



## АННОТАЦИЯ

В данной квалификационной работе «Электрооборудование и электрохозяйство новой подстанции 110 кВ для подключения энергопринимающих устройств ООО «Бриджстоун» рассмотрен выбор нового электрооборудования и описание электрохозяйства новой подстанции 110 кВ индустриального парка «Заволжье» для подключения энергопринимающих устройств промышленного предприятия Bridgestone по производству радиальных шин для легковых автомобилей.

Главной задачей данной работы является – выбор современного электрооборудования новой понизительной подстанции для создания наиболее экономичной и надёжной схемы электроснабжения индустриального парка «Заволжье», готовой в любой момент подстроится без особых затрат под изменения технического направления индустриальной площадки.

Для этого необходимо:

1. Определить ожидаемые электрические нагрузки новых потребителей подстанции 110 кВ;
2. С учетом расчетных нагрузок определить мощность силовых трансформаторов на подстанций;
3. Выбрать электрическую схему открытого распределительного устройства 110 кВ и распределительного устройства 6 кВ;
4. Выбрать оборудование электрической части подстанции, отвечающие всем условия надёжности.

Данная работа выполнена на 52 листах формата А4 и содержит 2 рисунка, 16 таблиц, и выполненную на 6 листах формата А1 графическую часть.

## ABSTRACT

This thesis project is devoted to the selection of electrical equipment and the description of electrical equipment for the constructing for a new 110 kV substation for connecting energy receivers to Bridgestone LLC.

The graduation project includes an explanatory note on 52 pages, introduction, consisting of 2 pages, 4 pictures, 16 tables, the list of 28 references including 5 foreign sources, and the graphic part on 6 A1 sheets.

The decision to build a substation was taken while collecting information about the design object. It turned out that to connect the power receiving devices of Bridgestone LLC, a new power supply source of electrical energy in the form of a 110 kV step-down substation is required.

The aim of this work is to provide consumers with high-quality and uninterrupted electrical energy to the power receiving devices of Bridgestone LLC.

The key issue of the graduation project is to ensure the reliability of power supply through the use of a circuit with a modern high-voltage switch in a 110 kV switchgear.

The issues of determining the expected electrical loads for consumers at the new 110 kV substation, the power of transformers at the substation and the choice of electrical equipment of the new substation that meets all reliability conditions are covered in the general part of the project.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Краткое описание предприятия Бриджстоун и технопарк.....	8
2 Расчёт ожидаемых электрических нагрузок предприятия и индустриальной площадки.....	10
2.1 Расчёт электрической нагрузки на освещение территории завода Бриджстоун.....	18
3 Выбор силовых трансформаторов.....	21
4 Выбор места расположения ГПП индустриальной площадки.....	23
5 Расчёт токов короткого замыкания для вновь строящейся понизительной подстанции.....	24
6 Выбор оборудования электрической части ПС 110/10 кВ.....	29
6.1 Условия выбора оборудования.....	30
6.2 Выбор выключателей на стороне 110 кВ.....	31
6.3 Выбор разъединителей 110 кВ.....	32
6.4 Выбор трансформаторов тока 110 кВ.....	34
6.5 Выбор измерительного ТН - 110 кВ.....	36
6.6 Выбор ОПН ОРУ 110 кВ.....	36
6.7 Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 10 кВ....	37
6.7.1 Выбор выключателей КРУ 10 кВ.....	37
6.7.2 Выбор трансформатора тока 10 кВ.....	38
6.7.2 Трансформатор ТН на 10 кВ.....	40
7 Расчёт релейной защиты силовых трансформаторов.....	41
7.1 Расчёт токов срабатывания ДЗТ.....	41
7.2 Расчёт уставки токовой отсечки от междуфазных КЗ в обмотке трансформатора.....	43
7.3 Расчёт максимальной токовой защиты трансформатора.....	45
7.4 Расчёт защиты от перегрузки трансформатора.....	46
8 Собственные нужды подстанции.....	47

9 Система оперативного постоянного тока.....	48
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	49
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	50

## ВВЕДЕНИЕ

В современном быстро развивающемся мире основным потребителем электрической энергии являются промышленные предприятия, на которые приходится более 70% от всей вырабатываемой электроэнергии в нашей стране.

Своевременное развитие сетевой инфраструктуры необходимо для создания предпосылок развития промышленного сектора экономики. Особенно, при создании территорий опережающего развития и построения комплекса промышленной инфраструктуры для привлечения инвесторов, так называемых технопарков или индустриальных парков.

Одним из таких инвесторов является корпорация «Бриджстоун». Данная корпорация является одним из крупнейших производителей радиальных шин для легковых автомобилей.

Для компании российский рынок имеет стратегическое направление развития, в связи с чем в корпорации «Бриджстоун» было принято решение о строительстве первого завода по производству шин Bridgestone в России и странах СНГ.

Темой квалификационной работы является «Электрооборудование и электрохозяйство новой подстанции 110 кВ для подключения энергопринимающих устройств ООО «Бриджстоун».

Для выполнения данной работы использовались следующие исходные данные:

- Тех.задание на разработку проектной и рабочей документации «Подстанция 110/10 кВ мощностью 2x25 МВА»;

В рамках данной работы производится выбор электрооборудования новой ПС 110/10 кВ с установкой двух силовых трансформаторов по 25 МВА.

Целью данной работы является:

- выбор современного электрооборудования новой подстанции 110 кВ для подключения энергопринимающих устройств ООО «Бриджстоун»;

- разработка мероприятий по электрохозяйству для обеспечения надежной и устойчивой работы электрических сетей промышленного парка;

Для выполнения поставленной цели необходимо проработать следующие задачи:

1. Рассчитать электрические нагрузки будущих потребителей;
2. Проверить загрузку устанавливаемых силовых трансформаторов с учетом перспективного ввода мощностей новых потребителей;
3. Выбрать электрооборудование понизительной подстанции на основании расчетов токов короткого замыкания и расчетным номинальным токам и напряжений по стороне РУ-110 кВ и РУ-10 кВ [5].

## 1 Краткое описание предприятия Бриджстоун и технопарка

Индустриальный парк «Заволжье» расположен в границах г.о. Ульяновск Ульяновской области, вдоль Димитровградского шоссе (Ульяновск-Самара).

Основным резидентом Индустриального парка Чапаевск является промышленное предприятие Bridgestone по производству радиальных шин для легковых автомобилей. В соответствии проектной документацией заявленная мощность подключаемых потребителей составляет 28 МВт с учетом всех потребителей индустриального парка. Территориальное размещение основного резидента Индустриального парка Заволжье показано на рисунке 1.

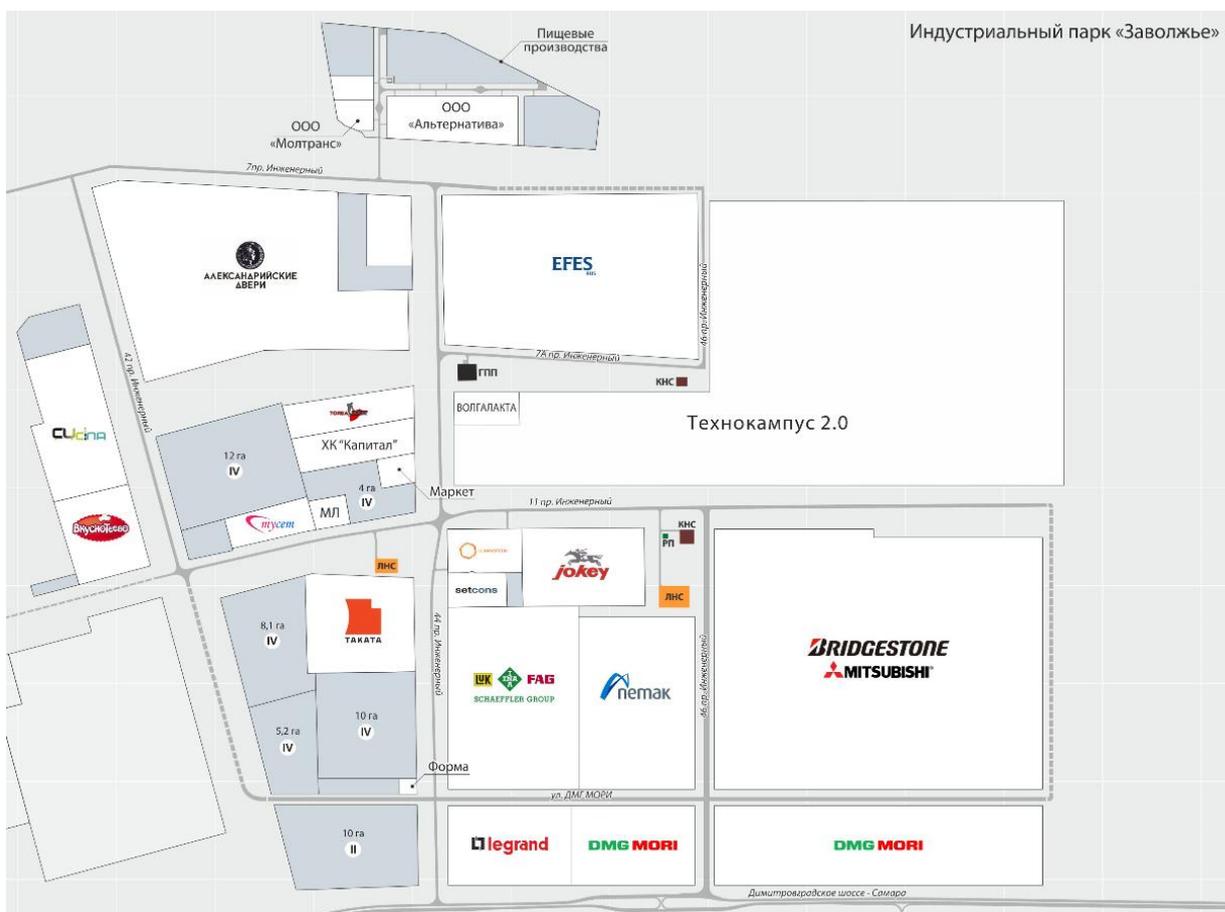


Рисунок 1 – Территориальное размещение основного резидента Индустриального парка Заволжье

Соглашение о строительстве завода «Бриджстоун Корпорейшн», «Мицубиси Корпорейшн», правительство Ульяновской области и АО «Корпорация развития Ульяновской области» заключили еще в апреле 2013 года.

Предприятию будет производиться весь ассортимент шин «Бриджстоун» для легковых автомобилей. «Учитывая специфику климатических условий в России, особое внимание будет уделяться производству зимних шин».

Проектная производительность завода составляет 12 тыс. радиальных шин в сутки (более 4 млн. шин в год).

Исходя из проектной документации на данном промышленном предприятии потребители электроэнергии относятся к 1, 2 и 3 категории надежности электроснабжения.

В ПУЭ различают три категории (с третьей по первую) в зависимости от требований к надежности и времени устранения неисправностей, при этом в первой категории выделяют особую группу. Сведения о потребителях сведены в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Разделение потребителей по категориям

Категория	Количество источников	Примечание	Потребители предприятия
Особая группа первой категории	3	В качестве третьего (второго) независимого источника можно использовать дизель-электрическую станцию (ДЭС), источник бесперебойного питания (ИБП) и т.д.	Отсутствует
Первая	2	Необходимо электропитания от двух независимых источников	Прессовый, цех вулканизации, термическом цехах
Вторая	2(1)	Рекомендуется питание от двух источников	механический, инструментальный
Третья	1	Количество источников питания не нормируется	административно-бытовые помещения

## 2 Расчёт ожидаемых электрических нагрузок предприятия и индустриальной площадки

На первоначальном этапе необходимо определить расчетные нагрузки по предприятию и по технопарку в целом и сопоставить с проектными нагрузками указанными в ТУ на ТП.

Расчётная максимальная мощность, потребляемая электроприёмниками предприятия, всегда меньше суммы номинальных мощностей этих приёмников. Обусловлено это неполной загрузкой мощностей электроприёмников, разновременностью их работы, обеспечением благоприятных условий труда обслуживающего персонала.

При определении ожидаемых расчетных нагрузок наиболее часто используется метод упорядоченных диаграмм, который сводится к вычислению максимальных расчетных нагрузок группы электроприемников.

Так как объемы ВКР ограничены, на первоначальном этапе проведем расчет одного из цехов предприятия, в качестве примера и укрупненный расчет по всему технопарку «Заволжье» с учетом предприятия Бриджстоун.

Основные заданные параметры ЭП одного из цехов предприятия (Ц2) Бриджстоун указаны в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Заданные параметры Ц2

Наименование Электрооборудования	Кол.	$P_{\text{пасп}}$ кВт	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$	$K_{\text{и}}$	ПВ %
1	2	3	4	5	6	7
Станки формовки	5	88,5	0,5	1,73	0,14	100
Обмоточные станки	5	45	0,5	1,73	0,14	100
Кран мостовой	2	30	0,5	1,73	0,25	25
Обдирочные станки РТ-250	7	35	0,5	1,73	0,12	100

Продолжение таблицы 2.1

Анодно-механические станки МЭ-31	8	18,4	0,4	2,36	0,12	100
Анодно-механические станки МЭ-12	9	10	0,4	2,36	0,12	100
Приточно-вытяжная вентиляция	4	19,5	0,8	0,75	0,7	50

Приведём нагрузку потребителей повторно-кратковременного режима работы (ПКР) к длительному режиму работы по следующей выражению 2.1:

$$P_{\text{ном}} = P_{\text{пот}} \overline{\text{ПВ}}, \quad (2.1)$$

где  $P_{\text{ном}}$  – номинальная активная мощность;

$P_{\text{пасп}}$  – паспортная активная мощность;

ПВ – продолжительность включения относительно 1.

Воспользуемся выражением 2.1 для расчета крана мостового:

$$P_{\text{ном}} = 60 \cdot \overline{0,25} = 30 \text{ кВт}$$

Для всех электроприемников согласно [1] найдем соответствующие коэффициенты мощности  $\cos\varphi$  и коэффициенты использования ( $K_{\text{и}}$ ).

Коэффициент использования – это значение, которое характеризует степень использования установленного и работающего оборудования по времени и по мощности.

$\text{tg}\varphi$  – это значение показывающие угол потерь в ЭП

Рассчитаем суммарную активную мощность каждого типа ЭП на основании таблицы 2.1 по выражению 2.2:

$$P_{\text{ном}\Sigma} = P_{\text{ном}} \cdot n, \quad (2.2)$$

Для станков формовки:

$$P_{\text{ном}\Sigma} = 88,5 \cdot 5 = 442,5 \text{ кВт},$$

Остальные электроприёмники рассчитываем аналогичным методом и полученные результаты заносим в таблицу 2.2.

Рассчитаем коэффициент силовой сборки для всех ЭП Ц2 по выражению 2.3:

$$m = \frac{P_{\text{ном макс}}}{P_{\text{ном мин}}}, \quad (2.3)$$

где  $m$  – коэффициент силовой сборки,

$P_{\text{ном макс}}$  – это номинальная максимальная активная мощность ЭП Ц2;

$P_{\text{ном мин}}$  – это номинальная минимальная активная мощность ЭП Ц2.

$$m = \frac{88,5}{10} = 8,85 > 3,$$

Далее рассчитываем среднюю активную и реактивную мощность для каждой подгруппы электроприемников по выражениям 2.3, 2.4:

$$P_{\text{ср}} = P_{\text{ном}\Sigma} \cdot K_{\text{и}}, \quad (2.3)$$

$$Q_{\text{ср}} = P_{\text{ср}} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (2.4)$$

где  $P_{\text{ср}}$  – средняя активная мощность ЭП,

$Q_{\text{ср}}$  – средняя реактивная мощность ЭП,

$K_{\text{и}}$  – коэффициент использования.

Для шлифовальных станков:

$$P_{\text{ср}} = 442,5 \cdot 0,14 = 61,95 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ср}} = 61,95 \cdot 1,73 = 107,17 \text{ квар},$$

Остальные расчётные данные оборудование рассчитываем аналогичным методом и полученные результаты заносим в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Расчётные данные потребителей Ц2

Тип оборудования	$P_{\text{ном}\Sigma}$	$P_{\text{ср}}$ кВт	$Q_{\text{ср}}$ квар
1	2	3	4
Станки формовки	442,5	61,95	107,7
Обмоточные станки	225	31,5	54,49
Обдирочные станки типа РТ-250	210	25,2	43,59
Кран мостовой	30	7,5	12,9
Анодно-механические станки типа МЭ-31	147,4	17,66	41,68
Анодно-механические станки типа МЭ-12:	90	10,8	25,49
Приточно-вытяжная вентиляция	78	54,6	40,95
$\Sigma$	1222,7	209,21	326,34

На основании таблицы 2.2 рассчитаем средний коэффициент использования и средний  $\text{tg}\varphi$  по выражению 2.5, 2.6:

$$K_{\text{и.ср}} = \frac{\sum P_{\text{ср}\Sigma}}{\sum P_{\text{ном}\Sigma}}, \quad (2.5)$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{ср}} = \frac{\sum Q_{\text{ср}\Sigma}}{\sum P_{\text{ср}\Sigma}}, \quad (2.6)$$

где  $K_{\text{и.ср}}$  – средний коэффициент использования,

$$K_{\text{и.ср}} = \frac{209,21}{1222,7} = 0,17,$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{ср}} = \frac{326,34}{209,21} = 1,56,$$

Рассчитаем эффективное число ЭП по выражению 2.7:

$$n_{\text{э}} = \frac{2P_{\text{пасп}\Sigma}}{P_{\text{н max}}}, \quad (2.7)$$

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

$$n_{\text{э}} = \frac{2 \cdot 334,9}{88,5} = 7,6 \approx 8 \text{ шт.},$$

Согласно [10] определяем коэффициент максимума:

$$K_{\text{макс}} = 1,$$

Найдем расчетные активные и реактивные нагрузки трехфазных электроприемников:

$$P_{\text{расч}} = P_{\text{ср}} \cdot K_{\text{макс}} = 209,21 \cdot 1 = 209,21 \text{ кВт}$$

Так как эффективное число ЭП  $n_{\text{э}} < 10$ , тогда по выражению 2.8

$$Q_{\text{расч}} = \sum 1,1 \cdot P_{\text{ном}} \cdot K_{\text{макс}} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (2.8)$$

$$Q_{\text{расч}} = 1,1 \cdot 326,34 = 358,9 \text{ квар.}$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки рассчитываем по выражению 2.9:

$$S_{\text{рас}} = \sqrt{P_{\text{рас}}^2 + Q_{\text{рас}}^2}, \quad (2.9)$$

$$S_{\text{рас}} = 415,4 \text{ кВА.}$$

Рассчитываем ток для ЭП узла нагрузки Ц2 по выражению 2.10:

$$I_{\text{рас}} = \frac{S_{\text{рас}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (2.10)$$

где  $I_{\text{рас}}$  – расчётный ток МЦ.

$$I_{\text{рас}} = \frac{415,4}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 599,6 \text{ А.}$$

Далее произведем расчет суммарной электрической нагрузки по Ц2.

Определяем суммарную активную и реактивную мощность:

$$P_{\Sigma} = P_{\text{осв}} + P_{\text{р}} = 209,21 + 20,3 = 229,51 \text{ кВт,}$$
$$Q_{\Sigma} = Q_{\text{осв}} + Q_{\text{р}} = 574,69 + 12,8 = 587,49 \text{ кВар,}$$

Определяем полную суммарную нагрузку по цеху:

$$S_{\text{рас}\Sigma} = \sqrt{P_{P\Sigma}^2 + Q_{Q\Sigma}^2} = \sqrt{229,51^2 + 587,49^2} = 630,7 \text{ кВА,}$$

Определяем суммарный расчетный ток:

$$I_{\text{рас}\Sigma} = \frac{S_{\text{рас}\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{630,7}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 910 \text{ А.}$$

Используя результаты расчетов, проведенных в предыдущих разделах, составим сводную ведомость нагрузок по цеху и заносим в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Сводная ведомость нагрузок по Ц2

Наименование узла питания или групп электроприёмников	Р <sub>уст</sub> , приведенная к ПВ=100%		К <sub>И</sub>	Cos/tgφ	Средняя нагрузка		Расчетная нагрузка			
	1 ЭП, кВт	∑ кВт			Р <sub>СМ</sub> кВт	Q <sub>СМ</sub> квар	Р <sub>Р</sub> кВт	Q <sub>Р</sub> квар	S <sub>Р</sub> кВА	I <sub>Р</sub> А
Станки формовки	88,5	442,5	0,14	0,5/1,73	61,95	107,17				
Обдирочные станки	45	225	0,14	0,5/1,73	31,50	54,49				
Кран мостовой	30	30	0,25	0,5/1,73	7,50	12,97				
Обдирочные станки типа РТ-250	35	210	0,12	0,5/1,73	25,20	43,59				
Анодно-механические станки МЭ-31	18,4	147,2	0,12	0,4/2,36	17,66	41,68				
Анодно-механические станки МЭ-12	10	90	0,12	0,4/2,36	10,80	25,49				
Приточно-вытяжная вентиляция	19,5	78	0,7	0,8/0,75	54,6	40,95				
Итого по цеху без освещения	304,9	1222,7	0,17	0,53/1,56	209,21	326,34	209,21	358,9	415,4	600,6
Освещение							20,3	12,8	20,3	27,3
Итого							229,51	371,7	434,5	627,9

Остальные цеха и производственные здания рассчитаны аналогичным методом и полученные значения занесены в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Сводные данные нагрузки предприятия Бриджстоун

Наименование объекта	$P_{расч}$ кВт	$Q_{расч}$ квар	$S_{расч}$ кВА	$I_{расч}$ А	Категория потреб.
1	2	3	4	5	6
Механический цех (Ц2)	229.5	371.7	434.5	627.9	II
Основное производство	896.0	716.8	434.5	627.9	I
Цех хим.подготовки изделий	478.0	321.0	575.8	832.1	I
Цех вулканизации	550.0	421.0	692.6	1000.9	I
Заготовительный цех	154.3	115.7	192.9	278.7	III
Сборочный цех	337.7	270.2	432.5	625.0	III
Вспомогательное производство	97.5	83.9	128.6	185.9	III
Централизованная климатическая система	193.0	125.0	229.9	332.3	II
Конструкторский корпус	84.3	63.2	105.4	152.3	II
Водоочистные сооружения	340.0	272.0	435.4	629.2	I
Склад материалов	82.8	62.1	103.5	149.6	III
Склад готовой продукции	79.4	59.6	99.3	143.4	III
Освещение территории завода	10.5	5.0	11.6	16.8	III
$\Sigma$	3533.0	2887.1	3876.5	-	I

Суммарные расчетные значения мощности по Индустриальному парку сведем в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Сводные данные нагрузки по Индустриальному парку

Наименование объекта	$P_{расч}$ кВт	$Q_{расч}$ квар	$S_{расч}$ кВА	Категория потреб.
1	2	3	4	5
Бриджстоун	3533.0	2887.1	3876.5	I
Александровские двери	1221.1	625.6	1372.0	II
Ефес	2492.0	1276.7	2800.0	II
ДМГ Мори	2741.2	1404.4	3080.0	II
Технокампус 2.0	1993.6	1021.4	2240.0	II
Легранд	1869.0	957.5	2100.0	II
Волгалакта	249.2	127.7	280.0	II
Немак	573.2	293.6	644.0	II
Джокей	2118.2	1085.2	2380.0	II
Ф.А.Г	2616.6	1340.5	2940.0	II
Таката	3115.0	1595.9	3500.0	II
ХК "Капитал"	274.1	140.4	308.0	II
Прочие производственные площадки	1982.5	1015.7	2227.5	II
Освещение территории Инд.парка	224.3	114.9	252.0	II
$\Sigma$ (итого по индустриальной площадке)	25002.9	13886.5	28000.0	II

## 2.1 Расчёт электрической нагрузки на освещение территории завода Бриджстоун

Основной задачей наружного освещения проезжей части внутризаводской территории является обеспечение безопасности движения транспорта и работников в темное время суток.

Уличное освещение должно обеспечивать нормированную величину освещенности или величину средней яркости дорожного покрытия.

Линию сети наружного освещения подключаем к пункту питания с расчётом равномерного распределения нагрузки на каждую фазу трансформаторов, для этого подключение светильники или отдельные линии присоединяю к разным фазам, с соответствующим чередованием фаз.

Для наружного освещения применяем газоразрядные высокоэкономичные натриевые лампы высокого давления (НЛВД).

Опоры для установки светильников, размещаем по односторонней схеме, так как ширина проезжей части, с пешеходной зоной занимает в ширину менее 12 м, с высотой опоры в пределах 6-10 м.

Среднюю горизонтальную освещенность на уровне покрытия пешеходной зоны определяем согласно строительным нормам по выражению 2.11:

$$\Phi_{\text{пч}} = \frac{L \times k \times \pi}{\eta_L}, \quad (2.11)$$
$$\Phi_{\text{пч}} = \frac{0,3 \times 1,6 \times 3,14}{0,056} = 26,9 \text{ Лм/м}^2,$$

где  $\Phi'$  – необходимый световой поток;

$L$  – нормированная яркость, кд/м<sup>2</sup>, для улиц и дорог местного значения категории «В» составляет 0,3 кд/м<sup>2</sup> при средней горизонтальной освещенности покрытия 4 Лк;

$k = 1,6$  – коэффициент запаса, для улиц и дорог местного значения;

$\eta_L$  – коэффициент использования по яркости светильника.

Световой поток лампы ДНаТ 70 Вт равен  $\Phi = 6800$  Лм, может осветить площадь  $6800/26,9 = 251 \text{ м}^2$ , что при ширине проезжей части 7 метров соответствует расстоянию между светильниками 35 м.

При определении расчётной нагрузки на освещение с лампы ДНаТ, учитываем потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре (ПРА), которые принимаем равные 10% мощности лампы.

Общая длина проезжей части на территории предприятия составляет 4780 м, что составляет с шагом установки светильников 35 метров 136 светильника типа ДНаТ 70.

Расчетную нагрузку проезжей части, питающей осветительной сети, рассчитываем, как:

$$P_{\text{уст.п.ч}} = 70 \times 136 = 9,7 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{рас.Осв.П.ч}} = P_{\text{уст}} \times K_C \times K_{\text{ПРА}} = 9,7 \times 1 \times 1,1 = 10,5 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{рас.Осв.П.ч}} = P_{\text{р.О.П.ч}} \times \text{tg}\varphi = 10,5 \times 0,48 = 5 \text{ квар},$$

$$S_{\text{рас.Осв.П.ч}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{10,5^2 + 5^2} = 11,6 \text{ кВА},$$

где  $P_{\text{уст.}}$  – установленная мощность ламп, Вт;

$\text{tg}\varphi$  – коэффициент реактивной мощности для данных светильников равен 0,48;

$K_C$  – коэффициент спроса для наружного освещения равен 1;

$K_{\text{ПРА}}$  – коэффициент потери мощности в пускорегулирующем аппарате равный 1,1;

$S_{\text{рас.Осв.П.ч}}$  – расчётная полная мощность проезжей части.

### 3 Выбор силовых трансформаторов

Так как для данного Индустриального парка техническими условиями определен тип и количество трансформаторов, то на ПС 110/10 кВ проведем расчет выбора установленной мощности трансформаторов.

$$S_{\text{ном.Т}} = 25 \text{ МВА} \quad (3.1)$$

Исходя из расчетов приведенных в разделе 2 данной квалификационной работы и данных таблицы 2.5, делаем вывод, что при расчетной мощности 28 МВА, достаточно будет двух трансформаторов типа ТДН-25000/110/10, так как допустимая загрузка одного трансформатора в нормальном режиме работы, т.е. при условии два трансформатора включены, секционный выключатель по стороне 10 кВ разомкнут, находиться в пределах 0,5 до 0,7 [4]. В случае аварийного отключения, или вывода в ремонт одного из них, оставшийся в работе трансформатор будет работать с допустимой 40% перегрузкой. Необходимо учитывать, что вывод в ремонт трансформатора осуществляется в летний период времени или в межсезонье, когда потребление активной мощности снижается за счет переход промышленных потребителей на индустриальной площадке в режим плановых ремонтов и наладки оборудования.

В соответствии с технической литературой [9], даже при очевидных технических решениях, в данном случае выбора установленной мощности трансформаторов, все равно необходимо проводить подтверждающие расчеты.

Таким образом, проведем проверку коэффициента загрузки выбираемых трансформаторов для двух вариантов по следующему условию:

$$0,5 \leq k_3^H \leq 0,7 \quad (3.2)$$

Для ТДН–25000/110/10:

$$k_3^H = \frac{S_{max}}{n \cdot S_T} = \frac{28}{2 \cdot 25} = 0,54$$

Для ТРДН–40000/110/10:

$$k_3^H = \frac{S_{max}}{n \cdot S_T} = \frac{28}{2 \cdot 40} = 0,54$$

где,  $S_{max}$  – максимальная расчетная мощность, МВА;

$S_T$  – установленная мощность одного трансформатора, МВА;

$n$  – количество трансформаторов, шт.

Выбираем к установке трансформаторы ТДН-25000/110/10, .

#### 4 Выбор места расположения ГПП индустриальной площадки

Для того чтобы приблизить источник питания к центру потребления электроэнергии и сократить протяженность линий с низким напряжением, место расположение ГПП, экономически выгодно располагать как можно ближе к центру электрических нагрузок.

Место расположения ГПП, определяется графоаналитическим методом с построением сетки координат (X,Y) на основании производимых расчетов согласно выражениям 4.1, 4.2:

$$X = \frac{\sum_i S_i \times X_i}{\sum S_{pac}}, \quad (4.1)$$

$$Y = \frac{\sum_i S_i \times Y_i}{\sum S_{pac}}, \quad (4.2)$$

где  $X_i$ ,  $Y_i$  – абсцисса, ордината координатной сетке  $i$ -го потребителя;  
 $S_i$  – максимальная мощность  $i$ -го потребителя кВА;

Необходимо отметить, что в соответствии с проектом индустриального парка «Заволжье» ГПП размещено возле производственной площадки «Эфес», данное размещение ГПП продиктовано проектными решениями.

При этом, исходя из данных таблицы 2.5, видно, что нагрузка по индустриальному парку распределена равномерно, таким образом можно сделать вывод, что выбранное место ГПП соответствует всем нормам ПУЭ, по условию подъезда транспортной техники и минимально допустимому расстоянию до технологических построек и зданий.

## 5 Расчёт токов короткого замыкания для вновь строящейся понизительной подстанции

При выборе электрооборудования понизительной подстанции, учитываем возможность появления в электрической сети повреждений, которые приводят к коротким замыканиям (КЗ), сопровождающихся характерным скачком силы тока.

Исходя из требований [12], на основании расчетов токов короткого замыкания проводится проверка на термическую и динамическую стойкость выбираемого электрооборудования. Данные проверки необходимы для того, чтобы исключить разрушение изоляционных конструкций и токопроводящих элементов выбираемого электрооборудования при кратковременном воздействии токов короткого замыкания, т.е. времени срабатывания релейной защиты и времени отключения поврежденного участка высоковольтными выключателями.

На основании [12] определим параметры элементов для расчета токов короткого замыкания:

Система:  $U_H = 110\text{кВ}$ ,  $S_B = 1000\text{МВ} \cdot \text{А}$ ,  $S_{\text{КЗ}} = 5000\text{МВА}$ .

ВЛ:  $x_{\text{уд}} = 0,42\text{Ом/км}$ ,  $l = 8\text{км}$ ,  $U_H = 10\text{кВ}$

Силовой трансформатор:  $S_H = 25\text{МВ} \cdot \text{А}$ ,  $S_B = 1000\text{МВ} \cdot \text{А}$

«В схеме замещения  $Z_C$  – сопротивление системы включает в себя сопротивление силовых трансформаторов, установленных элементы энергосистемы, не входящие в состав ПС 110/10 кВ, так называемые элементы внешней системы электроснабжения» [7].

Расчет токов короткого замыкания, проведем по утвержденной методике, изложенной в технической литературе [7].

«Рассчитаем ток КЗ на шинах 110 кВ, при питании от внешней системы электроснабжения» [7]:

«Сопротивление системы определяем по формуле» [7]:

$$x_{\bar{b},c} = \frac{S_{\bar{b}}}{S_K} \quad (5.1)$$

«Рассчитаем сопротивление системы» [7]:

$$x_{\bar{b},c} = \frac{1000}{5000} = 0,2 \text{ о. е.}$$

«Рассчитываем сопротивление трансформатора ТДН-25000/110/10 согласно номинальным данным» [7].

$$x_{\bar{b},T_{\theta}} = \frac{U_{к.в}, \%}{100} \frac{S_{\bar{b}}}{S_{НОМТ}} \quad (5.2)$$

$$x_{\bar{b},T_{\theta}} = \frac{1,3125}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0,41$$

$$x_{\bar{b},T_H} = \frac{U_{к.н1}, \%}{100} \frac{S_{\bar{b}}}{S_{НОМТ}} \quad (5.3)$$

$$x_{\bar{b},T_H} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 5,74.$$

«Рассчитаем сопротивление ВЛ 110 кВ питающей подстанции от внешней системы электроснабжения» [7]:

$$x_{\bar{b},л} = x_{уд} l \frac{S_{\bar{b}}}{U_{cp}^2}; \quad (4.4)$$

$$x_{\bar{b},л} = 0,4 \cdot \frac{8,34}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,13,$$

где  $U_{к.в} = 1,314 \%$  ,  $U_{к.н} = 18,375 \%$  – (для трансформатора  $S_{НОМ} = 25 \text{ МВА}$ ).

«Для ПС 110 кВ ток трехфазного короткого замыкания в точке К1 на шинах ВН составит» [9]:

$$x_{рез(\bar{\sigma})} = x_{\bar{\sigma},c} + x_{\bar{\sigma},л}; \quad (5.5)$$

$$x_{рез(\bar{\sigma})} = 0,2 + 0,13 = 0,33.$$

«Для приведения тока трехфазного КЗ в точке К1 определим базисный ток на шинах ВН подстанции 110/10 кВ Индустриального парка, который будет равен» [9]:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} \quad (5.6)$$

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

«Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания [7] в начальный момент времени» [9]:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E''_{*\bar{\sigma}}}{x_{*\bar{\sigma}рез(\bar{\sigma})}} \cdot I_{\bar{\sigma}}; \quad (5.7)$$

$$I_{n,o}^3 = \frac{1}{0,15} \cdot 5,02 = 7,54 \text{ кА}$$

«Исходя из полученных результатов определим ударный ток короткого замыкания для определения наиболее тяжелого режима к.з. при трехфазном к.з.»[9]:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\delta}; \quad (5.8)$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 6,57 \cdot 1,8 = 19,2 \text{ кА,}$$

«где  $k_{y\delta}=1,8$  –ударный коэффициент, определенный из соотношения активного сопротивления к реактивному на шинах 110 кВ в точке короткого замыкания, определенный как  $k_{y\delta} = 1 + e^{-\frac{0,01}{Ta}}$  .» [9]

Для ПС 110 кВ ток трехфазного короткого замыкания в точке К2 на шинах НН составит:

$$X_{рез(\bar{b})} = X_{\bar{b},c} + X_{\bar{b},л} + X_{\bar{b},Тв} + X_{\bar{b},ТН1,2} + X_{*\bar{b}} = 0,2 + 0,13 + 0,41 + 5,74 + 3,53 = 10,01.$$

«Для приведения тока трехфазного КЗ в точке К2 определим базисный ток на шинах ВН подстанции» 110/10 кВ Индустриального парка [9], который будет равен:

$$I_{\bar{b}} = \frac{S_{\bar{b}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{b}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,8 \text{ кА}$$

«Пользуясь схемой замещения сети, для расчета токов КЗ рассчитаем значение апериодической составляющей тока короткого замыкания»[9] в начальный момент времени в точке К2:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E''_{*\bar{b}}}{x_{*рез(\bar{b})}} \cdot I_{\bar{b}} = \frac{1}{10,01} \cdot 57,8 = 5,7 \text{ кА.}$$

«Исходя из полученных результатов определим ударный ток короткого замыкания для определения наиболее тяжелого режима к.з. при трехфазном к.з. в точке К2»[9]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 5,7 \cdot 1,96 = 33 \text{ кА}$$

«где  $k_{y\partial}=1,96$  – ударный коэффициент, определенный из соотношения активного сопротивления к реактивному на шинах 10 кВ в точке короткого замыкания определенный как  $k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{Ta}}$ » [9].

Данные расчетов токов к.з. сведены в таблицу 5.1

Таблица 5.1 – Данные расчета токов к.з для новой ПС 110/10 кВ

Шины	Место КЗ	$U_n$ , кВ	$K_{уд}$	$I_{КЗ_{ВН}}^{110}$ , кА	$I_{КЗ_{НН}}$	$i_{уд}$ , кА
ВН	К1	115	1,8	7,54	-	19,2
НН	К2	10	1,96	-	12,97	33

На основании полученных расчетных значений токов короткого замыкания выберем электрооборудование новой понизительной подстанции и проведем проверку на термическую и динамическую стойкость.

## **6 Выбор оборудования электрической части ПС 110/10 кВ**

На сегодняшний день выбор электрооборудования осуществляется на понизительных подстанциях в зависимости от электрической схемы подстанции (зависит от назначения) от технической политики предприятия, которая осуществляет строительство подстанции и от проектных решений сформированных проектировщиками на этапе формирования проекта ПС 110/10 кВ.

При выборе электрооборудования электрической части новой подстанции ПС 110/10 кВ будут учтены следующие данные:

1. Распределительное устройство на 110 кВ необходимо выполнить открытого типа, соответственно все электрооборудование ОРУ 110 кВ должно иметь соответствующее исполнение, т.е. исходя из паспортных данных заводов изготовителей, предназначено для наружной установки.

2. Распределительное устройство 10 кВ необходимо выполнить закрытого типа, соответственно в данной работе будет выбрано ЗРУ 10 кВ модульного типа в виде комплектного распределительного устройства (КРУ).

3. ОРУ 110 кВ будет выполнено по схеме 110-5АН - мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов по высокой стороне. Таким образом, ОРУ 110 кВ должно быть укомплектовано разъединителями 110 кВ, силовыми элегазовыми выключателями 110 кВ, ограничителями перенапряжения типа ОПН 110 кВ.

4. Для правильной работы системы РЗиА при подключении к элегазовому выключателю 110 кВ в ОРУ 110 необходимо установить трансформаторы тока (ТТ) на 110 кВ, при этом ТТ должны быть установлены таким образом, чтобы исключить мертвые зоны (слепые зоны) действия релейных защит, для исключения возникновения аварийных ситуаций, при которых возникающие короткие замыкания приводят к выходу из строя

электрооборудования понизительной подстанции, в следствии того, что не зафиксированы РЗиА.

5. Комплектное распределительное устройство 10 кВ должно быть укомплектовано вакуумными выключателями на 10 кВ, а также всем необходимым электрооборудованием, для обеспечения нормальной работы потребителей.

6. На новой подстанции должна быть осуществлена автоматизация системы управлением энергохозяйством, так как энергетическое хозяйство Индустриального парка «требует централизованной координации работы, управления и контроля за состоянием всех энергетических объектов и сетей» [15]. «От бесперебойности энергоснабжения в значительной степени зависит в целом выполнение резидентами (предприятиями) производственного плана, от себестоимости получения и распределения различных видов энергии зависит себестоимость выпускаемой предприятиями продукции. Кроме того, перерыв в снабжении потребителей различными видами энергии может повлечь за собой аварии, последствия которых чреваты значительным материальным ущербом и могут вызвать человеческие жертвы» [15].

### **6.1 Условия выбора оборудования**

Согласно требованиям ПУЭ [4], проведем расчет номинального длительного тока:

$$I_{\max}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ВН}}}, \text{ А}, \quad (6.1)$$
$$I_{\max}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot \frac{25,0}{\sqrt{3} \times 110} \cdot 10^3 = 177,15 \text{ А},$$

Длительный ток на стороне НН:

$$I_{\max}^{\text{НН}} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U_{\text{НН}}}, \text{ А}, \quad (6.2)$$

$$I_{\max}^{\text{НН}} = \frac{25,0}{\sqrt{3} \times 10} \cdot 10^3 = 1494 \text{ А}.$$

Таблица 6.1 – Результаты расчетов токов на разных шинах ПС 110/10 кВ

ОРУ-110 кВ		
$I_{\max}^{\text{ВН}}, \text{ А}$	$I_{\text{КЗ}}, \text{ кА}$	$I_{\text{уд}}, \text{ кА}$
177,15	7,54	19,2
КРУ-10 кВ		
$I_{\max}^{\text{НН}}, \text{ А}$	$I_{\text{КЗ}}, \text{ кА}$	$I_{\text{уд}}, \text{ кА}$
1494	12,97	33

## 6.2 Выбор выключателей на стороне 110 кВ

Параметры элегазовых выключателей выбираем на основании [10].

Выключатели выбираются по данным параметрам:

$$U_{\text{ном.сети}} \geq U_{\text{ном}}, \quad (6.3)$$

$$I_{\text{ном.сети}} \geq I_{\max}, \quad (6.4)$$

$$I_{\text{отк.ном}} \geq I_{\text{по}}^{(3)}, \quad (6.5)$$

Проверяются выключатели по следующим параметрам:

$$I_{\text{дин.}} \geq I_{\text{по}}^{(3)}, \quad (6.6)$$

$$I_{\text{дин.}} \geq I_{\text{по}}^{(3)}, \quad (6.7)$$

$$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{k}} \quad (6.8)$$

В соответствии с формулами 6.1 -6.8 проведем выбор элегазовых выключателей на стороне ОРУ 110 кВ.

Элегазовые выключатели выбираются исходя из технического задания на проектирование подстанции, а также на основании схемы ОРУ 110 кВ.

Преимущества элегазовых выключателей:

1. При коммутациях создают меньшие перенапряжения, соответственно, облегчают работу изоляции высоковольтного электрооборудования;

2. «Элегазовые выключатели являются одним из самых современных типов высоковольтных выключателей и получают все более широкое применение» [20];

3. «Являются достаточно надежными в работе и долговечными; они позволяют осуществлять не менее 10 тысяч операций включения и отключения номинального тока и 40 отключений номинального тока КЗ» [20].

Таблица 6.2 – Расчётные значения выключателей 110 кВ

Наименование условия	Условие выбора	Единица измерения
Условия выбора выключателя для ОРУ-110 кВ	$U_{нр} > U_{ном}$	кВ
	$I_{рн} > I_{расч}$	А
	$I_{Т,С}^2 \times t_{Т,С} \geq I_k^2 \times t_{к'}$	кА <sup>2</sup> с
	$i_y < i_{пр.с}$	кА
Данные по формулам 6.1-6.8	110	кВ
	177,15	А
	15,2	кА <sup>2</sup> с
	19,2	кА
Паспортные данные завода изготовителя	115	кВ
	2000	А
	102	кА <sup>2</sup> с
	40	кА

### 6.3 Выбор разъединителей 110 кВ

«Разъединители для ОРУ 110 кВ изготавливаются в трехполюсном исполнении. Полюс разъединителя 110 кВ выполнен в виде двухколонкового

аппарата с разворотом главных ножей на  $90^\circ$  в горизонтальной плоскости» [18].

«Токоведущая система разъединителей выполнена в виде двух контактных ножей, установленных на верхних фланцах изоляторов. Токовый переход с основания контактного ножа на контактный вывод осуществляется через скользящий контакт розеточного типа защищенный от загрязнения кожухом» [18].

«Контактный нож разъединителей 110 кВ представляет из себя две пары контактных ламелей, на концах которых имеются отгибы (ловители). Контактные ламели выполнены из бериллиевой бронзы и не требуют регулировки контактного нажатия в течение всего срока службы. На конце контактного ножа имеется контакт типа «кулачок», образованный отгибами двух параллельных шин и защищенный от обледенения кожухом. Все скользящие поверхности покрыты гальваническим серебром, а неподвижные - оловом. Контакты заземлителя также изготавливаются из двух пар ламелей из бериллиевой бронзы. На концах соединительных тяг расположены сферические подшипники скольжения, допускающие перекосы при повороте приводных валов и вала заземлителей» [20].

Конструкция разъединителей 110 кВ предусматривает установку следующих типов приводов:

- для главных ножей – двигательный;
- «для заземляющих ножей – ручной или двигательный» [20].

Таблица 6.3 – Условия выбора разъединителя

Наименование условия	Условие выбора	Единица измерения
Условия выбора разъединителя для ОРУ-110 кВ	$U_{пр} > U_{ном}$	кВ
	$I_{рн} > I_{расч}$	А
	$I_{Т,С}^2 \times t_{Т,С} \geq I_{к}^2 \times t_{к}$	кА <sup>2</sup> с
	$i_y < i_{пр,с}$	кА
Данные по формулам 6.1- 6.8	110	кВ
	177,15	А
	15,2	кА <sup>2</sup> с
	19,2	кА

Технические характеристики разъединителя	115	кВ
	1000	А
	100	кА <sup>2</sup> с
	100	кА

#### 6.4 Выбор трансформаторов тока 110 кВ

«Выбор измерительных трансформаторов тока (ТТ) выполняется по номинальным параметрам» [13].

Таблица 6.4 – Условия выбора ТТ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение		
$U_{нр} > U_{ном}$	110 кВ	126 кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{рн} > I_{расч}$	177 А	100-200-400 А
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$I_{Т.С}^2 \times t_{Т.С} \geq I_{к}^2 \times t_{к}$	15,2 кА <sup>2</sup> с	63 кА <sup>2</sup> с
Номинальный ток динамической стойкости		
$i_{у} < i_{пр.с}$	19,2 кА	40 кА



Рисунок 6.1 – ТОГФ – 110 – 400-200-100/5

В соответствии с методикой выбора трансформаторов тока [11], необходимо ТТ проверить на загрузку по стороне вторичной цепи [11], это выполняется для исключения высокого сопротивления во вторичной цепи трансформатора тока, и исключения высокой погрешности измеряемого тока в цепи РЗиА, а также обеспечения нормального режима работы ТТ - режим работы короткого замыкания:

$$Z_{2нагр} \leq Z_{2ном}, \quad (6.9)$$

«где  $Z_{2нагр}$  — вторичная нагрузка ТТ;  $Z_{2ном}$  — номинальная допустимая вторичная нагрузка ТТ в выбранном классе точности» [11].

«Предельно допустимое сопротивление жилы кабеля рассчитываем по формуле» [11]:

$$r_{2пр.доп} = \frac{S_{ном} - S_{потр}}{I_{ном}^2 - r_{пер}}, \quad (6.10)$$

где  $I_{ном}$  — номинальный вторичный ток ТТ,

$r_{пер}$  — переходное сопротивление соединительных контактов в токовых цепях.

«Расчетное сечение жилы провода рассчитываем как» [11]:

$$S_{каб} \geq \frac{l_{каб}}{\gamma \times r_{2пр.доп}}, \quad (6.11)$$

где  $l_{каб}$  — фактическая длина кабеля, м;

$\gamma$  — данные об удельном сопротивлении, Ом/м.

Согласно ПУЭ [4]:

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

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

Сечения жилы кабеля составит 2,5 мм<sup>2</sup>.

### 6.5 Выбор измерительного ТН - 110 кВ

В ОРУ-110 кВ установка трансформатором напряжения марки НКФ-110-83 (АО ХК «Электрозавод») [20], необходима для подключения системы коммерческого учета по стороне 110 кВ, а также контроля значений напряжения по стороне 110 кВ, и нормальной работы системы РПН установленных на силовых трансформаторах типа ТДН-25000/110/10.

Нагрузка во вторичной цепи ТН 110 кВ с учетом всех подключенных измерительных приборов составит около 30 ВА, что является допустимым значением.

### 6.6 Выбор ОПН ОРУ 110 кВ

Технические данные ограничителей перенапряжения на 110 кВ представлены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 - Технические данные ограничителей перенапряжения на 110 кВ

Характеристика	ОПНН-110/82/10/40 УХЛ1
1	2
Класс напряжения сети, кВ	110
Номинальное напряжение ОПН, кВ	115
Номинальный разрядный ток, кА	10

## **6.7 Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 10 кВ**

Распределительное устройство 10 кВ необходимо выполнить закрытого типа, соответственно в данной работе будет выбрано ЗРУ 10 кВ модульного типа в виде комплектного распределительного устройства (КРУ).

Одним из перспективных типов ячеек для установки в ЗРУ 10 кВ являются ячейки КРУ типа СЭЩ. Данные ячейки имеют множество преимуществ, одно из которых высокая степень локализации производства данных ячеек на заводе изготовителе, что повышает качество сборки данных ячеек, а также увеличивает срок службы электрооборудования.

Данные ячейки будут укомплектованы вакуумными выключателями производства завода изготовителя КРУ ВВУ-СЭЩ, трансформаторами тока типа ТОЛ, трансформаторами напряжения НАЛИ-СЭЩ, ограничителями перенапряжения ОПН на 10 кВ микропроцессорной релейной защитой.

Полная компоновка необходимым электрооборудованием данных ячеек на заводе изготовителя является оптимальным решением.

Проведем выбор электрооборудования КРУ 10 кВ по условиям выбора в соответствии с формулами 6.1-6.8.

### **6.7.1 Выбор выключателей КРУ 10 кВ**

«Значения номинальных параметров коммутационного оборудования выбирают из ряда стандартных значений» по ГОСТ Р 52565 -2006. На первоначальном этапе подберем вакуумные выключатели по паспортным характеристикам, также необходимо отметить, что выбираемые выключатели имеют следующие особенности:

1. Принцип гашения дуги у выбираемых выключателей – вакуум;
2. Тип привода у выключателей – пружинный.
3. При первом включении выключателя в случае отсутствия оперативного тока, конструктивно предусмотрено ручной взвод пружины

оперативно-ремонтным персоналом. При наличии оперативного тока и напряжения взвод пружины осуществляется электромагнитным приводом.

В таблице 6.6 укажем паспортные характеристики выбираемых вакуумных выключателей.

Таблица 6.6 - Технические характеристики выключателей ВВУ-СЭЩ

Наименование параметра	Единица измерения	Вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ
$U_{ном}$ , кВ	кВ	10
$I_{ном}$ , А	А	2000
$I_{дин}$ ,	кА 3 сек	40
$I_{период}$ КЗ,	кА	40
$B_k$ ,	кА	100
$t_{выкл.соб}$ ,	сек	0,04
$t_{выкл.пол}$ ,	сек	0,06
t – окружающего воздуха,	С	+40°, -55°

Таблица 6.7 – Условия выбора вакуумного выключателя 10 кВ

Наименование условия	Условие выбора	Единица измерения
Условия выбора	$U_{нр} > U_{ном}$	кВ
	$I_{рн} > I_{расч}$	А
	$I_{Т.С}^2 \times t_{Т.С} \geq I_k^2 \times t_k$ ,	кА <sup>2</sup> с
	$i_y < i_{пр.с}$ ,	кА
Данные по формулам 6.1-6.8	10	кВ
	1948	А
	14,1	кА <sup>2</sup> с
	33	кА
Данные завода изготовителя	10	кВ
	3150	А
	100	кА <sup>2</sup> с
	40	кА

### 6.7.2 Выбор трансформатора тока 10 кВ

На основании условий выбора п.6 и 6.1 выбираем трансформаторы тока типа ТОЛ, которые производятся на заводе изготовителе ячеек КРУ типа СЭЩ.

Выбираемые к установке в ячейках СЭЩ трансформаторы тока имеют паспортные данные указанные в таблице 6.8:

Таблица 6.8 – Сопоставление расчетных и каталожных данных

Наименование источника данных	Условие выбора	Единица измерения
Расчетные	$U_{уст} = 10$	кВ
	$I_{max} = 1948$	А
	$i_{уд} = 33$	кА
	$B_k = 1,85$	кА <sup>2</sup> ·с
От завода изготовителя: ТОЛ-10 кВ	$U_{ном} = 10$	кВ
	$I_{ном} = 2000$ А	А
	$I_{дин} = 100$	кА
	$B_k = 4800$	кА <sup>2</sup> ·с

В соответствии с методикой выбора трансформаторов тока [11], а также СТО 56947007-29.240.021-2008, необходимо ТТ проверить на загрузку по стороне вторичной цепи [11], это выполняется для исключения высокого сопротивления во вторичной цепи трансформатора тока, и исключения высокой погрешности измеряемого тока в цепи РЗиА, а также обеспечения нормального режима работы ТТ - режим работы короткого замыкания:

$$r_{приб} = \frac{4,6}{5^2} = 0,184 \text{ Ом}$$

Так как класс точности трансформатора тока ТОЛ – 10 кВ S=0,5, то  $Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$ .

Допустимое сопротивление проводника:

$$r_{пров} = 1,2 - 0,184 - 0,1 = 0,916 \text{ Ом.}$$

$$q = \frac{(0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60)}{0,916} = 3,21 \text{ мм.}$$

Выбираем кабель контрольный сечением S - 4мм<sup>2</sup>.

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60}{4} = 0,74 \text{ Ом}$$

Суммарная вторичная нагрузка приходящаяся на ТТ:

$$r_2 = 0,184 + 0,74 + 0,1 = 1,024 \text{ Ом}$$

Исходя из условия 6.9 вторичная нагрузка приходящаяся на ТТ ниже предельно допустимого значения 1,2 Ом.

### 6.7.2 Трансформатор ТН на 10 кВ

Трансформатор напряжения также выбираем на основании каталожных данных завода производителя ячеек КРУ СЭЩ, для повышения степени сборки выбранных ячеек на новой подстанции 110/10 кВ. Исходя из паспортных данных, выбираемые ТН имеют номинальную мощность в классе точности 0,5, таким образом присоединения потребляемая мощность счетчиков должна не превышать 75 ВА. Проведем расчеты допустимой нагрузки во вторичных цепях трансформатора напряжения на 10 кВ:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cos\phi)^2 + (\sum S_{\text{приб}} \sin\phi)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{7,04^2 + 7,4^2} \\ = 9,91 \text{ ВА.}$$

$$S_2 \leq S_{\text{max}} \quad (6.12)$$

$$9,91 \leq 75.$$

Условие 6.12 выполняется, поэтому принимаем к установке НАЛИ-СЭЩ на 10 кВ

## 7 Расчёт релейной защиты силовых трансформаторов

В соответствии с ПУЭ [3], для трансформатора выбирают следующие защиты:

- «Основной защитой силового трансформатора от всех видов токов КЗ, выбираем – дифференциальную защиту трансформатора (ДЗТ)» [3];
- «Резервную защиту от внутренних повреждений – токовая отсечка (ТО)» [3];
- «Резервную защиту от внешних токов КЗ – максимальную токовую защиту (МТЗ)» [3];
- Защиту от перегрузки.

### 7.1 Расчёт токов срабатывания ДЗТ

Расчет уставок защит трансформатора выполним на основании методики изложенной в технической литературе [14].

Исходя из последовательности изложенной [14], проведем расчет токов срабатывания ДЗТ.

Токи уставки срабатывания ДЗТ отстраивают от тока небаланса при коротком замыкании во внешней сети системы электроснабжения [14]:

$$I_{с.з} \geq k_n I_{нб}, \quad (7.1)$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, который равен 1,3;

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

$$I_{нб} = k_A \times k_{одн} \times f_i \times I_{п,(0)Внеш}, \quad (7.2)$$

где  $k_A$  – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей в токе КЗ, равен 1;

$k_{\text{одн}}$  – коэффициент однотипности ТТ = 0,5;

$f_i$  – допустимая 10 % погрешность ТТ = 0,1;

$I_{\text{п,(0)Внеш}}$  – периодическая составляющая тока внешнего трехфазного КЗ;

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

$$I_{\text{с.з}} = 1,3 \times 0,58 = 0,754 \text{ кА},$$

Ток срабатывания защиты согласно условию включения трансформатора под напряжение в отсутствие нагрузки [14]:

$$I_{\text{с.з}} \geq k_{\text{н}} I_{\text{ном.Тр}}, \quad (7.3)$$

где  $k_{\text{н}}$  – коэффициент надежности, равен 1,2;

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

$$I_{\text{с.з}} = 754 \text{ А} > 1,2 \times 131 = 160 \text{ А},$$

Условие выполнено, расчетным условием для выбора тока срабатывания принимаем отстройку от тока небаланса  $I_{\text{сз}}=754 \text{ А}$ .

Производим проверку чувствительности ДЗТ:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ мин}}^{(2)} \times k_{\text{сх N}}^{(n)}}{I_{\text{с.з}} \times k_{\text{сх N}}^{(3)}}, \quad (7.4)$$

где  $I_{\text{КЗ мин}}^{(2)}$  – минимальное значение тока КЗ, двух фазное в зоне действия защиты;

$k_{\text{сх N}}^{(3)}$  – коэффициент схемы, определяется видом КЗ, и схемой соединения ТТ защиты на рассматриваемой стороне трансформатора и схемой соединения обмоток защищаемого трансформатора.

Со стороны ВН (110 кВ) силового трансформатора ТТ соединяем в схему звезда, и на стороне НН (10 кВ) в звезду:

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

$$k_q = \frac{7,1 \times 1}{0,754} = 9,4,$$

В соответствии с ПУЭ коэффициента чувствительности должно быть не меньше 2. Условие выполнено  $k_q$  ДЗТ равен 9,4.

Вторичные токи в плечах защиты рассчитываем как:

$$I_{ном.Тр.вт} = \frac{I_{ном.Тр} \times k_{сх}}{n_{ТТ}}, \quad (7.5)$$

Расчётные значения уставок ДЗТ представлена в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Расчётные значения уставок ДЗТ

Наименование величины	Расчётные значения	
	110 кВ	10 кВ
$I_{ном.Тр}$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \times 110} = 131,4 \text{ А}$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \times 10} = 1445 \text{ А}$
$k_{ТТ}$	200/5	1500/5
Схема соединения ТТ	Y	Y
$k_{сх}$	1	1
Вторичные токи в плечах ДЗТ	$\frac{131}{\frac{200}{5}} = 3,28 \text{ А}$	$\frac{1445}{\frac{1500}{5}} = 4,82 \text{ А}$

## 7.2 Расчёт уставки токовой отсечки от междуфазных КЗ в обмотке трансформатора

«ТО устанавливают со стороны источника питания. Защиту устанавливаем со стороны ВН трансформатора и ток срабатывания защиты

отстраиваем от максимального тока КЗ проходящий через трансформатор, при КЗ с противоположной стороны трансформатора» [14]:

$$I_{с.з110} \geq k_{отс} I_{КЗ \text{ макс } 10}, \quad (7.6)$$

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

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

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

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

$$\frac{25,1}{\frac{110}{10}} = 2,28 \text{ кА},$$

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

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

$$19,17 \times \frac{10}{110} = 1,8 \text{ кА},$$

$$I_{с.з10} = 1,4 \times 1,8 = 2,5 \text{ кА},$$

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

$$k_{ч 110} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{п, 0 110}}{I_{с.з110}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times 8,2}{3,19} = 2,6,$$

$$k_{ч 10} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{п, 0 10}}{I_{с.з10}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times 11,6}{2,5} = 2,1,$$

Расчётные значения уставок ТО для защиты трансформатора соответствуют всем параметрам.

### 7.3 Расчёт максимальной токовой защиты трансформатора

МТЗ подключаем по токовым цепям на стороне 110 кВ.

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

$$I_{с.з} = \frac{k_3}{k_B} \times I_{\text{раб макс}}, \quad (7.8)$$

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

$k_B$  – коэффициент возврата;

$k_3$  – коэффициент запаса.

$$I_{\text{раб макс 110}} = k_{\text{пер}} \times I_{\text{НОМ}} = 1,4 \times 264 = 369,6 \text{ А},$$

$$I_{с.з} = \frac{1,2}{0,85} \times 369 = 553 \text{ А},$$

Чувствительность для МТЗ определяется по выражению КЗ со стороны 10 кВ приведённое к стороне 110 кВ:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{п.о.к}}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{6,74/11}{0,68} = 0,9,$$

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

#### 7.4 Расчёт защиты от перегрузки трансформатора

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

Ток срабатывания защиты с перегрузки с воздействием на сигнал, рассчитываем согласно условию возврата защиты при номинальном токе трансформатора:

$$I_{с.з} = k_{отс} \frac{I_{ном}}{k_{в}}, \quad (7.9)$$

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

$k_{в}$  – коэффициент возврата, равный 0,95.

$$I_{с.з} = 1,05 \times \frac{131,4}{0,95} = 145,2 \text{ А,}$$

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

## 8 Собственные нужды подстанции

Собственные нужды подстанции включают себя электрооборудование 380/220 В необходимо для нормального функционирования понизительной подстанции:

1. Освещение территории понизительной подстанции;
2. Система подогрева шкафов РЗиА в зимний период времени;
3. Система оперативного постоянного тока подстанции, которая необходима для обеспечения жизни способности подстанции в период аварийных ситуации в энергосистеме и потери напряжения в питающих ВЛ-110 кВ.

Прием и распределение электроэнергии собственных нужд на подстанции от трансформаторов собственных нужд осуществляется с помощью щита собственных нужд.

На данной подстанции в качестве трансформаторов собственных будут использоваться трансформаторы 10/0,4 кВ типа ТМГ, которые установлены в ячейках КРУ-10 кВ и подключены к 1 и 2 системам шин ЗРУ-10 кВ.

## 9 Система оперативного постоянного тока

Система оперативного постоянного тока подстанции необходима для обеспечения жизнеспособности подстанции в период аварийных ситуации в энергосистеме и потери напряжения в питающих ВЛ-110 кВ.

Вся нагрузка системы ПТ разделяется на несколько категорий:

1 «Аппараты устройств управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, постоянно обтекаемые током» [18];

2 «Нагрузка, появляющаяся при исчезновении переменного тока во время аварийного режима, так называемая временная нагрузка»[18]. К ней, прежде всего, относится нагрузка аварийного освещения;

3 «Кратковременная (толчковая) нагрузка»[18]. Данная нагрузка создается токами включения и отключения приводов элегазовых и вакуумных выключателей в момент взвода пружины.

К системе оперативного ПТ в первую очередь относятся аккумуляторные батареи [3], которые обеспечивают постоянным током в первую очередь работы РЗиА и работу приводов выключателей при потере напряжения в питающих ВЛ-10 кВ.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрен вопрос выбора электрооборудования понижающей подстанции ПС 110/10 кВ строительство которой, необходимо для подключения энергопринимающих устройств завода по производству радиальных шин для легковых автомобилей, а также резидентов Индустриального парка «Заволжье» в Ульяновской области.

В работе приведен расчет электрических нагрузок энергопринимающих устройств нового завода, а также определены нагрузки всех резидентов Индустриального парка. На основании расчетных данных проведена проверка корректности данных заявленных в ТУ на ТП для строительства новой подстанции. По результатам проверки выбрали мощность силовых трансформаторов новой подстанции 110/10 кВ.

Также произведены расчёты по току нагрузки и короткого замыкания в расчётных участках схемы распределительного устройства 110 и 10 кВ, в выбрано соответствующее коммутационное оборудование ПС 10/110 кВ.

Выбрано электрооборудование понижающей подстанции 110/10 кВ исходя из схемы ОРУ 110 кВ и комплектации ЗРУ 10 кВ.

Выбрана защита основного силового оборудования, и произведён расчёт уставок данных защит.

Цели и задачи данной выпускной квалификационной работы достигнуты.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации № 1715-р «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» – от 13.11.2009 г.
2. Правила устройства электроустановок. – 7-е издание. СПб.: Энергоатомиздат. 2013.
3. Правила технической эксплуатации электростанций и подстанций. М.: Энергоатомиздат. 2013.
4. Федеральный закон «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности, и внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» – от 23.11.2009 N 261-ФЗ (ред. от 13.07.2015).
5. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, СО 153-34.20.118-2003, Москва, 2003 г.
6. Методические указания по устойчивости энергосистем (утверждены приказом Минэнерго РФ №277 от 30.06.03 г.).
7. Нормы технологического проектирования тепловых электростанций. (ВНТП от 17.08.1981 г. №81).
8. Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». г. Москва. 2012 г.
9. Типовые схемы принципиальные электрические распределительных устройств напряжением 6-750 кВ подстанций и указания по их применению» СО-278ТМ-2007. г. Москва, 2007 г.
10. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 г.
11. Коломиец Н.В., Пономарчук Н.Р., Шестакова В.В. Электрическая часть электростанций и подстанций. Учебное пособие. 2014 г. 143с.

12. Гайсаров Р.В.. Режим работы электрооборудования электростанций и подстанций. 2015. 78 с.
13. Лавыгина В.М., Седлова А.С.. Тепловые электрические станции: учебник для вузов 2012. 466 с.
14. Кургузова Л.И., Кургузов Н.Н., Ленков Ю.А. Основы проектирования электрических станций. 2012. 40 с.
15. Кудрин Б.И. Электроснабжение: учебник для студентов учреждений высшего профессионального образования – М.: ИЦ Академия, 2013. 352 с.
16. Галашов Н.Н.. Технологические процессы выработки электроэнергии на ТЭС и ГЭС. 2012. 200 с.
17. Комплектная трансформаторная подстанция. Расчет и выбор компонентов КТП. 2016. 48 с.
18. Типовые технические требования к распределительным устройствам 6-110 кВ и подстанциям 35 и 110 кВ. Москва 2014. 25 с.
19. Свиридов Ю.П., Пестов С.М. Проектирование электрических станций и подстанций. 2011, 42 с.
20. Хавроничев С.В., Рыбкина И.Ю. Расчет токов коротких замыканий и проверка электрооборудования. 2012. 57 с.
21. Кабельные изделия: Справочник / И. И. Алиев, С. Б. Казанский. – М.: ИП Радио Софт. 2012. 224с.
22. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98 / под ред. Неклепаева Б. Н. – Москва: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 143 с.: ил. – Прил.: с. 136-143.
23. Справочник энергетика. Учебник. / В. И. Григорьев. 2014.
24. Bhalja B., Maheshwari R. P., Chothani N. Protection and Switchgear (Oxford Higher Education). - 1 изд. - Oxford: Oxford University Press, 2016. 576 с.
25. Croft T., Hartwell F.P., Summers W.I. American Electricians' Handbook. - 16 изд. - New York City: McGraw-Hill Education, 2013. 1712 с.

26. Gönen T. Electric Power Distribution Engineering. - 3 изд. - Boca Raton: CRC Press, 2014. 1061 с.
27. McPartland J.F., McPartland B.J., McPartland S.P. McGraw-Hill's Handbook of Electric Construction Calculations. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2013. 320 с.
28. Ram B. Power System Protection and Switchgear. New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2011. - 684 с.