

АННОТАЦИЯ

В выпускной квалификационной работе «Электрооборудование и электрохозяйство КНС ОАО «Сургутнефтегаз» выбор электрооборудования кустовой насосной станции ОАО «Сургутнефтегаз».

В работе проанализированы особенности нефтедобывающего производства, потребляемая мощность и характерность преобладающей категории потребителей электроэнергии, и на основании этого разработана система электрохозяйства, а так же выбрано оборудование сети 6 и 0,4 кВ, удовлетворяющие техническим требованиям.

Также, выполнен расчёт мощности и необходимое количество силовых трансформаторов КТП-6/0,4 кВ. Согласно условиям, сеть электроснабжения, выполнена кабельными линиями, как по стороне 6, так и 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.

Произведён технико-экономический расчет по условию приведенных затрат выбора электрооборудования КНС.

На основании выбранной схемы произведён расчёт токов короткого замыкания в сети 6 и 0,4 кВ и выбрано защитное, коммутационное оборудование, рассчитаны уставки автоматических выключателей по стороне 0,4 кВ.

Данная работа состоит из пояснительной записки объемом 54 листа, графическая часть выполнена на 6 листах формата А1.

ABSTRACT

The title of the qualification work is "Electrical Equipment and Electricity of the water injection station at OJSC "Surgutneftegas". The work touches upon the choice of the water injection station electrical equipment at OJSC "Surgutneftegas".

The paper analyzes the features of the oil production, the power consumption and the specificity of the electricity consumers prevailing category. On the basis of this research the system of the electric power system was developed, 6 and 0.4 kV network equipment meeting the technical requirements was selected as well.

The calculation of capacity and the required number of power transformers KTP-6/0.4 kV was performed. According to the conditions, the power supply network was made of cable lines, both on the side 6 and 0.4 kV. The calculation of the cable network was made: the type of cable was selected, and according to the condition of the current load and the voltage drop on the sections of the circuit, the sectional area of the cable core was chosen.

The technical and economic calculation was carried out under the condition of the reduced costs of choosing the water injection station electrical equipment.

Based on the selected circuit, the short-circuit current in the 6 and 0.4 kV network was calculated and the protective, switching equipment was selected. The settings of the circuit breakers on the 0.4 kV side were also calculated.

The graduation project consists of an explanatory note on 54 pages, the graphic part on 6 A1 sheets.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Геологическая и климатическая характеристика местности расположение «Быстринского месторождения»	8
2 Анализ системы электрохозяйства КНС.....	9
3 Расчёт электрических нагрузок КНС	10
4 Выбор и расчёт мощности силовых трансформаторов для КНС	12
5 Расчет оборудования для КУ на шинах 0,4 кВ ТП.....	14
6 Выбор схемы питающей сети 6/0,4 кВ.....	20
6.1 Выбор схемы питающей сети 6 кВ.....	20
6.2 Выбор внутрицеховой сети 0,4 кВ.....	21
7 Выбор компоновки ТП	23
8 Выбор метода и расчёт заземления нейтрали трансформатора	25
9 Выбор сечения проводников питающей сети	28
9.1 Рассчитываем сечение провода КЛ 6 кВ	29
9.2 Рассчитываем сечение кабеля сети 0,4 кВ.....	30
10 Расчёт падения напряжения в сети электроснабжения КНС.....	33
10.1 Рассчитываем допустимый уровень падение напряжения в КЛ 6 кВ	34
10.2 Рассчитываем допустимое падение напряжения в сети 0,4 кВ:.....	34
11 Расчёт токов КЗ в сети ВН и НН кустовой станции.....	36
11.1 Рассчитываем токи короткого замыкания на вводах 6 кВ трансформатора.....	37
11.2 Рассчитываем токи короткого замыкания на вводах трансформатора 0,4 кВ	39
11.3 Расчёт тока КЗ в сети 0,4 кВ.	41

12 Выбор электрических аппаратов сети электроснабжения завода.....	46
12.1 Расчет данных автоматических выключателей отходящих КЛ 0,4 кВ.	46
12.2 Выбираем электрооборудования по стороне 0,4 кВ КТП.....	50
12.3Выбираем защитное электрооборудования по стороне 6 кВ силового трансформатора.....	52
12.4 Выбор выключателей 6 кВ	52
13 Молниезащита	54
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	55
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	56

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.

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: повышение надежности системы электроснабжения дожимной насосной станции ОАО «Сургутнефтегаз».

Для достижения поставленной цели в данной ВКР проработаны следующие задачи:

1. Проведен анализ характера существующих и будущих потребителей электроэнергии;
2. Проведен анализ существующей схемы распределительных устройств на соответствие современным требованиям;
3. Проверена загрузка существующих силовых трансформаторов с учетом перспективного ввода мощностей новых потребителей;
4. Рассчитаны токи короткого замыкания;

Определены и выбраны основные параметры необходимого электрооборудования и устройств, а также выбраны и рассчитаны уставки микропроцессорной релейной защиты [4].

1 Геологическая и климатическая характеристика местности расположение «Быстринского месторождения»

«Быстринское месторождение» расположено в районе с суровыми климатическими условиями: где максимальная температура в зимний период опускается до $(-50)^\circ\text{C}$, а в летнее время поднимается до $(+34)^\circ\text{C}$. Снежный покров достигает 1,7 метров, земля промерзает на глубину более 2 м.

Кустовая насосная станция расположена на одной из площадок НГДУ «Быстринскнефть» ОАО «Сургутнефтегаз». Она предназначена для перекачки воды на предприятия по нефтепереработке и поддержания внутрипластового давления месторождения ОАО «Сургутнефтегаз».

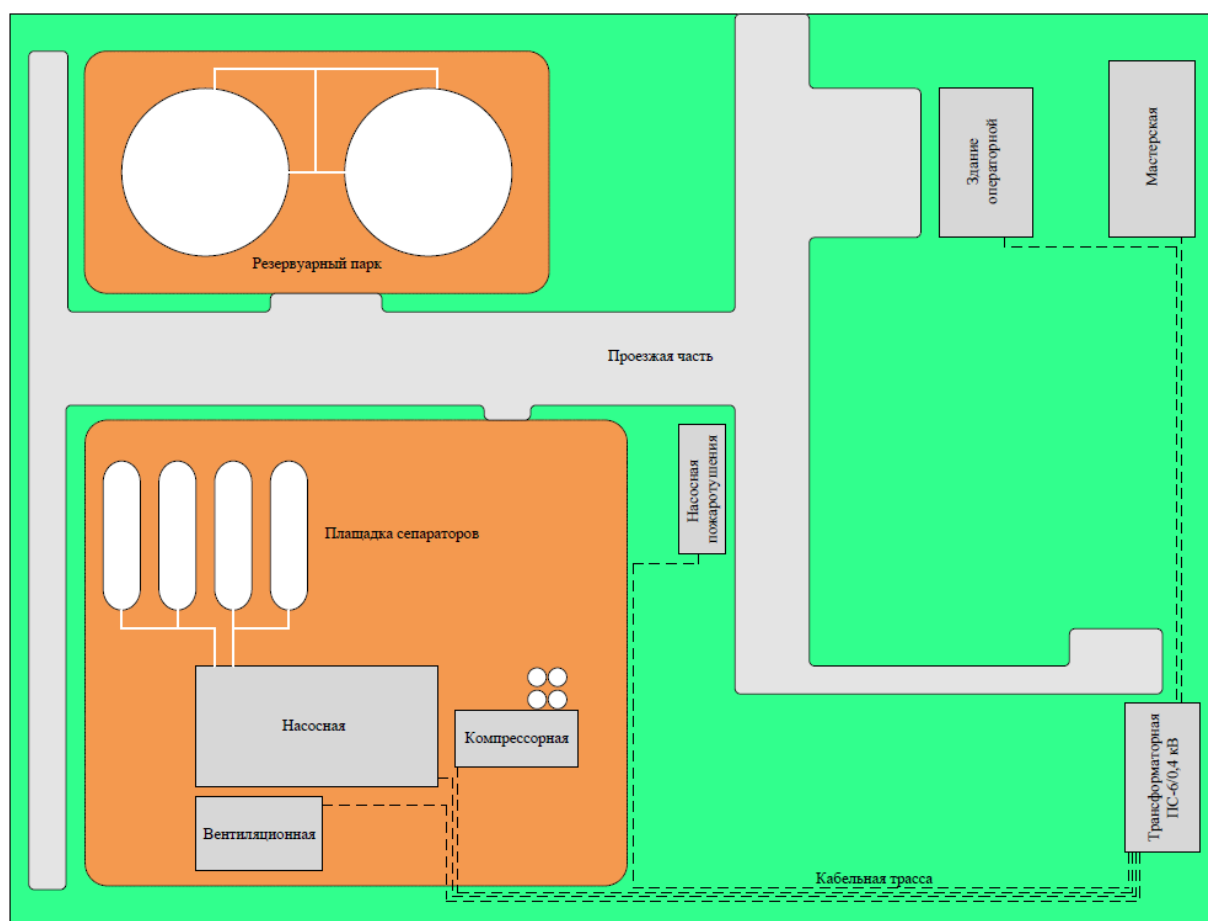


Рисунок 1.1 – План расположения зданий КНС

2 Анализ системы электрохозяйства КНС

Для электроснабжения месторождения построена ПС-110/6 кВ «Быстринская», с номинальными данными указанными в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Основные технические сведения о ПС 110/6 кВ «Быстринская»

Наименование технического параметра	Единица измерения	фактическое значение
Номинальные напряжения распределительной сети от ПС	кВ	6
Тип питающих линий КТПП КНС	-	2 × КЛ
Расстояние от ПС «Быстринская» до КНС	км	1,35
Ток КЗ на шинах источника питания	кА	9,7

Необходимо отметить, что Быстринское месторождение является одним из крупнейших месторождений нефти ОАО «Сургутнефтегаза». В связи с этим, обеспечение надежной системы электроснабжения данного месторождения, является актуальной задачей, так как аварийные ситуации из за устаревшего электрооборудования могут привести, к простою производства и аварийным ситуациям, что может существенно ухудшить экологическую обстановку в регионе.

Поэтому в данной работе при рассмотрении реконструкции электроснабжения дожимной насосной станции, особое внимание будет уделено выбору надежной схемы электроснабжения и выбору электрооборудования.

3 Расчёт электрических нагрузок КНС

При выполнении расчета электрической сети должно быть выполнено:

1. Надёжное обеспечение качественной электроэнергией всех потребителей данного месторождения;
2. Внедрение современных технических решений по обеспечению снижения трудоёмкости и финансовых затрат по обслуживанию электрохозяйства;
3. Рациональное использование территории;
4. Применять типовые прогрессивные проекты, серийное оборудование российского производства;
5. Охрана окружающей среды.

Условия для расчета электрических нагрузок приведем к таким условиям, чтобы в нормальном режиме работы все элементы системы находились с максимально возможной нагрузочной способностью.

Для этого необходимо на первоначальном этапе провести расчет электрических нагрузок потребителей КНС.

При расчёте электрической нагрузки потребителей КНС, пользуемся расчётными значениями, по типовым проектам указанными в таблице 3.1.

$$S_{\text{расч.}} = S_{\text{ном}} \times k_c \times k_u, \quad (3.1)$$

$$P_{\text{расч.}} = S_{\text{расч.}} \times \cos \varphi \quad (3.2)$$

$$Q_{\text{расч}} = P_{\text{расч}} \times \operatorname{tg} \varphi, \quad (3.3)$$

$$S_{\text{расч.}} = \sqrt{P_{\text{расч.}}^2 + Q_{\text{расч.}}^2}, \quad (3.4)$$

где $S_{\text{расч.}}$ – максимальная расчетная полная электрическая мощность;

$P_{\text{расч.}}$ – максимальная расчетная активная электрическая мощность, кВт
[8];

$Q_{\text{расч.}}$ – расчетная реактивная электрическая мощность, кВАр;

K_c – расчётный коэффициент спроса;

$K_{\text{и}}$ – расчётный коэффициент использования;

$\cos\phi$ и $\tan\phi$ – коэффициенты мощности.

Таблица 3.1–Расчётные данные нагрузки КНС

Потребитель	$S_{\text{ном.}}$ кВА	$\cos\phi$	$\tan\phi$	$K_{\text{и}}$	K_c	$S_{\text{расч.}}$ кВА	$P_{\text{расч.}}$ кВт	$Q_{\text{расч.}}$ квар
Станция перекачки нефти	4×250	0,8	0,75	0,5	1	500	400	300
Насос пожаротушения	2×75	0,8	0,75	1	1	150	120	90
Компрессорная	2×75	0,75	0,88	0,65	0,5	48,75	36,6	32,2
Кран-балка	8	0,5	1,73	0,05	1	5,6	2,8	4,8
Вентиляционная система	2×11	0,8	0,75	0,75	0,6	6,6	5,28	3,96
Мастерская	34	0,8	0,75	0,55	0,4	7,48	5,984	4,488
Освещение	4,2	0,95	0,32	0,9	1	3,78	3,591	1,14912
Здание операторной								
Электрообогрев помещений	24	0,9	0,48	0,65	1	15,6	14,04	6,7392
Освещение	1,5	0,95	0,32	0,92	1	1,38	1,311	0,41952
Система вентиляции и кондиционирования	24	0,8	0,75	0,6	0,7	8,4	6,72	5,04
Оргтехника	17	0,95	0,32	1	0,9	15,3	14,535	4,6512
Бытовое помещение	15	0,85	0,61	0,5	0,8	6	5,1	3,111
Итого	1445,7					768,9	615,9	453,46

4 Выбор и расчёт мощности силовых трансформаторов для КНС

КНС являются потребителями I категории электроснабжения.

Согласно ПУЭ в нормальном режиме данный потребитель должен получать питание от двух независимых взаимно резервируемых источников с системой АВР по стороне 0,4 кВ [1].

Так как, КНС являются потребителями I категории, то на понизительной подстанции будут находиться одновременно в работе два трансформатора работающих на две независимые секции шин 0,4 кВ.

Располагаемая мощность силовых трансформаторов, должна обеспечивать: в нормальном режиме работы ПС и в ремонтном (когда один трансформатор находится в состоянии ремонта, после аварийного отключения или в плановом) питание всех потребителей, без ограничения в потреблении электроэнергии [9].

На двухтрансформаторной подстанции при расчёте мощности трансформаторов приведем к послеаварийному режиму.

Рассчитываем мощность трансформаторов для электроснабжения КНС с учётом перспективы развития предприятия на срок 10 лет с 30 % запасом:

$$S_{\text{ном.Тр}} = S_{\text{расч}} \times 30\% \times k_3 = 768,9 \times 1,3 \times 0,7 = 699,7 \text{ кВА},$$

где k_3 – коэффициент загрузки силового трансформатора в нормально-эксплуатационном режиме работы ТП, который должен составлять не более 0,7 [1];

$S_{\text{макс.расч.}}$ – максимальная расчетная мощность ТП, для потребителей I категории, указанная в таблице 3.1, максимальная расчётная нагрузка КНС равна 768,9 кВА.

$S_{\text{ном.Тр}}$ – наибольшая стандартная мощность трансформатора, в справочной литературе, кВА;

По справочному материалу выбираем типовую мощность силовых трансформаторов с $S_{\text{ном.Тр}} = 2 \times 1000 \text{ кВА}$.

Выбранная мощность трансформатора должна соответствовать требованию:

$$S_{\text{ном.Тр}} \times K_{\text{пер}} \geq S_{\text{макс.расч.}}, \quad (4.1)$$

$$1000 \times 1,4 = 1400 \geq 768,9 \times 1,3 = 999,57 \text{ кВА},$$

где $K_{\text{пер}}$ – коэффициент аварийной перегрузки при отключении одного из трансформаторов (согласно ПУЭ, в послеаварийном режиме разрешается на 40 %) [1].

Коэффициент загрузки силового трансформатора в послеаварийном режиме или ремонтном режиме работы рассчитываем по выражению 4.2:

$$k_{3\text{Тр.}}^{\text{ПА}} = \frac{S_{\text{макс.расч.}}}{S_{\text{ном.Тр}} \times (N_{\text{ТР}} - 1)}, \quad (4.2)$$

$$k_{3\text{Тр.}}^{\text{ПА}} = \frac{999,57}{1000 \times (2 - 1)} = 1,$$

Согласно ПТЭ перегрузка трансформаторов в аварийном режиме допускается сверх номинального тока до 40%.

Выбранный трансформатор соответствует всем требованиям.

Таблица 4.1 – Номинальные данные выбранного трансформатора

Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$ кВА	Напряжение обмотки кВ		Потери, кВт		$U_{\text{КЗ}}$, %	$I_{\text{хх}}$, %
		ВН	НН	$\Delta P_{\text{ХХ}}$	$\Delta P_{\text{КЗ}}$		
ТМ-1000/6	1000	6	0,4	3	11,2	5,5	1,5

5 Расчет оборудования для КУ на шинах 0,4 кВ ТП

В настоящее время компенсация реактивной мощности на ПС, электроснабжающие потребителей с большой реактивной нагрузкой, является неотъемлемой частью системы надёжного и экономически выгодного электроснабжения.

Так, как на ПС-6/0,4 кВ «Быстринская» на секциях 0,4 кВ, основным потребителем являются асинхронные электродвигатели, являющиеся потребителем с реактивной нагрузкой, подключаем компенсирующую установку реактивной мощности 0,4 кВ.

Для расчёта мощности компенсирующего устройства нужны следующие данные, представленные в таблице 5.1.

Таблица 5 – Данные для расчёта мощности КУ

$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	$P_{\text{расч.}}$	$Q_{\text{расч.}}$	$S_{\text{расч.}}$
0,77	0,68	250,14	172,56	967,0

При этом данные в таблице 5.1 определялись по следующим формулам:

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{Q}{P}, \quad (5.1)$$

Чтобы к шинам 0,4 кВ реконструируемой ПС, подключить компенсирующее устройство, и выполним расчет номинальной реактивной мощности КУРМ и степень её регулирования.

При выполнении расчётов УКРМ принимаем, что секционный автомат 0,4 кВ находится во включенном состоянии, и две работающие секции шин рассматриваем как одну секцию как:

$$\operatorname{tg}\varphi_{\text{вн}} = \frac{Q_{\text{вн}}}{P_{\text{вн}}}, \quad (5.2)$$

где $P_{\text{р.нагр.}}$ – расчётная активная мощность нагрузки;

$Q_{\text{КУ.ном}}$ – номинальная мощность УКРМ.

Потребляемая активная мощность на секциях 6 кВ КТП является суммой потерь активной мощности в силовом трансформаторе и мощности нагрузки:

$$\Sigma P = P_{\text{расч.}} + \Delta P_{\text{Тр.}}, \quad 5.3$$

$$P_{\text{расч.}} = S_{\text{макс.расч.}} \times \cos\varphi = 999,57 \times 0,8 = 799,6 \text{ кВт},$$

где, $\Delta P_{\text{Тр}}$ – уровень потерь активной мощности в трансформаторе в соответствии с паспортными параметрами завода изготовителя, кВт;

$P_{\text{расч.}}$ – расчётная величина активной мощности на шинах 0,4 кВ;

Уровень перетоков реактивной мощности на шинах 6 кВ рассчитывается как:

$$Q_{\text{вн}} = Q_{\text{нн}} + \Delta Q_{\text{Тр}} = Q_{\text{р.нагр}} - Q_{\text{КУ.р}} + \Delta Q_{\text{Тр}}, \quad (5.4)$$

где, $\Delta Q_{\text{Т}}$ – уровень потерь реактивной мощности в трансформаторе в соответствии с параметрами завода изготовителя;

$\Delta Q_{\text{КУ}}$ – мощность ступени регулирования УКРМ.

Рассчитываем реактивную мощность нагрузки на стороне 0,4 кВ как:

$$\operatorname{tg}\varphi_{\text{расч.}} = \operatorname{tg} \arccos \cos\varphi_{\text{расч.}} = \operatorname{tg} \arccos 0,8 = 0,68,$$

$$Q_{\text{расч.}} = P_{\text{расч.}} \times \operatorname{tg}\varphi_{\text{расч.}} = 799,6 \times 0,68 = 543,8 \text{ кВар},$$

$$\Sigma S_{0,4 \text{ кВ}} = \sqrt{P_{\text{расч.}}^2 + P_{\text{расч.}} \times \operatorname{tg}\varphi_{\text{расч.}} - Q_{\text{КУ}}^2},$$

$$\Sigma S_{0,4 \text{ кВ}} = \sqrt{799,6^2 + 799,6 \times 0,68 - 543,8^2} = 799,6 \text{ кВт},$$

где, $\Sigma S_{0,4 \text{ кВ}}$ – полная мощность на шинах 0,4 кВА ТП в при самой большой загрузки электрооборудования.

В силовых трансформаторах значения потерь активной и реактивной электроэнергии не постоянны и зависит от потребляемой мощности подключенной к шинам трансформатора [5].

Потерю мощности в силовом трансформаторе на основании таблице 4.1 по выражениям 5.5; 5.6:

$$\Delta P_{\text{Тр.}} = \Delta P_{\text{xx}} + \Delta P_{\text{к}} \times \frac{\Sigma S_{0,4 \text{ кВ}}^2}{S_{\text{Тр}}}, \quad (5.5)$$

$$\Delta P_{\text{Тр.}} = 3 + 11,2 \times \frac{799,6^2}{1000} = 10,1 \text{ кВт},$$

где $\Delta P_{\text{Тр.}}$ – нагрузочные потери активной мощности в трансформаторе;

ΔP_{xx} – потери активной мощности холостого хода в трансформаторе, кВт;

$\Delta P_{\text{к}}$ – потери активной мощности короткого замыкания в трансформаторе, кВт;

$$\Delta Q_{\text{Т}} = \frac{I_{\text{xx}}}{100} \times S_{\text{Тр}} + \sqrt{U_{\text{к}}^2 - \frac{100 \times \Delta P_{\text{к}}}{S_{\text{Тр}}}} \times \frac{\Sigma S_{0,4 \text{ кВ}}^2}{100 \times S_{\text{Тр}}}, \quad (5.6)$$

$$\Delta Q_{\text{Т}} = \frac{1,5}{100} \times 1000 + \sqrt{5,5^2 - \frac{100 \times 11,2}{1000}} \times \frac{799,6^2}{100 \times 1000} = 17,9 \text{ кВар},$$

где $\Delta Q_{\text{Тр.}}$ – уровень нагрузочных потерь реактивной мощности в трансформаторе;

I_{xx} – ток холостого хода трансформатора, %;

U_k – напряжение трансформатора в режиме короткозамкнутых обмоток НН, %.

Рассчитываем номинальную мощности компенсирующей установки реактивной мощности по выражениям 5.7; 5.8 [14]:

$$Q_{КУ.мин} = P_{расч.} \times (tg\varphi_{расч.} - tg\varphi_{макс}) - \Delta P_{Тр.} \times tg\varphi_{макс} + \Delta Q_{Тр.}, \quad (5.7)$$

$$Q_{КУ.мин} = 799,6 \times 0,68 - 0,1 - 10,1 \times 0,1 + 17,9 = 480,6 \text{ кВар},$$

$$Q_{КУмакс} = P_{расч.} \times (tg\varphi_{р.нагр} - tg\varphi_{мин}) - \Delta P_{Т} \times tg\varphi_{мин} + \Delta Q_{Т}, \quad (5.8)$$

$$Q_{КУмакс} = 799,6 \times 0,68 - 0 - 10,1 \times 0 + 17,9 = 561,6 \text{ кВар},$$

где, $tg\varphi_{макс}$ – коэффициента реактивной мощности с максимальным значением, принимаем равному 0,1;

$tg\varphi_{мин}$ – коэффициента реактивной мощности с минимальным значением, принимаем равному 0.

При потреблении электроэнергии $tg\varphi$ может иметь как отрицательное, так и положительное значение. При избыточном значении реактивной мощности компенсирующей установки на шинах получим перекомпенсацию реактивной мощности в сеть, это нежелательно, как и недокомпенсация, это так же приведёт к потери электроэнергии в электросети [11].

Произведём подбор номинальной мощности КУ по условию 5.9:

$$Q_{КУ.расч.мин} \leq Q_{КУ.расч.ном} \leq Q_{КУ.расч.макс}, \quad (5.9)$$

$$480,6 \leq Q_{КУ.расч.ном} \leq 561,6,$$

где $Q_{КУ.макс}$ и $Q_{КУ.мин}$ – граничные значениями перетоков реактивной мощности установки.

Выбираем по каталогу установку компенсации реактивной мощности с номинальной типовой мощностью 500 кВАр [12].

Номинальные данные КУРМ занесены в таблицу 5.1

Таблица 5.1 – Заводские данные компенсирующих устройств реактивной мощности.

Наименование	$U_{ном.},$ кВ	Q кВАр	Шаг регулировки, кВАр	Число ступеней
АУКРМ-0,4-500-20-25	0,4	500	25	20

Рассчитываем значение реактивной мощности на шинах 0,4 кВ реконструируемой ПС с подключенной установкой КРМ по выражению 5.10:

$$\Sigma S_{0,4 \text{ кВ}} = \sqrt{P_{расч.}^2 + P_{расч.} \times \operatorname{tg} \varphi_{расч.} - Q_{КУ}}^2, \quad (5.10)$$

$$\Sigma S_{0,4 \text{ кВ}} = \sqrt{799,6^2 + (799,6 \times 0,68 - 500)^2} = 800,8 \text{ кВт},$$

По данному выражению видно, что потребляемая мощность на шинах 0,4 кВ значительных изменений не вызовет.

Выбранная мощность компенсирующей установки подходит для использования в расчётной ПС.

Минимальной величиной изменения значения реактивной мощности компенсирующей установки – является ступенью регулирования реактивной мощности, зависимость которой зависит от нагрузки подключенной к шинам ПС. Если произойдёт уменьшение активной нагрузки, то и должна уменьшается и реактивная мощность компенсирующего устройства [11].

При расчёте ступени регулирования реактивной мощности нужно учесть, что снижение активной нагрузки, значение реактивной нагрузки на шинах может оказаться меньше значения ступени регулирования КУ, и $\text{tg}\varphi$ выйдет за границ и допустимых значений максимальных и минимальных значений [20].

Для предотвращения работы компенсирующего устройства в режиме перекомпенсации реактивной мощности произведём расчет ступени регулирования в режиме минимальной загрузки силовых трансформаторов.

Рассчитаем потери активной мощности в трансформаторе в режиме минимальной загрузки, где за полную мощность нагрузки примем активную расчётную нагрузку, считая, что реактивная мощность компенсировалась устройством КРМ по выражению 5.11:

$$\begin{aligned}\Delta Q_{\text{КУ.р}} &= P_{\text{расч.мин.}} + \Delta P_{\text{т}} \times \text{tg}\varphi_{\text{макс}} - \text{tg}\varphi_{\text{мин}} , \\ \Delta Q_{\text{КУ.р}} &= 399,8 + 10,1 \times 0,1 - 0 = 40,81 \text{ кВар},\end{aligned}\tag{5.11}$$

Опираясь на результаты расчёта, для цеховой комплектной трансформаторной подстанции 6/0,4 кВ рассматриваемого объекта выбираем два масляных трансформатора: 2×ТМ-1000-6/0,4. Так как все электроприёмники дожимной насосной станции относятся к первой категории надёжности электроснабжения, то электроснабжение цеха необходимо осуществлять от двух независимых источников питания [2].

Исходя из меньшей стоимости (масляные трансформаторы в 2 раза дешевле сухих) и категории пожароопасности (Кустовая насосная станция относится к помещениям с высокой пожароопасностью (категория В)), было принято решение о выборе для цеховой КТП масляных трансформаторов, с установкой КУ АУКРМ-0,4-500-20-25 и с шагом ступени 25 кВар.

6 Выбор схемы питающей сети 6/0,4 кВ

6.1 Выбор схемы питающей сети 6 кВ

Схема внешнего электроснабжения – это элемент системы электроснабжения производственного объекта, предназначенный для питания производственных площадок нефтедобывающего предприятия, а также распределения электрической энергии по территории производства [12]. Выбранная схема должна быть надёжной, гибкой, безопасной и практичной (соответствовать характеру производимых работ и условиям окружающей среды) [5].

В нашем случае в качестве источника электроэнергии для дожимной насосной станции является ПС 110/6 «Быстринская».

Передачу электроэнергии потребителю от источника электроснабжения возможно осуществлять по магистральной, радиальной, и смешанной схеме.

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.

Магистральная схема электроснабжения является менее надёжной, но является экономичной так, как для её реализации требуется меньше выключателей и кабельных линий [9].

При подключении потребителей по магистральной схеме питания для повышения гибкости схемы, потребителей подключают через свой автомат.

При выполнении релейной защиты для магистральной схемы на головном выключателе рассчитывают завышенные уставки по отношению к одному из потребителей.

Радиальная схема подключения дороже магистральной, так как требует большого длины кабельных линий и количества используемых выключателей, но в данном случае отключение потребителя приведёт к большим потерям,

потому что от режима работы насосной станция зависит режим работы остальных предприятий связанных с переработкой газа [9].

6.2 Выбор внутрицеховой сети 0,4 кВ

Схема внутрицехового электроснабжения 0,4 кВ – это элемент системы электроснабжения производственного объекта, предназначенный для питания электрооборудования, а также распределения электрической энергии по территории цеха [12], в данном случае дожимной насосной станции. Выбранная схема должна быть надёжной, гибкой, безопасной и практичной (соответствовать характеру производимых работ и условиям окружающей среды) [5].

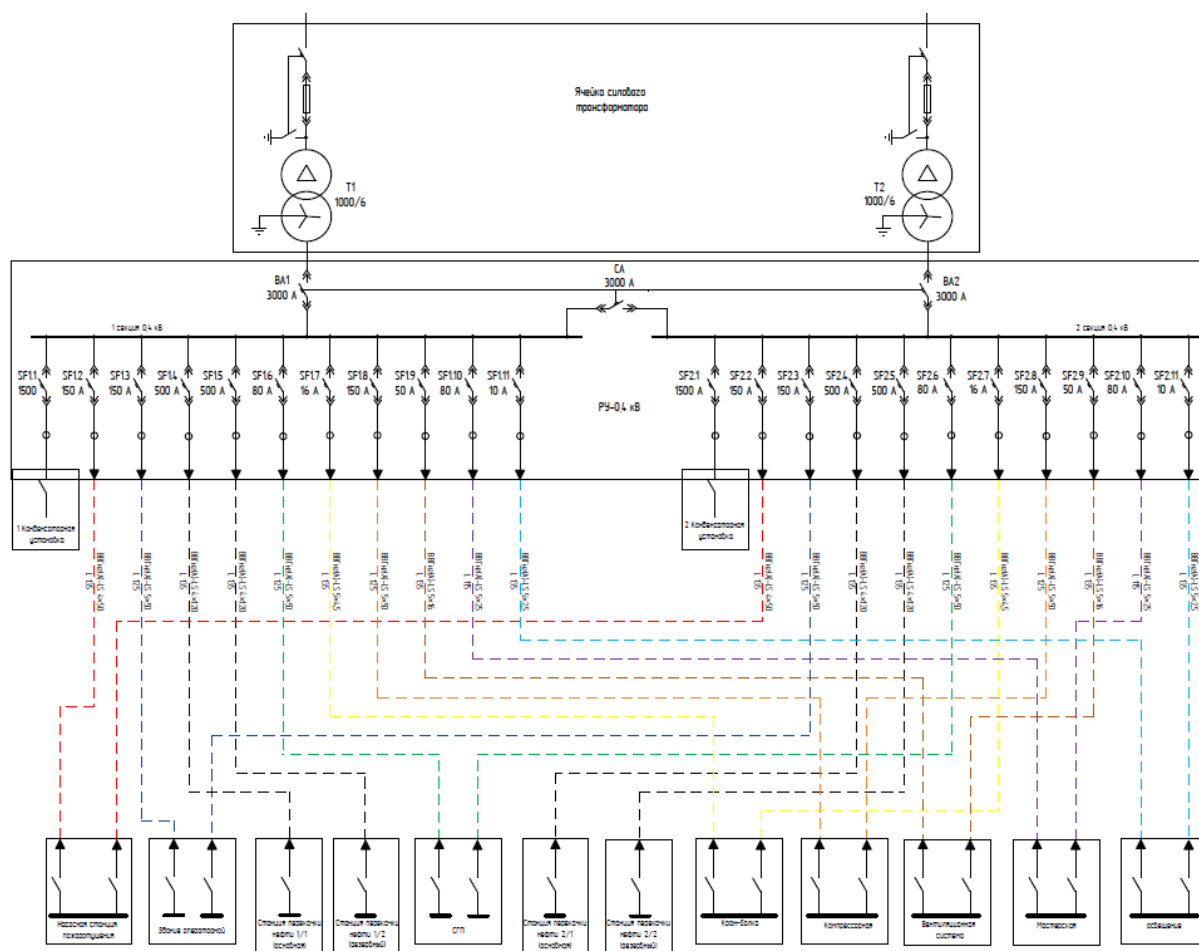


Рисунок 6.1 – Схема внутрицехового электроснабжения КНС

В качестве схемы внутрицехового электроснабжения будет использоваться радиальная схема. Во-первых, радиальные схемы

применяются для электроприёмников любой первой категории надёжности электроснабжения [13]. Во-вторых, она наиболее надёжная и повреждение одного из потребителей не повлияет на работоспособность остальных; при выборе схемы акцент ставится на обеспечение высокого уровня надёжности и бесперебойности электроснабжения). В-третьих, радиальная схема удовлетворяет всем ранее перечисленным требованиям и имеет важное достоинство – возможность к модернизации при развитии предприятия.

По стороне 0,4 кВ для электроснабжения технологического промышленного оборудования – радиальную схему, ориентируясь на её надёжность и независимость в сети электроснабжения.

Схему питания освещения предприятия и помещения обслуживающего персонала, с учётом, что параллельно с рабочим освещением применяется аварийное независимое освещение, запитанное от отдельного источника, применяем наиболее экономичную магистральную схему [10].

7 Выбор компоновки ТП

Для электроснабжения дожимной насосной станции по техническим требованиям, и пожарной безопасности предприятия, трансформаторную подстанцию запрещается размещать внутри здания насосной станции. В данном случае целесообразно с расчётом на дальнейшее развитие предприятия, разместить трансформаторную подстанцию в отдельно стоящем исполнении.

Согласно этим требованиям планируется использовать ПС комплектного типа российского производства. В качестве производителя КТП рассматриваем АО «Электронмаш», это предприятие хорошо зарекомендовало себя на отечественном рынке – как производителя современного, высокотехнологичного, промышленного оборудования. Также АО «Электронмаш» способно предложить заказчикам эффективные решения в области электроснабжения и автоматизации.

КТП планируется установить блочного типа, преимущество данного вида здания в том, что подстанцию на место установки доставляется блоками не требующие перед установкой крупных подготовительных работ.

Трансформатор, также и всё силовое оборудование планируется разместить внутри утеплённых блоках, с приточно-вытяжными вентиляторами.

Вводные ячейки по стороне 6 и 0,4 кВ согласно первичной схеме выполняем с кабельными вводами, для удобства заводки кабеля КТП выполняем выше уровня земли на 0,8 метров, а также для удобства обслуживания в зимнее время года.

Ячейку силового трансформатора выполняем, со стороны высшего напряжения, выполняем без сборных шин с одним коммутационным аппаратом, для гибкости схемы, при выполнении оперативных переключениях. Для создания видимого разрыва и заземления трансформатора

во время регламентных работ планируется использовать выключатели нагрузки, также отечественного производства.

Распределительное устройство 0,4 кВ – РУНН планируется выполнить щитами с односторонним обслуживанием, состоящим из вводного щита, щита секционирования с блоком АВР и щита отходящих КЛ.

В РУ-0,4 кВ будут установлены автоматические выключатели выдвижного исполнения для удобства обслуживания и замены автомата, а также для видимого разрыва.

Для защиты трансформатора со стороны 6 кВ от внутренних повреждений предназначен предохранитель, а для защиты со стороны 0,4 кВ автоматические выключатели с встроенной микропроцессорной защитой, а также измерительные приборы и средства учёта электроэнергии.

Контроль за управлением и учётом режимом работы основного и вспомогательного оборудования на КНС будет осуществляться с помощью контрольно-измерительных приборов и средств автоматики (КИП и А). Все приборы КИП и А будут подключены к первичным цепям через трансформаторы тока и напряжения установленные в РУ-0,4 кВ. Трансформаторы тока и напряжения, как и всё оборудование, применяем внутренней установки.

8 Выбор метода и расчёт заземления нейтрали трансформатора

В сети 0,4 кВ для безопасного производства работ на основном так и на вспомогательном оборудовании обслуживающим персоналом, используется система заземления оборудования. При не правильном заземлении при не качественно выполненной конструкции заземляющего контура увеличивается вероятность травматизма, увеличивается погрешность измерительных приборов и оборудование автоматизации, или полная потеря работоспособности – всё выше перечисленное происходит из-за пробоя изоляции элементов электрической сети.

На дожимной насосной станции применяется большое количество разнообразного высокоточного оборудования, требующее хорошее заземляющее устройство, для защиты оборудования от различных электромагнитных и статических разрядов.

Для выполнения данного требования подходит система заземления TNS, выполненная по пятипроводной схеме, с нейтральным рабочим и нулевым защитным проводником, указанной на рисунке 8.1. Также к контуру заземления будут присоединены защитные молниеотводы.

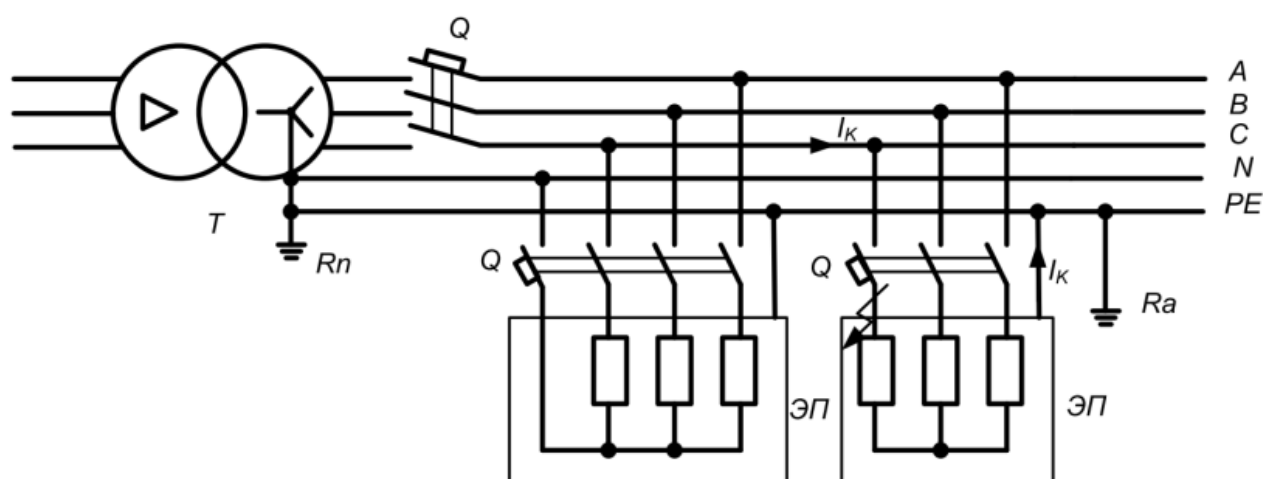


Рисунок 8.1 – Стандартная схема системы заземления TNS

В схеме TN-S защитным проводником является РЕ, предназначенный для уравнивания потенциалов, а N – нулевой рабочий проводник. РЕ и N выполняем разными проводами. Согласно требованиям ПУЭ данная система заземления выполняется с дополнительным контуром заземления.

В схеме электроснабжения схема TN-S является как наиболее безопасный метод заземления.

Выполняя требования ПУЭ сопротивление контура заземления электросети 0,4 кВ не должно быть выше 4 Ом.

Рассчитываем сопротивление контур заземляющего выполненного из металлических стержней вбитых по периметру ТП.

Для строительства контура заземления, с размером 4×10 метров, используем вертикальные металлические стержни, длиной 5 метров. и диаметром 25 миллиметров, с горизонтальной металлической полосой шириной 40 миллиметров и толщиной 4 миллиметров.

Необходимое количество вертикальных заземлителей рассчитываем по выражению 8.1:

$$R_{\text{верт}} = \frac{0,366 \times \rho_{\text{расч}}}{L} \times \lg \frac{2L}{d} + 0,5 \times \lg \frac{4t + L}{4t - L}, \quad (8.1)$$

$$\rho_{\text{расч.}} = \rho \times k_c,$$

$$\rho_{\text{расч.}} = 1,25 \times 40 = 50 \frac{\text{Ом}}{\text{м}}$$

$$t = h + 0,5 \times L = 0,5 + 0,5 \times 5 = 3 \text{ м},$$

где $R_{\text{верт}}$ – сопротивление вертикального заземлителя;

$\rho_{\text{расч.}}$ - расчётное сопротивление грунта;

ρ – удельное сопротивление грунта равное 40 Ом/м;

k_C – сезонный коэффициент, принимаем как 1,25;

d – диаметр заземлителя, м;

L – длина заземлителя, м;

b – ширина полосы (для угловой стали – ширина полки), м;

h – глубина закладки горизонтального заземлителя, равная 0,5 м;

t – расстоянию от поверхности земли до середины электрода, в м.

$$R_{\text{верт}} = \frac{0,366 \times 50}{5} \lg \frac{2 \times 5}{0,025} + 0,5 \times \lg \frac{4 \times 3 + 5}{4 \times 3 - 5} = 10,2 \text{ Ом},$$

Количество вертикальных стержней определяем по выражению 8.2:

$$N_{\text{вер}} = \frac{R_{\text{верт}}}{R_{\text{ЗК}} \times \eta_{\text{вер}}}, \quad 8.2$$

$$N_{\text{вер}} = \frac{10,2}{4 \times 0,68} = 3,75,$$

где $\eta_{\text{вер}}$ – коэффициента экранирования, при связывании горизонтальной полосой;

$R_{\text{ЗК}}$ –необходимое сопротивление заземляющего контура.

Расчётные значение, округляем до большего значения, и получаем четыре стержня, которые распределяем по углам контура заземления.

Сопротивление растекания горизонтальной полосы не рассчитываем, так как вертикальных стержней достаточно для создания требуемого контура с сопротивлением до 4 Ом.

Данный заземляющий контур заземления подходит для заземления нейтрали трансформатора и потребителей.

9 Выбор сечения проводников питающей сети

Площадь сечения токопроводящей жилы в кабельных линиях рассчитываем по параметрам:

1. по экономической плотности тока в линии;
2. по потере напряжения в линии, нормальном и ремонтном режиме;

Сечение жилы в кабеле по экономической плотности тока рассчитываем по выражению 9.1:

$$S_{\text{эк.}} = \frac{I_{\text{расч.}}}{j_{\text{эк}}} \quad (9.1)$$

где $I_{\text{расч.}}$ – расчетный длительный ток в линии;

$j_{\text{эк}}$ – экономическую плотность тока, рассчитываем согласно требованиям ПУЭ: для алюминиевого провода равное 1,1 А/мм²,

для кабеля с поливинилхлоридной изоляцией и медными жилами равное 3.1 А/мм².

Определяем расчетный длительный ток в кабельных линиях по формуле 9.2; 9.3; 9.4.

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{ном.Тр}} \times K_{\text{пер.Тр}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном}}}, \quad (9.2)$$

$$I_{\text{расч.}} = \frac{S_{\text{расч.}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном}}}, \quad (9.3)$$

где $S_{\text{ном.Тр}}$ – мощность силового трансформатора в послеаварийном режиме, с разрешённой 40 % перегрузкой;

$S_{\text{расч.}}$ – расчетная мощность предприятия;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение электросети.

$$I_{\text{доп.}} = \frac{I_{\text{расч}}}{k_{\text{пер.}} \times k_{\text{сниж.}} \times k}, \quad (9.4)$$

где $k_{\text{пер.}}$ – коэффициент перегрузки для кабеля с ПВХ изоляцией, согласно ПУЭ продолжительностью до 6 часов равен 15%;

$k_{\text{сниж.}}$ – коэффициент снижения, зависящий от температуры окружающей среды (+15) °С и нормированной температуры жил кабеля из ПВХ изоляции равный (+80)°С, равен 1;

k – коэффициент, зависимости от количества проложенных кабельных линий в одной траншее, в данном случае два кабеля проложенных в одной траншее с расстоянием между кабелями 300 мм., равен 0,93.

Выбранное сечения жилы кабеля по нагреву, должно удовлетворять условие:

$$I_{\text{расч. макс}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (9.5)$$

где $I_{\text{расч. макс}}$ – максимальный расчетный ток в линии, в ремонтном или послеаварийном режиме.

9.1 Рассчитываем сечение провода КЛ 6 кВ

Расчётный ток в питающей линии 6 кВ рассчитываем по формуле 9.2; 9.3; 9.4:

$$I_{\text{расч.}} = \frac{1000 \times 1,4}{\sqrt{3} \times 6} = 134,7 \text{ A},$$

$$I_{\text{доп.}} = \frac{134,7}{1,15 \times 1 \times 0,93} = 126 \text{ A},$$

Рассчитываем сечения жилы алюминиевого провода в линии 6 кВ по экономической плотности тока по выражению 9.1

$$S_{\text{эк.пр}} = \frac{126}{1,1} = 114,5 \text{ мм}^2,$$

Выбираем стандартное значение площади жилы кабеля $3 \times 120 \text{ мм}^2$.

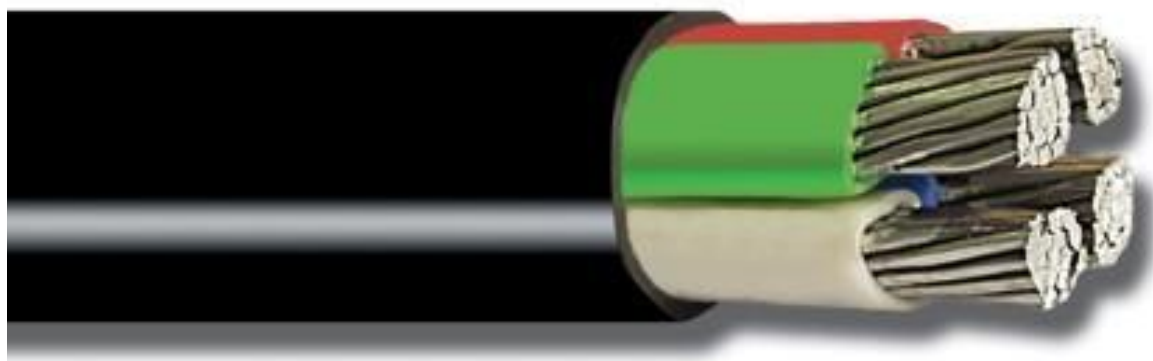


Рисунок 9.1 – Внешний вид кабеля АBBГнг-LS(A)

Таблица 9.1 – Номинальные данные кабеля АBBГнг-LS(A) XLPE, $3 \times 120 \text{ мм}^2$

Марка кабеля	АBBГнг-LS(A) XLPE, 3×120	
$U_{\text{ном}}$	кВ	7,2
$U_{\text{макс}}$	кВ	10
$I_{\text{ном}}$ в земле	А	295
r_0 кабеля	Ом/км	0,258
x_0 кабеля	Ом/км	0,081

9.2 Рассчитываем сечение кабеля сети 0,4 кВ

Рассчитываем площадь сечения жилы в кабельной линии 0,4 кВ, по экономической плотности тока, по выражениям 9.1 и 9.4, а полученные в

значения расчетов значения, округляем до ближайшего большего стандартного сечения и заносим в таблицу 9.2.

Таблица 9.2 – Расчетные значения сечения кабеля 0,4 кВ

Наименование оборудования	$S_{\text{ном.}}$ кВА	$I_{\text{ном}}$ А	$S_{\text{жилы.ЭК}}$ мм ²	$S_{\text{жи}}$ мм ²
Станция перекачки нефти	250	380,3	119,7	4×120
Насос пожаротушения	75	114,1	36,8	4×50
Компрессорная	75	114,1	36,8	5×50
Кран-балка	8	12,2	3,9	5×4,5
Вентиляционная система	22	33,5	10,8	5×16
Мастерская	34	51,7	16,7	5×25
Освещение	4,2	6,4	2,1	5×2,5
Здание операторной	77,5	117,9	38	5×50



Рисунок 9.2 – Внешний вид кабеля ВВГнг-LS(A)

Таблица 9.3 – Номинальных данные пятижильного медного кабеля ВВГнг-LS(A)

Марка кабеля	ВВГнг-LS(A)					
S , мм ²	2,5	4,5	16	25	50	120
$U_{\text{ном}}$, кВ	1	1	1	1	1	1

Продолжение таблицы 9.3

$U_{\text{макс}}, \text{ кВ}$	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
$I_{\text{ном}}, \text{ А}$	25	49	115	150	225	385
$r_0 \text{ кабеля}, \text{ Ом/км}$	2,3	4,5	1,1	0,72	0,36	0,1
$x_0 \text{ кабеля}, \text{ Ом/км}$	0,1	0,1	0,07	0,06	0,06	0,06

Все выбранные и рассчитанные кабельные линии при реконструкции системы электроснабжения соответствуют «ГОСТ Р 53769-2010 Кабели силовые с пластмассовой изоляцией на номинальное напряжение 0,66; 1 и 3 кВ. Общие технические».

10 Расчёт падения напряжения в сети электроснабжения КНС

Согласно нормам ПУЭ уровень напряжения на шинах подстанций с рабочим напряжением от 3 до 20 кВ, должно поддерживаться на уровне 105 % от номинального значения в период максимума нагрузок и не выше 100% в режиме минимума нагрузок, а в нормальном режиме работы электросети 0,4 кВ, уровень напряжения, должно находиться в пределах (± 5) % от номинального напряжения сети.

Так, как напряжение на шинах 0,4 кВ должно поддерживаться 1,05 % номинального напряжения то в конце линии напряжение не должно быть ниже 0,95 % номинального напряжения, и соответствует 0,36 кВ.

Расчет падения напряжения в электросети выполняем по выражению 10.1:

$$\Delta U = \frac{P_{\text{расч.}} \times R_{\text{КЛ}} + Q_{\text{расч.}} \times X_{\text{КЛ}}}{U_{\text{л}}}, \quad (10.1)$$

где ΔU – уровень падения напряжения на участке цепи;

$R_{\text{КЛ}}$ – активное сопротивление КЛ, Ом;

$X_{\text{КЛ}}$ – индуктивное сопротивление КЛ, Ом;

L – длина КЛ, м;

$U_{\text{л}}$ – линейное напряжение сети, В;

$$R_{\text{КЛ}} = r_0 \times L, \quad 10.2$$

$$X_{\text{КЛ}} = x_0 \times L, \quad (10.3)$$

где r_0 – погонное активное сопротивление КЛ;

x_0 – погонное индуктивное сопротивление КЛ;

L – длина кабеля в метрах.

10.1 Рассчитываем допустимый уровень падение напряжения в КЛ 6 кВ

Рассчитываем уровень падение напряжения в КЛ 6 кВ, на основании выражений 10.1, 10.3, а полученные значения заносим в таблицу 10.1.

Расчёты падения напряжения производим в ремонтном режиме работы ТП, когда вся нагрузка находится на одном трансформаторе и в 1,4 раза превышает номинальную мощность.

$$\Delta U_{\text{доп } 6} = \frac{\Delta U_6 \%}{100} \times U_{\text{ном}},$$

$$\Delta U_{\text{доп } 6} = \frac{5}{100} \times 6 = 0,03 \text{ кВ},$$

$$R_{\text{КЛ}} = 0,26 \times 1,35 = 0,351 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{КЛ}} = 0,08 \times 1,35 = 0,108 \text{ Ом},$$

$$\Delta U = \frac{1120 \times 0,351 + 1050 \times 0,108}{6} = 0,084 \text{ кВ},$$

Таблица 10.1 – Расчётные значения падения напряжения в КЛ-6 кВ

Наименование оборудования	S _{ном.} кВА	P _{ном.} кВт	Q _{ном.} кВар	Ro Ом/км	Xo Ом/км	L _{кл} км	R _{кл} Ом	X _{кл} Ом	ΔU кВ
КЛ-6	1400	1120	1050	0,26	0,08	1,35	0,351	0,108	0,084

10.2 Рассчитываем допустимое падение напряжения в сети 0,4 кВ:

$$\Delta U_{\text{доп } 0,4} = \frac{\Delta U_{0,4} \%}{100} \times U_{\text{ном}} = \frac{5}{100} \times 0,38 = 0,02 \text{ кВ},$$

Уровень допустимого падения напряжения в кабеле в сети 0,4 кВ рассчитываем по выражению 10.1.

Падение напряжения в кабеле по стороне 0,4 кВ рассчитываем по выражению 10.2. Все расчётные значения заносим в таблицу 10.2:

Таблица 10.2–Расчётные значения падения напряжения КЛ-0,4 кВ.

Наименование оборудования	$S_{\text{ном.}}$ кВА	$P_{\text{ном.}}$ кВт	$Q_{\text{ном.}}$ кВар	R_0 Ом/км	X_0 Ом/км	$L_{\text{кл}}$ км	$R_{\text{кл}}$ Ом	$X_{\text{кл}}$ Ом	ΔU В
Станция перекачки нефти	250	200	187,5	0,1	0,06	0,135	0,014	0,008	10,55
Насос пожаротушения	75	60	56,25	0,36	0,06	0,135	0,049	0,008	8,429
Компрессорная	75	56,25	66	0,36	0,06	0,125	0,045	0,008	7,566
Кран-балка	8	4	13,84	4,5	0,1	0,135	0,608	0,014	6,542
Вентиляционная система	22	17,6	16,5	1,1	0,07	0,135	0,149	0,009	6,924
Мастерская	34	27,2	25,5	0,72	0,06	0,115	0,083	0,007	6,07
Освещение	4,2	3,99	1,344	2,3	0,1	0,135	0,311	0,014	3,143
Σ Здание операторной	77,5	67,925	41,59	0,36	0,06	0,125	0,045	0,008	8,421

По выполненным расчётам уровень падения напряжения на шинах самых удалённых и загруженных КЛ сети 0,4 кВ, находится в пределах нормы, и выбранное сечение жилы кабеля выбрано правильно.

11 Расчёт токов КЗ в сети ВН и НН кустовой станции

Самыми тяжёлыми и разрушительными повреждениями в электросетях,

Для расчёта токов короткого замыкания составим схему замещения расчётной сети электроснабжения, в которой все элементы схемы электросети, представим в виде активных и реактивных сопротивлений, где источником ЭДС для схемы (6/0,4 кВ) будет являться энергосистема, а для схемы 0,4 кВ ЭС и асинхронные электродвигатели большой мощности, а элементы по которым проходят ток КЗ, активным индуктивным сопротивлениями.

В расчётах также принимаем некоторые допущения: расчётное напряжение сети электроснабжения принимаем на 5% выше номинального напряжения; КЗ происходит в момент времени с наибольшим значением; сопротивление в месте КЗ считаем равным нулю.

Электрическую схему и схему замещения электроснабжения КНС изображаем на рисунках 11.1; 11.2.

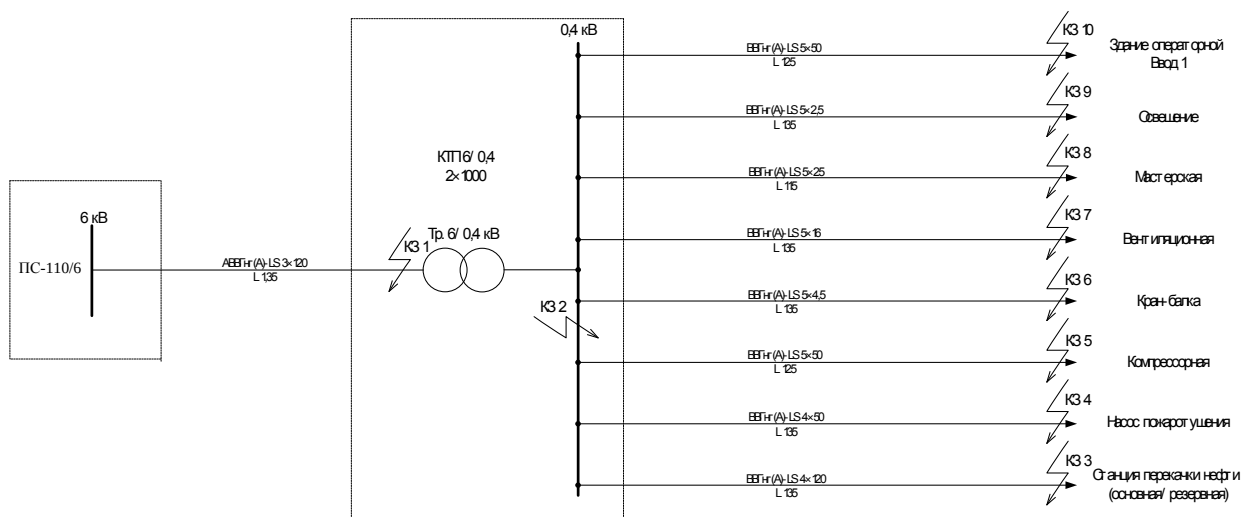


Рисунок 11.1 – Электрическая схем для расчета токов КЗ

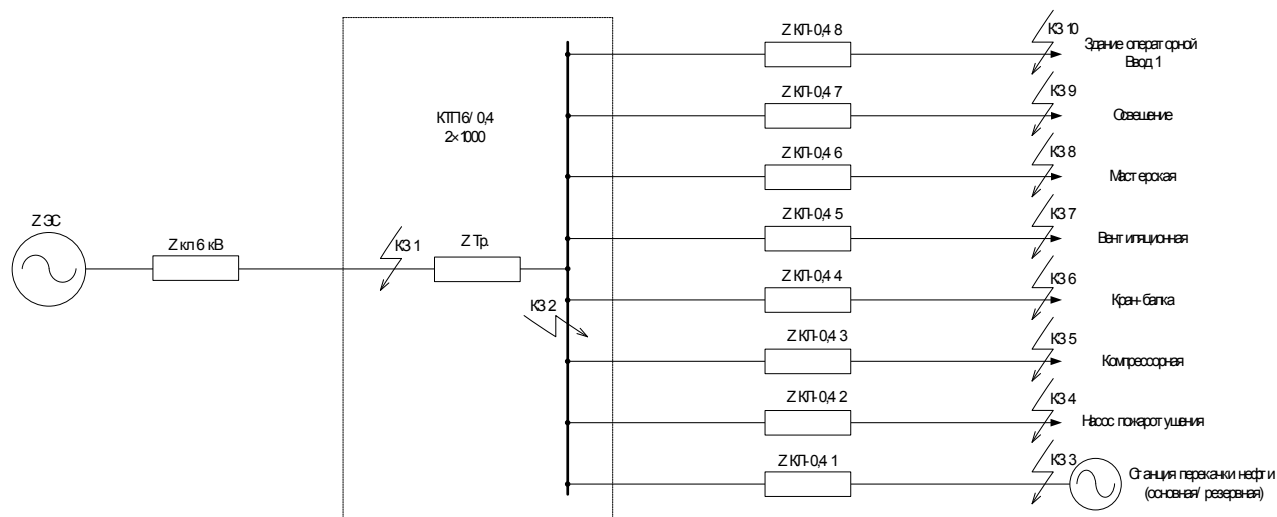


Рисунок 11.2 – схема замещения для расчета токов КЗ

11.1 Рассчитываем токи короткого замыкания на вводах 6 кВ трансформатора

Сопротивление энергосистемы рассчитываем по выражению 11.1

$$Z_{ЭС} = \frac{U_{\text{макс.раб.}}}{\sqrt{3} \times I_{\text{КЗ ЭС}}}, \text{ Ом} \quad (11.1)$$

Уровень напряжение для расчётов токов КЗ принимаем на 5 % выше номинального напряжения, равное 6,3 кВ.

$$Z_{ЭС} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \times 9,7} = 0,37 \text{ Ом},$$

Полное сопротивление кабельной линии 6 кВ, пользуясь данными указанными в таблицы 10.1, рассчитываем по выражению 11.2:

$$Z_{\text{КЛ}} = \sqrt{R_{\text{КЛ}}^2 + X_{\text{КЛ}}^2}, \quad (11.2)$$

$$Z_{\text{КЛ}6} = \sqrt{R_{\text{КЛ}6}^2 + X_{\text{КЛ}6}^2} = \sqrt{0,35^2 + 0,108^2} = 0,367 \text{ Ом},$$

Рассчитываем ток трёх фазного короткого замыкания на шинах 6 кВ:

$$I_{\text{КЗ}1}^{(3)} = \frac{U_{\text{макс.раб.}}}{\sqrt{3} \times Z_{\Sigma\text{С}} + Z_{\text{КЛ}6}}, \quad (11.3)$$

$$I_{\text{КЗ}1}^{(3)} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \times 0,37 + 0,367} = 5,9 \text{ кА}.$$

$$I_{\text{КЗ}1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{\text{КЗ}}^{(3)}, \quad (11.4)$$

$$I_{\text{КЗ}1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times 5,9 = 5,1, \text{ кА},$$

Рассчитываем ударный ток трёх фазного КЗ на шинах 6 кВ КТП по выражениям:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \times k_{\text{уд}} \times I_{\text{КЗ}}, \quad (11.5)$$

$$k_{\text{уд}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \quad (11.6)$$

$$T_a = \frac{X_6}{\omega \times R_6}, \quad (11.7)$$

где $k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент тока КЗ;

$I_{\text{КЗ}}$ – действующее значение тока КЗ;

ω – угловая частота равная 314.

T_a – постоянная времени затухания:

Рассчитываем ударный ток КЗ на шинах 6 кВ:

$$T_a = \frac{0,108}{314 \times 0,351} = 9,8,$$

$$k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{9,8}} = 1,9$$

$$i_{уд.КЗ 1}^6 = \bar{2} \times 1,9 \times 5,9 = 15,7 \text{ кА},$$

Полученные значения при расчёте трёхфазных токов КЗ по стороне 6 кВ, заносим в таблицу 11.2.

11.2 Рассчитываем токи короткого замыкания на вводах трансформатора 0,4 кВ

Рассчитываем токи КЗ на выводах 0,4 кВ силового трансформатора, и на удалённых участках КЛ 0,4 кВ.

Приводим сопротивление системы 6 кВ к сопротивлению сети 0,4 кВ по формуле 11.8:

$$Z_{0,4/6} = Z_6 \times \frac{U_{НН}}{U_{ВН}}, \quad (11.8)$$

$$Z_{ЭС 0,4/6} = 0,37 \times \frac{0,38^2}{6} = 0,002 \text{ Ом},$$

Приводим сопротивление КЛ 6 кВ к стороне 0,4 кВ:

$$Z_{КЛ 0,4/6} = 0,367 \times \frac{0,38^2}{6} = 0,0016 \text{ Ом},$$

Рассчитываем сопротивление силового трансформатора согласно данным указанным в таблице 4.1:

$$R_{\text{Тр.}} = \frac{P_{\text{КЗ}} \times U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}, \quad 11.9$$

$$X_{\text{Тр}} = \frac{U_{\text{К}} \% \times U_{\text{Тр}}^2}{100 \times S_{\text{НОМ.Тр}}}, \quad (11.10)$$

где: $R_{\text{Тр}}$ – активное сопротивление силового трансформатора;

$X_{\text{Тр}}$ – реактивное сопротивление силового трансформатора;

$U_{\text{Тр}}$ – номинальное напряжение силового трансформатора;

$U_{\text{К Тр}} \%$ – напряжение КЗ силового трансформатора в %;

$$R_{\text{Тр.}} = \frac{11,2 \times 6^2}{1000} = 0,4 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{Тр}} = \frac{5,5 \times 6^2}{100 \times 1000} = 1,98 \text{ Ом},$$

$$Z_{\text{Тр.}} = \sqrt{R_{\text{Тр}}^2 + X_{\text{Тр}}^2} = \sqrt{0,4^2 + 1,98^2} = 2,02 \text{ Ом},$$

Приводим сопротивление трансформатора к сети 0,4 кВ:

$$Z_{\text{Тр } 0,4/6} = 2,02 \times \left(\frac{0,38}{6}\right)^2 = 0,009 \text{ Ом},$$

Рассчитываем ток трёх фазного КЗ на шинах 0,4 силового трансформатора:

$$I_{\text{КЗ } 0,4}^{(3)} = \frac{U_{0,4}}{\sqrt{3} Z_{\text{ЭС } 0,4/6} + Z_{\text{КЛ } 0,4/6} + Z_{\text{Тр } 0,4/6}}, \quad (11.11)$$

$$I_{\text{КЗ } 0,4}^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \times 0,002 + 0,0016 + 0,009} = 18,3 \text{ кА.}$$

11.3 Расчёт тока КЗ в сети 0,4 кВ.

На основании расчётных данных указанных в таблице 10.2, производим расчёты полного сопротивления кабельных линий 0,4 кВ по выражению 11.7, и полученные результаты расчётов заносим в таблицу 11.2.

$$Z_{\text{КЛ } 0,4} = \sqrt{R_{\text{КЛ } 0,4}^2 + X_{\text{КЛ } 0,4}^2}, \text{ Ом,} \quad (11.12)$$

где $Z_{\text{КЛ } 0,4}$ – полное сопротивление линии 0,4 кВ.

Таблица 11.1 – Полные сопротивления участков цепи для расчетов тока КЗ по стороне 0,4 кВ.

Расчётный участок	R Ом	X Ом	Z Ом
$Z_{\text{ЭС } 6 \text{ кВ}}$	-	-	0,37
$Z_{\text{КЛ } 6 \text{ кВ}}$	0,26	0,08	0,367
$Z_{\text{ЭС } 0,4/6 \text{ кВ}}$	-	-	0,002
$Z_{\text{КЛ-6 } 0,4/6 \text{ кВ}}$	0,044	0,014	0,0016
$Z_{\text{Тр. } 0,4/6}$	0,051	0,251	0,009
$Z_{\text{АД}}$	0,15	0,43	0,45
Станция перекачки нефти $Z_{\text{КЛ-0,4 кВ } 1}$	0,014	0,008	0,016
Насос пожаротушения $Z_{\text{КЛ-0,4 кВ } 2}$	0,049	0,008	0,049

Компрессорная $Z_{\text{КЛ-0,4 кВ}} 3$	0,045	0,008	0,046
Кран-балка $Z_{\text{КЛ-0,4 кВ}} 4$	0,608	0,014	0,608
Вентиляционная система $Z_{\text{КЛ-0,4 кВ}} 5$	0,149	0,009	0,149
Мастерская $Z_{\text{КЛ-0,4 кВ}} 6$	0,083	0,007	0,083
Освещение $Z_{\text{КЛ-0,4 кВ}} 7$	0,311	0,014	0,311
Σ Здание операторной $Z_{\text{КЛ-0,4 кВ}} 8$	0,045	0,008	0,046

Рассчитываем ток трёх фазного КЗ в сети 0,4 кВ по выражению 11.13, и полученные результаты расчётов заносим в таблицу 11.3:

$$I_{\text{КЗ } 0,4}^{(3)} = \frac{U_{0,4}}{\sqrt{3} Z_{\text{ЭС } 0,4/6} + Z_{\text{КЛ } 0,4/6} + Z_{\text{Тр } 0,4/6} + Z_{\text{КЛ } 0,4}}, \quad (11.13)$$

Ток двух фазного КЗ в сети 0,4 кВ рассчитаем по выражению 11.14, а результат расчета отображен в таблице 11.3:

$$I_{\text{КЗ } 0,4}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{\text{КЗ } 0,4}^{(3)}, \quad (11.14)$$

Ток одно фазного КЗ в сети 0,4 кВ рассчитаем по выражению 11.15, и полученные результаты сведены в таблицу 11.3:

$$I_{\text{КЗ } 0,4}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{Z_{\phi-0} + \frac{Z_{\text{Тр}}}{3}}, \text{ кА}, \quad (11.15)$$

где $U_{\phi} = 0,23 \text{ кВ}$;

$Z_{\text{Тр}}$ –сопротивление трансформатора для расчета однофазного замыкания на землю по стороне 0,4 кВ;

$Z_{\phi-0}$ – сопротивление петли «фаза – ноль».

Сопротивление петли «фаза – ноль» $Z_{\Phi-0}$ рассчитаем по выражению 11.16.

$$Z_{\Phi-0} = 2 \times Z_{\text{КЛ } 0,4}, \quad (11.16)$$

Так, как большая часть нагрузки проектируемой ПС является асинхронные электродвигатели, рассчитываем ток КЗ подпитки от асинхронных электродвигателей.

Реактивное сопротивление электродвигателей рассчитываем по выражениям:

$$X_{\text{АД}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2 \times \cos\varphi \times n_{\text{НОМ}}}{P_{\text{НОМ}}},$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение электродвигателя, кВ;

$n_{\text{НОМ}}$ – усредненное значение коэффициента полезного действия электродвигателей, подключенных к шинам данного РУ-0,4 кВ;

$P_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность электродвигателя.

Активное сопротивление электродвигателя в схеме замещения определяем в соответствии с ГОСТ как:

$$R_{\text{АД}} = 0,36 \times X_{\text{АД}},$$

Эквивалентную ЭДС электродвигателя, принимаем равной:

$$E_{\text{АД}} = 0,9 \times U_{\text{НОМ}},$$

$$X_{\text{АД}} = \frac{0,38^2 \times 0,8 \times 0,75}{200} = 0,43 \text{ Ом},$$

$$R_{AD} = 0,36 \times 0,43 = 0,15 \text{ Ом},$$

$$E_{AD} = 0,9 \times 0,38 = 0,34 \text{ кВ},$$

$$Z_{AD} = \sqrt{0,43^2 + 0,15^2} = 0,45 \text{ Ом},$$

Ток трёх фазного КЗ на шинах электродвигателя рассчитываем как:

$$I_{K3\ 0,4\ АД}^{(3)} = \frac{E_{AD}}{3 \times Z_{AD}}, \quad (11.17)$$

$$\Sigma I_{K3\ 0,4\ АД}^3 = I_{K3\ 0,4\ АД}^3 + I_{K3\ 0,4}^3, \quad 11.18$$

$$I_{K3\ 0,4\ АД}^2 = \frac{\bar{3}}{2} \times I_{K3\ 0,4\ АД}^3, \quad (11.19)$$

$$\Sigma I_{K3\ 0,4}^{(2)} = I_{K3\ 0,4}^2 + I_{K3\ 0,4\ АД}^2 \quad (11.20)$$

$$I_{K3\ 0,4\ АД}^1 = \frac{E_{AD} / \bar{3}}{\frac{Z_{AD}}{3}}, \quad (11.21)$$

$$\Sigma I_{K3\ 0,4}^{(1)} = I_{K3\ 0,4}^{(1)} + I_{K3\ 0,4\ АД}^1, \quad (11.22)$$

Ударный ток КЗ подпитки места КЗ значение которого из-за быстрого затухания апериодической составляющей тока КЗ от асинхронных электродвигателей принимаем равный периодической составляющей тока КЗ.

Все полученные значения токов короткого замыкания в сети 6/0,4 кВ заносим в таблицу 11.2.

Таблица 11.2 – Расчётные токи КЗ в сети 6 и 0,4 кВ

Расчетная точка КЗ	Расчетные значения токов короткого замыкания в расчетных точках, кА									
	$I_{K3}^{(3)}$	$I_{K3}^{(3)}_{AD}$	$I_{K3}^{(2)}$	$I_{K3}^{(2)}_{AD}$	$I_{K3}^{(1)}$	$I_{K3}^{(1)}_{AD}$	$\Sigma I_{K3}^{(3)}$	$\Sigma I_{K3}^{(2)}$	$\Sigma I_{K3}^{(1)}$	$I_{K3}^{уд},$ кА
Точка 1	5,9	-	5,1	-	-	-	-	-	-	15,69
Точка 2	18,3	0,84	15,8	0,7	34,8	2,16	19,14	16,6	37,01	-
Точка 3	8,158	0,44	7,1	0,4	6,7	1,31	8,59	7,4	7,98	-
Точка 4	3,737	0,38	3,2	0,3	2,3	1,48	4,12	3,6	3,75	-
Точка 5	3,971	0,38	3,4	0,3	2,4	1,53	4,36	3,8	3,97	-
Точка 6	0,373	0,18	0,3	0,2	0,19	0,28	0,56	0,5	0,47	-
Точка 7	1,433	0,32	1,2	0,3	0,8	0,85	1,75	1,5	1,61	-
Точка 8	2,416	0,36	2,1	0,3	1,36	1,18	2,77	2,4	2,54	-
Точка 9	0,715	0,25	0,6	0,2	0,37	0,50	0,97	0,8	0,87	-
Точка 10	3,971	0,38	3,4	0,3	0,3	1,53	4,36	3,8	3,97	-

12 Выбор электрических аппаратов сети электроснабжения завода

12.1 Расчет данных автоматических выключателей отходящих КЛ 0,4 кВ.

Для селективного отключения токов КЗ выключателями, уставки токов отключения срабатывания чувствительных элементов выключателей производим от наиболее удалённых потребителей.

Для защиты КЛ, выбираем автоматические выключатели с тепловым и электромагнитным расцепителем комбинированного типа. Электромагнитный расцепитель, предназначен для защиты защищаемого участка от перегрузки, а электромагнитный расцепитель от токов КЗ. К установке принимаем автоматические выключатели отечественного производителя марки АВВ.

При защите питающей линии от перегрузки, ток теплового расцепителя автоматического выключателя рассчитываем по выражению:

$$I_{Т.расц.} \geq k_n I_{КЛ\ расч.} \quad (12.1)$$

где $I_{Т.расц.}$ – ток срабатывания теплового расцепителя;

$I_{КЛ\ расч.}$ – расчётный ток КЛ;

k_n – коэффициент надежности защиты, равен 1,05 – для потребителей без пусковых токов; от 1,2 до 1,35 – для электродвигателей с пусковыми токами.

Для защиты КЛ от токов КЗ уставки электромагнитного расцепителя (токовая отсечка мгновенного действия) – рассчитываем по выражению 12.3, 12.4, соблюдая условия, что ток уставки электромагнитного расцепителя не должен срабатывать при пусковых токах электродвигателя:

$$I_{Эл.расц.} \geq 1,25 \div 1,35 \times I_{пуск} \quad (12.3)$$

$$I_{\text{Эл.расц.}} \geq 1,35 \times I_{\text{расч.}}, \quad (12.4)$$

где $I_{\text{Эл.расц.}}$ – ток срабатывания электромагнитного расцепителя;

$I_{\text{пуск}}$ – пусковой ток электродвигателя.

Пусковой ток асинхронного электродвигателя рассчитываем по выражению:

$$I_{\text{пуск}} = k \times I_{\text{ном.}}, \quad (12.5)$$

k – кратность пускового тока находится в пределах от 5 до 7 и зависит от загрузки электродвигателя.

В зависимости от назначения срабатывания защиты, от токов КЗ или от перегрузки кабельной линии током нагрузки, согласно ПУЭ коэффициент соотношения между током уставки защиты и допустимым током провода, должно соответствовать требованию:

$$I_{\text{доп}} \geq k_{\text{защ}} I_{\text{Эл.расц.}}, \quad (12.6)$$

$$I_{\text{доп}} \geq k_{\text{защ}} I_{\text{ном.пл.вст}}, \quad (12.7)$$

где $I_{\text{доп}}$ – допустимый ток линии ограниченный пропускной способностью линии.

Для защиты от токов КЗ,

$k_{\text{защ}}$ равен 0,22 для автоматов с электромагнитными расцепителями.

Для защиты от перегруза:

$$I_{\text{доп}} \geq k_{\text{защ}} I_{\text{Т.расц.}}, \quad (12.8)$$

Исходя из расчётных токов нагрузки 9.2 и таблице токов короткого замыкания рассчитаем данные тепловых расцепителей и токовой отсечки автоматических выключателей для защиты сети 0,4 кВ. Полученные результаты внесены в таблицу 12.1.

Рассчитываем ток установки термического и электромагнитного отключения автомата питающей КЛ-0,4 кВ, основной нагрузкой которой является электродвигатель КНС мощностью 250 кВт, который питается от секций 0,4 кВ КТП с номинальным током согласно таблице 380,3 А:

$$I_{Т.расц.} \geq k_n I_{расч} = 380,3 \times 1,3 = 494,4 \text{ А},$$

Для защиты питающей КЛ от токов перегрузки, выбираем ближайший номинальный ток теплового расцепителя, со стандартным значением 500 А.

$$I_{н.эл.расц.} \geq 1,25 \div 1,35 \times I_{пуск} = 494,4 \times 7 \times 1,35 = 3593,7 \text{ А},$$

В автоматических выключателях фирмы АВВ встроен переключатель кратности токовой отсечки отстраиваемый от номинального тока теплового расцепителя со ступенью регулирования 2 и кратностью от 1 до 10.

Кратность отсечки рассчитываем как:

$$\frac{I_{эл.расц.}}{I_{Т.расц.}} = \frac{3593,7}{500} \sim 8,$$

Выбираем ближайшее большее значение кратности токовой отсечки равную 8.

Для защиты КЛ-0,4 кВ от перегруза должно соблюдаться условие 12.8:

$$I_{доп \text{ КЛ-0,4}} \geq k_{защ} I_{Т.расц.} =$$

где $I_{\text{доп}}$ – допустимый ток линии,

$$605 \geq 0,22 \times 500 = 110 \text{ А},$$

Рассчитываем чувствительность теплового расцепителя к минимальным токам отключения, минимальный ток принимаем за однофазное КЗ в конце защищаемой КЛ:

$$k_{\text{ч}}^{\text{Т}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^1}{I_{\text{н.расц.Т}}} \geq 3, \quad 12.9$$

$$k_{\text{ч}}^{\text{Т}} = \frac{6660}{500} \geq 3$$

На основании таблицы 11.2 рассчитываем коэффициент чувствительности электромагнитного расцепителя к токам двухфазного КЗ:

$$k_{\text{ч}}^{\text{Э}} = \frac{I_{\text{К}}^2}{I_{\text{Эл.расц.}}} \geq 1,2, \quad 12.10$$

$$k_{\text{ч}}^{\text{Э}} = \frac{7100}{3593,7} \geq 1,2$$

Выбранный автоматический выключатель фирмы АВВ проходит по всем требованиям и может использоваться для защиты КЛ-0,4 кВ насосной установки.

Остальные КЛ-0,4 кВ рассчитываем аналогичным методом и полученные значения токов уставки заносим в таблицу 12.1

12.2 Выбираем электрооборудования по стороне 0,4 кВ КТП

Для защиты силового трансформатора со стороны 0,4 кВ устанавливаем вводные и секционный автоматические выключатели фирмы АВВ с защитой от перегрузки и всех видов КЗ в силовом трансформаторе. Также эти автоматы будут являться в качестве основной защиты секций 0,4 кВ и резервной для кабельных линий. Защита в автоматических выключателях выполнена на электронной базе с функцией дистанционного управления. За счёт наличия в автоматах пружинного привода, их применяем в схема АВР 0,4 кВ.

Вводной выключатель выбираем по номинальной мощности силового трансформатора с учетом 40 % перегрузкой.

Максимальный ток на стороне 0,4 кВ рассчитываем по выражению:

$$I_{0,4 \text{ макс}} = \frac{S_{\text{max.Тр}} \times 1,4}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном}}} = \frac{1000 \times 1,4}{\sqrt{3} \times 0,38} = 2129 \text{ А},$$

Номинальный ток выключателя рассчитываем по выражению:

$$I_{\text{н.расц.}} \geq 1,3 \times I_{0,4 \text{ макс Тр.}} = 1,3 \times 2129 = 2767 \text{ А},$$

Выбираем максимальное ближайший номинальный ток теплового расцепителя с током 3000 А

Защиту уставки от токов КЗ рассчитывается как:

$$\begin{aligned} I_{\text{расц.КЗ}} &\geq 1,3 \times (I_{\text{макс Тр.0,4}} + I_{\text{пуск АД 0,4}} - I_{\text{ном АД 0,4}}) = \\ &= 1,3 \times (2129 + 2466 - 380,3) = 5479 \text{ А}, \end{aligned}$$

Расчётные значения автоматических выключателей заносим в таблицу 12.1.

Таблица 12.1 – расчетные уставки отключения автоматических выключателей по стороне 0,4 кВ

Наименование потребителя который запитан от КЛ-0,4 кВ	$I_{расч.}$ А	$I_{доп.КЛ}$ А	$I_{пуск.}$ А	$I_{т.расц.КЛ.}$ А	$I_{эм.расц.КЛ.}$ А
Вводной (секционный) 0,4 кВ	2129,6	-	-	3000	5479
Станция перекачки нефти	380,3	605	2466	500	3593,7
Насос пожаротушения	114,1	225	570	150	1078,1
Компрессорная	114,1	225	798	150	1078,1
Кран-балка	12,2	49	85,4	16	114,9
Вентиляционная система	33,5	115	167,5	50	316,2
Мастерская	51,7	150	-	80	69,8
Освещение	6,4	25	-	10	8,6
Σ Здание операторной	117,9	225	-	150	159,1

Таблица 12.2 – Номинальные данные вводных автоматических выключателей АВВ типа Е4S-H-V

$U_{ном, кВ}$	0,6
$U_{Наибольшее рабочее, кВ}$	1
$I_{ном, А}$	3000
$I_{откл, кА}$	50
$T_{откл, мс}$	35
$T_{вкл, мс}$	75

Таблица 12.3 – Расчётные данные автоматов Е4S-H-V

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном.авт} > U_{ном}$	0,6кВ	0,4 кВ
$I_{откл.авт} > I_{н.расц.}$	3000 А	2129,6 А
$i_{пр.с} > i_y,$	50 кА	37,01 кА

12.3 Выбираем защитное электрооборудования по стороне 6 кВ силового трансформатора

Рассчитываем максимальный рабочий ток силового трансформатора на стороне 6 кВ:

Максимальный рабочий ток на стороне 6 кВ рассчитываем как:

$$I_{\text{макс } 6} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном}}} = \frac{1400}{\sqrt{3} \times 6} = 134,7 \text{ А},$$

Для защиты трансформатора от токов КЗ на высоковольтных вводах, или при внутренних повреждениях в трансформаторе применяем плавкие кварцевые предохранители – ПК.

Рассчитываем номинальный ток плавкой вставки 6 кВ по условию максимально возможного ток нагрузки:

$$I_{\text{ПВ}} \geq 1,25 \times I_{\text{макс.6}} = 1,25 \times 134,7 = 168,4 \text{ А},$$

Согласно расчётам выбираем наибольшее ближайшее значение предохранители с током плавкой вставки 180 А и номинальным током отключения 20 кА, типа ПКТ-102-6-180-20 У1.

12.4 Выбор выключателей 6 кВ

Для отделения силового трансформатора от сети 6 кВ во время производства ремонтных работ, с целью снижения себестоимости вводной ячейки трансформатора со стороны 6 кВ, применяем выключатель нагрузки, так, как стоимость выключателя нагрузки значительно меньше чем выключателя. Отличия выключателя нагрузки от обычного выключателя в том, что он не способен отключать токи КЗ.

Применяем к установке выключатель нагрузки российского производства типа ВНА СЭЩ-П-М-10/630-20 3У2. Номинальные данные выключателя указаны в таблице 12.4.

Таблица 12.4 – Каталожные данные ВНА СЭЩ-П-М-10/630-20 3У2

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	10
$I_{\text{ном}}, \text{А}$	630
$I_{\text{период КЗ}}, \text{кА}$	20
$I_{\text{дин}}, \text{кА 3 сек}$	5
Температура окружающего воздуха, С	(±)40

ВНА СЭЩ-П-М-10/630-20 3У2 проверяем по условию:

$$U_{\text{ном.ВН}} = 10 \text{ кВ} \geq U_{\text{ном.расч.}} = 6,3 \text{ кВ},$$

$$I_{\text{макс.откл}} = 630 \text{ А} \geq I_{\text{макс.раб}} = 134,7 \text{ А},$$

$$I_{\text{Тер.ст.}}^2 \times t_{\text{Тер.ст.}} \geq I_{\text{КЗ}}^{2(3)} \times t_{\text{КЗ}},$$

где $t_{\text{КЗ}}$ – время действия тока трехфазного КЗ на шинах 6 кВ ТП, равен 2 сек, время отключения выключателя наПС-110/6.

$$I_{\text{КЗ}}^{2(3)} \times t_{\text{КЗ}} = 5,89^2 \times 2 = 69,3 \text{ кА}^2,$$

$$I_{\text{Тер.ст.}}^2 \times t_{\text{Тер.ст.}} = 5^2 \times 3 = 75 \text{ кА}^2,$$

$$I_{\text{дин.}} = 20 \text{ кА} > I_{\text{уд}} = 15,69 \text{ кА},$$

Выбранный выключатель нагрузки типа ВНА СЭЩ-П-М-10/630-203У2 соответствует все требованиям.

13 Молниезащита

Защита вновь устанавливаемого оборудования от прямых ударов молнии (ПУМ) осуществляется при помощи четырех отдельно стоящих молниеотводов, установленных на прожекторных мачтах высотой 19,3 м и молниеотводов, установленных по периметру КНС. Дополнительные мероприятий по защите электрооборудования от ПУМ не требуются.

Выбор технических характеристик основного оборудования выполнен по номинальному напряжению, по режиму максимальных нагрузок, токам короткого замыкания и в соответствии с заданием при постановки цели ВКР..

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе «Электрооборудование и электрохозяйство КНС ОАО «Сургутнефтегаз» выбор электрооборудования кустовой насосной станции ОАО «Сургутнефтегаз».

В работе проанализированы особенности нефтедобывающего производства, потребляемая мощность и характерность преобладающей категории потребителей электроэнергии, и на основании этого разработана система электрохозяйства, а также выбрано оборудование сети 6 и 0,4 кВ, удовлетворяющие техническим требованиям.

Также, выполнен расчёт мощности и необходимое количество силовых трансформаторов КТП-6/0,4 кВ. Согласно условиям, сеть электроснабжения, выполнена кабельными линиями, как по стороне 6, так и 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.

Произведён технико-экономический расчет по условию приведенных затрат выбора электрооборудования КНС.

На основании выбранной схемы произведён расчёт токов короткого замыкания в сети 6 и 0,4 кВ и выбрано защитное, коммутационное оборудование, рассчитаны уставки автоматических выключателей.

Все рассмотренные мероприятия в данной работе соответствуют методическим и руководящими материалами по проектированию сетей электроснабжения промышленных предприятий, требованиям правил ПУЭ, и другой методической литературы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. – СПб.: Энергоатомиздат. 2013. – 692 с. – (Российское законодательство. Техническая литература).
2. Библия электрика: ПУЭ, МПОТ, ПТЭ [Текст]. – М.: Эксмо, 2012.– 689 с. – (Российское законодательство. Техническая литература).
3. Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа. СП 31-110-2003. Москва 2015. – 74 с.
4. Вахнина В.В. Проектирование систем электроснабжения. Электронное учебно-методическое пособие / Вахнина В.В., Черненко А.Н. - Тольятти: Изд-во ТГУ, 2016. – 78 с.
5. Вахнина В.В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учебно-методическое пособие для практических занятий и курсового проектирования / Вахнина В.В., Черненко А.Н. - Тольятти: ТГУ, 2007. – 39 с.
6. Шведов Г.В. Электроснабжение городов: электропотребление, расчетные нагрузки, распределительные сети [Текст]. М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 268 с.
7. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. М.: Энергоатомиздат. 2010. – 108 с.
8. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов: учебное пособие для среднего профессионального образования / Е.А. Конюхова. – М.: ИЦ Академия, 2013. – 320 с.
9. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник для студентов учреждений высшего профессионального образования / Б.И. Кудрин. – М.: ИЦ Академия, 2013. – 352 с.
10. Шевченко, Н.Ю. Электроснабжение: учебное пособие / Н.Ю. Шевченко, К.Н. Бахтинаров. – Волгоград: ИУНЛ ВолгГТУ, 2015. – 92 с.

11. Конюхова, Е.А. Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий (теория и примеры): учебное пособие / Е.А. Конюхова. – Москва: РУСАЙНС, 2017. – 160 с.
12. Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования: Учебное пособие / В.П. Шеховцов. – М.: ФОРУМ, 2011. – 105 с.
13. Шеховцов, В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению: Учебное пособие / В.П. Шеховцов. – М.: ФОРУМ, 2011. – 136 с.
14. Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение. Курсовое проектирование: учебное пособие / Е.Ф. Щербаков, Д.С. Александров, А.Л. Дубов. – СПб.: Лань, 2014. – 192 с.
15. Sayenko, Y.D. Compensation of reactive power in electrical supply systems of large industrial enterprises / Y.D. Sayenko // Power Systems, IEEE Transactions on. – 2014. – Pp. 350 - 357 .
16. Ganizares, C. A. Electric energy systems: analysis and operation / C.A. Ganizares // CRC Press. – 2013. – 647 p.
17. Li, W.C. Risk assessment of power systems: models, methods and applications / W.C. Li. // Second edition. – 2014. – 250 p.
18. Watts, H.D. Large industrial enterprises electrical supply systems / H.D. Watts // Industrial engineering. – 2016. – 470 p.
19. Gaty, L.R. Calculation of short circuit current / L.R. Gaty // Journal of IEEE. – 2014. – Vol. 74. – No. 2. – Pp. 200 – 205.
20. Curry, J.M. In-house power supply of enterprises / J. M. Curry // International Journal of Scientific & Engineering Research. – 2015. – Pp. 720 – 727
21. Soler, M.K. Methodology for multiobjective optimization of the AC railway power supply system / M.K. Soler // Journal of IEEE. – 2013. – Pp. 531 – 542.
22. Wang, B.C. Power supply / B.C. Wang // Power Systems, IEEE Transactions on. – 2014. – Pp. 350 – 357.

23. Rebours, Y. G. A survey of frequency and voltage control ancillary services - Part I: Technical features/ Y. G. Rebours // Power Systems, IEEE Transactions on. – Pp. 230 - 242.