P_{CM} \cdot \kappa_M = 340 \cdot 1 = 340 \text{ кВт}$$

$$Q_p = 1,1 \cdot \Sigma Q_{CM} = 211,96 \text{ квар}$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{340^2 + 211,96^2} = 400,66 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{400,66}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 608,73 \text{ кА}$$

Аналогично производятся и другие расчеты (Таблица 1).

Таблица 1 – Расчетные токи по секциям

Наимен. ЭП	P_H , кВт	n, шт	$P_H \Sigma$, кВт	K_u	$\cos \Psi$	$\operatorname{tg} \Psi$	$P_{см}$	$Q_{см}$	nэ	K_M	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	I_p , А
Насосы	170	2	340	1	0,87	0,57	340	192,69	0,5	1	340	211,96	400,66	608,73
Вентиляторы	1,5	1	1,5	1	0,78	0,8	1,5	1,2	1	1	1,5	1,32	2	3,04
К/балка	8	1	8	1	0,5	1,73	8	13,86	1	1	8	15,24	17,21	26,15
Итого					0,84	0,65					354,1	231,39	423	642,68
Насосы	170	2	340	1	0,87	0,57	340	192,69	0,5	1	340	211,96	400,66	608,73
Дрен. насос	3,7	1	3,7	1	0,92	0,43	3,7	1,58	1	1	3,7	1,73	4,09	6,21
Итого					0,85	0,62					344,3	213,97	405,37	615,9

2.2 Расчет нагрузки на ЩО

В программе DIALux рассчитаем активную и реактивную мощности, и полученные данные занесем в таблицу 2.

При расчете учитываем, что все помещения являются одноэтажными.

Произведем расчеты для освещения:

Таблица 2 – Результаты расчета освещения в программе DIALux

Наименование помещения	Марка	Заданная освещенность, E, лк	Активная мощность, P, кВт	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	Реактивная мощность, Q, квар
Здание насосной станции, машинный зал	DKU 03-100	150	0,5	0,95	0,32	0,16
	DSP 02-35-50	75	0,53	0,98	0,20	0,11
Итого по освещению			1,03			0,27

На щиток освещения принято подключить четыре отопительных тэна. Для поддержания приемлемой температуры в машинном зале предусмотрено два тэна по 1,5 кВт расположенные по разные стороны зала, и два тэна по 0,75 кВт для помещения дежурных расположены по разные стороны соответственно.

Расчет результирующей нагрузки освещения и отопления сведен в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчет электрических нагрузок с освещением

Наимен. ЭП	P_n , кВт	n, шт	$P_n \Sigma$, кВт	K_u	$\cos\psi$	$\operatorname{tg}\psi$	$P_{см}$	$Q_{см}$	η	K_M	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	I_p , А
Насосы	170	2	340	1	0,87	0,57	340	192,69	0,5	1	340	211,96	400,66	608,73
Вентиляторы	1,5	1	1,5	1	0,78	0,8	1,5	1,2	1	1	1,5	1,32	2	3,04
ЩО	5,53	1	5,53	0,8	0,87	0,57	4,6	2,61	1	1	4,6	2,87	6,42	9,24
К/балка	8	1	8	1	0,5	1,73	8	13,86	1	1	8	15,24	17,21	26,15
Итого					0,84	0,65					354,1	231,39	423	642,68
Насосы	170	2	340	1	0,87	0,57	340	192,69	0,5	1	340	211,96	400,66	608,73
Дрен. насос	3,7	1	3,7	1	0,92	0,43	3,7	1,58	1	1	3,7	1,73	4,09	6,21
АЩО	0,6	1	0,6	1	0,92	0,43	0,6	0,26	1	1	0,6	0,28	0,66	1,01
Итого					0,85	0,62					344,3	213,97	405,37	615,9

3 Выбор трансформаторов

Выбор силовых трансформаторов является наиболее важным этапом проектирования, который оказывает огромное влияние на основные технико-экономические показатели проектируемой схемы электроснабжения. Выбор трансформаторов - это сложная задача, которая может иметь совокупность решений, из которых следует выбрать наилучшее. Основой расчетов при этом служит, как правило, технико-экономическое сравнение вариантов.

Мощность силовых трансформаторов зависит от величины нагрузки и категории по надежности электроснабжения. Поскольку станция относится к I группе по категории надёжности. Рассмотрим два варианта с использованием двух трансформаторов.

Вариант 1

Исходными данными являются:

$$P_p = 699,3 \text{ кВт}, Q_p = 445 \text{ квар}, S_p = 828,4 \text{ кВА}$$

Определяем мощность трансформатора:

$$S_T \geq \frac{P_p}{\kappa_3 \cdot N_{\text{тр}}} = \frac{699,3}{0,8 \cdot 2} \geq 437,1$$

где: κ_3 - коэффициент загрузки трансформатора, $N_{\text{тр}}$ - количество трансформаторов.

Исходя из мощности, выбираю 2 трансформатора ТМГ-630/6/0,4 с параметрами указанными в таблице 2.

Таблица 4 – Параметры трансформатора ТМГ-630/6/0,4

Название	
P_{xx}	1,2кВт
$P_{кз}$	7,6кВт
$U_{к}$	5,5%
i_{x}	0,6%

Потери в трансформаторах:

$$\Delta P_T = N_T \cdot \left(P_{xx} \cdot \kappa_3^2 \cdot P_{кз} \right) = 1,2 \cdot 0,8^2 \cdot 7,6 \cdot 2 = 11,67 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = N_T \cdot \left(i_x \cdot \kappa_3^2 \cdot U_{к} \right) = 0,6 \cdot 0,8^2 \cdot 5,5 \cdot 2 = 4,22 \text{ квар};$$

Расчётная нагрузка корпуса с учётом потерь в трансформаторе.

$$P_p = P_p + \Delta P_T = 699,3 + 11,67 = 711 \text{ кВт};$$

$$Q_p = Q_p + \Delta Q_T = 445 + 4,22 = 449,22 \text{ квар};$$

Реактивная мощность в часы минимума нагрузки:

$$Q_{\min} = 0,5 \cdot Q_p = 0,5 \cdot 449,22 = 224,6 \text{ квар}$$

Экономически обоснованные значения реактивной мощности в часы максимума энергосистемы:

$$Q'_{\text{э1}} = Q_p - 0,7 \cdot Q_{CD} = 445 - 0,7 \cdot 0 = 445 \text{ квар};$$

$$Q''_{\text{э1}} = \alpha \cdot P_p = 0,28 \cdot 699,3 = 195,8 \text{ квар};$$

где $\alpha = 0,28$; $Q_{CD} = 0$.

Из-за пониженного напряжения в часы максимальных нагрузок принимаем наименьшее из значений: $Q_{\text{э}1} = 195,8 \text{ квар}$.

Экономически обоснованные значения реактивной мощности в режиме наименьших нагрузок:

$$Q'_{\text{э}2} = Q_{\text{min}} + Q_{\text{к}} = 224,6 + 0 = 224,6 \text{ квар}$$

$$Q''_{\text{э}2} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{КД}} = Q_{\text{min}} - (Q_{\text{P}} - Q_{\text{э}1}) = 224,6 - (449,22 - 195,8) = -28,82 \text{ квар}$$

Из-за повышенного значения напряжения в часы минимальных нагрузок принимаем значение мощности: $Q_{\text{э}2} = 224,6 \text{ квар}$.

Суммарная мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{КУ}_{\text{max}}} = 1,1 \cdot Q_{\text{P}} - Q_{\text{э}1} = 1,1 \cdot 449,22 - 195,8 = 298,3 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{КУ}_{\text{min}}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{э}2} = 224,6 - 224,6 = 0 \text{ квар}$$

Следовательно, все КУ должны быть регулируемые.

Компенсация реактивной мощности, стоимость затрат на компенсирующие установки и трансформатор.

Реактивная мощность, передаваемая из сети 6кВ в сеть с напряжением 0,4 кВ:

$$Q_{\text{T}} = \sqrt{(U_{\text{T}} \cdot \kappa_3 \cdot S_{\text{T}})^2 - P_{\text{P}}^2} = \sqrt{(0,8 \cdot 630)^2 - 699,3^2} = 725,97 \text{ квар}$$

Мощность КУ, которые устанавливаются на стороне до 0,4кВ:

$$Q_{\text{КУ.н}} = Q_{\text{P}} - Q_{\text{T}} = 445 - 303,81 = -280,97 \text{ квар}$$

Мощность КУ, которые устанавливаются на стороне 6кВ.

$$Q_{КУ.в} = Q_{КУ_max} - Q_{КУ.н} = 298,3 + 280,97 = 579,27 \text{ квар.}$$

Так как $Q_{КУ.н} < 50$ квар, $Q_{КУ.в} < 800$ квар, то компенсация реактивной мощности не требуется.

Определим суммарные затраты на установку КТП с трансформаторами ТМГ-630:

$$C_{\hat{E}\hat{O}\hat{I}} = \hat{A} \cdot \hat{E}_{\hat{O}\hat{I}} + \tilde{N} \cdot \Delta \hat{D}_{\hat{O}} = 0,233 \cdot 110,85 \cdot 2 + 0,242 \cdot 2 = 49,92 \text{ \textcircled{d} \textcircled{u} \textcircled{n} . \textcircled{d} \textcircled{o} \textcircled{a}}$$

Вариант 2

Исходными данными являются:

$$P_p = 699,3 \text{ кВт}, Q_p = 445 \text{ квар}, S_p = 828,4 \text{ кВА}$$

Определяем мощность трансформатора:

$$S_T \geq \frac{P_p}{\kappa_3 \cdot N_{\text{тр}}} = \frac{699,3}{0,8 \cdot 2} \geq 437,1$$

где: κ_3 - коэффициент загрузки трансформатора, $N_{\text{тр}}$ - количество трансформаторов.

Исходя из мощности, выбираю 2 трансформатора ТМГ-1000/6/0,4 с параметрами указанными в таблице 5.

Таблица 5 – Параметры трансформатора ТМГ-1000/6/0,4

Название	
P_{xx}	1,6кВт
$P_{кз}$	10,8кВт
$U_{к}$	5,5%
i_{x}	0,5%

Потери в трансформаторах:

$$\Delta P_T = N_T \cdot \left(P_{xx} \cdot \kappa_3^2 \cdot P_{кз} \right) = 1,6 \cdot 0,8^2 \cdot 10,8 \cdot 2 = 27,64 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = N_T \cdot \left(i_x \cdot \kappa_3^2 \cdot U_{к} \right) = 0,5 \cdot 0,8^2 \cdot 5,5 \cdot 2 = 4,4 \text{ квар};$$

Расчётная нагрузка корпуса с учётом потерь в трансформаторе.

$$P_p = P_p + \Delta P_T = 699,3 + 27,64 = 726,94 \text{ кВт};$$

$$Q_p = Q_p + \Delta Q_T = 445 + 4,4 = 449,4 \text{ квар};$$

Реактивная мощность в часы минимума нагрузки:

$$Q_{\min} = 0,5 \cdot Q_p = 0,5 \cdot 449,4 = 224,7 \text{ квар}$$

Экономически обоснованные значения реактивной мощности в часы максимума энергосистемы:

$$Q'_{\text{эл}} = Q_p - 0,7 \cdot Q_{CD} = 224,7 - 0,7 \cdot 0 = 224,7 \text{ квар};$$

$$Q''_{\text{эл}} = \alpha \cdot P_p = 0,28 \cdot 726,94 = 203,54 \text{ квар};$$

где $\alpha = 0,28$; $Q_{CD} = 0$.

Из-за пониженного напряжения в часы максимальных нагрузок принимаем наименьшее из значений: $Q_{\text{э}1} = 203,54 \text{квар}$.

Экономически обоснованные значения реактивной мощности в режиме наименьших нагрузок:

$$Q'_{\text{э}2} = Q_{\text{min}} + Q_{\text{к}} = 224,7 + 0 = 224,7 \text{квар}$$

$$Q''_{\text{э}2} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{КД}} = Q_{\text{min}} - (Q_{\text{P}} - Q_{\text{э}1}) = 224,7 - (449,4 - 203,54) = -21,16 \text{квар}$$

Из-за повышенного значения напряжения в часы минимальных нагрузок принимаем значение мощности: $Q_{\text{э}2} = 224,7 \text{квар}$.

Суммарная мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{КУ}_{\text{max}}} = 1,1 \cdot Q_{\text{P}} - Q_{\text{э}1} = 1,1 \cdot 449,4 - 203,54 = 290,8 \text{квар}$$

$$Q_{\text{КУ}_{\text{min}}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{э}2} = 224,7 - 224,7 = 0 \text{квар}$$

Следовательно, все КУ должны быть регулируемые.

Компенсация реактивной мощности, стоимость затрат на компенсирующие установки и трансформатор.

Реактивная мощность, передаваемая из сети 6кВ в сеть с напряжением 0,4 кВ:

$$Q_{\text{D}} = \sqrt{N_{\text{D}} \cdot \hat{\epsilon}_{\text{с}} \cdot S_{\text{D}}^2 - D_{\text{D}}^2} = \sqrt{2 \cdot 0,8 \cdot 1000^2 - 699,3^2} = 1139,09 \text{кВ}\cdot\text{А}$$

Мощность КУ, которые устанавливаются на стороне до 0,4кВ:

$$Q_{\text{Э.и}} = Q_{\text{D}} - Q_{\text{D}} = 445 - 1139,09 = -694,08 \text{кВ}\cdot\text{А}.$$

Мощность КУ, которые устанавливаются на стороне 6кВ.

$$Q_{\hat{E}O.a} = Q_{\hat{E}O} - i \cdot \Delta \hat{E} - Q_{\hat{E}O.i} = 290,8 + 694,08 = 984,89 \text{ кВ}\cdot\text{А}\cdot\text{ч}.$$

Так как $Q_{KY.H} < 50$ квар, $Q_{KY.B} > 800$ квар то компенсация реактивной мощности требуется только на стороне 6кВ.

Полагая, что расчетная мощность равномерно распределена между трансформаторами, принимаем к установке две регулируемые КУ типа УК2-0,38-100-УЗ.

Рассчитаем приведенные затраты на БК:

$$\begin{aligned} C_{\hat{E}O.i} &= E \cdot K_O \cdot \left(\frac{U}{U_{AE}} \right)^2 \cdot Q_{\hat{E}O.a} + C_0 \cdot P_{AE} \cdot Q + E_\delta \cdot \hat{E}_D \cdot N_T = \\ &= 0,233 \cdot 960 \cdot \left(\frac{1}{1} \right)^2 \cdot 0,2 + 4,8 \cdot 2,5 \cdot 0,2 + 0,27 \cdot 16 \cdot 2 = 55,43 \text{ руб.} \end{aligned}$$

где $E = 0,223$; $C_0 = 4800 \text{ руб} / \text{кВт}\cdot\text{ч}$; $U_{БК} = 1$; $U = 1$; $K_P = 16000 \text{ руб}$; $P_{БК} = 2,5 \text{ кВт} / \text{Мвар}$; $K_Y = 480 \text{ тыс.руб} / \text{Мвар}$; $E_P = 0,27$.

Определим суммарные затраты на установку КТП с трансформаторами ТМГ-1000:

$$C_{\hat{E}O} = A \cdot \hat{E}_{O} \cdot N_O + \tilde{N} \cdot \Delta \hat{E}_O = 0,233 \cdot 127,95 \cdot 2 + 1,8 \cdot 2 = 63,57 \text{ руб.}$$

Определим суммарные затраты :

$$C_{\hat{E}O} = C_{\hat{E}O.i} + C_{\hat{E}O} = 63,57 + 55,43 = 119 \text{ руб.}$$

Не смотря на то, что трансформатор 2 дороже и требует дополнительно устанавливать компенсирующие устройства, дальнейший расчет будет производиться для варианта 2, трансформатор ТМГ 1000 кВА. Так как в случае аварии на трансформаторной подстанции, когда отключится один из трансформаторов, вся нагрузка перейдет на второй трансформатор. Хотя трансформатор ТМГ 630 кВА выдержит эту нагрузку, следует рассмотреть и тот момент, когда в пасмурную погоду стоки с других КНС очень стремительны, и уровень воды приемного резервуара может достичь машинного зала, тогда включатся все насосы это пиковая нагрузка. Шанс такой аварии очень мал, так как на других КНС обслуживающий персонал регулирует стоки специальными задвижками, но для выбора мощности силовых трансформаторов следует рассматривать вариант работы в самых суровых условиях, так как объект относится к первой категории по надежности электроснабжения.

Трансформаторную подстанцию предлагается сделать наружную закрытого типа (БКТП). Блочная комплектная трансформаторная подстанции представляет собой железобетонную конструкцию, состоящую из верхних модулей (наземная часть) и нижних модулей (подземная часть). Верхние модули предназначены для установки трансформаторов и распределительных устройств высшего и низшего напряжений, нижние модули (кабельные этажи) предназначены для ввода и вывода кабельных линий. Срок службы БКТП составляет не менее 25 лет.

4 Выбор и обоснование схемы внутрицехового электроснабжения

Внутренние электрические сети предприятий выполняются радиальными, магистральными и смешанными. В радиальной сети от распределительного щита отходят магистральные линии к главным шкафам, от которого отходят вторичные магистрали к распределительным щитам, от которых, в свою очередь, питаются приемники электроэнергии. Магистральная схема, по сравнению с радиальной, имеет следующие преимущества и недостатки:

- надежность магистральной схемы значительно ниже;
- в магистральных сетях выше токи КЗ, однако, меньше потери U и P ;
- стоимость магистральных сетей значительно ниже стоимость радиальных.

Смешанные сети – одновременное наличие и магистральных, и радиальных сетей.

Основные принципы построения схем электроснабжения – обеспечение надежности электроснабжения в соответствии с категориями:

- 1 категория: отсутствие или перебой электроэнергии влечет опасность для жизни, или большой ущерб – используется дополнительный резервный источник питания;
- 2 категория: отсутствие или перебой энергии влечет массовый недовыпуск продукции – применяется дополнительный источник питания или дополнительная линия;
- 3 категория – перерыв в снабжении не влечет никаких последствий – применяется 1 источник питания.

Исходя из сравнения магистральной и радиальной схем, можно сделать вывод, что для большей надежности электроснабжения следует использовать радиальную схему. На насосной станции используется радиальная схема электроснабжения, все электроприемники запитаны параллельно.

5 Расчет токов короткого замыкания

5.1 Расчет токов короткого замыкания на стороне 6 кВ

В электрических установках могут возникать различные виды коротких замыканий, сопровождающихся резким увеличением тока. Вследствие этого электрооборудование, которое устанавливается в системах электроснабжения, должно быть устойчивым к поражению токами короткого замыкания и выбираться с учетом величин этих токов. Короткое замыкание может сопровождаться: прекращением питания потребителей, которые присоединены к точкам, где произошло короткое замыкание; нарушением нормальной работы других потребителей, вследствие понижения напряжения; нарушением нормального режима работы энергетической системы.

Вычисление токов КЗ производится для определения условий работы потребителей при аварийных режимах, выбора электрических аппаратов, шин, изоляторов, силовых кабелей, проектирования и настройки устройств релейной защиты и автоматики.

Так как основным источником питания проектируемой БКТП 6/0,4 кВ является подстанция «МИС», фидер 6, фидер 36, первую точку для расчета токов КЗ следует брать на шинах НН подстанции «МИС».

Исходная схема для расчётов токов короткого замыкания показана на рисунке 1.

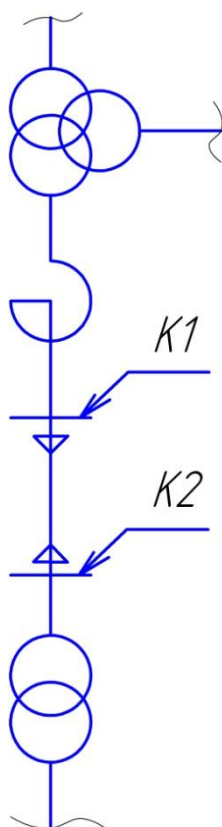


Рисунок 1 – Исходная схема для расчетов токов короткого замыкания

Исходные данные:

Система: $U_H = 6,6 \text{ кВ}$; $x_c = 2,25 \text{ Ом}$.

$U_H = 6,6 \text{ кВ}$; $x_0 = 0,071 \text{ Ом/км}$; $r_0 = 0,13 \text{ Ом/км}$; $l = 5000 \text{ м}$.

Трансформатор: $S_H = 40 \text{ МВА}$.

Реактор: $x_p = 0,14 \text{ Ом}$

Определение параметров схемы замещения: при $S_6 = 1000 \text{ МВА}$

Расчет токов К.З в точке К1

Определяем сопротивление трансформатора обмотки низшего напряжения:

$$X_{TH} = 0,5 \frac{(U_{BB} + U_{CH} - U_{BC})}{100} \cdot \frac{S_B}{S_H} = 0,5 \cdot \frac{(17 + 6 - 10,5)}{100} \frac{1000}{40} = 1,56 \text{ О.е.}$$

Определим сопротивление реактора:

$$x_p = \frac{S_{\delta}}{U_{nn}^2} = 0,14 \cdot \frac{1000}{6,6^2} = 3,21 \text{ O.e}$$

Определяем суммарное сопротивление для точки К1:

$$\tilde{O}_{\Sigma 1} = \tilde{O}_N + \tilde{O}_{\hat{E}} + \tilde{O}_{\hat{O}A} + \tilde{O}_{\hat{O}I} + X_{\delta} = 0,17 + 0,13 + 2,7 + 1,56 + 3,21 = 7,8 \hat{I} \cdot \hat{a}$$

Определим периодическую слагающую токов К.З:

$$I_{\hat{E}1} = \frac{S_{\hat{A}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\hat{I}} \cdot \tilde{O}_{\Sigma 1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 7,8} = 11,2 \hat{A}$$

Определим мощность короткого замыкания:

$$S_{\hat{E}3} = \sqrt{3} \cdot I_{\hat{E}3} \cdot U_{\hat{I}} = 1,73 \cdot 11,2 \cdot 6,6 = 127,9 \hat{I} \hat{A}$$

Определим ударный ток К.З.:

$$i_{\hat{O}A1} = \sqrt{2} \cdot \hat{E}_{\hat{O}} \cdot I_{\hat{E}1} = 1,414 \cdot 1,6 \cdot 11,2 = 25,3 \hat{A},$$

где: $K_y = 1,6$ – ударный коэффициент.

Определяем действующие значения полного тока К.З.:

$$I_{\hat{O}1} = I_{\hat{E}1} \cdot \sqrt{1 + 2(\hat{E}_{\hat{O}} - 1)^2};$$

$$I_{\hat{O}1} = 11,2 \cdot \sqrt{1 + 2(1,6 - 1)^2} = 14,7 \hat{A}$$

Расчет токов К.3 в точке К2

Определяем сопротивление кабельной линии:

$$X_{KL} = X_0 \cdot l \text{ Ом},$$

$$X_{\hat{E}\hat{E}} = 0,075 \cdot 5 = 0,4 \text{ Ом},$$

$$R_{KL} = R_0 \cdot l \text{ Ом},$$

$$R_{\hat{E}\hat{E}} = 0,13 \cdot 5 = 0,65 \text{ Ом},$$

$$Z_{KL} = \sqrt{X_{KL}^2 + R_{KL}^2} \text{ Ом},$$

$$Z_{\hat{E}\hat{E}} = \sqrt{0,4^2 + 0,65^2} = 0,8 \text{ Ом},$$

$$Z_{\hat{E}\hat{E}} = Z_{\hat{E}\hat{E}} \frac{S_{\hat{a}}}{U_{\hat{t}\hat{t}}^2} = 0,8 \cdot \frac{1000}{6,6^2} = 18,2 \text{ О.е.}$$

Определяем суммарное сопротивление для точки К2:

$$\tilde{O}_{\Sigma 2} = \tilde{O}_{\hat{N}} + \tilde{O}_{\hat{E}} + \tilde{O}_{\hat{O}\hat{A}} + \tilde{O}_{\hat{O}} + X_{\hat{O}} = 25,9 \text{ О.е.}$$

Определим периодическую слагающую токов К.3:

$$I_{\hat{E}2} = \frac{S_{\hat{A}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\hat{A}} \cdot \tilde{O}_{\Sigma 5}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 25,9} = 3,18 \hat{A}.$$

Определим мощность короткого замыкания:

$$S_{\hat{E}2} = \sqrt{3} \cdot I_{\hat{E}2} \cdot U_{\hat{I}} = 1,73 \cdot 3,18 \cdot 6,6 = 36,2 \hat{A} \hat{A}.$$

Определим ударный ток короткого замыкания:

$$i_{\hat{O}\hat{A}2} = \sqrt{2} \cdot \hat{E}_{\hat{O}} \cdot I_{\hat{E}2} = 1,414 \cdot 1,72 \cdot 3,18 = 7,6 \hat{A}$$

где: $K_y = 1,72$ – ударный коэффициент.

Определяем действующие значения полного тока К.З.:

$$I_{\acute{O}2} = I_{\hat{E}2} \cdot \sqrt{1 + 2(\hat{E}_{\acute{O}} - 1)^2};$$

$$I_{\acute{O}2} = 3,18 \cdot \sqrt{1 + 2(1,72 - 1)^2} = 4,2 \text{ \acute{A}}.$$

Данные расчетов токов короткого замыкания на стороне 6 кВ сведены в таблицу 6.

Таблица 6 - Данные расчетов токов короткого замыкания на стороне 6 кВ

Точки К.З.	$I_k, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$	$I_y, \text{кА}$	$S_{к.з.}, \text{МВА}$
К1	9,2	22,4	13,1	175,4
К2	3,18	7,6	4,2	36,2

5.2 Расчет токов короткого замыкания на стороне 0,4 кВ

Обычно короткое замыкание возможно в 3 точках, на выходе из трансформатора, на РУ, и на кабеле возле потребителя. Для нахождения наиболее опасного КЗ его расчет ведется на подходах к самому мощному электроприемнику, так как на насосной станции у всех головных наносов одинаковая мощность расчет КЗ производится для одного насоса. Расчетная схема изображена на рисунке 2.



Рисунок 2 - Расчетная схема

Параметры для расчета тока КЗ на самом мощном потребителе:

Система: $S=100\text{МВА}$.

Трансформатор: $U_k=5,5\%$, $\Delta D_{\dot{\Delta}} = 4,7\hat{A}\hat{\Delta}$. $R_{\dot{\Delta}} = 2,6 \text{ мОм}$ $X_{\dot{\Delta}} = 12,1 \text{ мОм}$.

Трансформатор тока системы: $r_{T1} = 0,05i\hat{i}$, $\tilde{\sigma}_{T1} = 0,07i\hat{i}$.

Автоматический выключатель системы:

$$r_{KB} = 0,41i\hat{i} \quad , \quad \tilde{\sigma}_{KB} = 0,13i\hat{i} \quad .$$

Автоматический выключатель2: $r_{KB2} = 0,65i\hat{i}$; $\tilde{\sigma}_{\hat{E}\hat{A}2} = 0,17i\hat{i}$

Трансформатор тока 2: $r_{T2} = 0,11i\hat{i}$, $\tilde{\sigma}_{T2} = 0,17i\hat{i}$.

$$\text{КЛ1: } r_{\hat{E}\hat{E}} = 0,164 \frac{i\hat{i}}{\hat{E}\hat{i}} , \tilde{\sigma}_{\hat{E}\hat{E}} = 0,162 \frac{i\hat{i}}{\hat{E}\hat{i}} , l = 110 \cdot 10^{-3} \hat{E}\hat{i} .$$

$$\text{КЛ2: } r_{\hat{E}\hat{E}2} = 0,160 \frac{i\hat{i}}{\hat{E}\hat{i}} , \tilde{\sigma}_{\hat{E}\hat{E}2} = 0,055 \frac{i\hat{i}}{\hat{E}\hat{i}} , l = 5 \cdot 10^{-3} \hat{E}\hat{i} .$$

Решение:

$$\tilde{\sigma}_{\hat{n}} = \frac{U_{\hat{i}}}{S_{\hat{N}}} \cdot 10^3 = \frac{0,4}{100} \cdot 10^3 = 1,6i\hat{i}$$

Ток в точке К1.

$$X_{1\Sigma} = X_{\hat{n}} + X_{\dot{\Delta}} + X_{\dot{\Delta}л} + X_{KB1} = 1,6 + 12,1 + 0,13 + 0,17 = 14i\hat{i}$$

$$R_{1\Sigma} = R_{\dot{\Delta}} + R_{T1} + R_{KB2} = 2,6 + 0,05 + 0,41 = 3,06i\hat{i}$$

$$Z_{1\Sigma} = \sqrt{X_{1\Sigma}^2 + R_{1\Sigma}^2} = 14,33i\hat{i}$$

$$I_{\hat{E}1} = \frac{U_{\hat{i}}}{Z_{1\Sigma} \cdot \sqrt{3}} = \frac{400}{14,33 \cdot \sqrt{3}} = 16,12\hat{E}\hat{A}$$

Ударный ток в точке К1:

$$K_{C1} = 0,6$$

$$K_{C2} = 0,5$$

$$I_{\hat{E}\hat{A}} = 16,12 \cdot 0,6 = 9,67\hat{E}\hat{A}$$

$$I_{\hat{E}\hat{i}} = 16,12 \cdot 0,5 = 8,06\hat{E}\hat{A}$$

$$\frac{X_{\Sigma 1}}{R_{\Sigma 1}} = 3,06 = 4,57$$

$$i_{\sigma 1} = \sqrt{2} \cdot 1,48 \cdot I_{\hat{E}1} = 33,73 \hat{A}$$

Ток в точке К2

$$\begin{aligned} Z_{\Sigma 2} &= Z_{\Sigma 1} + \sqrt{\left(R_{KB2} + R_{TI2} + R_{K\hat{E}1} \cdot L \right)^2 + \left(X_{KB2} + X_{TI2} + X_{\hat{E}\hat{E}1} \cdot L \right)^2} = \\ &= 14,33 + \sqrt{\left(0,65 + 0,11 + 0,164 \cdot 110 \right)^2 + \left(0,17 + 0,17 + 0,162 \cdot 110 \right)^2} = 40,46 \hat{\Omega} \end{aligned}$$

$$I_{\hat{E}2} = \frac{U_i}{Z_{\Sigma 2} \cdot \sqrt{3}} = \frac{400}{40,46 \cdot \sqrt{3}} = 5,82 \hat{A}$$

$$\hat{E}_{\hat{N}1} = 0,68$$

$$\hat{E}_{\hat{N}2} = 0,58$$

$$I_{\hat{E}\hat{A}} = 5,82 \cdot 0,68 = 3,96 \hat{A}$$

$$I_{\hat{E}\hat{I}} = 5,82 \cdot 0,58 = 3,38 \hat{A}$$

Ударный ток в точке К2

$$\frac{\tilde{O}_{\Sigma 2}}{R_{\Sigma 2}} = 2,1$$

$$i_{\sigma 2} = \sqrt{2} \cdot 1,25 \cdot I_{\hat{E}2} = 10,19 \hat{A}$$

Ток в точке К3.

$$\begin{aligned} Z_{\Sigma 3} &= Z_{\Sigma 2} + \sqrt{\left(R_{KB4} + R_{\hat{E}\hat{E}2} \cdot L \right)^2 + \left(X_{KB4} + X_{\hat{E}\hat{E}2} \cdot L \right)^2} = \\ &= 40,46 + \sqrt{\left(0,25 + 0,160 \cdot 5 \right)^2 + \left(0,1 + 0,055 \cdot 5 \right)^2} = 45,66 \hat{\Omega} \end{aligned}$$

$$I_{\hat{E}3} = \frac{U_i}{Z_{\Sigma 3} \cdot \sqrt{3}} = \frac{400}{45,66 \cdot \sqrt{3}} = 5,15 \hat{A}$$

$$\hat{E}_{\tilde{N}1} = 0,72$$

$$\hat{E}_{\tilde{N}2} = 0,62$$

$$I_{\hat{E}\tilde{A}} = 5,15 \cdot 0,72 = 3,71 \hat{A}$$

$$I_{\hat{E}\tilde{I}} = 5,15 \cdot 0,62 = 3,19 \hat{A}$$

Ударный ток в точке КЗ.

$$\frac{X_{\Sigma 3}}{R_{\Sigma 3}} = 1,91$$

$$i_{\hat{o}3} = \sqrt{2} \cdot 1,1 \cdot I_{\hat{E}3} = 7,93 \hat{A}$$

Исходя из данных, можно сказать, что оборудование выдерживает ударный и трёхфазный ток короткого замыкания. В варианте для самого мощного потребителя.

6 Выбор оборудования

6.1 Выбор оборудования на стороне 6 кВ

В БКТП приняты к установке КСО298 укомплектованные следующим оборудованием. КСО298 - это камеры сборные одностороннего обслуживания. Далее производится проверка оборудования.

Выключатель выбирается по следующим параметрам

1) Номинальному напряжению – $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$;

2) Номинальному току – $I_{\text{ном.дл}} \leq I_{\text{ном}}$;

3) Отключающей способности:

а) На симметричный ток отключения – $I_{n,\tau} \leq I_{\text{откл.ном}}$;

б) На отключение аperiodической составляющей тока к.з.:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.\text{ном}} = \left(\bar{2} \cdot \frac{\beta_{\text{нор}}}{100} \right) \cdot I_{\text{откл.ном}};$$

в) Если условие $I_{n,\tau} \leq I_{\text{откл.ном}}$ соблюдается, но при этом $i_{a,\tau} > i_{a.\text{ном}}$, то проверку по отключающей способности производят по полному току К.З.:

$$\left(\bar{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau} \right) \leq \bar{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{нор}}}{100} \right);$$

4) Предельному сквозному току к.з. - на электродинамическую стойкость:

$$I_{no} \leq I_{\text{нрс}}; \quad i_{\text{уд}} \leq I_{\text{нрс}};$$

5) Тепловому импульсу - на термическую стойкость:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}};$$

если $t_{\text{откл}} < t_{\text{T}}$, $B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}}$.

Расчетные и каталожные данные сведены в таблице 7.

Таблица 7 - Данные выключателя.

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 2}$ $I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 2} = 68,73 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{n,т}} = 3,18 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} = 6 \text{ кА}$
$i_{\text{a,т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}$ $i_{\text{a,т}} = \sqrt{2} \cdot 3,18 \cdot 2,72^{-\frac{0,04}{0,12}} = 3,3 \text{ кА}$	$i_{\text{a.НОМ}} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{НОР}}}{100} \right) \cdot I_{\text{откл.НОМ}}$ $i_{\text{a.НОМ}} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 6 = 3,5 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = I_{\text{но}}^2 \cdot t_{\text{откл}} + T_a$ $B_{\text{к}} = 3,18^2 \cdot 0,05 + 0,12 = 1,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 6^2 \cdot 0,05 = 1,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

EVOLIS-10-25/630 удовлетворяет данным параметрам.

Проверка трансформатора тока ТЛП—10/5

Трансформатор тока проверяется по следующим параметрам:

- 1) Номинальному напряжению – $U_{\text{НОМ}} \leq U_{\text{сет.НОМ}}$;
- 2) Номинальному длительному (рабочему) току – $I_{\text{НОМ}} \leq I_{1\text{НОМ}}$;

где $I_{1\text{НОМ}}$ – номинальный первичный ток ТТ;

$I_{\text{НОМ}}$ – номинальный (рабочий) первичный ток (нагрузки) ТТ (по каталогу).

- 3) Электродинамической стойкости – $i_{\text{уд}} \leq K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{НОМ}}$;

где $K_{\text{эд}}$ – кратность электродинамической стойкости ТТ (по каталогу).

- 4) Термической стойкости – $B_{\text{к}} \leq K_{\text{T}}^2 \cdot I_{1\text{НОМ}}^2 \cdot t_{\text{T}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}$;

где K_{T} – кратность термической стойкости ТТ (по каталогу).

- 5) Вторичной нагрузке – $Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$.

где $Z_{2\text{НОМ}}$ – номинальное полное сопротивление нагрузки (допустимая нагрузка) вторичной обмотки ТТ;

Z_2 – вторичная нагрузка ТТ.

Таблица 8 - Данные трансформатора

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 2202 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 3000 \text{ А}$
$I_{\text{но}} = 45,67 \text{ кА}$	$K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ}} = 291,9 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = I_{\text{но}}^2 \cdot t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}$ $B_{\text{к}} = 16,87^2 \cdot 0,1 + 0,13 =$ $= 65,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$K_{\text{Т}}^2 \cdot I_{\text{НОМ}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 27^2 \cdot 3^2 \cdot 3$ $= 19683 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

ТЛП-10/5-удовлетворяет данным параметрам.

Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока. Наибольшая нагрузка приходится на трансформатор фазы А, это видно из таблицы 9. Данные о вторичной нагрузке трансформатора тока сведены в таблице 9.

Таблица 9- Данные приборы

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	–	–
Ваттметр	Д-335	0,5	–	0,5
Варметр	Д-305	0,5	–	0,5
Счетчик активной энергии	САЧУ-И672М	2,5	–	2,5
Счетчик реактивной энергии	СРЧУ-И673М	2,5	–	2,5
Итого		6,5	–	6

Общее сопротивление приборов фазы А:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов $R_k=0,1$ Ом, тогда сопротивление проводов:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_k = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84 \text{ (Ом)}.$$

Принимая длину соединительных проводов 40 м. с медными жилами, определяем сечение:

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,84} = 0,83 \text{ мм}^2.$$

$l_p = l$ – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока.

Принимаем стандартное сечение $2,5 \text{ мм}^2$

Выбор разъединителя

Разъединитель выбирается по следующим параметрам:

- 1) Номинальному напряжению – $U_{ном} \leq U_{сет.ном}$;
- 2) Номинальному току – $I_{ном.дл} \leq I_{ном}$;
- 3) Электродинамической стойкости – $I_{но} \leq I_{прс}$; $i_{уд} \leq I_{прс}$;
- 4) Термической стойкости – $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$;

если $t_{откл} < t_T$, $B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл}$.

Таблица 11 - Данные разъединителя

Расчетные данные	Данные РВЗ –10
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 2}$ $I_{max} = 1,4 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 2} = 68,73 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{но} = 6,17 \text{ кА}$ $i_{уд} = 15,7 \text{ кА}$	$I_{прс} = 63 \text{ кА}$ $i_{прс} = 80 \text{ кА}$
$B_k = I_{но}^2 \cdot t_{откл} + T_a$ $B_k = 4,42^2 \cdot 0,08 + 0,05 = 2,54 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл} = 18,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Разъединитель РВЗ 10 удовлетворяет данным параметрам.

6.2 Выбор электрооборудования на стороне 0,4 кВ

Выбор электрооборудования осуществляется исходя из расчетного тока, который проходит от трансформаторной подстанции по кабелям к электропотребителям. Используя формулы из 2 пункта, найдём ток в кабелях.

$$\text{Секция 1: } P_p = 354,1 \text{ кВт}; I_p = 642,7 \text{ А}$$

$$\text{Секция 2: } P_p = 344,3 \text{ кВт}; I_p = 615,0 \text{ А}$$

Исходя из расчетных токов каждой из секций от силовых трансформаторов до ЩО70 выбраны автоматические выключатели марки ВА55-43, а от ЩО70 до РУ 0,4 выбраны кабели ВБШвнг(А)-LS 4x185 по четыре на каждую секцию и автоматические выключатели ЗС1600 соответственно. В ЩО70 выбраны к установке трансформаторы тока марки ТОП-0,66 1500/5А. В каждом ШУН принято установить дополнительные приборы учета электроэнергии, для этого выбраны трансформаторы тока марки ТОП-0,66 1500/5А. Так же между секциями выбран кабель 4xВБШвнг(А)-LS 4x185 и выключатель ЗС1600 с наличием АВР. От РУ 0,4 до непосредственного электроприемника кабели выбирались по номинальному току. Структурная схема электроснабжения изображена на рисунке 1.

ЩО70 - щит одностороннего обслуживания;

ШУН - шкаф управления насосами.

Рассчитаем ток, используя формулу:

$$I_n = \frac{P_n}{\cos \varphi \cdot \sqrt{3} \cdot U_n},$$

где P_n - номинальная мощность потребителя,

$\cos \varphi$ - коэффициент мощности потребителя,

U_n - номинальное напряжение потребителя.

Результаты расчёта номинальных токов и выбранное оборудование занесем в таблицу 12.

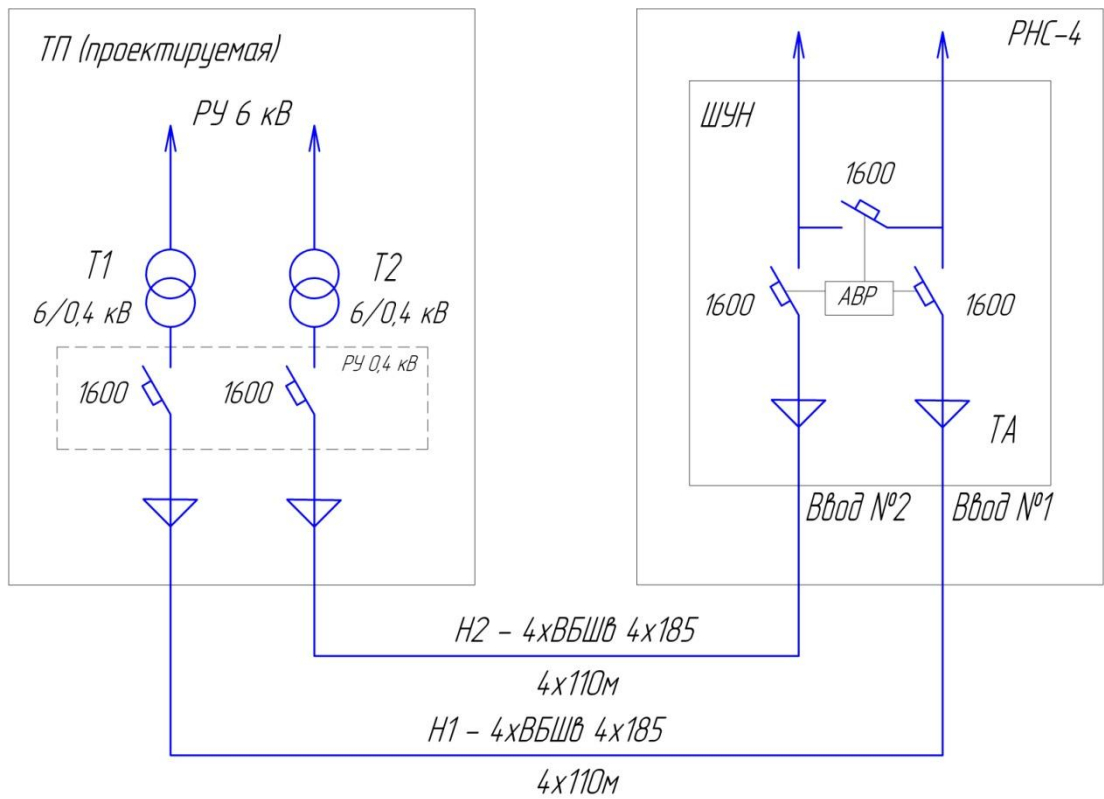


Рисунок 3 – Структурная схема электроснабжения

Таблица 12 – Номинальные токи ЭП и выбор оборудования

	электроприемник	количество	И _н , кА	Марка кабеля		Марка автоматического выключателя		
секция 1	насос	3	258,59	ВВГнг(А)-LS 4х120		3С320		
	к/балка		12,16	ВВГнг(А)-LS 5х2,5		3С32		
	ЩО		8,51	ВВГнг(А)-LS 5х2,5		3С32		
секция 2	насос	3	258,59	ВВГнг(А)-LS 4х120		3С320		
	дренажный насос	2	7	КВВГнг(А)-LS 7х1,5		3С10		
	АЩО			ВВГнг(А)-FRLS 5х2,5		3С200		

7 Расчет заземления и молниезащиты

7.1 Расчет заземления

Заземление любой части электроустановки - это преднамеренное электрическое соединение её с заземляющим устройством, состоящим из заземляющих проводников. Для заземления используются естественные и искусственные заземлители. В качестве естественных заземлителей используют проложенные в земле водопроводные и другие металлические трубопроводы (кроме трубопроводов с горючими или взрывоопасными газами и жидкостями), металлические конструкции зданий и сооружений, имеющие соединение с землёй, свинцовые оболочки кабелей и т.п. В качестве искусственных заземлителей применяют отрезки стальных труб с толщиной стенок не менее 2,5 - 3,5 мм, круглой стали диаметром не менее 6 мм и металлические пластины.

В соответствии с требованиями ПУЭ все металлические части электроустановок, не находящиеся под напряжением, должны заземляться, в целях обеспечения безопасности к заземляющим устройствам также присоединяют корпуса электроустановок. Различают рабочие и защитное заземление. Целью защитного заземления является уменьшение напряжения на заземлённом электрооборудовании в случае замыкания на землю и выравнивание напряжения в зоне растекания тока.

Расчёт заземляющего устройства включает в себя определение типа заземлителей (труба, уголок, прутки) их количества, места размещения, а также сечения заземляющих проводников.

Сопротивление прохождению электрического тока через заземлители зависит от качества и состояния грунта, в котором находится заземлитель, глубины его заложения. Качество грунта определяется величиной удельного сопротивления, которая для некоторых грунтов в зависимости от их физического состояния колеблется в широких пределах. Грунт так же

является неоднородным, поэтому ПУЭ рекомендуют определять удельное сопротивление грунта непосредственным измерением на месте сооружения подстанции. При этом следует так же учитывать сезонные колебания значения удельного сопротивления грунта. Увеличение сопротивления земли учитывается введением в расчёт коэффициента сезонности ψ .

-Расчётное значение удельного сопротивления грунта $\rho_{расч}$, Ом×м

$$\rho_{расч} = \rho_{изм}\psi,$$

где $\rho_{изм}$ - измеренное сопротивление грунта, Ом×м;

$\psi = 1,5$ - коэффициент сезонности, принятый для нашей местности

$$\rho_{расч} = 80 \times 1,4 = 112 \text{ Ом} \times \text{м}$$

$$R_3 = \frac{\rho_{зп}}{100} \cdot R_3 = \frac{80}{100} \cdot 4 = 3,2(Ом) \text{ Ом}$$

Сопротивление заземляющего устройства для сети 0,4 кВ с глухозаземлённой нейтралью должно быть не более 4 Ом, поэтому принято наименьшее сопротивление заземляющего устройства при общем заземлении 4 Ом.

В качестве заземлителей приняты прутки круглой стали диаметром 18 мм и длиной 5 м, так как использование данных заземлителей снижает расход металла и затраты труда на работу по устройству заземления. Стержни размещены по периметру с расстоянием между ними приблизительно 5 м.

- Сопротивление одиночного вертикального заземлителя при длине l , м и диаметре d , мм $R_{o,np}$, Ом

$$R_B = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.в}}{l} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t' + l}{4 \cdot t' - l} \right) =$$

$$R_B = \frac{0,366 \cdot 112}{5} \cdot \left(\lg \frac{10}{0,18} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) = 18,86 \text{ Ом}$$

где l - длина вертикального заземлителя, м;

d - диаметр стержневого заземлителя;

t_0 - глубина заложения вершины вертикального заземлителя, м;

$$t' = t_0 + 0,5 \cdot l = 0,7 + 0,5 \cdot 5 = 3,2 \text{ м}$$

Количество вертикальных заземлителей:

$$n_г = \frac{R_г}{n_г \cdot R_з} = \frac{18,86}{0,7 \cdot 3,2} = 8,41,$$

где $\eta_г$ - коэффициент использования вертикальных заземлителей, расположенных по контуру

Таким образом, за исходное количество вертикальных заземлителей (уголков) принимается к установке 9 шт.

Длина горизонтального заземлителя (полосы):

$$l_г = a \cdot n_г = 5 \cdot 9 = 45 \text{ м.}$$

Сопротивление растеканию горизонтального заземлителя (сопротивление заземляющей полосы):

$$R_г = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.г}}{l_г} \cdot \lg \frac{2 \cdot l_г^2}{b \cdot t_0} = \frac{0,366 \cdot 112}{45} \cdot \lg \frac{2 \cdot 45^2}{0,04 \cdot 0,7} = 4,62 \text{ Ом,}$$

Действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя с учетом коэффициента использования:

$$R_u = \frac{R_2}{n_2} = \frac{4,62}{0,36} = 12,83 \text{ Ом.}$$

Сопротивление растеканию вертикальных заземлителей с учетом сопротивления горизонтального заземлителя:

$$R_g = \frac{R_2 \cdot R_3}{R_2 + R_3} = \frac{3,68 \cdot 12,83}{3,68 + 12,83} = 2,86 \text{ (Ом).}$$

Таким образом, принимаем к установке в заземляющем контуре БКТП в количестве 9 шт. вертикальных заземлителей.

Для головного здания насосной станции расчет заземления не проводится, так как существующая система заземления находится в удовлетворительном состоянии и отвечает все требованиям.

7.2 Молниезащита

Здание насосной станции относится к зданиям третьей категории, поэтому его нужно защитить от прямых ударов молнии и заноса высоких потенциалов через наземные металлические коммуникации.

Молниезащита насосной станции выполняется металлической сварной сеткой. БКТП располагается близко к основному зданию станции, поэтому защищая основное здание, БКТП попадает в защищенную зону. Сетка сваривается из круглой стали диаметром равным 7 мм и укладывается на кровлю под гидро- и теплоизоляцию. Это не затруднит сток воды и очистки снега. Шаг ячеек 7x7 м, так как здание относится к третьей категории.

Заключение

В работе была произведена реконструкция электрических сетей и головной насосной станции комсомольского района г. Тольятти.

Выполнен расчет электрических нагрузок станции. Полная мощность составила 828,4 кВА.

Сделан выбор типа, числа и мощности трансформаторов ТП. К установке принято два трансформатора ТМГ-1000. Саму ТП принято сделать отдельно стоящую блочного типа. Компенсация реактивной мощности осуществляется на высоковольтной стороне. К установке принято 2 КУ общей мощностью 200 квар. На основании расчета токов короткого замыкания выбрано электрооборудование. В работе выполнен расчет заземления и молниезащиты.

Спроектированная система электроснабжения соответствует ПУЭ, нормам технического проектирования и другим руководящим документам, безопасна и надёжна в эксплуатации, а так же отличается высокими показателями энергоэффективности.

Список использованных источников

1. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей - М.; Ростов н/Д: МарТ, 2009.
2. Правила устройства электроустановок в вопросах и ответах. Разд. 1, 6, 7. Пособие для изучения и подготовки к проверке знаний / В.В. Красник. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009.
3. Правила устройства электроустановок: - М. : КНОРУС, 2009.
4. Алиев, И.И. Кабельные изделия: Справочник / И.И. Алиев. - М.: Высш. шк., 2010.
5. Андрижиевский, А.А Энергосбережение и энергетический менеджмент : учеб.пособие / А.А Андрижиевский. - Минск: Вышэйш. шк., 2010.
6. Быстрицкий, Г.Ф. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов: учеб.пособие для вузов / Г.Ф. Быстрицкий, Б.И. Кудрин. - М. :Academia, 2009.
7. Быстрицкий, Г.Ф.Энергосиловое оборудование промышленных предприятий : учеб.пособие для вузов / Г.Ф. Быстрицкий. - Гриф УМО; Гриф МО. - М. :Academia, 2010.
8. Заземляющие устройства электроустановок / Б.К. Борисов [и др.] – М.: Изд. дом МЭИ, 2013.
9. Вахнина, В.В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учеб.- метод. пособие для практ. занятий и курсового проектирования/ В.В. Вахнина, А.Н. Черненко. - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2007.
10. Гологорский, Е.Г. Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4-500 кВ / Е.Г. Гологорский, А.Н. Кравцов, Б.М. Узелков; под ред. Е.Г. Гологорского. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009.

11. Железко, Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко. - М.: Энергоатомиздат, 1989. (Экономия топлива и электроэнергии).
12. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий : учеб. для вузов / Б.И. Кудрин. - Гриф УМО. - М. :Интернет Инжиниринг, 2009.
13. Кудрин, Б.И. Электроснабжение / Б.И. Кудрин. – М. : Изд. центр «Академия», 2012.
14. Кудрин, Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина. – М.: Изд. дом МЭИ, 2013.
15. Основы кабельной техники : учебник для вузов / В.М. Леонов [и др.]; под ред. И.Б. Пешкова. - Гриф УМО. - М. :Academia, 2006.
16. Суворова, И.А. Электротехнологические промышленные установки и освещение : учеб. пособие для вузов / И.А. Суворова; Вятский гос. ун-т. - ВУЗ/изд. - Киров :ВятГУ, 2007.
17. Электротехнический справочник : В 4 т. Т. 3 / Под общ. ред. В.Г. Герасимова и др. - 8-е изд., испр. и доп. - М. : Изд-во МЭИ, 2002.
18. Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения : справочник: учеб. пособие / Г.Н. Ополева; [сост. С.К. Кротов и др.]. - М. : ФОРУМ - ИНФРА-М, 2009.
19. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учеб. для сред. проф. образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чикова. - 2-е изд., стер. ; Гриф МО. - М. :Academia, 2011.
20. Chakraborty T., Analysis of Power Transformer Insulation Design Using FEM [Электронный ресурс] // Tathagat Chakraborty, Akik Biswas, Sudha R. - IJSE. 2012. – Режим доступа :[http://www.ijse.org/attachments/File/v2i3/C0673052312 .pdf](http://www.ijse.org/attachments/File/v2i3/C0673052312.pdf)

21. Iain A., Electric Motor - Principles Of Three Phase Motor Operation [электронный ресурс] / URL: <http://science.jrank.org/pages/2314/Electric-Motor-Principles-three-phase-motor-operation.html>
22. Edwin P., Cooling System Modifications [электронный ресурс] / URL: <http://www.stealth316.com/misc/grapeape-coolingsystems.pdf>
23. Sudha R., Synchronous motor [электронный ресурс] / URL: http://www.nptel.ac.in/courses/108106072/pdf/2_6.pdf
24. Jacek F., Linear Synchronous Motors [электронный ресурс]// Zbigniew J., Akik Biswas URL: <http://jfgieras.com/lsm-chapter%201.pdf>