

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 «Электроснабжение буровой установки Северо-Харампурского месторождения»

Студент(ка)

М.В. Никитин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.А. Нагаев

(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**

Выпускная квалификационная работа включает в себя проектирование системы электроснабжения буровой установки ВЗБТ БУ 2900/200 ЭУК, Северо-Харампурского месторождения. Буровая установка находится в собственности ООО Губкинский филиал «РН-Бурение».

В данной ВКР произведены расчеты ожидаемых электрических нагрузок с учетом освещения, выбор числа и мощности силовых трансформаторов, расчет токов короткого замыкания, релейной защиты и молниезащиты.

Выпускная квалификационная работа состоит из пояснительной записки объемом 58 листов, 12 таблиц, 6 рисунков и 6 чертежей формата А1

## Содержание

Введение .....	4
1. Определение ожидаемых электрических нагрузок по буровой установке .....	5
2. Расчет нагрузок по буровой установке без учета освещения .....	6
3. Расчет освещения .....	8
4. Определение ожидаемых электрических нагрузок по буровой установке с учетом освещения.....	9
5. Выбор трансформаторов трансформаторных подстанций на буровой установке с учетом компенсации реактивной мощности .....	10
5.1. Выбор силовых трансформаторов .....	10
5.2. Определение ожидаемых электрических нагрузок на напряжение 600 В .....	11
5.3. Определение ожидаемых электрических нагрузок на напряжение 380 В .....	15
5.4. Выбор силовых трансформаторов на напряжение 600 В.....	17
5.5. Выбор силовых трансформаторов на напряжение 380 В.....	22
6. Выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения цеха предприятия .....	29
7. Расчёт токов короткого замыкания .....	36
8. Релейная защита .....	42
9. Молниезащита буровой установки.....	53
Заключение.....	55
Список использованных источников .....	56
Приложение А- Перечень электрооборудования буровой установки .....	58
Приложение Б - Расчет нагрузок по буровой установке.....	61
Приложение В - Расчет освещения в программе DIALux.....	66
Приложение Г - Ожидаемые электрические нагрузки на напряжение 380 В.....	70

## **Введение**

Нефтедобывающая промышленность является довольно энергоемкой отраслью, основной объем электроэнергии используется для работы буровых насосов и лебедок. Электроэнергия, используемая для электроснабжения нефтяных и газовых месторождений, должна соответствовать ГОСТ 32144-2013.

Необходимо проектировать надежные системы электроснабжения нефтяных и газовых месторождений, так как буровые установки относятся к потребителям 1 категории надежности. Незапланированная остановка производства может привести к серьезным экологическим катастрофам и огромным финансовым убыткам.

В связи с ужесточением требований к нефтедобывающей отрасли, при проектировании системы электроснабжения буровых установок нужно использовать современное высокотехнологичное оборудование, чтобы уменьшить расходы природных ресурсов. Так же необходимо применять системы автоматизации производства.

Цель работы: спроектировать систему электроснабжения буровой установки Северо – Харампурского месторождения.

Задачи: выбрать наиболее выгодный и надежный вариант выбора силового и защитного электрооборудования буровой установки. Обеспечить надежность всей энергосистемы буровой установки.

## **1. Определение ожидаемых электрических нагрузок по буровой установке**

Буровая установка ВЗБТ БУ 2900/200 ЭУК ЭПК - БМ, производства ООО «Волгоградский завод буровой техники, предназначена для кустового бурения нефтяных и газовых скважин глубиной 2900 м с электрическим приводом постоянного тока. Мощность бурового насоса составляет 950 кВт. Расчетная мощность на входном валу лебедки 560 кВт. Буровая установка ВЗБТ БУ 2900/200 ЭУК – БМ может работать при температуре окружающего воздуха от минус 45° С до 40°С.

Буровая установка комплектуется А – образной вышкой завода «ВЗБТ». Для подъема и опускания вышек используется буровая лебедка и специальные устройства.

В буровой установке ВЗБТ БУ 2900/200 предусмотрены механизмы для перемещения и установки блоков с точки на точку, а также предусмотрены устройства для центровки вышечного блока в процессе бурения.

Электроснабжение буровой установки осуществляется от ПС 110/35/6 «Харампурская» по ВЛ напряжением 6 кВ. Для аварийного питания буровой установки используются дизель – генераторные станции. Перечень электрооборудование приведен в приложении А.

## 2 Расчет нагрузок по буровой установке без учета освещения

Приведем мощность консольно-поворотного крана к длительному режиму:

$$P_H = P_{\text{пасп}} \cdot \overline{ПВ} = 4,5 \cdot \overline{0,25} = 2,25 \text{ (кВт)}$$

Рассчитаем нагрузку по цеху на примере тельфера.

Найдем суммарную мощность:

$$P_{H\Sigma} = P_H \cdot n = 2,25 \cdot 1 = 2,25 \text{ (кВт)}$$

Определим активную среднесменную мощность:

$$P_{\text{см}} = P_{H\Sigma} \cdot K_{\text{и}} = 2,25 \cdot 0,2 = 0,45 \text{ (кВт)}$$

Определим реактивную среднесменную мощность:

$$Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \cdot \text{tg}\varphi = 0,45 \cdot 1,73 = 0,7 \text{ (квар)}$$

Нагрузки оставшихся ЭП рассчитаем по такому же принципу. Полученные данные занесем в приложение Б.

Рассчитаем групповой коэффициент использования:

$$K_{\text{игр}} = \frac{\sum P_{\text{см}}}{\sum P_{H\Sigma}} = \frac{2088,93}{3072,64} = 0,68$$

Определим отношение максимальной номинальной мощности ЭП к минимальной номинальной мощности ЭП:

$$m = \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{min}}} = \frac{560}{0,25} = 2240 > 3$$

Определим групповой тангенс угла между током и напряжением электроприёмников:

$$\text{tg}\varphi_{\text{гр}} = \frac{\sum Q_{\text{см}}}{\sum P_{\text{см}}} = \frac{1165,74}{2088,93} = 0,55$$

Определим расчетную активную мощность:

$$P_p = \sum P_{cm} \cdot K_M = 2088,93 \cdot 0,9 = 1880,04 \text{ кВт}$$

где  $K_M = 0,9$  - коэффициент максимума на шинах низкого напряжения цеховых трансформаторов и для магистральных шинопроводов напряжением 1 кВ для питающих сетей напряжением.

Определим  $n_{\text{э}}$  для нашего случая: поскольку, количество ЭП  $\geq 5$  и  $m \geq 3$ , то расчет  $n_{\text{э}}$  производится по данной формуле :

$$n_{\text{э}} = \frac{2 \cdot \sum P_{H\Sigma}}{P_{Hmax}} = \frac{2 \cdot 3072,64}{560} \approx 11$$

Определим расчетную реактивную мощность:

$$Q_p = \sum Q_{cm} = 1165,74 \text{ (квар)}$$

Определим полную расчетную мощность:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{1880,04^2 + 1165,74^2} = 2240,04 \text{ (кВА)}$$

Определим полный расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{2240,04}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 3300,4 \text{ (А)}$$

### 3 Расчет освещения

В программе DIALux рассчитаем освещение для каждого помещения (приложение В), полученные данные занесем в таблицу 1.

$$P_{\text{осв}\Sigma} = 290 \text{ (Вт)}$$

$$Q_{\text{осв}\Sigma} = \text{tg}\varphi \cdot \Sigma P = 18,125 \text{ (вар)}$$

Таблица 1 – Результаты расчета освещения в программе DIALux

№	Наименование помещения	Заданная освещенность Е, лк	Активная мощность Р, Вт	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$	Реактивная мощность Q, вар
1	Роторный стол	100	160	0,97	0,25	40
2	Палата верхового помбура	100	65	0,97	0,25	16,25
3	Рама подкранблочная	100	65	0,97	0,25	16,25
	Итого		290			72,5

Рассчитаем полную мощность:

$$S_{\text{осв}} = \sqrt{P_{\Sigma\text{осв}}^2 + Q_{\Sigma\text{осв}}^2} = 290,6 \text{ (ВА)}$$

Рассчитаем ток:

$$I_{\text{осв}} = \frac{S_{\text{осв}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}} = 0,4 \text{ (А)}$$



#### 4 Определение ожидаемых электрических нагрузок по буровой установке с учетом освещения

Определим расчетную активную мощность:

$$P_{p\Sigma} = P_p + P_{p\text{осв}} = 1880,04 + 0,29 = 1880,33(\text{кВт})$$

Определим расчетную реактивную мощность:

$$Q_{p\Sigma} = Q_p + Q_{p\text{осв}} = 1165,74 + 0,018125 = 1165,75 \text{ (квар)}$$

Определим полную расчетную мощность:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} = \sqrt{1880,33^2 + 1165,75^2} = 1880,36 \text{ (кВА)}.$$

Определим расчетный ток:

$$I_{p\Sigma} = \frac{S_{p\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1880,36}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 2856,8 \text{ (А)}$$

Полученные данные занесем в приложение Б.

## 5 Выбор трансформаторов трансформаторных подстанций на буровой установке с учетом компенсации реактивной мощности

На буровой установке ВЗБТ БУ 2900/200 ЭУК ЭПК – БМ используются 2 класса напряжения – 600 В и 380 В. Напряжение 600 В применяется для питания четырех электроприводов постоянного тока Simoreg DC Master, которые, в свою очередь, используются для питания и управления четырьмя двигателями постоянного тока. Перечень электроприводов и двигателей постоянного тока приведен в таблице 2. Напряжение 380 В используется для питания собственных нужд буровой установки.

Таблица 2 - Перечень электроприводов и двигателей постоянного тока

№ п/п	Наименование электродвигателя	Мощность, кВт	Наименование электропривода	Мощность, кВт
1	Электродвигатель ротора	350	Siemens Simoreg DC Master 6RA70	510
2	Электродвигатель лебёдки	560	Siemens Simoreg DC Master 6RA90	660
3	Электродвигатель насоса	560	Siemens Simoreg DC Master 6RA90	660
4	Электродвигатель насоса	560	Siemens Simoreg DC Master 6RA90	660

### 5.1 Выбор силовых трансформаторов

Мощность трансформаторов буровой установки зависит от величины нагрузки электроприемников, их категории по надежности электроснабжения, и т.п. Поскольку электропотребители относятся к 1 категории надёжности. Рассмотрим 2 варианта для напряжения 600 В. А: используем 2 трансформатора

ТСЗП-1000/10-ГТ-УЗ; Б: используем 2 трансформатора ТСЗП-1600/10-ГТ-УЗ. Их технические параметры приведены в таблице 3. Рассмотрим два варианта для напряжения 380 В. А: используем 1 трансформатор ТМ 630/10; Б: используем один трансформатор ТМ 1000/10. Их технические параметры приведены в таблице 4.

Таблица 3 – Технические параметры трансформаторов

Тип	Потери, кВт		$U_{кз}, \%$	$i_0, \% I_H$	$\Delta P_T, \text{кВт}$	$\Delta Q_T, \text{квар}$
	$P_{xx}$	$P_{кз}$				
ТСЗП-1000/10-ГТ-УЗ	1,8	9,0	5,8	1,1	12,42	78,84
ТСЗП-1600/10-ГТ-УЗ	2,3	9,0	4,5	1,8	13,28	128,16

Таблица 4 – Технические параметры трансформаторов

Тип	Потери, кВт		$U_{кз}, \%$	$i_0, \% I_H$	$\Delta P_T, \text{кВт}$	$\Delta Q_T, \text{квар}$
	$P_{xx}$	$P_{кз}$				
ТМ 630/10	1,25	7,6	5,5	1,7	4,9	27,6
ТМ 1000/10	1,9	12,2	5,5	1,7	7,878	43,9

## 5.2 Определение ожидаемых электрических нагрузок на напряжение 600 В

Рассчитаем нагрузку на примере Siemens Simoreg DC Master 6RA70.

Найдем суммарную мощность:

$$P_{H\Sigma} = P_H \cdot n = 510 \cdot 1 = 510 \text{ (кВт)}$$

Определим активную среднесменную мощность:

$$P_{CM} = P_{H\Sigma} \cdot K_{и} = 510 \cdot 0,6 = 306 \text{ (кВт)}$$

Определим реактивную среднесменную мощность:

$$Q_{CM} = P_{CM} \cdot tg\varphi = 306 \cdot 0,5 = 153 \text{ (квар)}$$

Нагрузки оставшихся ЭП рассчитаем по такому же принципу. Полученные данные занесем в таблицу 5

Рассчитаем групповой коэффициент использования:

$$K_{\text{игр}} = \frac{\sum P_{\text{см}}}{\sum P_{\text{н}\Sigma}} = \frac{1692}{1170} = 1,4$$

Определим отношение максимальной номинальной мощности ЭП к минимальной номинальной мощности ЭП:

$$m = \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{min}}} = \frac{660}{510} = 1,29 < 3$$

Определим групповой тангенс угла между током и напряжением электроприёмников:

$$\text{tg} \varphi_{\text{гр}} = \frac{\sum Q_{\text{см}}}{\sum P_{\text{см}}} = \frac{846}{1692} = 0,0006$$

Определим расчетную активную мощность:

$$P_p = \sum P_{\text{см}} \cdot K_M = 1692 \cdot 0,75 = 1269 \text{ кВт} ,$$

где  $K_M = 0,75$  - коэффициент максимума на шинах низкого напряжения цеховых трансформаторов и для магистральных шинопроводов напряжением 1 кВ для питающих сетей напряжением.

Определим  $n_{\text{э}}$  для нашего случая: поскольку, количество ЭП  $\leq 5$  и  $m \geq 3$ , то расчет  $n_{\text{э}}$  производится по данной формуле :

$$n_{\text{э}} = \frac{2 \cdot \sum P_{\text{н}\Sigma}}{P_{\text{нmax}}} = \frac{2 \cdot 1170}{660} \approx 3,56$$

Определим расчетную реактивную мощность:

$$Q_p = \sum Q_{см} = 846 \text{ (квар)}$$

Определим полную расчетную мощность:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{1269^2 + 846^2} = 1525 \text{ (кВА)}$$

Определим полный расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1525}{\sqrt{3} \cdot 0,6} = 1467,4 \text{ (A)}$$

Таблица 5 - Ожидаемые электрические нагрузки на напряжение 600 В

№	Наименование ЭП	$P_H$ , кВт	$n$	$P_{H\Sigma}$ , кВт	$K_H$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$m$	$P_{CM}$ , кВт	$Q_{CM}$ , квар	$n_{\Sigma}$	$K_M$	$P_P$ , кВт	$Q_P$ , квар	$S_P$ , кВА	$I_P$ , А
1	Siemens Simoreg DC Master 6RA70	510	1	510	0,6	0,9	0,5		306	153						
2	Siemens Simoreg DC Master 6RA90	660	3	1980	0,7	0,9	0,5		1386	693						
15	Итого							>3			4	0,75	1269	846	1525	1467,4

### 5.3 Определение ожидаемых электрических нагрузок на напряжение 380 В

Приведем мощность консольно-поворотного крана к длительному режиму:

$$P_H = P_{\text{пасп}} \cdot \overline{ПВ} = 4,5 \cdot \overline{0,25} = 2,25 \text{ (кВт)}$$

Рассчитаем нагрузку по цеху на примере тельфера.

Найдем суммарную мощность:

$$P_{H\Sigma} = P_H \cdot n = 2,25 \cdot 1 = 2,25 \text{ (кВт)}$$

Определим активную среднесменную мощность:

$$P_{\text{см}} = P_{H\Sigma} \cdot K_{\text{и}} = 2,25 \cdot 0,2 = 0,45 \text{ (кВт)}$$

Определим реактивную среднесменную мощность:

$$Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \cdot \text{tg}\varphi = 0,45 \cdot 1,73 = 0,7 \text{ (квар)}$$

Нагрузки оставшихся ЭП рассчитаем по такому же принципу. Полученные данные занесем в приложение Г.

Рассчитаем групповой коэффициент использования:

$$K_{\text{игр}} = \frac{\sum P_{\text{см}}}{\sum P_{H\Sigma}} = \frac{590,3}{1042,64} = 0,56$$

Определим отношение максимальной номинальной мощности ЭП к минимальной номинальной мощности ЭП:

$$m = \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{min}}} = \frac{100}{0,25} = 400 > 3$$

Определим групповой тангенс угла между током и напряжением электроприёмников:

$$tg\varphi_{гр} = \frac{\sum Q_{см}}{\sum P_{см}} = \frac{416,74}{590,3} = 0,7$$

Определим расчетную активную мощность:

$$P_p = \sum P_{см} \cdot K_M = 590,3 \cdot 0,75 = 531,27 \text{ кВт}$$

где  $K_M = 0,9$  - коэффициент максимума на шинах низкого напряжения цеховых трансформаторов и для магистральных шинопроводов напряжением 1 кВ для питающих сетей напряжением.

Определим  $n_э$  для нашего случая: поскольку, количество ЭП  $\geq 5$  и  $m \geq 3$ , то расчет  $n_э$  производится по данной формуле :

$$n_э = \frac{2 \cdot \sum P_{н\Sigma}}{P_{нmax}} = \frac{2 \cdot 1042,64}{100} \approx 20$$

Определим расчетную реактивную мощность:

$$Q_p = \sum Q_{см} = 416,74 \text{ (квар)}$$

Определим полную расчетную мощность:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{531,27^2 + 416,74^2} = 675 \text{ (кВА)}$$

Определим полный расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{675}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 1025,55 \text{ (А)}$$



## 5.4 Выбор силовых трансформаторов на напряжение 600 В

Вариант А

Рассчитаем номинальную мощность трансформатора:

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{P_p}{K_3 \cdot N_T} = \frac{1269}{0,7 \cdot 2} = 906,4 \text{ (кВА)}$$

где  $P_{p\Sigma}$  - расчетная активная мощность с учетом освещения,

$N_T = 2$  - количество трансформаторов,

$K_3 = 0,7$  - коэффициент загрузки для 1 категории надежности электроснабжения.

Расчет компенсации реактивной мощности для ТСЗП-1000/10-ГТ-УЗ

Определим потери в трансформаторах:

$$\Delta P_T = N_T \cdot P_{xx} + K_3^2 \cdot P_{кз} = 2 \cdot 1,8 + 0,7^2 \cdot 9,0 = 12,42 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_T = N_T \cdot I_{xx} + K_3^2 \cdot U_{кз} \cdot \frac{S_H}{100} = 2 \cdot 1,1 + 0,7^2 \cdot 5,8 \cdot \frac{1000}{100} = 78,84 \text{ (квар)}$$

Определим расчетную нагрузку корпуса с учетом потерь в трансформаторах:

$$P_p = P_{p\Sigma} + \Delta P_T = 1269 + 12,42 = 1281,42 \text{ (кВт)}$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_T = 846 + 78,84 = 924,84 \text{ (квар)}$$

Определим реактивную мощность в часы минимума нагрузки:

$$Q_{\text{min}} = 0,5 \cdot Q_p = 462,42 \text{ (квар)}$$

Определим экономически обоснованные значения реактивной мощности в часы максимума энергосистемы:

$$Q'_{\varepsilon 1} = Q_p - 0,7 \cdot Q_{\text{сд}} = 924,84 - 0 = 924,84 \text{ (квар)}$$

$$Q''_{\varepsilon 1} = \alpha \cdot P_p = 0,28 \cdot 1281,42 = 358,8 \text{ (квар)}$$

Из-за пониженного напряжения в часы максимальных нагрузок принимаем меньшее значение  $Q_{\varepsilon 1} = 358,8$  (квар).

Определим экономически обоснованные значения реактивной мощности в режиме наименьших нагрузок:

$$Q'_{\varepsilon 2} = Q_{\text{min}} + Q_k = 462,42 + 0 = 462,42 \text{ (квар)}$$

$$\begin{aligned} Q''_{\varepsilon 2} &= Q_{\text{min}} - Q_{\text{кд}} = Q_{\text{min}} - Q_p - Q_{\varepsilon 1} = 462,42 - 924,84 - 358,8 \\ &= 103,62 \text{ (квар)} \end{aligned}$$

Из-за повышенного напряжения в часы минимальных нагрузок принимаем значение мощности  $Q_{\varepsilon 2} = 924,84$  (квар)

Определим суммарную мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{ку.max}} = 1,1 \cdot Q_p - Q_{\varepsilon 1} = 1,1 \cdot 924,84 - 358,8 = 658,5 \text{ (квар)}$$

$$Q_{\text{ку.min}} = Q_{\text{min}} - Q_{\varepsilon 2} = 462,42 - 462,42 = 0 \text{ квар}$$

Определим реактивную мощность, которая должна быть передана из сети 6/10 кВ в сеть напряжением до 1 кВ и не должна компенсироваться:

$$Q_{\text{эн}} = Q_{\varepsilon 1} - Q_p + Q_p = 358,8 - 924,84 + 846 = 279,96 \text{ (квар)}$$

Определим реактивную мощность, которая может быть передана из сети 6/10 кВ в сеть напряжением до 1 кВ:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_3 \cdot S_T)^2 - P_{p\Sigma}^2} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 1269^2} = 591,3 \text{ (квар)}$$

Определим мощность КУ, устанавливаемых на стороне до 1 кВ:

$$Q_{\text{КУ.н}} = Q_{p\Sigma} - Q_T = 254,7 \text{ (квар)}$$

Определим мощность КУ, которые могут быть установлены на стороне 6/10 кВ:

$$Q_{\text{КУ.в}} = Q_{\text{ку.маx}} - Q_{\text{КУ.н}} = 403,8 \text{ (квар)}$$

Так как  $Q_{\text{КУ.н}} > 50$  квар, то установка БК на стороне до 1 кВ целесообразна.

Полагая, что РМ равномерно распределена между трансформаторами, принимаем к установке 2 регулируемые КУ типа ФКУ 2500 - 02.

Рассчитаем приведенные затраты на БК:

$$Z_{\text{КУ.н}} = E \cdot K_y \cdot \frac{U}{U_{\text{БК}}}^2 \cdot Q + C_0 \cdot P_{\text{БК}} \cdot Q + E_p \cdot K_p \cdot N_T = 0,223 \cdot 960 \cdot \frac{1}{1}^2 \cdot 0,1 + 4,8 \cdot 4,5 \cdot 0,1 + 0,27 \cdot 16 \cdot 2 = 32,2 \text{ (тыс. руб)},$$

Определим суммарные затраты на установку КТП с трансформаторами ТСЗП-1000/10-ГТ-У3:

$$Z_{\text{КТП}} = E \cdot K_{\text{ТП}} \cdot N_T + C \cdot \Delta P_T = 0,223 \cdot 102 \cdot 2 + 0,1 \cdot 12,42 = 46,7 \text{ (тыс. руб)}$$

$$Z_{\text{общ}} = 78,9 \text{ (тыс.руб)}$$

Вариант Б

Рассчитаем номинальную мощность трансформатора

$$S_{\text{НОМ}} \geq \frac{P_p}{K_3 \cdot N_T} = \frac{1269}{0,7 \cdot 2} = 906,4 \text{ (кВА)}$$

где  $P_{p\Sigma}$  - расчетная активная мощность с учетом освещения,

$N_T = 2$  - количество трансформаторов,

$K_3 = 0,7$  - коэффициент загрузки для 1 категории надежности электроснабжения.

Расчет компенсации реактивной мощности для ТСЗП-1600/10-ГТ-УЗ

Определим потери в трансформаторах:

$$\Delta P_T = N_T \cdot P_{xx} + K_3^2 \cdot P_{кз} = 2 \cdot 2,3 + 0,7^2 \cdot 9 = 13,28 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_T = N_T \cdot I_{xx} + K_3^2 \cdot U_{кз} \cdot \frac{S_H}{100} = 2 \cdot 1,8 + 0,7^2 \cdot 4,5 \cdot \frac{1600}{100} = 128,16 \text{ (квар)}$$

Определим расчетную нагрузку корпуса с учетом потерь в трансформаторах:

$$P_p = P_{p\Sigma} + \Delta P_T = 1269 + 13,28 = 1282,28 \text{ (кВт)}$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_T = 846 + 128,16 = 974,16 \text{ (квар)}$$

Определим реактивную мощность в часы минимума нагрузки:

$$Q_{min} = 0,5 \cdot Q_p = 487,08 \text{ (квар)}$$

Определим экономически обоснованные значения реактивной мощности в часы максимума энергосистемы:

$$Q'_{\varepsilon 1} = Q_p - 0,7 \cdot Q_{сд} = 974,16 - 0 = 974,16 \text{ (квар)}$$

$$Q''_{\varepsilon 1} = \alpha \cdot P_p = 0,28 \cdot 1282,28 = 359,8 \text{ (квар)}$$

Из-за пониженного напряжения в часы максимальных нагрузок принимаем меньшее значение  $Q_{\varepsilon 1} = 359,8$  (квар).

Определим экономически обоснованные значения реактивной мощности в режиме наименьших нагрузок:

$$Q'_{\varepsilon 2} = Q_{min} + Q_k = 487,08 + 0 = 487,08 \text{ (квар)}$$

$$Q''_{\varepsilon 2} = Q_{min} - Q_{кд} = Q_{min} - Q_p - Q_{\varepsilon 1} = 487,08 - 974,16 - 359,8$$

$$= 127,28 \text{ (квар)}$$

Из-за повышенного напряжения в часы минимальных нагрузок принимаем значение мощности  $Q_{\varepsilon 2} = 974,16$ (квар)

Определим суммарную мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{ку.max} = 1,1 \cdot Q_p - Q_{\varepsilon 1} = 1,1 \cdot 974,16 - 359,8 = 711,7 \text{ (квар)}$$

$$Q_{ку.min} = Q_{min} - Q_{\varepsilon 2} = 487,08 - 487,08 = 0 \text{ квар}$$

Определим реактивную мощность, которая должна быть передана из сети 6/10 кВ в сеть напряжением до 1 кВ и не должна компенсироваться:

$$Q_{\varepsilon н} = Q_{\varepsilon 1} - Q_p + Q_p = 359,8 - 974,16 + 846 = 231,64 \text{ (квар)}$$

Определим реактивную мощность, которая может быть передана из сети 6/10 кВ в сеть напряжением до 1 кВ:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_3 \cdot S_T)^2 - P_{p\Sigma}^2} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1600)^2 - 1269^2} = 1834,6 \text{ (квар)}$$

Определим мощность КУ, устанавливаемых на стороне до 1 кВ:

$$Q_{ку.н} = Q_{p\Sigma} - Q_T = -988,6 \text{ (квар)}$$

Определим мощность КУ, которые могут быть установлены на стороне 6/10 кВ:

$$Q_{\text{КУ.В}} = Q_{\text{КУ.max}} - Q_{\text{КУ.Н}} = 1699,6 \text{ (квар)}$$

Так как  $Q_{\text{КУ.Н}} < 50$  квар, то установка БК не целесообразна.

Определим суммарные затраты на установку КТП с трансформатором ТСЗП-1600/10-ГТ-У3:

$$Z_{\text{КТП}} = E \cdot K_{\text{ТП}} \cdot N_T + C \cdot \Delta P_T = 0,223 \cdot 230 \cdot 2 + 13,28 = 115,86 \text{ (тыс. руб)}$$

Определим суммарные затраты :

$$Z_{\text{общ}} = Z_{\text{КТП}} = 115,86 \text{ (тыс. руб)}$$

Так как затраты на 2 трансформатора ТСЗП-1600/10-ГТ-У3 без компенсирующих устройств больше, чем на два трансформатора ТСЗП-1000/10-ГТ-У3 с двумя компенсирующими устройствами, то выгодней выбрать трансформаторы ТСЗП-1000/10-ГТ-У3.

## **5.5 Выбор силовых трансформаторов на напряжение 380 В**

Вариант А

Рассчитаем номинальную мощность трансформатора:

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{P_p}{K_3 \cdot N_T} = 628,4 \text{ (кВА)}$$

где  $P_{P\Sigma}$  - расчетная активная мощность ,

$N_T = 1$  - количество трансформаторов,

$K_3 = 0,7$  - коэффициент загрузки для 1 категории надежности электроснабжения.

Расчет компенсации реактивной мощности для ТМ 630/10

Определим потери в трансформаторах:

$$\Delta P_T = N_T \cdot P_{xx} + K_3^2 \cdot P_{кз} = 1 \cdot 1,25 + 0,7^2 \cdot 7,6 = 4,9 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_T = N_T \cdot I_{xx} + K_3^2 \cdot U_{кз} \cdot \frac{S_H}{100} = 1 \cdot 1,7 + 0,7^2 \cdot 5,5 \cdot \frac{630}{100} = 27,6 \text{ (квар)}$$

Определим расчетную нагрузку корпуса с учетом потерь в трансформаторах:

$$P_p = P_{p\Sigma} + \Delta P_T = 531,27 + 4,9 = 536,17 \text{ (кВт)}$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_T = 416,74 + 27,6 = 444,34 \text{ (квар)}$$

Определим реактивную мощность в часы минимума нагрузки:

$$Q_{min} = 0,5 \cdot Q_p = 222,17 \text{ (квар)}$$

Определим экономически обоснованные значения реактивной мощности в часы максимума энергосистемы:

$$Q'_{\varepsilon 1} = Q_{min} - 0,7 \cdot Q_{сд} = 222,17 - 0 = 222,17 \text{ (квар)}$$

$$Q''_{\varepsilon 1} = \alpha \cdot P_p = 0,28 \cdot 536,27 = 150,1 \text{ (квар)}$$

Из-за пониженного напряжения в часы максимальных нагрузок принимаем меньшее значение  $Q_{\varepsilon 1} = 150,1$  (квар).

Определим экономически обоснованные значения реактивной мощности в режиме наименьших нагрузок:

$$Q'_{\varepsilon 2} = Q_{min} + Q_k = 222,17 + 0 = 222,17 \text{ (квар)}$$

$$Q''_{\varepsilon 2} = Q_{min} - Q_{кд} = Q_{min} - Q_p - Q_{\varepsilon 1} = 222,17 - 444,34 - 150,1$$

$$= -72,07 \text{ (квар)}$$

Из-за повышенного напряжения в часы минимальных нагрузок принимаем значение мощности  $Q_{\varepsilon 2} = 222,17$ (квар)

Определим суммарную мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{ку.max} = 1,1 \cdot Q_p - Q_{\varepsilon 1} = 1,1 \cdot 444,34 - 150,1 = 338,7 \text{ (квар)}$$

$$Q_{ку.min} = Q_{min} - Q_{\varepsilon 2} = 222,17 - 222,17 = 0 \text{ квар}$$

Определим реактивную мощность, которая должна быть передана из сети 6/10 кВ в сеть напряжением до 1 кВ и не должна компенсироваться:

$$Q_{\varepsilon н} = Q_{\varepsilon 1} - Q_p + Q_p = 150,1 - 444,34 + 416,74 = 122,5 \text{ (квар)}$$

Определим реактивную мощность, которая может быть передана из сети 6/10 кВ в сеть напряжением до 1 кВ:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_3 \cdot S_T)^2 - P_{p\Sigma}^2} = \sqrt{(1 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 531,27^2} = 296,3 \text{ (квар)}$$

Определим мощность КУ, устанавливаемых на стороне до 1 кВ:

$$Q_{ку.н} = Q_{p\Sigma} - Q_T = 120,44 \text{ (квар)}$$

Определим мощность КУ, которые могут быть установлены на стороне 6/10 кВ:



$$Q_{\text{КУ.В}} = Q_{\text{КУ.маx}} - Q_{\text{КУ.н}} = 218,26(\text{квар})$$

Так как  $Q_{\text{КУ.н}} > 50$  квар, то установка БК на стороне до 1 кВ целесообразна.

Полагая, что РМ равномерно распределена между трансформаторами, принимаем к установке 1 регулируемые КУ типа ФКУ 2500 - 02.

Рассчитаем приведенные затраты на БК:

$$Z_{\text{КУ.н}} = E \cdot K_y \cdot \frac{U}{U_{\text{БК}}}^2 \cdot Q + C_0 \cdot P_{\text{БК}} \cdot Q + E_p \cdot K_p \cdot N_T = 0,223 \cdot 960 \cdot \frac{1}{1}^2 \cdot 0,1 + 4,8 \cdot 4,5 \cdot 0,1 + 0,27 \cdot 16 \cdot 1 = 16,1 \text{ (тыс. руб)},$$

Определим суммарные затраты на установку КТП с трансформатором ТМ 630/10 :

$$Z_{\text{КТП}} = E \cdot K_{\text{ТП}} \cdot N_T + C \cdot \Delta P_T = 0,223 \cdot 130 \cdot 1 + 13,28 = 42,27 \text{ (тыс. руб)}$$

$$Z_{\text{общ}} = 58,37 \text{ (тыс. руб)}$$

### Вариант Б

Рассчитаем номинальную мощность трансформатора

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{P_p}{K_3 \cdot N_T} = 628,4 \text{ (кВА)}$$

где  $P_{\text{PΣ}}$  - расчетная активная мощность с учетом освещения,

$N_T = 1$  - количество трансформаторов,

$K_3 = 0,7$  - коэффициент загрузки для 1 категории надежности электроснабжения

Расчет компенсации реактивной мощности для ТМ 1000/10

Определим потери в трансформаторах:

$$\Delta P_T = N_T \cdot P_{xx} + K_3^2 \cdot P_{кз} = 1 \cdot 1,9 + 0,7^2 \cdot 12,2 = 7,878 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_T = N_T \cdot I_{xx} + K_3^2 \cdot U_{кз} \cdot \frac{S_H}{100} = 1 \cdot 1,7 + 0,7^2 \cdot 5,5 \cdot \frac{1000}{100} = 43,9 \text{ (квар)}$$

Определим расчетную нагрузку корпуса с учетом потерь в трансформаторах:

$$P_p = P_{p\Sigma} + \Delta P_T = 531,56 + 7,878 = 539,1 \text{ (кВт)}$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_T = 416,74 + 27,6 = 460,64 \text{ (квар)}$$

Определим реактивную мощность в часы минимума нагрузки:

$$Q_{min} = 0,5 \cdot Q_p = 230,2 \text{ (квар)}$$

Определим экономически обоснованные значения реактивной мощности в часы максимума энергосистемы:

$$Q'_{\varepsilon 1} = Q_p - 0,7 \cdot Q_{сд} = 460,64 - 0 = 460,4 \text{ (квар)}$$

$$Q''_{\varepsilon 1} = \alpha \cdot P_p = 0,28 \cdot 539,1 = 150,9 \text{ (квар)}$$

Из-за пониженного напряжения в часы максимальных нагрузок принимаем меньшее значение  $Q_{\varepsilon 1} = 150,9$  (квар).

Определим экономически обоснованные значения реактивной мощности в режиме наименьших нагрузок:

$$Q'_{\varepsilon 2} = Q_{min} + Q_k = 230,2 + 0 = 230,2 \text{ (квар)}$$

$$\begin{aligned} Q''_{\varepsilon 2} &= Q_{min} - Q_{кд} = Q_{min} - Q_p - Q_{\varepsilon 1} = 230,2 - 460,64 - 150,9 \\ &= -79,54 \text{ (квар)} \end{aligned}$$

Из-за повышенного напряжения в часы минимальных нагрузок принимаем значение мощности  $Q_{э2} = 230,2$ (квар)

Определим суммарную мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{ку.max} = 1,1 \cdot Q_p - Q_{э1} = 1,1 \cdot 460,4 - 150,1 = 356,34 \text{ (квар)}$$

$$Q_{ку.min} = Q_{min} - Q_{э2} = 230,2 - 230,2 = 0 \text{ квар}$$

Определим реактивную мощность, которая должна быть передана из сети 6/10 кВ в сеть напряжением до 1 кВ и не должна компенсироваться:

$$Q_{эн} = Q_{э1} - Q_p + Q_p = 150,9 - 460,4 + 416,74 = 107,24 \text{ (квар)}$$

Определим реактивную мощность, которая может быть передана из сети 6/10 кВ в сеть напряжением до 1 кВ:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_3 \cdot S_T)^2 - P_{p\Sigma}^2} = \sqrt{(1 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 531,27^2} = 455,79 \text{ (квар)}$$

Определим мощность КУ, устанавливаемых на стороне до 1 кВ:

$$Q_{ку.н} = Q_{p\Sigma} - Q_T = -39,05 \text{ (квар)}$$

Определим мощность КУ, которые могут быть установлены на стороне 6/10 кВ:

$$Q_{ку.в} = Q_{ку.max} - Q_{ку.н} = 393,39 \text{ (квар)}$$

Так как  $Q_{\text{КУ.Н}} < 50$  квар, то установка БК на стороне до 1 кВ не целесообразна.

Определим суммарные затраты на установку КТП с трансформатором ТМ 1000/10 :

$$Z_{\text{КТП}} = E \cdot K_{\text{ТП}} \cdot N_T + C \cdot \Delta P_T = 0,223 \cdot 142 \cdot 1 + 13,28 = 44,9 \text{ (тыс. руб)}$$

$$Z_{\text{общ}} = 44,9 \text{ (тыс. руб)}$$

Так как затраты на 1 трансформатор ТМ 1000/10 без компенсирующих устройств меньше, чем на трансформатор ТМ 630/10 с компенсирующим устройством, то выгодней выбрать трансформатор ТМ 1000/10. По тому же принципу выбрали дизель – генераторную установку LSA 47.2-4.

## **6 Выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения цеха предприятия**

Выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения цеха предприятия осуществляется исходя из расчетного тока, который проходит по распределительному шинопроводу и кабелям. Используя формулы из 2 пункта, найдём ток распределительного шинопровода и кабелей. Результаты расчёта приведены в таблице 6.

Таблица 6 - Расчет нагрузок с учетом разделения ЭП

Наименование ЭП	$P_{н\Box}$ , кВт	$K_{исп}$	$\frac{\cos\varphi}{\text{tg}\varphi}$	m	$P_{см}$ , кВт	$Q_{см}$ , кВар	$n_3$	$K_M$	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , кВар	$S_p$ , кВ А	$I_p$ , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<b>ГРШ</b>												
Насосный модуль	130	0,7	0,5/1,73		91	157,43			97,02	157,4 3	184, 9	240,76
Лебедочный модуль	139,7	0,63	0,5/1,73		88	152,3			79,2	152,3	171, 6	250,8
Высечный модуль	112,8	0,5	0,6/1,33		56,4	75,1			50,76	75,1	90,6 4	122,7
Компрессорный модуль	133,4	0,72	0,65/1,17		96	112,4			86,4	112,4	141, 7	200,39
Бытовой модуль	127,1	0,5	0,65/1,17		63,6	74,35			57,24	74,35	93,8	142,6
Распределительный щит жилого городка	100	0,5	0,83/0,67		50	33,5			30,15	33,5	45	68
ИТОГО	743	0,6		>3	461,8	605,08	20	0,75	400,7	605,8	675	1025,25

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<b>ШВПТ</b>												
Siemens Simoreg DC Master 6RA70	510	0,6	0,9/0,5		306	153			229,5	153	275,8	267,4
Simens Simoreg DC Master 6RA90	660	0,7	0,9/0,5		462	231			346,5	231	416	400
Simens Simoreg DC Master 6RA90	660	0,7	0,9/0,5		462	231			346,5	231	416	400
Simens Simoreg DC Master 6RA90	660	0,7	0,9/0,5		462	231			346,5	231	416	400
<b>ИТОГО</b>	2490	0,7		<3	1692	846	4	0.75	1269	846	1525	1467,4

Исходя из результатов, выберем электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения буровой установке.

1) трансформаторы: ТМ 1000/10,  $S_H = 1000$  кВА,  $U_K = 5,5$  %;

2 x ТСЗП 1000/10 ГТ- УЗ,  $S_H = 1000$  кВА,  $U_K = 5,8$  %;

2) основной трансформатор тока ТА:  $I_H = 2856,8$  А, поэтому выбираем трансформатор тока ТОЛ-10-М 3000/5

3) По расчётным данным выбираем:

распределительный шинопровод ШВПТ марки ШМА5-2500;

распределительный шинопровод ГРШ марки ШРА4 – 250.

4) Номинальный расчётный ток от трансформатора РУ до ШВПТ согласно данным таблицы 3:

$$I_p = 1467,4 \text{ А} \leq I_{H.P.} = 1600 \text{ А}.$$

Выбираем автоматический выключатель ВА 53 .

От РУ до ГРШ :

$$I_p = 1025,25 \text{ А} \leq I_{H.P.} = 1600 \text{ А}.$$

Выбираем автоматический выключатель ВА 53.

От ШВПТ до ШУН-1 :

$$I_p = 400 \text{ А} \leq I_{H.P.} = 500 \text{ А}.$$

Выбираем автоматический выключатель OEZ.

От ШВПТ до ШУН-2 :

$$I_p = 400 \text{ А} \leq I_{H.P.} = 500 \text{ А}.$$

Выбираем автоматический выключатель OEZ.

От ШВПТ до ШУР:

$$I_p = 400 \text{ А} \leq I_{H.P.} = 500 \text{ А}.$$

Выбираем автоматический выключатель OEZ.

От ШВПТ до ШУЛ:

$$I_p = 400 \text{ А} \leq I_{H.P.} = 500 \text{ А}.$$

Выбираем автоматический выключатель OEZ.



5) Номинальный расчётный ток от трансформатора РУ до ГРШ согласно данным таблицы 3:

$$I_p = 1025,25 \text{ A} \leq I_{н.р.} = 1600 \text{ A}.$$

Выбираем автоматический выключатель ВА 53 .

От ГРШ до Насосного модуля :

$$I_p = 240 \text{ A} \leq I_{н.р.} = 250 \text{ A}.$$

Выбираем автоматический выключатель ВА 57 .

От ГРШ до Лебедочного модуля :

$$I_p = 250 \text{ A} \leq I_{н.р.} = 250 \text{ A}.$$

Выбираем автоматический выключатель ВА 57 .

От ГРШ до Вышечного модуля :

$$I_p = 122,7 \text{ A} \leq I_{н.р.} = 250 \text{ A}.$$

Выбираем автоматический выключатель ВА 57 .

От ГРШ до Компрессорного модуля :

$$I_p = 200,39 \text{ A} \leq I_{н.р.} = 250 \text{ A}.$$

Выбираем автоматический выключатель ВА 57 .

От ГРШ до Бытового модуля :

$$I_p = 142,6 \text{ A} \leq I_{н.р.} = 250 \text{ A}.$$

Выбираем автоматический выключатель ВА 57 .

От ГРШ до РЩ жилого городка :

$$I_p = 68 \text{ A} \leq I_{н.р.} = 250 \text{ A}.$$

Выбираем автоматический выключатель ВА 57 .

Рассчитаем ток в линиях, идущих к ЭП, и выберем автоматические выключатели и кабели, 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 7.

Таблица 7 – Номинальные токи ЭП и выбор оборудования

№	Наименование ЭП	$I_H$ , А	Кабельная линия			Автоматический выключатель		
			Тип	$r_{y\delta}$ , мОм/м	$x_{y\delta}$ , мОм/м	$I_{HKB}$ , А	$r_{KB}$ , мОм	$x_{KB}$ , мОм
1	Насосный модуль	240,76	1xКГ - ХЛ 4x50	0,542	0,088	250	7	4,5
2	Лебедочный модуль	280,8	1xКГ - ХЛ 4x50	0,542	0,088	250	7	4,5
3	Высечный модуль	122,7	1xКГ - ХЛ 4x50	0,542	0,084	250	7	4,5
4	Компрессорный модуль	200,39	1xКГ - ХЛ 4x50	0,542	0,088	250	7	4,5
5	Бытовой модуль	142,6	1xКГ - ХЛ 4x50	0,542	0,088	250	7	4,5
6	Распределительный щит жилого городка	68	1xКГ - ХЛ 4x50	0,542	0,092	250	7	4,5
7	Simens Simoreg DC Master 6RA90	400	1xКГ - ХЛ 4x70	0,406	0,057	500	7	4,5
8	Simens Simoreg DC Master 6RA90	400	1xКГ - ХЛ 4x70	0,406	0,057	500	7	4,5
9	Simens Simoreg DC Master 6RA90	400	1xКГ - ХЛ 4x70	0,406	0,057	500	7	4,5
10	Simens Simoreg DC Master 6RA70	267,4	1xКГ - ХЛ 4x70	0,406	0,057	500	7	4,5

## **7 Расчёт токов короткого замыкания**

Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения является возникновение короткого замыкания (КЗ) в сети элементах электрооборудования вследствие повреждения изоляции или неправильных действий обслуживающего персонала. Для снижения ущерба, обусловленного выходом из строя электрооборудования при протекании тока в КЗ, а также для быстрого восстановления нормального режима работы схемы электроснабжения необходимо правильно определять токи КЗ и по ним выбирать электрооборудование, защитную аппаратуру и средства ограничения тока в КЗ. Расчетным видом КЗ для выбора или проверки параметров электрооборудования обычно считают трехфазное КЗ. Однако для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики требуется определение и несимметричных токов в КЗ. В зависимости от назначения расчета токов КЗ выбирают расчетную схему сети, определяют вид КЗ, местоположения точек КЗ на схеме и сопротивления элементов схемы замещения.

В данной работе необходимо провести анализ КЗ произошедшего на самом мощном потребителе. Самый мощный потребитель – Simens Simoreg DC Master 6RA90.

Расчетная схема представлена на рисунке 1.

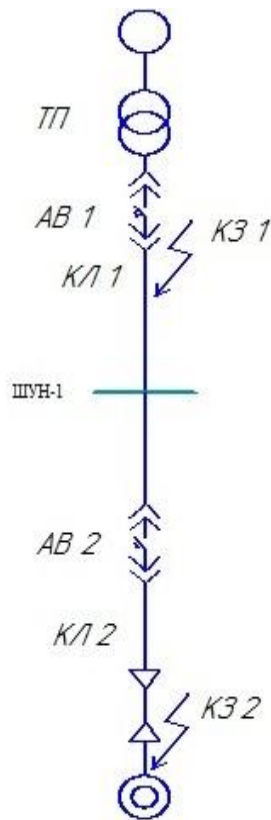


Рисунок 1 – Расчётная электрическая схема.

Параметры для расчета тока КЗ:

Система: мощность короткого замыкания  $S=100\text{MVA}$ .

ТСЗП – 1000/10:  $U_k=5,8\%$ ,

Автоматический выключатель АВ1:  $r_{A1} = 0,65 \text{ мОм}$ ;  $x_{A1} = 0,17 \text{ мОм}$

Автоматический выключатель АВ2:  $r_{A2} = 0,53 \text{ мОм}$ ;  $x_{A2} = 0,12 \text{ мОм}$

ШМА5-2500:  $r_{ш0} = 0,162 \text{ мОм}$ ;  $x_{ш0} = 0,164 \text{ мОм}$ ;  $l = 46\text{м}$

КЛ1:  $r_{кл} = 0,406$ ;  $x_{кл} = 0,057 \text{ мОм}$ ;  $l = 8\text{м}$ .

КЛ2:  $r_{кл} = 0,406 \text{ мОм}$ ;  $x_{кл} = 0,057 \text{ мОм}$   $l = 12\text{м}$ .

Все расчетные сопротивления приводим к  $U_{БАЗ} = 0,6 \text{ кВ}$ .

Составим схему замещения прямой последовательности (рисунок 2).

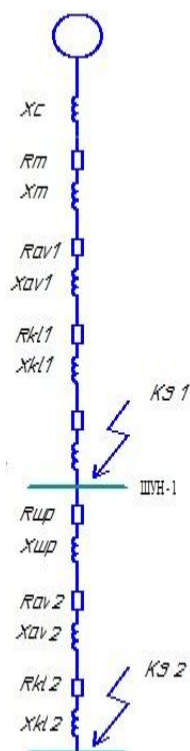


Рисунок 2 – С-хема замещения.

Сопротивления системы учитывается индуктивным сопротивлением в схеме замещения:

$$X_C = \frac{U_{HH}^2}{S_K} \cdot 10^3 = \frac{0,6^2}{100} \cdot 10^3 = 3,6(\text{МОм})$$

Активные и индуктивные сопротивления трансформатора найдем по следующим формулам:

$$R_T = \frac{P_K \cdot U_{HH}^2}{S_T^2} \cdot 10^6 = \frac{9 \cdot 0,6^2}{1000^2} \cdot 10^6 = 3,24 (\text{МОм})$$

$$Z_T = \frac{U_K \cdot U_{HH}^2}{S_T} \cdot 10^4 = 20,88 (\text{МОм})$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{20,88^2 - 3,24^2} = 20,6 (\text{МОм})$$

Сопrotивления шинопровода определим по известным удельным сопротивлениям шинопровода и его длине:

$$R_{\text{ш}} = R_{\text{ш}0} \cdot l = 0,162 \cdot 46 = 7,45 \text{ (мОм)}$$

$$X_{\text{ш}} = X_{\text{ш}0} \cdot l = 0,164 \cdot 46 = 7,54 \text{ (мОм)}$$

По схеме замещения прямой последовательности определим суммарные сопротивления для каждой точки КЗ:

Для точки К1:

$$R_{\Sigma 1} = R_T + R_{\text{КЛ}1} + R_{\text{АВ}1} = 3,24 + 3,248 + 0,65 = 7,138 \text{ (мОм)}$$

$$X_{\Sigma 1} = X_T + X_{\text{КЛ}1} + X_{\text{АВ}1} + X_C = 20,6 + 0,456 + 0,17 + 3,6 = 24,8 \text{ (мОм)}$$

$$Z_{\Sigma 1}^{(3)} = \sqrt{X_{\Sigma 1}^2 + R_{\Sigma 1}^2} = \sqrt{44,58^2 + 48,04^2} = 25,8 \text{ (мОм)}$$

Для точки К2:

$$R_{\Sigma 2} = R_{\Sigma 1} + R_{\text{ШР}1} + R_{\text{АВ}2} + R_{\text{КЛ}2} = 7,138 + 7,45 + 0,53 + 4,872 = 20 \text{ (мОм)}$$

$$X_{\Sigma 2} = X_{\Sigma 1} + X_{\text{ШР}1} + X_{\text{АВ}2} + X_{\text{КЛ}2} = 24,8 + 7,54 + 0,12 + 0,684 = 33,1 \text{ (мОм)}$$

$$Z_{\Sigma 2}^{(2)} = \sqrt{X_{\Sigma 2}^2 + R_{\Sigma 2}^2} = \sqrt{51,3^2 + 64,6^2} = 38,7 \text{ (мОм)}$$

Определим ток металлического трехфазного КЗ для каждой точки КЗ:

$$I_{\text{КМ}1}^{(3)} = \frac{U_{\text{Н.НН}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma 1}^{(3)}} = \frac{600}{\sqrt{3} \cdot 25,8} = 13,4 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{КМ}2}^{(3)} = \frac{U_{\text{Н.НН}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma 2}^{(3)}} = \frac{600}{\sqrt{3} \cdot 38,7} = 8,9 \text{ (кА)}$$

С помощью кривых зависимости  $K_C$  от сопротивления, определим значения коэффициента  $K_C$  для нахождения тока трехфазного дугового КЗ.

Для точки К1:

$$Z^3_1 = 25,8 \text{ мОм}$$

$$K_{C1} = 0,82 ; K_{C2} = 0,72$$

Для точки К2:

$$Z^3_2 = 38,7 \text{ мОм}$$

$$K_{C1} = 0,84 ; K_{C2} = 0,75$$

Определим ток трехфазного дугового КЗ:

Точка К1:

$$I_{КД1}^{(3)} = I_{КМ1}^{(3)} \cdot K_{C1} = 13,4 \cdot 0,82 = 10,9 \text{ (кА)}$$

$$I_{КД1}^{(3)} = I_{КМ1}^{(3)} \cdot K_{C2} = 13,4 \cdot 0,72 = 9,6 \text{ (кА)}$$

Точка К2:

$$I_{КД2}^{(3)} = I_{КМ2}^{(3)} \cdot K_{C1} = 8,9 \cdot 0,84 = 7,4 \text{ (кА)}$$

$$I_{КД2}^{(3)} = I_{КМ2}^{(3)} \cdot K_{C2} = 8,9 \cdot 0,75 = 6,6 \text{ (кА)}$$

Определим соотношение  $\frac{X_{\Sigma}^{(3)}}{R_{\Sigma}^{(3)}}$  для каждой точки КЗ:

К1:

$$\frac{X_{\Sigma 1}^{(3)}}{R_{\Sigma 1}^{(3)}} = \frac{24,8}{7,138} = 3,4 \Rightarrow K_{уд1} = 1,4$$



К2:

$$\frac{X_{\Sigma 2}^{(3)}}{R_{\Sigma 2}^{(3)}} = \frac{33,1}{20} = 1,65 \Rightarrow K_{уд2} = 1,2$$

Определим ударный ток для каждой точки КЗ:

К1:

$$i_{y1} = K_{уд1} \cdot \bar{2} \cdot I_{KM1}^3 = 1,4 \cdot \bar{2} \cdot 13,4 = 26,5 \text{ (кА)}$$

К2:

$$i_{y2} = K_{уд2} \cdot \bar{2} \cdot I_{KM2}^3 = 1,2 \cdot \bar{2} \cdot 8,9 = 15,1 \text{ (кА)}$$

Предельная коммутационная способность автоматического выключателя АВ1 типа ВА53-43  $I_d = 33,5$  кА , а ток трехфазного металлического КЗ  $I_{KM1}^{(3)} = 13,4$  (кА).

Предельная коммутационная способность автоматического выключателя АВ2 типа ВА51-31  $I_d = 65$  кА , а ток трехфазного металлического КЗ  $I_{KM2}^{(3)} = 8,9$  (кА).

Исходя из полученных расчетов, можно сказать, что оборудование выдержит ток трехфазного короткого замыкания.

## 8 Релейная защита

Расчёт токов короткого замыкания (КЗ) выполняются в именованных единицах. Значения всех величин определяются для начального момента КЗ. Расчёты выполняются без учёта сопротивления нагрузки и переходных сопротивлений в местах КЗ.

В таблицу 8 сведены заданные значения.

Таблица 8 – Заданные значения

Наименование величины, единица измерения	Обозначение	Числовое значение
Максимальное значение мощности КЗ, МВА	$S_{K \max}^{(3)}$	15,9
Заданное значение мощности КЗ, МВА	$S_K^{(3)}$	10,9
Минимальное значение мощности КЗ, МВА	$S_{K \min}^{(3)}$	5,9
Удельное сопротивление ВЛ, Ом/км	$x_0$	0,4

На рисунке 3 изображена расчётная схема.

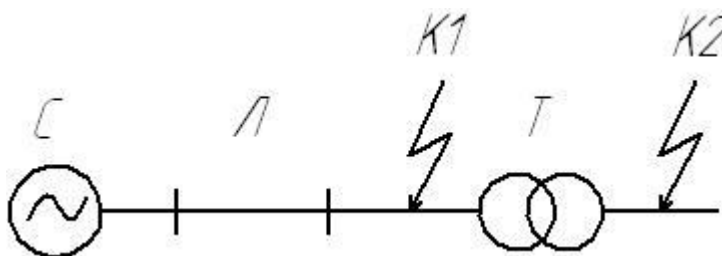


Рисунок 3 – Расчётная схема

Необходимо определить трехфазные токи КЗ в точках К1 и К2.

Определим сопротивления элементов схемы.

Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{U_{ном}^2}{S_K^{(3)}}$$

где  $U_{ном}$  - номинальное значение напряжения для данной ступени, кВ;  $S_K^{(3)}$  - мощность КЗ, МВА.

$$x_{c \min} = \frac{6^2}{15,9} = 2,26 (\text{Ом}),$$

$$x_c = \frac{6^2}{10,9} = 3,3 (\text{Ом}),$$

$$x_{c \max} = \frac{6^2}{5,9} = 6,1 (\text{Ом}).$$

Сопротивление ВЛ:

$$x_\ell = x_0 \cdot l,$$

где  $x_0$  - удельное сопротивление ВЛ, Ом/км;  $l$  - длина ВЛ, км.

$$x_\ell = 0,4 \cdot 8 = 3,2 (\text{Ом}).$$

Токи КЗ на стороне ВН:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{cp} \cdot (1 - \Delta U_{рпн} / 100)}{\sqrt{3} \cdot (x_c + x_\ell)},$$

$$I_{K \max}^{(3)} = \frac{6 \cdot (1 - 8 / 100)}{\sqrt{3} \cdot (6,1 + 3,2)} = 0,34 (\text{кА}),$$

$$I_K^{(3)} = \frac{6}{\sqrt{3} \cdot (3,3 + 3,2)} = 0,53 (\text{кА}),$$

$$I_{K \min}^{(3)} = \frac{6 \cdot (1 + 8 / 100)}{\sqrt{3} \cdot (2,26 + 3,2)} = 0,68 (\text{кА}).$$

Расчёт токов КЗ в точке К2

Пересчитаем сопротивления системы и ВЛ для данной ступени.

Сопротивление системы:

$$x_{c \min} = \frac{0,6^2}{15,9} = 0,022 (\text{Ом}),$$

$$x_c = \frac{0,6^2}{10,9} = 0,03 (\text{Ом}),$$

$$x_{c \max} = \frac{0,6^2}{5,9} = 0,06 (\text{Ом}).$$

Сопротивление ВЛ:

$$x_l = x_0 \cdot l \cdot \frac{U_{\bar{\sigma}}^2}{U_{ном}^2},$$

где  $U_{\bar{\sigma}}$  - среднее напряжение на данной ступени, кВ;  $U_{ном}$  - напряжение, на котором расположена ВЛ, кВ.

$$x_l = 0,4 \cdot 8 \cdot \frac{0,6^2}{6^2} = 0,032 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление трансформатора:

$$x_{тр} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{[U_{cp} \cdot (1 \pm \Delta U_{рнн} / 100)]^2}{S_{т. ном}}$$

$$x_{тр \min} = \frac{0,6}{100} \cdot \frac{0,6 \cdot (1 - 8/100)^2}{1} = 0,0018 \text{ (Ом)},$$

$$x_{тр} = \frac{0,6}{100} \cdot \frac{0,6^2}{1} = 0,002 \text{ (Ом)},$$

$$x_{тр \max} = \frac{0,6}{100} \cdot \frac{0,6 \cdot (1 + 8/100)^2}{1} = 0,0025 \text{ (Ом)}.$$

Токи КЗ на стороне НН:

$$I_{K \max}^{(3)} = \frac{0,6 \cdot (1 - 8/100)}{\sqrt{3} \cdot (0,022 + 0,0018 + 0,032)} = 5,7 \text{ (кА)},$$

$$I_K^{(3)} = \frac{0,6}{\sqrt{3} \cdot (0,03 + 0,002 + 0,032)} = 5,4 \text{ (кА)},$$

$$I_{K \min}^{(3)} = \frac{0,6 \cdot (1 + 8/100)}{\sqrt{3} \cdot (0,006 + 0,025 + 0,032)} = 5,2 \text{ (кА)}.$$

Результаты расчётов занесем в таблицу 9.

Таблица 9 – Токи КЗ

Мощность трансформатора и напряжение	Мощность КЗ системы, МВА	Ток трёхфазного КЗ, кА	
		6 кВ	0,6 кВ
$S_{т. ном} = 1 \text{ МВА},$	$S_{K \max}^{(3)} = 15,9$	0,34	5,7
$U_{вн} = 6 \text{ кВ},$	$S_K^{(3)} = 10,9$	0,53	5,4

$U_{нн} = 0,6 \text{ кВ.}$	$S_{K \text{ min}}^{(3)} = 5,9$	0,68	5,2
----------------------------	---------------------------------	------	-----

Выбор трансформаторов тока

Для стороны 10 кВ выбираем трансформатор ТОЛ-10, а для стороны 0,6 кВ – ТОЛ-10.

Проверка обоих трансформаторов тока приведена в таблице 10.

Таблица 10 – Проверка ТА для защиты трансформатора 25 МВА


Наименование величин	Расчётные формулы	Трансформатор 1 МВА. Числовые значения для сторон	
		6 кВ	0,6кВ
1	3	4	5
Тип и схема соединения ТА	$I_n \geq \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	ТОЛ-10 150/5 $\Delta$	ТОЛ-10 150/5 $\text{Y}$
Расчётный первичный ток, кА	$I_{рас} = 1,3 \cdot I_{K \text{ max}}^{(3)}$	0,4	7,41
Расчётная кратность тока	$m_{рас} = \frac{I_{рас}}{0,8 \cdot I_n}$	0,005	0,01
Допустимая нагрузка ТА, Ом	$z_{н доп}$ ( по кривым 10% кратности)	1,2	2
Сопротивление реле защиты, Ом	$z_p$	0,15	0,15
Допустимое сопротивление проводов (в один конец), Ом	$z_{пр} = \frac{z_{н доп} - z_{пер}}{3} - z_p$ для ТА в $\Delta$ $z_{пер} = 0,05 \text{ Ом};$ $z_{пр} = z_{н доп} - z_{пер} - z_p$ для ТА в $\text{Y}$ $z_{пер} = 0,05 \text{ Ом.}$	0,23  -	-  1,8
Длина проводов в один конец, м	$l$	65	45

Допустимое сечение проводов, мм <sup>2</sup> расчётное принятое	$S_{дон} = \frac{\rho \cdot l}{z_{np}}$	7,99 8	0,7 4
--	---	-----------	----------

Расчёт дифференциальной защиты с реле РНТ-565

Расчёт дифференциальной токовой защиты приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Расчёт дифференциальной токовой защиты с реле РНТ-565

№	Наименование величины, единица измерения	Обозначение и расчётная формула	$S_{т. ном} = 1000$ кВА Числовое значение для сторон	
			6 кВ	0,6 кВ
1	2	3	4	5
1	Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_n \geq \frac{S_{т. ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	96,3	963
2	Схема соединения трансформаторов тока, коэффициент схемы	- $k_{сх}$	$\Delta$ 1,73	 1
3	Коэффициент трансформации ТА	$k_1$	150/5	150/5
4	Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{нм в} = \frac{I_n \cdot k_{сх}}{k_1}$	5,5	32,1
5	Первичный расчётный ток небаланса без учёта составляющей, обусловленной неточностью установки расчётного числа витков реле, А	$I'_{нб рас} = (k_{ан} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_{k max}$ $k_{ан} = 1, k_{одн} = 1,$ $\varepsilon = 0,1, \Delta U = 0,08$	60	1026

6	Первичный ток срабатывания защиты, А	По условию отстройки от максимального тока небаланса	$I_{сз1} \geq k_{отс} \cdot I'_{нб\ рас}$ $k_{отс} = 1,3 -$ коэффициент отстройки реле	78	1333,8
		По условию отстройки от броска тока намагничивания	$I_{сз2} \geq k \cdot I_n$ $k = 1,3 -$ коэффициент, используемый при отстройке защиты от броска тока намагничивания	40	871
7	Расчётное условие для выбора уставки реле, А		$I_{сз\ рас}$	78	1333,8
8	Предварительная проверка чувствительности		$k_{ч\ предв} = \frac{0,87 \cdot I_{k\ min}^{(3)}}{I_{сз\ рас}}$	7,58	3,39

9	Ток срабатывания реле на основной стороне, А		$I_{ср\ осн} = \frac{I_{сз\ рас} \cdot k_{сх}}{k_1}$	4,5	
10	Число витков реле для основной стороны: расчётное предварительно принятое		$W_{осн} = \frac{F_{ср}}{I_{ср\ осн}}$	22,2	
			$F_{ср} = 100 \text{ А} \cdot \text{ВИТ}$	22	
11	Число витков реле для неосновной стороны: расчётное		$W_{1\ рас} = W_{осн} \cdot \frac{I_{ном\ в\ осн}}{I_{ном\ в\ 1}}$	24,4	24
12	Составляющая первичного тока небаланса, обусловленная округлением расчётного числа витков неосновной стороны, А		$I'_{нб\ рас} = \left( \frac{W_{1\ рас} - W_1}{W_{1\ рас}} + \frac{W_{11\ рас} - W_{11}}{W_{11\ рас}} \right)$	56,48	965,85
13	Первичный расчётный ток небаланса с учётом составляющей, А		$I_{нб\ рас} = I'_{нб\ рас} + I''_{нб\ рас}$	134,48	2299,65

14	Коэффициент отстройки	$k_{отс} = \frac{I_{сз рас}}{I_{нб рас}}$	0,58	0,58
----	-----------------------	---	------	------

На рисунке 4 изображена схема включения реле РНТ-565 в защиту двухобмоточного трансформатора.

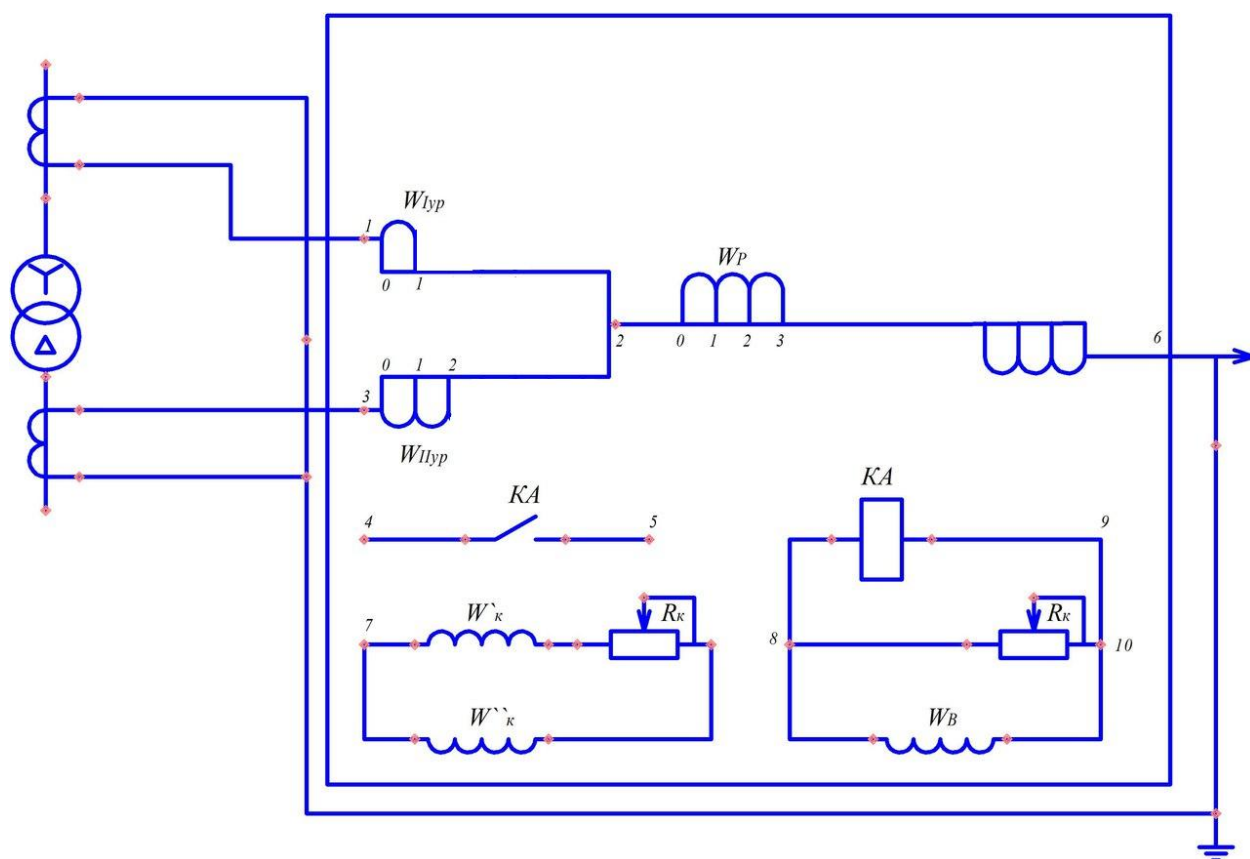


Рисунок 4 – Схема включения реле РНТ-565 в защиту двухобмоточного трансформатора

На рисунке 5 изображена дифференциальная защита двухобмоточного трансформатора.



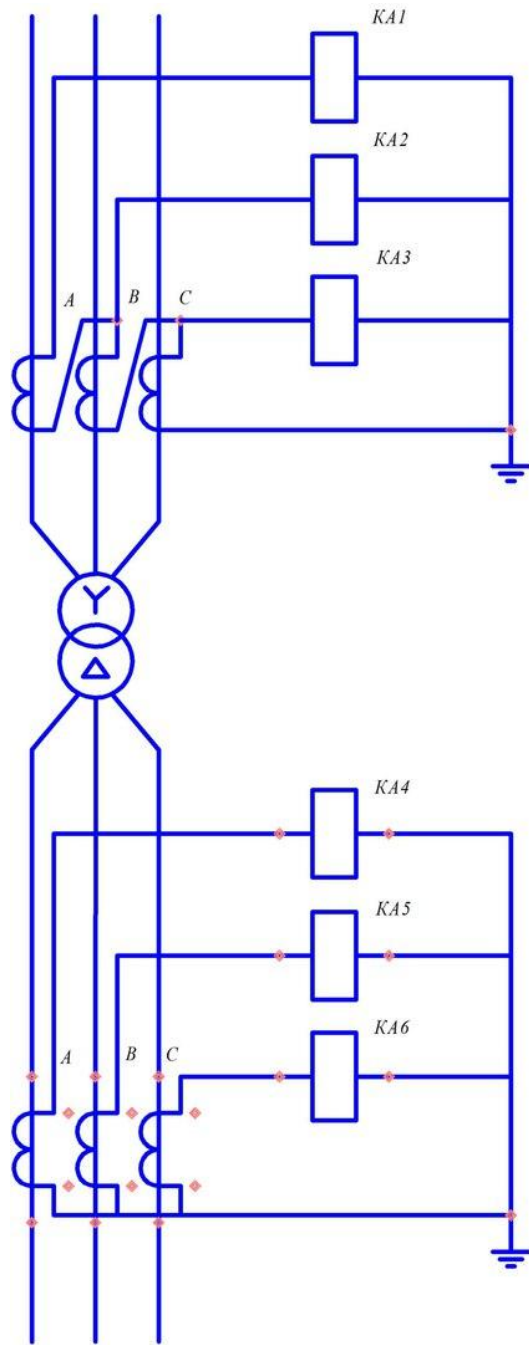




Рисунок 5 – Дифференциальная защита двухобмоточного трансформатора

Расчёт максимальной токовой защиты трансформаторов

Расчёт МТЗ приведен в таблице 13.

Таблица 12 – Расчёт МТЗ от перегрузки, уставок реле обдувки и реле токовой блокировки регулятора трансформаторов

№	Наименование величины	Обозначение и расчётная формула	Трансформатор 25 МВА				
			МТЗ на стороне		Защита от перегрева на стороне 0,6 кВ	Реле обдувки на стороне 0,6 кВ	Реле блокировки на стороне 0,6 кВ
			6 кВ	0,6 кВ			
1	Первичные номинальные токи, А	$I_n = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	96,3	963,3	963,3		
2	Кратность сверхтока нагрузки	$m_{сн}$	0,005	0,01	-	-	-
3	Коэффициент трансформации и схема соединения ТА	$n_{сн}$	150/5 $\Delta$ $k_{сх} = \sqrt{3}$	150/5  $k_{сх} = 1$	150/5  $k_{сх} = 1$		
4	Первичный расчётный ток срабатывания защиты, А	МТЗ $I_{сз} = \frac{k_n \cdot m_{сн}}{k_6} \cdot I_n$ $k_n = 1,2,$ $k_6 = 0,8$	7,5	150	-	-	-
	От перегрузки	$I_{сз} = \frac{k_n}{k_6} \cdot I_n$ $k_n = 1,05$	-	-	1264,3	-	-
	Реле обдувки	$0,7 \cdot I_n$	-	-	-	674,3	-

Продолжение таблицы 12

	Реле блокировки регулятора	$2 \cdot I_n$	-	-	-	-	1926,6
5	Ток уставки реле, А	$i_{cp} = \frac{k_{cx} \cdot I_{cз}}{n_m}$	906,4	89,72	6,02	3,21	9,17
6	Коэффициент чувствительности и защиты	$k_{ч} = \frac{0,87 \cdot I_{k \min}^{(3)}}{I_{cз}}$	0,27	0,32	-	-	-
7	Тип реле и пределы уставки		РТ-40/2К 0,5...2 кА	РТ-40/100 50...100 А	РТ-40/10 2,5...10 А	РТ-10/6 1,5...6 А	РТ-40/10 2,5...10 А
9	Расчёт уставки реле вольтметровой блокировки МТЗ						
	Коэффициент трансформации	$n_v$	6000/ 100	600/ 100			
	Номинальное остаточное напряжение при самозапуске, В	$V_{\min}$	$0,7 \cdot U_{ном}$	$0,7 \cdot U_{ном}$			
	Напряжение уставки реле, В	$V_{cp} = \frac{V_{\min}}{k_g \cdot k_n \cdot n_v}$ $k_g = 1,25$ , $k_n = 1,2$	46,7	46,7			
	Тип реле и пределы уставки		РН-54/160 40...80 В	РН-54/160 40...80 В			

На рисунке 6 изображена максимальная токовая защита (МТЗ) двухобмоточного трансформатора.

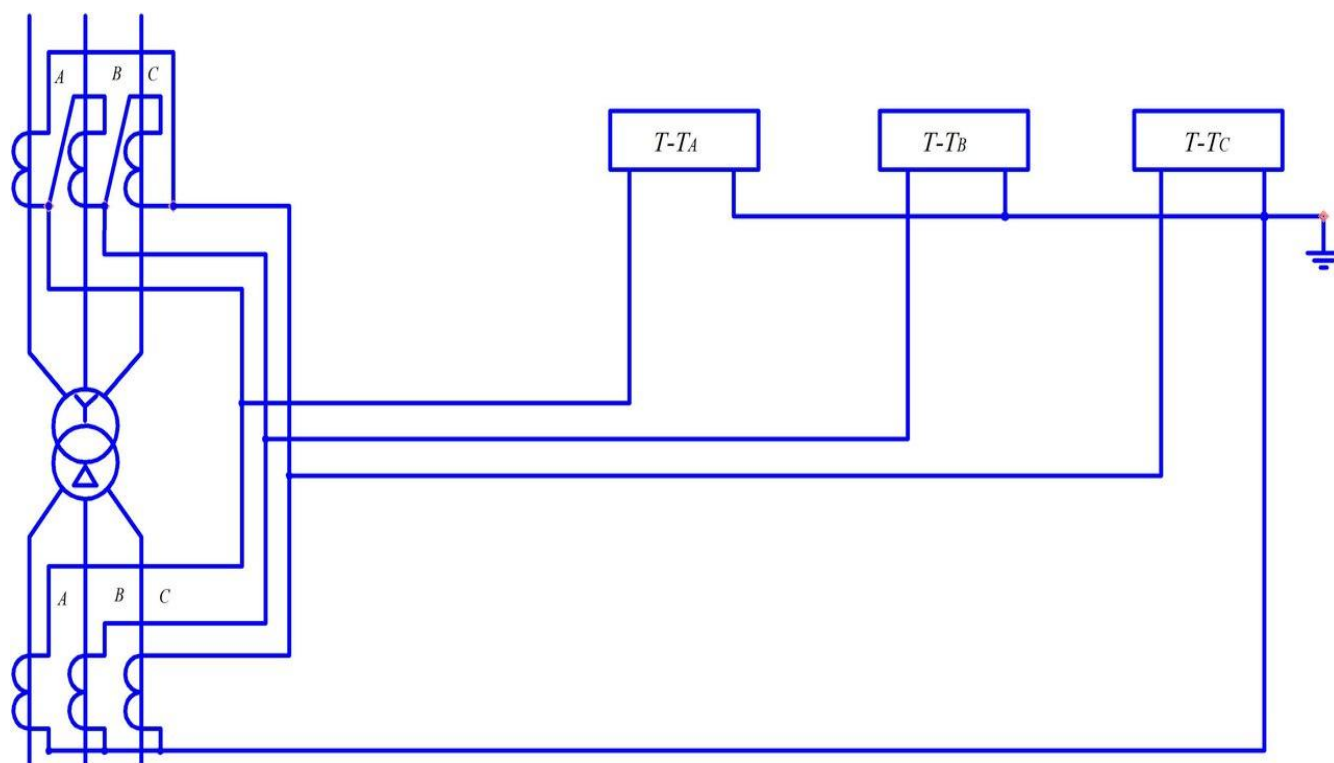


Рисунок 6 – МТЗ двухобмоточного трансформатора

## 9 Молниезащита буровой установки

Здания и сооружения буровой установки с достаточной степенью надежности должны защищаться молниеотводами от поражений прямыми ударами молний.

Устройство защиты от прямых ударов молнии (молниеотводы) – комплекс, состоящий из молниеприемников, токоотводов и заземлителей.

Молниеотводы бывают стержневые и тросовые. Стержневые применяются для защиты от прямых ударов молнии в здания, тросовые – для защиты линий электропередач.

Для буровой установки будем использовать двойной стержневой молниеотвод, так как эффективное применение одного молниеотвода невозможно при его небольших высотах.

Высоту молниеотвода примем 30 м. Расстояние между молниеотводами составляет 36,25 м. Определим минимальное расстояние между молниеотводами:

$$L_c = 2,25 \cdot h = 2,25 \cdot 30 = 67,5 \text{ (м)}.$$

Так как минимальное расстояние между молниеотводами больше реального их расстояния, то границы зоны не имеют провеса.

Определим высоту вершины конуса молниеотводов:

$$h_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 30 = 24 \text{ (м)}.$$

Рассчитаем радиус защиты на уровне земли:

$$r_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 30 = 24 \text{ (м)}.$$

При выбранной высоте молниеотводов всё силовое оборудование буровой установки находится под защитой.

## Заключение

В выпускной квалификационной работе произведен расчет электрических нагрузок, оказываемой потребителями буровой установки на электросистему, которая составила без учета освещения  $S_p=1880,04$  кВА.

Выбраны светильники для данного цеха и посчитана нагрузка с их учетом, которая составила  $S_p=1880,36$  кВА.

Выбрали два трансформатора типа ТСЗП 1000/10 с компенсирующим устройством и один трансформатор ТМ 1000/10 без компенсирующего устройства

На буровой установке, электроприемники запитываются через кабеля марки КГ - ХЛ. Электрическая сеть защищена устройствами релейной защиты и автоматики. Выбраны автоматические выключатели марки ВА53 и ОЕЗ.

Проверили оборудование на стойкость к токам короткого замыкания и на стойкость к ударному току короткого замыкания, ток в точке

$$K1: I_{KM1}^{(3)} = 13,4 \text{ (кА)}; K2: I_{KM2}^{(3)} = 8,9 \text{ (кА)}.$$

Произвели выбор трансформаторов тока, шинпроводов, кабелей и автоматических выключателей, исходя из значений номинальных токов и расчётной мощности.

## Список использованных источников

1. Рожин А.Н. Внутрицеховое электроснабжение: Учебное пособие/ А.Н.Рожин, Н.С.Бакшеева. Киров: Вятский Государственный университет, 2006.
2. Вахнина В.В. Проектирование систем электроснабжения машиностроительных предприятий: Учебное пособие/ В.В.Вахнина, В.Л. Горячева, Ю.В.Степкина. Тольятти: ТГУ, 2004.
3. Вахнина В.В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: Учебное пособие/ В.В.Вахнина, А.А. Кувшинов, А.Н.Черненко. Тольятти: ТГУ, 2006.
4. Вахнина В.В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: Учебно-методическое пособие для практических занятий и курсового проектирования/ В.В.Вахнина, А.Н.Черненко. Тольятти: ТГУ, 2007.
5. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: Учебно – производственный справочник/ Е.Ф.Макаров. Москва: ИД «ЭНЕРГИЯ», 2007.
6. Абрамович Б.Н. Электроснабжение нефтегазовых предприятий: Учебное пособие / Б.Н.Абрамович, Д.А.Сычев, Ю.А.Устинов. Санкт – Петербург: Санкт-Петербургский государственный горный институт, 2008.
7. Turbines and Energy from waste gas [Электронный ресурс] - URL: <http://foresternetwork.com/weekly/business-energy-weekly/turbines-and-energy-from-waste-gas/>.
8. Power Generation [электронный ресурс] - URL: <http://www.energycentral.com/enduse/demandresponse/articles/3229/Power-Generation-and-the-Fluctuating-Demand-of-Electric-Transportation/>.
9. Electrical power industry [Электронный ресурс]-URL: <http://foresternetwork.com/weekly/business-energy-weekly/electrical-power-industry>



10. Landmark Northwest study reveals smart grid pros and cons [Электронный ресурс] - URL: <http://www.peakload.org/news/242149/Landmark-Northwest-study-reveals-smart-grid-pros-and-cons.htm>.

11. Total Losses in power distribution and transmissions lines [Электронный ресурс] - URL: <http://electrical-engineering-portal.com/total-losses-in-power-distribution-and-transmission-lines-1>.

12. Федоров А.А. Электрооборудование: Справочник по электроснабжению и электрооборудованию/ А.А.Федоров. Москва: Энергоатомиздат, 2005. – 592 с.

13. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 марта 2007 г. – М.: КНОРУС, 2007.

14. Киреева Э.А. Электроснабжение цехов промышленных предприятий: Учебно - производственный справочник/ Э.А.Киреева, В.В.Орлов, Л.Е.Старкова. Москва: « Энергопрогресс», 2003.

15. Барыбин Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения: Учебно - производственный справочник/ Ю.Г.Барыбин, Ю.Н.Тищенко. Москва: Энергоатомиздат, 2006.

16. Кабышев А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения: Учебное пособие/ А.В. Кабышев, С.Г. Обухов. Томск: ТПУ, 2005.

17. Федоров А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учебное пособие/ А.А.Федоров, Л.Е.Старкова. Москва: Энергоатомиздат, 2003.

18. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник/ Б.И.Кудрин. Москва: Интермет инжиниринг, 2006.

19. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник/ В.А.Андреев. Москва: Высшая школа, 2006.

20. Басс Э.И. Релейная защита электроэнергетических систем: Учебное пособие/ Э.И.Басс, В.Г.Доргунцев. Москва: МЭИ, 2002.

## Приложение А. Перечень электрооборудования буровой установки

№	Наименование ЭО	$P_H$ , кВт	$n$
1	Вспомогательная лебедка	19,5	1
2	Охлаждение ТЭП	4	1
3	Ротор	350	1
4	Аварийный привод	37	1
5	Лебёдка	560	1
6	Компрессор низкого давления	55	2
7	Компрессор высокого давления	7,5	1
8	Вентилятор лебедки	5,5	1
9	Вентилятор насоса №1	5,5	1
10	Вентилятор насоса №2	5,5	1
11	Вентилятор ротора	15	1
12	Вентилятор терристорного модуля	3	2
13	Маслосмазка лебедки	1,5	1
14	Маслосмазка ротора	2,2	1
15	Насос	560	2
16	Вентил.электрокал.СФО	1,5	1
17	Насос охлаждения штоков	5,5	2
18	Осушитель воздуха	1,5	1
19	Насос г/толкателей	11,8	1
20	Насос забуривания	11,8	1
21	Насос откачки стоков	30	1
22	Погружной насос	2,2	1

Продолжение приложения А

23	Насос 2К6	3	1
24	Обдув П.Б	0,25	1
25	Водоочистка котельной	4	1
26	Насос питательный	2,2	4
27	Насос подпорный	30	2
28	Перемешиватель	7,5	14
29	Насос подачи раствора	90	1
30	Насос малой подачи раствора	15	1
31	Насос илоотделителя	30	1
32	Насос откачки конденсата	15	2
33	Насос перекачки	30	2
34	Привод дегазатора	30	1
35	Привод шнек.транспорт.	15	2
36	Привод насоса химреагентов	7,5	1
37	Насос подачи раствора на ц/ф	7,5	1
38	Водяной насос	15	1
39	Омыватель сеток в/с	51	1
40	Вентилятор вытяжки модулей	0,25	15
41	Вентилятор обогрева модулей	0,55	13
42	Погружной насос модернизированный под центрифугу	2,2	1

Продолжение приложения А

43	Вибросито	3,68	3
44	Центрифуга	36,8	1
45	Насос системы грязеуловителя	40	1
46	Таль глинозаски	3,4	1
47	Кран консольно-поворот	2,25	1

### Приложение Б - Расчет нагрузок по буровой установке

№	Наименование ЭП	$P_H$ , кВт	$n$	$P_{H\Sigma}$ , кВ т	$K_H$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$m$	$P_{CM}$ , кВт	$Q_{CM}$ , квар	$n_{\mathcal{O}}$	$K_M$	$P_P$ , кВт	$Q_P$ , квар	$S_P$ , кВА	$I_P$ , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	Вспомогательная лебедка	19,5	1	19,5	0,8	0,77	0,82		17,16	14,07						
2	Охлаждение ТЭП	4	1	4	0,65	0,8	0,75		2,6	1,95						
3	Ротор	350	1	350	0,6	0,9	0,5		210	105						
4	Аварийный привод	37	1	37	0,3	0,7	1,02		11,1	11,32						
5	Лебедка	560	1	560	0,7	0,9	0,5		392	196						
6	Компрессор низкого давления	55	2	110	0,3	0,88	0,54		33	17,82						
7	Компрессор высокого давления	7,5	1	7,5	0,7	0,85	0,62		5,25	3,26						
8	Вентилятор лебедки	5,5	1	5,5	0,7	0,8	0,75		3,85	2,89						
9	Вентилятор насоса №1	5,5	1	5,5	0,7	0,8	0,75		3,85	2,89						
10	Вентилятор насоса №2	5,5	1	5,5	0,7	0,8	0,75		3,85	2,89						
11	Вентилятор ротора	15	1	15	0,75	0,8	0,75		11,25	8,44						

Продолжение приложения Б

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
12	Вентилятор терристорного модуля	3	2	6	0,6 5	0,8	0,7 5		3,9	2,9						
13	Маслосмазка лебедки	1,5	1	1,5	0,2	0,81	0,7 2		0,3	0,21						
14	Маслосмазка ротора	2,2	1	2,2	0,2	0,81	0,7 2		0,44	0,31						
15	Насос	560	2	112 0	0,8	0,9	0,5		896	448						
16	Вентил.электрокал.СФ О	1,5	1	1,5	0,7	0,8	0,7 5		1,05	0,79						
17	Насос охлаждения штоков	5,5	2	11	0,7	0,85	0,6 2		7,7	4,77						
18	Осушитель воздуха	1,5	1	1,5	0,6 8	0,8	0,7 5		1,02	0,76						
19	Насос г/толкателей	11,8	1	11, 8	0,7 3	0,81	0,7 2		8,6	6,2						
20	Насос забуривания	11,8	1	11, 8	0,7	0,81	0,7 2		8,26	5,94						
21	Насос откачки стоков	30	1	30	0,7 5	0,85	0,6 2		22,5	13,95						

Продолжение приложения Б

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
22	Погружной насос	2,2	1	2,2	0,7 2	0,8	0,7 5		1,6	1,2						
23	Насос 2К6	3	1	3	0,7 4	0,82	0,6 9		2,2	1,5						
24	Обдув П.Б	0,25	1	0,2 5	0,6	0,8	0,7 5		0,15	0,11						
25	Водоочистка котельной	4	1	4	0,2 4	0,65	1,0 7		0,96	1,02						
26	Насос питательный	2,2	4	8,8	0,7 2	0,8	0,7 5		6,3	4,8						
27	Насос подпорный	30	2	60	0,7	0,81	0,7 2		42	30,24						
28	Перемешиватель	7,5	14	105	0,5	0,81	0,7 2		52,5	37,8						
29	Насос подачи .р-ра	90	1	90	0,6 5	0,8	0,7 5		58,5	43,9						
30	Насос малой.подач.р-ра	15	1	15	0,7 1	0,85	0,6 2		10,65	6,6						
31	Насос илоотделителя	30	1	30	0,5	0,9	0,4 8		15	7,2						

Продолжение приложения Б

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
32	Насос откачки конденс.	15	2	30	0,7	0,85	0,6 2		21	13,02						
33	Насос перекачки	30	2	60	0,7 3	0,85	0,6 2		43,8	27,2						
34	Привод дегазатора	30	1	30	0,6	0,7	1,0 2		18	18,36						
35	Привод шнек.транспорт.	15	2	30	0,5	0,7	1,0 2		15	15,3						
36	Привод насоса химреак	7,5	1	7,5	0,7	0,85	0,6 2		5,25	3,25						
37	Насос под.р-ра на ц/ф	7,5	1	7,5	0,7	0,85	0,6 2		5,25	3,25						
38	Водяной насос	15	1	15	0,3	0,86	0,5 9		4,5	2,7						
39	Омыватель сеток в/с	51	1	51	0,4	0,82	0,6 9		20,4	14,07						
40	Вентил вытяж. Модулей	0,25	15	3,7 5	0,7 8	0,8	0,7 5		2,9	2,2						
41	Вентил. обогреват.модул.	0,55	13	7,1 5	0,7 7	0,8	0,7 5		5,5	4,1						



Продолжение приложения Б

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
42	Погруж.насос мод.ц\фуг	2,2	1	2,2	0,7	0,85	0,6 2		1,54	0,95						
43	Вибросито	3,68	3	11, 04	0,5	0,81	0,7 2		5,52	3,97						
44	Центрифуга	36,8	1	36, 8	0,7 5	0,8	0,7 5		27,6	20,7						
45	Насос сист.грязеуловит.	40	1	40	0,7	0,85	0,6 2		28	17,36						
46	Таль глиноотаски	3,4	1	3,4	0,2	0,87	0,5 6		0,68	0,38						
47	Кран консольно- поворот	2,25	1	2,2 5	0,2	0,5	1,7 3		0,45	0,7						
48	Жил.поселок и котельная	100	1	100	0,5	0,83	0,6 7		50	33,5						
	Итого без освещения	2237,5 8	100	307 2,6 4	0,6		0,7	>3	2088, 93	1165,7 4	11		1880, 04	1165,7 4	1880, 04	2856,4
	Освещение												0,29	0,0181 25	0,290 6	0,4
	Итого по цеху с освещением												1880, 33	1165,7 5	1880, 36	2856,8

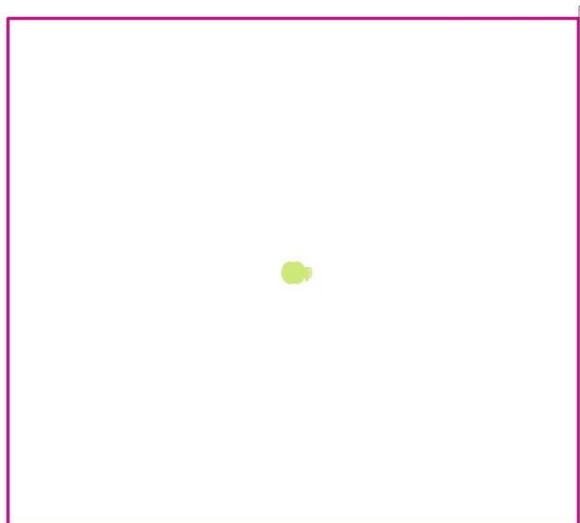
# Приложение В – Расчет освещения в программе DIALux

Освещение буровой установки взбт 11.04.2016

# DIALux

Местность 1 / Строение 1 / Этаж 1 / Палата верхового помбура / Сводка для помещений

## Палата верхового помбура



Высота помещения: 2.500 m, Коэффициенты отражения: Потолок 70.0%, Стенки 50.0%, Полы 20.0%, Коэффициент эксплуатации: 0.80

### Рабочая плоскость

Поверхность	Результат	Средн. зн. (Заданное)	Min	Max	Мин./средн.	Мин./макс.
1 Рабочая плоскость 1	Освещенность по вертикали [lx] Высота рабочей плоскости: 0.800 m, Краевая зона: 0.000 m	164 (300)	25.8	978	0.16	0.03

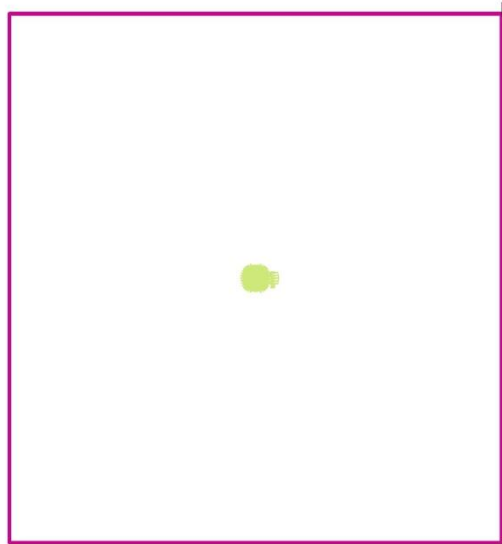
### № Количество

1	1	Stahl 218557 6050/5111-01061-10000-11 Коэффициент полезного действия: 85.27% Световой поток ламп: 6804 lm Световой поток от светильников: 5802 lm Мощность: 65.0 W Светоотдача: 89.3 lm/W Цветовая температура: 3000 K Индекс цветопередачи: 79		
---	---	--	--	---

Общий световой поток ламп: 6804 lm, Общий световой поток светильников: 5802 lm, Общая мощность: 65.0 W, Светоотдача: 89.3 lm/W

Удельная потребляемая мощность:  $2.32 \text{ W/m}^2 = 1.41 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$  (Поверхность основания  $28.03 \text{ m}^2$ )

Рама подкранблочная



Высота помещения: 2.900 m, Коэффициенты отражения: Потолок 70.0%, Стенки 50.0%, Полы 20.0%, Коэффициент эксплуатации: 0.80

Рабочая плоскость

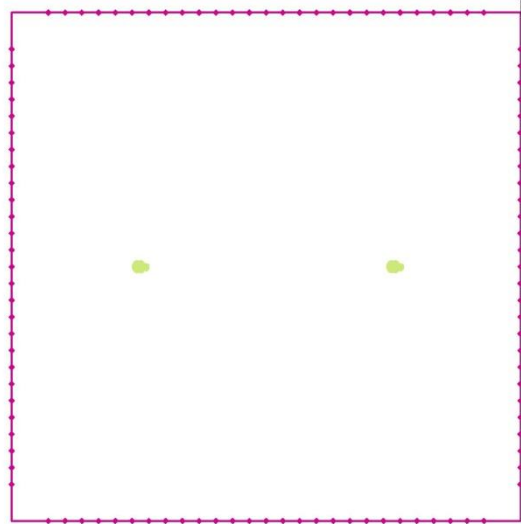
Поверхность	Результат	Средн. зн. (Заданное)	Min	Max	Мин./средн.	Мин./макс.
1 Рабочая плоскость 1	Освещенность по вертикали [lx] Высота рабочей плоскости: 0.800 m, Краевая зона: 0.000 m	233 (300)	81.2	584	0.35	0.14

№	Количество			
1	1	Stahl 218557 6050/5111-01061-10000-11 Коэффициент полезного действия: 85.27% Световой поток ламп: 6804 lm Световой поток от светильников: 5802 lm Мощность: 65.0 W Светоотдача: 89.3 lm/W Цветовая температура: 3000 K Индекс цветопередачи: 79		

Общий световой поток ламп: 6804 lm, Общий световой поток светильников: 5802 lm, Общая мощность: 65.0 W, Светоотдача: 89.3 lm/W

Удельная потребляемая мощность: 4.10 W/m<sup>2</sup> = 1.76 W/m<sup>2</sup>/100 lx (Поверхность основания 15.86 m<sup>2</sup>)

Роторный стол



Высота помещения: 2.800 m, Коэффициенты отражения: Потолок 70.0%, Стенки 50.0%, Полы 20.0%, Коэффициент эксплуатации: 0.80

Рабочая плоскость

Поверхность	Результат	Средн. зн. (Заданное)	Min	Max	Мин./средн.	Мин./макс.
1 Рабочая плоскость 1	Освещенность по вертикали [lx] Высота рабочей плоскости: 0.800 m, Краевая зона: 0.000 m	117 (300)	15.9	644	0.14	0.02

EN 12464-1

Главная площадка (потолок)	Освещенность по вертикали [lx]	22.6 (30.0)	14.9	28.4	0.66	0.52
Главные площадки (стены)	Освещенность по вертикали [lx]	41.3	16.4	129	0.40	0.13

№	Количество		
1	2	Stahl 218557 6050/5111-01061-10000-11 Коэффициент полезного действия: 85.27% Световой поток ламп: 6804 lm Световой поток от светильников: 5802 lm Мощность: 65.0 W Светоотдача: 89.3 lm/W Цветовая температура: 3000 K Индекс цветопередачи: 79	 

Общий световой поток ламп: 13608 lm, Общий световой поток светильников: 11604 lm, Общая мощность: 130.0 W, Светоотдача: 89.3 lm/W

Удельная потребляемая мощность:  $1.60 \text{ W/m}^2 = 1.37 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$  (Поверхность основания 81.00 m<sup>2</sup> )

### Приложение Г - Ожидаемые электрические нагрузки на напряжение 380 В

№	Наименование ЭП	$P_H$ , кВт	$n$	$P_{H\Sigma}$ , кВт	$K_{II}$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$m$	$P_{CM}$ , кВт	$Q_{CM}$ , квар	$n_{\text{Э}}$	$K_M$	$P_P$ , кВт	$Q_P$ , квар	$S_P$ , кВА	$I_P$ , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	Вспомогательная лебедка	19,5	1	19,5	0,88	0,77	0,82		17,16	14,07						
2	Охлаждение ТЭП	4	1	4	0,65	0,8	0,75		2,6	1,95						
3	Аварийный привод	37	1	37	0,3	0,7	1,02		11,1	11,32						
4	Компрессор низкого давления	55	2	110	0,3	0,88	0,54		33	17,82						
5	Компрессор высокого давления	7,5	1	7,5	0,7	0,85	0,62		5,25	3,26						
6	Вентилятор лебедки	5,5	1	5,5	0,7	0,8	0,75		3,85	2,89						
7	Вентилятор насоса №1	5,5	1	5,5	0,7	0,8	0,75		3,85	2,89						
8	Вентилятор насоса №2	5,5	1	5,5	0,7	0,8	0,75		3,85	2,89						
9	Вентилятор ротора	15	1	15	0,75	0,8	0,75		11,25	8,44						
10	Вентилятор терристорного модуля	3	2	6	0,65	0,8	0,75		3,9	2,9						
11	Маслосмазка лебедки	1,5	1	1,5	0,2	0,81	0,72		0,3	0,21						
12	Маслосмазка ротора	2,2	1	2,2	0,2	0,81	0,72		0,44	0,31						

Продолжение приложения Г

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1 3	Вентил.электрокал.СФО	1,5	1	1,5	0,7	0,8	0,75		1,05	0,79						
1 4	Насос охлаждения штоков	5,5	2	11	0,7	0,85	0,62		7,7	4,77						
1 5	Осушитель воздуха	1,5	1	1,5	0,6 8	0,8	0,75		1,02	0,76						
1 6	Насос г/толкателей	11,8	1	11,8	0,7 3	0,81	0,72		8,6	6,2						
1 7	Насос забуривания	11,8	1	11,8	0,7	0,81	0,72		8,26	5,94						
1 8	Насос откачки стоков	30	1	30	0,7 5	0,85	0,62		22,5	13,95						
1 9	Погружной насос	2,2	1	2,2	0,7 2	0,8	0,75		1,6	1,2						
2 0	Насос 2К6	3	1	3	0,7 4	0,82	0,69		2,2	1,5						
2 1	Обдув П.Б	0,25	1	0,25	0,6	0,8	0,75		0,15	0,11						
2 2	Водоочистка котельной	4	1	4	0,2 4	0,65	1,07		0,96	1,02						
2 3	Насос питательный	2,2	4	8,8	0,7 2	0,8	0,75		6,3	4,8						

Продолжение приложения Г

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2 4	Насос подпорный	30	2	60	0,7	0,81	0,72		42	30,24						
2 5	Перемешиватель	7,5	14	105	0,5	0,81	0,72		52,5	37,8						
2 6	Насос подачи .р-ра	90	1	90	0,6 5	0,8	0,75		58,5	43,9						
2 7	Насос малой.подач.р-ра	15	1	15	0,7 1	0,85	0,62		10,6 5	6,6						
2 8	Насос илоотделителя	30	1	30	0,5	0,9	0,48		15	7,2						
2 9	Насос откачки конденс.	15	2	30	0,7	0,85	0,62		21	13,02						
3 0	Насос перекачки	30	2	60	0,7 3	0,85	0,62		43,8	27,2						
3 1	Привод дегазатора	30	1	30	0,6	0,7	1,02		18	18,36						
3 2	Привод шнек.транспорт.	15	2	30	0,5	0,7	1,02		15	15,3						
3 3	Привод насоса химреаг	7,5	1	7,5	0,7	0,85	0,62		5,25	3,25						



Продолжение приложения Г

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
3 4	Насос под.р-ра на ц/ф	7,5	1	7,5	0,7	0,85	0,62		5,25	3,25						
3 5	Водяной насос	15	1	15	0,3	0,86	0,59		4,5	2,7						
3 6	Омыватель сеток в/с	51	1	51	0,4	0,82	0,69		20,4	14,07						
3 7	Вентил вытяж. Модулей	0,25	15	3,75	0,7 8	0,8	0,75		2,9	2,2						
3 8	Вентил. обогреват.модул.	0,55	13	7,15	0,7 7	0,8	0,75		5,5	4,1						
3 9	Погруж.насос мод.ц\фуг	2,2	1	2,2	0,7	0,85	0,62		1,54	0,95						
4 0	Вибросито	3,68	3	11,04	0,5	0,81	0,72		5,52	3,97						
4 1	Центрифуга	36,8	1	36,8	0,7 5	0,8	0,75		27,6	20,7						
4 2	Насос сист.грязеуловит.	40	1	40	0,7	0,85	0,62		28	17,36						
4 3	Таль глиноотаски	3,4	1	3,4	0,2	0,87	0,56		0,68	0,38						

Продолжение приложения Г

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
4 4	Кран консольно-поворот	2,25	1	2,25	0,2	0,5	1,73		0,45	0,7						
4 5	Жил.поселок и котельная	100	1	100	0,5	0,83	0,67		50	33,5						
	Итого без освещения	767,58	94	1042,64	0,6		0,7	>3	590,3	416,74	20	0,75	531,27	416,74	675	1025,55
	Освещение												0,29	0,018125	0,2906	0,4
	Итого по буровой установке с освещением												590,3	416,75	675,29	1025,96