

Аннотация

В выпускной квалификационной работе разработана схема электроснабжения юго-западной части 16 квартала города Тольятти. Включает в себя 10 потребителей и получает питание от понизительной трансформаторной подстанции (ТП). Трансформаторная подстанция подключена в свою очередь к распределительной подстанции получающей питание от энергетической системы.

В ходе проектирования дипломной работы было выявлено:

- силовая нагрузка, включающая в себя жилые и общественные здания;
- выбор осветительного оборудования и расчет осветительных нагрузок;
- расчет трансформатора БКТП и учет компенсации реактивной мощности;
- расчет проводников сети 0.4 кВ;
- расчет проводников сети 10 кВ;
- выбор коммутационной и защитной аппаратуры;
- расчет токов короткого замыкания на стороне до 1 кВ.

ВКР представлена пояснительной запиской объемом 57 страниц, содержащим 6 таблиц и 8 рисунков.

Annotation

In the final qualification work, there is developed power supply diagram for the southwestern part of the 16th block of the city of Togliatti. Includes 10 consumers and receives power from step-down transformer substation.

The transformer substation is connected to a distribution substation receiving electricity from the power system.

In course of creation diploma work, it was revealed:

- Force load including residential and public buildings;
- Selection of lighting equipment and calculation of lighting loads;
- Calculation of the block transformer substation and accounting of reactive power compensation;
- Calculation of electric conductors of 0.4 kV network;
- Calculation of electric conductors of 10 kV network;
- Selection of switching and protective equipment;
- Calculation of short circuit currents on the side up to 1kV.

Diploma work is presented by explanatory note with the volume of 57 pages containing 6 tables and 8 pictures.

Содержание

Введение.....	5
1 Краткая характеристика объекта проектирования	7
2 Расчет электрических нагрузок объекта проектирования	9
2.1 Расчет электрических нагрузок по жилым зданиям объекта	9
2.2 Расчет электрических нагрузок общественных зданий	11
2.3 Освещение проектируемого объекта	12
2.3.1 Проектирование наружного освещения юго-западной части шестнадцатого квартала	13
2.3.2 Светотехнический расчет с использованием натриевых ламп мощностью 400Вт и 150Вт.....	13
2.3.3 Расчет освещения с использованием светодиодных светильников.....	16
3 Выбор количества трансформаторов и типа подстанции	21
4 Определение числа и мощности распределительных трансформаторов	25
5 Расчет токов короткого замыкания в системе электроснабжения объекта	33
5.1 Определение токов короткого замыкания в системе электроснабжения объекта на стороне выше 1000 В.....	33
5.2 Определение токов короткого замыкания в системе электроснабжения объекта на стороне ниже 1000 В	36
6 Расчет и выбор кабелей для системы электроснабжения объекта на стороне до 1000 В	41
7 Расчет и выбор кабелей для системы внешнего электроснабжения объекта на напряжении 10 кВ	44
8 Релейная защита	47
8.1 Расчет релейной защиты трансформаторов ТП.....	47
Заключение	54
Список использованных источников	56

Введение

Рост городской инфраструктуры оказывает влияние и на рост электропотребления. Не смотря на возрастающий, в последние годы, тренд энергосбережения, проблема роста электропотребления для городов остается очень серьезной. К этому вопросу добавляется и тот факт, что бурный рост городов происходил в советский период и на сегодняшний момент изношенность городских электрических сетей достигает большого процента. В первую очередь изношенность сетей и недостаточность электрических мощностей, сказывается при уплотнительной застройке городов. Так как уплотнение существующей застройки происходит по новым строительным нормам и правилам. В настоящее время цена земли в центре крупного российского города весьма значительна и застройщику, для получения максимальной выгоды необходимо увеличивать этажность жилых зданий, что увеличивает нагрузку на существующие электрические сети.

Кроме того, в последнее время наметилась тенденция роста городского населения и строительства новых микрорайонов. Каждый новый микрорайон должен иметь социально-культурный сектор, сектор торговли и обслуживания, а так же сектор дошкольного и среднего образования. Рост числа зданий относящихся к данным секторам на территории новых и уже существующих микрорайонов приводит так же к дополнительной загрузке городских распределительных электрических сетей.

Нормы проектирования городских электрических сетей советской эпохи не учитывали той электрической нагрузки, которая приходится на долю каждой квартиры. В настоящее время в большинстве квартир насчитывается большое количество мощных электроприемников.

При проектировании новых городских электрических сетей следует учитывать постоянный рост электропотребления бытовыми потребителями. Кроме того, следует обращать особое внимание на проектирование уличного освещения. При выборе установок наружного освещения следует отдавать

предпочтение современным светодиодным светильникам, так как потребляемая ими мощность значительно ниже традиционно используемых при уличном освещении. При проектировании освещения необходимо уделять внимание схемам управления уличным освещением. Большая часть электрической энергии тратится на уличное освещение, поэтому рационально спроектированная система уличного освещения с применением современных систем управления позволит сократить электропотребление в значительной мере.

Актуальность работы обусловлена тем, что непрерывная застройка и увеличение энергоемкости потребителей ведет к созданию более технологичных и экономичных сетей электроснабжения.

Целью выпускной квалификационной работы является повышение надежности электроснабжения потребителей юго-западной части 16 квартала Автозаводского района города Тольятти.

Согласно поставленной цели в работе решаются следующие задачи:

- Выполнен расчет нагрузки потребителей;
- Произведен выбор трансформаторной подстанции;
- Осуществлен выбор трансформатора;
- Произведен выбор проводников;
- Проверены расчеты релейной защиты.

1 Краткая характеристика объекта проектирования

Рассматривается юго-западная часть 16 квартала Автозаводского района г.Тольятти питаемая от трансформаторной подстанции мощностью 40000кВА относящейся к Городским электрическим сетям ОАО «Электросеть».

Находится в II климатической зоне. Абсолютный максимум температуры +40,5°С, абсолютный минимум -43,4°, среднегодовая температура +5,1 °С. Среднее количество осадков 492 мм в год, из которых треть приходится на холодное время года. Влажность воздуха составляет 80-85% зимой и 55-70% в тёплый период.

Электроснабжение микрорайона осуществляется от ТП, запитанных по кабельным линиями от существующей подстанции 110/10 кВ «ГПП 4».

По степени надежности, потребители микрорайона относятся к I, II и III категории потребителей. К I категории относятся противопожарные устройства, лифты жилых домов высотой свыше 16 этажей, эвакуационное и аварийное освещение, центральные тепловые пункты (ЦТП), обслуживающие жилые дома высотой свыше 16 этажей.

В проектируемый микрорайон входят следующие потребители:

- 7 жилых домов высотой в 9 этажей;
- 2 детских дошкольных учреждения;
- 1 развлекательный клуб.

Строительный план 16 квартала представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Строительный план 16 квартала

2 Расчет электрических нагрузок объекта проектирования

При проектировании системы электроснабжения необходимо определение электрических нагрузок, т.к. увеличение электропотребления квартир происходит в результате насыщения приборами, в то же время новые приборы выпускаются с улучшенными характеристиками. Расчет произведем в соответствии с методикой по расчету электрических нагрузок. Инструкция по проектированию городских электрических сетей распространяется на вновь сооружаемые и реконструируемые электрические сети городов (районов и микрорайонов) и поселков городского типа до и выше 1 кВ, в том числе на электрические сети к отдельным объектам, находящимся на территории города, независимо от их ведомственной принадлежности.

2.1 Расчет электрических нагрузок по жилым зданиям объекта

Электроприемники жилых зданий подразделяются на следующие группы:

- электроприемники квартир;
- электроприемники общедомового назначения.

К электроприемникам квартир относятся осветительные и бытовые электроприборы; к электроприемникам общедомового назначения относятся светильники лестничных клеток, технических подполий, чердаков, вестибюлей, холлов, служебных и других помещений, лифтовые установки, вентиляционные системы, противопожарные устройства, домофоны и т.п. [19].

Так же в при расчете нагрузок следует учитывать наличие силовых электроприемников, таких как: АД с короткозамкнутым ротором и различные электроприемники лифтов.

Для высотных зданий применяют лифты со специальным электроприводом, куда входит электромагнитный тормоз и аппаратура управления.

Расчетная электрическая нагрузка для квартир, которая приводится к вводу многоквартирного дома:

$$P_{кв} = P_{кв.уд} \cdot n, \quad (2.1)$$

где $P_{кв.уд}$ - удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир кВт/квартир; n - количество квартир.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников) $P_{р.ж.д.}$, кВт, определяется по формуле:

$$P_{р.ж.д.} = P_{кв} \cdot K_y \cdot P_c, \quad (2.2)$$

где K_y - коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников, $K_y=0,9$; P_c - расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников:

$$P_c = P_{р.л.} \cdot P_{ст.у}, \quad (2.3)$$

где $P_{р.л.}$ - мощность лифтовых установок, кВт; $P_{ст.у}$ - мощность электродвигателей санитарно-технических устройств, кВт.

Мощность лифтовых установок определяется по формуле [1]:

$$P_{р.л.} = K_c \cdot P_l \cdot n, \quad (2.4)$$

где K_c - коэффициент спроса [5]; P_l - установленная мощность электродвигателя лифта, кВт; n - количество лифтовых установок.

Реактивная нагрузка жилых объектов складывается из реактивной мощности электродвигателей лифтов и реактивной мощности квартир:

$$Q_{р.ж.д.} = P_{кв} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{ж.д.} \cdot 0,9 \cdot P_c \cdot \operatorname{tg}\varphi_c, \quad (2.5)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{ж.д.} = 0,42$ для квартир с электрическими плитами; $\operatorname{tg}\varphi_c$ для лифтовых установок [3].

Полная расчетная нагрузка жилого дома определяется:

$$S_{ж.д.} = \frac{P_{кв}}{\cos\varphi_{ж.д.}} + \frac{0,9 \cdot P_c}{\cos\varphi_c} \quad (2.6)$$

Определение нагрузки жилых зданий представлен на примере Жилого дома расположенного по адресу Цветной бульвар дом 26. Высотой 9 этажей.

Имеются подъездные помещения в количестве 3 штук. Установлено 3 лифтовые установки. Данные по остальным жилым постройкам сведены в таблицу.

Расчетная нагрузка $P_{кв}$ дома «26» при $R_{кв.уд} = 1,2$ кВт/кв:

$$P_{кв} = 1.2108 = 129.6 \text{ кВт},$$

Расчетная нагрузка для лифтовых установок при $K_c=0,8$:

$$P_{пл} = 0.8311 = 26.4 \text{ кВт},$$

Санитарно-технических устройства находятся на КНС:

$$P_{сх.у} = 0 \text{ кВт},$$

Расчетная нагрузка силовых электроприемников дома:

$$P_c = P_{п.л.} = 26,4 \text{ кВт},$$

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома:

$$P_{ржд} = 129.6 + 0.9 + 26.4 = 153.36 \text{ кВт},$$

Расчетная реактивная нагрузка жилого дома:

$$Q_{р.ж.д.} = 129.6 \cdot 0.42 + 0.9 \cdot 26.41 \cdot 17 \text{ квар},$$

Полная расчетная нагрузка жилого дома:

$$S_{ж.д.} = \frac{129.6}{0.92} + \frac{26.6 \cdot 0.9}{0.6} = 180,47 \text{ кВА}$$

Результаты расчетов нагрузок для остальных объектов выполняется аналогичным способом, результаты расчетов сведены в таблицу 1. Удельные расчетные нагрузки детских садов и развлекательного клуба представлены далее. Приведенные значения в таблице 1 позволяют произвести дальнейшие расчеты в пункте 2.2 и определить потребляемую мощность каждого отдельного потребителя.

2.2 Расчет электрических нагрузок общественных зданий

Пример расчета нагрузки детского сада “Колокольчик”.

Расчетная мощность общественных зданий определяется по формуле:

$$P_p = P_{p.yd} \cdot F, \quad (2.7)$$

$$P_p = 0.40250 = 100 \text{ кВт}.$$

где $P_{p.yd}$ - удельный показатель из таблицы 1 кВт, F - человек/место [2].

Реактивная нагрузка общественных зданий определяется по формуле

$$Q_p = P_p \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.8)$$

$$Q_p = 100 \cdot 0.29 = 29 \text{ квар}.$$

Полная нагрузка общественного здания определяется по формуле:

$$S_p = \frac{P_p}{\cos \varphi}, \quad (2.9)$$

Расчет электрических нагрузок для остальных общественных зданий ведется аналогичным способом, результаты расчетов так же сведены в таблицу 1.

2.3 Освещение проектируемого объекта

Важной частью электроснабжения городов является осветительная нагрузка. Установки освещения городов можно условно классифицировать следующим образом: установки уличного освещения, установки архитектурного освещения (подсветка фасадов зданий и сооружений), осветительные установки мест отдыха (городские сады и бульвары) и установки рекламного освещения.

Устройство уличного освещения регламентируется ВСН 541-82-«Инструкцией по проектированию наружного освещения городов, поселков городского типа и сельских населенных пунктов». При проектировании уличного освещения следует учитывать категорию дороги, которые приведены в регламентирующих документах по расчету освещения.

При проектировании уличного освещения требуется уделить внимание разработке системы управления уличным освещением. Управление уличным освещением должно осуществляться от центрального пункта с использованием

устройств автоматики и телемеханики.

2.3.1 Проектирование наружного освещения юго-западной части шестнадцатого квартала

Целью проектирования является выбор светильников и схем их размещения. Осветительные приборы должны обеспечивать необходимый уровень освещенности для дорог, проездов и скверов [4], а так же должны отвечать современным стандартам по энергоэффективности.

Исходя из нормативов [4], установки уличного освещения для магистральных улиц районного значения относящихся к категории <Б> должны обеспечивать освещенность на уровне покрытия не менее 10лк. А освещение внутриквартальных проездов и скверов должно быть не менее 3лк.

Был проведен расчет различных схем освещения в среде DIALux с использованием различных ламп: натриевых, металлогалогенных. Целью расчётов является сравнение различных вариантов освещения для выявления лее оптимального, обеспечивающего наименьшее энергопотребление и наименьшие затраты на строительство и эксплуатацию.

2.3.2 Светотехнический расчет с использованием натриевых ламп мощностью 400Вт и 150Вт

На территорию проектируемого объекта использованы несколько видов освещения, каждый из которых выполняет определенные функции и регулируется нормами присущими данной местности. Для наглядности следует разделить объект на две части (рисунок 2).

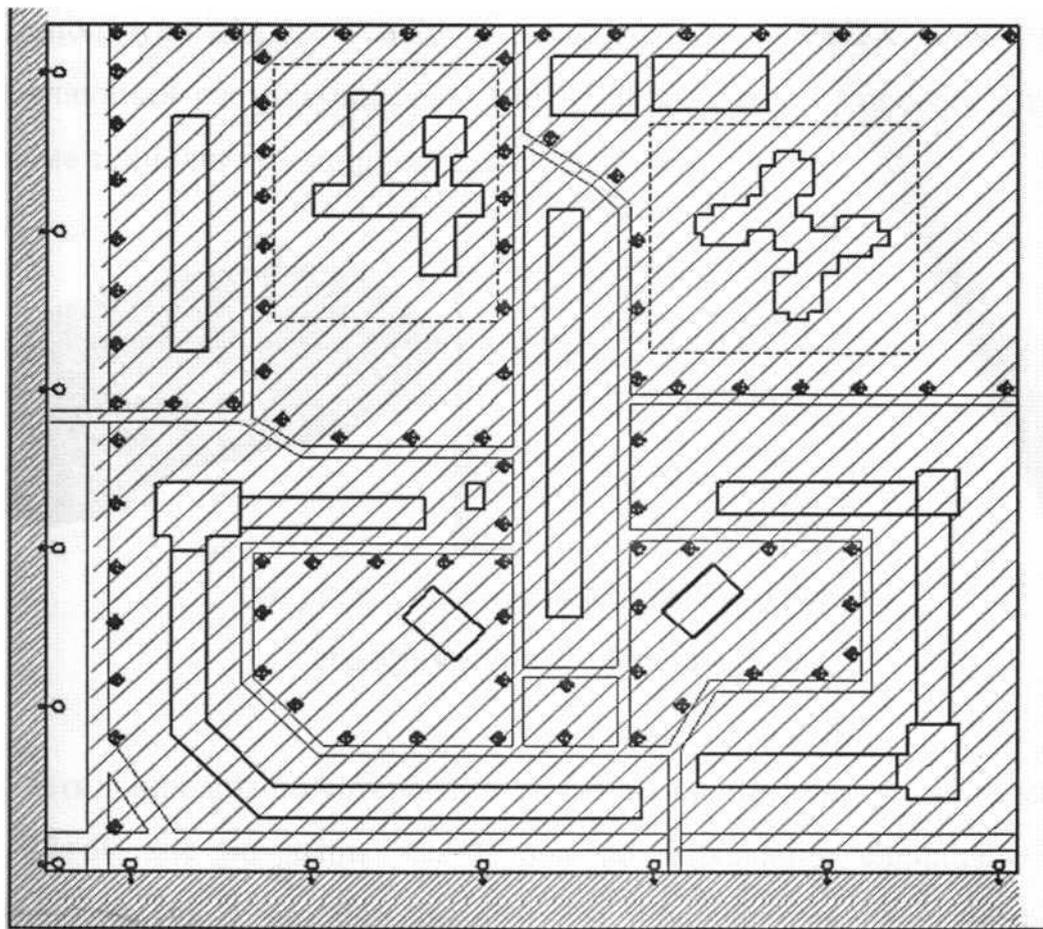


Рисунок 2 - Области освещения

Первая - проезжая часть, периметр которой будут освещать консольные светильники на железобетонных опорах высотой 8 метров. Для обеспечения необходимой освещенности не менее 10лк расположим по краю проезжей части светильники мощностью 400Вт с широкой кривой распределения света. Это позволит достичь равномерной освещенности. Разместим светильники на высоте 12 метров, что позволит избежать их слепящего действия, что так же будет способствовать равномерному распределению света.

Вторая - территория скверов и проездов, освещаемая, венчающими светильниками установленными на металлические столбы высотой 3 метра.

В скверах и проездах согласно [4] освещенность должна быть не ниже 3лк. Используем рассеивающее освещение, выполненное с помощью консольных светильников 150 Вт (рисунок 4).

Используем для расчета консольные светильники НТК 20 N400 (рисунок

3 и венчающий светильник NTV 190 S150 (рисунок 4) производства фирмы «Световые технологии» мощностью 400 и 150 Вт.

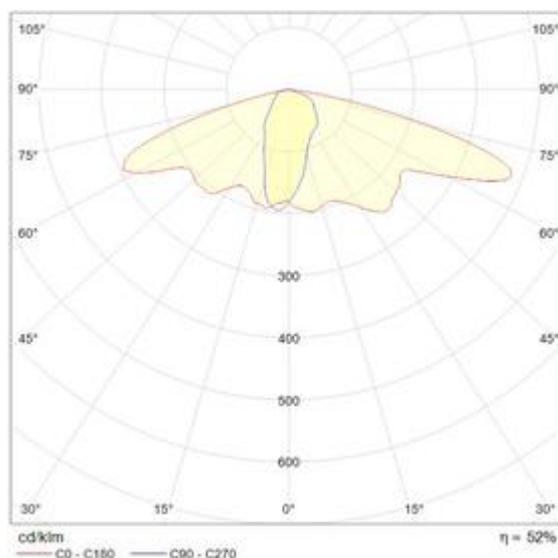


Рисунок 3 - Светильник NTK 20 N400 и его кривая распределения света

Светильник можно устанавливать как на кронштейн, так и на торшерную опору 48÷60 мм не выше 12 метров во избежание слепящего эффекта. Устанавливаем на железобетонные опоры находящиеся на равном удалении друг от друга, для создания более равномерного освещения.

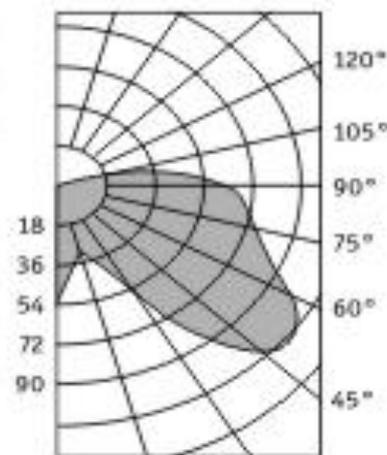


Рисунок 4 - Светильники NTV 190 S150 и его кривая распределения света

Устанавливается на опору (столб) диаметром 60 мм на равном удалении для создания равномерной освещенности.

Были проведены предварительные расчёты в программе DIALux, в результате которых были выявлены наиболее оптимальные высоты расположения светильников и их количество. Светильники NTK 20 N400 в количестве 12 штук монтируются на железобетонных опорах расположенных вдоль проезжей части. Высота опоры составила 9 метров. Светильники NTV 190 S150 в количестве 91 штук располагаются вдоль проездов по территории объекта на высоте 4 метра.

2.3.3 Расчет освещения с использованием светодиодных светильников

В последнее десятилетие краеугольным стал вопрос о энергосбережение и повышение энергетической эффективности. Внимание привлекают полупроводниковые источники света. За последние время наблюдается рост о зетовой эффективности и единичной мощности, так же снижение стоимости, которая способствует стремительному развитию технологии производства светодиодов.

Для освещения улиц применим продукцию «GALAD». Используем светильники наибольшей мощности 04581 ДКУ02-320-002 (рисунок 5) мощностью 320 Вт со световым потоком 32000 лм. Производится установка вдоль магистральных улиц. Высота подвеса 12.4 метра в количестве 6 штук.

На территории проектируемого объекта размещаем менее мощные светильники венчающего типа. GALAD 001002 ДТУ08-80-001 «Светлячок» (рисунок 6) мощностью 80 Вт со световым потоком 8000 лм.

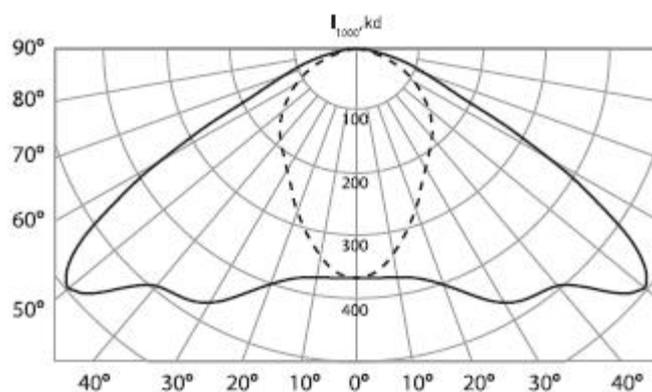


Рисунок 5 - Светильник 04581 ДКУ02-320-002 и его кривая распределения света

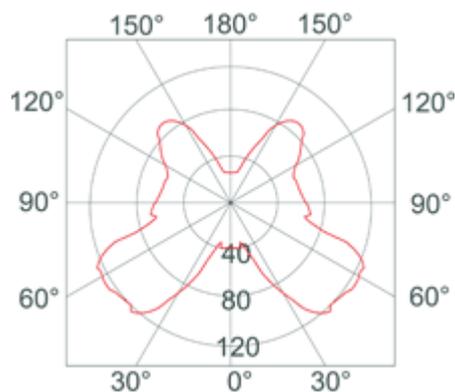


Рисунок 6 — Светильник GALAD 001002 ДТУ08-80-001 «Светлячок» и его кривая распределения света

В результате расчётов в программе DIALux было выявлено необходимое число светильников и оптимальные места их расположения для обеспечения необходимого уровня освещения. Светильники мощностью 320 Вт располагаются на опорах на высоте 12.4 метра. Требуемое количество - 10 штук. Светильники мощностью 80 Вт располагаются вдоль проездов и скверов на высоте 4 метров. Требуемое количество 85 штук [11].

Из таблицы 3 видно, что использование полупроводниковых

осветительных приборов позволит сократить количество светильников и потребляемую мощность. Светильники с натриевыми лампами являются более энергоемкими по сравнению со светодиодными, но при этом они остаются в приоритете из-за их низкой цены.

Суммарная мощность освещения:

$$P_{\Sigma} = n_{ЛС1} \cdot P_1 + n_{ЛС2} \cdot P_2 = 12400 + 15091 = 18450 \text{ Вт} = 18,4 \text{ кВт} \quad (3.5)$$

где $P_1 = 400 \text{ Вт}$ - мощность одного консольного светильника NTK 20 N400, $P_2 = 150 \text{ Вт}$ - мощность одного венчающего светильника NTV 190 S150.

Таблица 1 – Нагрузки коммунально-бытовых потребителей

№ дома	Наименование потребителя	Этажность	кВт/место	Удельный показатель	$\cos\varphi / \text{tg}\varphi$	Кол-во лифтов	Руст.л. кВт	Кс.л
26	Многоквартирный жилой дом	9	-	1.2	0.92/0.42	3	11	0.8
27	Многоквартирный жилой дом	10	-	1.19	0.92/0.42	4	11	0.7
31	Многоквартирный жилой дом	9	-	0.9	0.92/0.42	7	11	0.6
32	Многоквартирный жилой дом	9	-	1.2	0.92/0.42	3	11	0.8
33	Многоквартирный жилой дом	9	-	1.2	0.92/0.42	3	11	0.8
34	Многоквартирный жилой дом	9	-	0.91	0.92/0.42	11	11	0.4
28	Многоквартирный жилой дом	9	-	1.18	0.92/0.42	4	11	0.7
30	Клуб-бар	-	600	0.11	0.75/0.88	-	-	-
29	Детский сад	2	250	0.4	0.96/0.29	-	-	-
24	Детский сад	2	300	0.4	0.96/0.29	-	-	-

Таблица 2 – Расчетные нагрузки потребителей по району в целом

Номер дома	Наименование потребителя	P_p , кВт	Q_p , кВт	S_p , кВт · А
26	Многоквартирный жилой дом	153.36	82.231	180.47
27	Многоквартирный жилой дом	218.12	112.4	253.15
31	Многоквартирный жилой дом	264.78	142.39	311.91
32	Многоквартирный жилой дом	153.36	82.23	180.47
33	Многоквартирный жилой дом	153.36	82.23	180.47
34	Многоквартирный жилой дом	317.16	188.55	428.68
28	Многоквартирный жилой дом	197.64	103.79	230.89
30	Клуб-бар	66	19.4	88
29	Детский сад	100	29	104.1
24	Детский сад	120	34.8	125
	Освещение	18.4		
Итого:		1762.18	877.042	2083.13

Таблица 3 – Данные светильников

Светильник	Тип источника света	Потребляемая мощность, Вт	Световой поток, лм	Светоотдача, лм/Вт	Стоимость светильника, руб.	Стоимость лампы, руб. (ресурс лампы, ч)
NTK 20 N400	ДНаТ	400	48000	120	6900	370 (15000)
NTV 190 S150	ДНаТ	150	13200	88	13000	10000 (10000)
04581 ДКУ02-320- 002	Светодиоды	320	32000	100	27000	17500 (12000)
GALAD 001002 ДТУ08-80- 001 «Светлячок »	Светодиоды	80	8000	100	20000	4800 (12000)

3 Выбор количества трансформаторов и типа подстанции

Как правило, применяются одно- и двухтрансформаторные подстанции. Однотрансформаторные подстанции проектируются для электроприемников второй и третьей категории надежности. Двухтрансформаторные подстанции рекомендуются при преобладании первой и второй категории надежности, а также при неравномерном суточном или годовом графике нагрузок со значительной разницей смен, когда целесообразно отключать или подключать один из трансформаторов с целью экономичной работы ТП.

Система электроснабжения проектируемой части жилого квартала имеет потребителей второй и третьей категории надежности, вследствие чего принимается вариант трансформаторной подстанции с двумя трансформаторами.

Наиболее оптимальным решением является установка силовых трансформаторов в комплектной подстанции, состоящей из блоков, защищающих оборудование от воздействия природных условий и вандализма. Таковой является блочная комплектная трансформаторная подстанция (БКТП). БКТП применяются для электроснабжения жилищно-коммунальных, общественных, промышленных и сельскохозяйственных объектов, зон индивидуальной застройки и коттеджных поселков в районах с умеренным климатом, представляет собой отдельно стоящее здание, состоящее в зависимости от числа трансформаторов из одного (БКТП) или от двух и более пяти (2БКТП) бетонных блок-модулей.

Каждый блок-модуль имеет надземную подземно-цокольную части в виде объемных железобетонных конструкций. Подземно-цокольная часть, предназначенная для ввода кабельных линий, кладки и подключения кабельных перемычек, представляет собой сборную конструкцию из железобетонных плит, состоящую из четырех стен с полом, которая заглубляется в землю и устанавливается на подготовленную фундаментную площадку. Подземно-

цокольную часть для гидроизоляции покрывают битумной мастикой в два слоя, а места стыка плит заделывают специальным раствором, не допускающим просачивание воды. В случае применения маслонаполненного силового трансформатора под ним устанавливается маслоприемник, рассчитанный на весь объем масла трансформатора. Надземная часть, предназначенная для размещения электрооборудования, представляет собой сборную конструкцию из железобетонных плит, состоящую из четырех стен с полом и крышей, и устанавливается сверху на подземно-цокольную часть или специальный фундамент, изготавливаемый Заказчиком с учетом габаритных размеров (в этом случае подземно-цокольная часть не изготавливается). В конструкции блоков предусмотрены четыре строповочные цапфы для погрузки. Для доступа подземно-цокольную часть предусмотрены люк и лестница.

Подземно-цокольные части блок-модулей устанавливаются в котлован на подготовленную фундаментную площадку на глубину, обеспечивающую необходимую высоту БКТП над поверхностью земли, определяемую конкретным проектом. После установки при необходимости по их периметру закладывается гидроизоляционный материал. Надземные части блок-модулей устанавливаются на подземно-цокольные части или специальный фундамент, стоящих плотно друг к другу блоков места стыковки стен герметизируется изнутри монтажной пеной и закрываются специальными металлическими декоративными накладками, а стыки примыкания крыш накрываются слоем гидростойкого материала.

Монтаж БКТП

1. После установки БКТП ранее подготовленный внутренний контур заземления подсоединяется к внешнему, выполненному в соответствии с требованиями СНиП 3.05.06-96 и отвечающему требованию ПУЭ п. 1.7.109, с помощью электросварки.

2. Закатываются силовые трансформаторы и фиксируются в отсеке.

3. К внутреннему контуру заземления подключаются корпуса и нулевые выводы силовых трансформаторов.

4. Производится соединение силовых трансформаторов с РУНН кабельными перемычками или с помощью шин (в зависимости от заказа).

5. Производится соединение силовых трансформаторов с УВН кабельными перемычками, которые прокладываются в подземно-цокольных частях.

6. В случае размещения УВН в нескольких блок-модулях производится подключение секционных перемычек между оборудованием УВН (кабельные перемычки поставляются в комплекте).

7. Заводятся внешние высоковольтные и низковольтные кабельные линии через проемы подземно-цокольных частей с использованием асбестоцементных труб требуемого диаметра. Образовавшиеся зазоры и щели между трубами заделываются раствором цемента. Затвердевший бетон покрывается гидроизоляцией в три слоя.

8. Внешние высоковольтные и низковольтные кабельные линии подключаются к оборудованию УВН и РУНН через проемы в полу.

9. Производится установка и подключение аппаратов, поставляемых отдельно.

10. Производится соединение вторичных цепей УВН и РУНН (через клемные коробки).

11. В трансформаторном отсеке устанавливается деревянный барьер. Перед вводом БКТП в эксплуатацию необходимо:

1. Проверить техническое состояние и правильность выполнения заземления;

2. Произвести осмотр и наладку аппаратуры в соответствии с технической документацией заводов-изготовителей;

3. Произвести осмотр силовых трансформаторов в соответствии с техническим описанием и руководством по эксплуатации завода-изготовителя;

4. Проверить правильность монтажа;

5. Убедиться в правильности подключения кабельных линий ВН и НН;

6. Проверить затяжку контактных соединений, при необходимости провести их протяжку;

7. Произвести проверку работы устройства АВР от постороннего источника питания;

8. Проверить исправность предохранителей ВН и НН;

9. Проверить работу блокировок. Пуско-наладочные работы и испытания БКТП производятся в соответствии с действующими требованиями, нормами и инструкциями. Порядок включения БКТП определяется РД153-34.0-20.505-2001 («Типовая инструкция по переключениям в электроустановках») и местными оперативными инструкциями.

4 Определение числа и мощности распределительных трансформаторов

Предварительную мощность трансформатора выбираем по формуле:

$$P = P_{об} + P_{жил} + P_{осв} = 1762.78 \text{ кВт},$$

Выбор мощности трансформатора определяется по формуле:

$$S = \frac{P_{p\Sigma}}{K_3 \cdot N_T}, \quad (4.1)$$

где $P_{p\Sigma}$ - суммарная активная мощность потребителей; $K_3 = 0.7$ - коэффициент загрузки трансформатора; N_T - число трансформаторов на тп.

$$S = \frac{1768.78}{0.7 \cdot 2} = 1263.41 \text{ кВА}.$$

Исходя из полученной мощности выбираем к рассмотрению два варианта трансформаторов (таблица 3).

Таблица 3 – Технические характеристики трансформаторов

Обозначение	$P_{ном}$, кВА	ВН/НН, кВ	P_{xx} , Вт	$P_{кз}$, Вт	$U_{кз}$, %	I_{xx} , %
ТМГ	1250	10/0,4	1.8	17	5.5	1.2
ТМГ	1600	10/0,4		2.1	16.5	1

Для группы потребителей:

$$P_{p\Sigma} = 1762.78 \text{ кВт}, Q_{p\Sigma} = 877 / 042 \text{ квар}, S_{p\Sigma} = 2083.13 \text{ кВА}.$$

Рассмотрим вариант с двумя трансформаторами ТМГ -1250/10/0.4.

Определяем из каталога производителя параметры трансформаторов:

Потери холостого хода: $P_{xx} = 1.8$ кВт;

Потери короткого замыкания: $P_{кз} = 17$ кВт;

Ток холостого хода: $I_{xx} = 1.2$ %;

Напряжение короткого замыкания: $U_{кз} = 6$ %;

Потери активной мощности в трансформаторе определяется по формуле:

$$\Delta P_{T\Sigma} = N_T (P_{xx} + P_3^2 P_{кз}) \quad (4.2)$$

где N_T – количество трансформаторов, P_{xx} – потери холостого хода, кВт, P_3 – коэффициент загрузки трансформатора, $P_{кз}$ – потери короткого замыкания, кВт.

$$\Delta P_{T\Sigma} = 2(1.8 + 0.7^2 \cdot 17) = 20.26 \text{ кВт.}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторе определяется по формуле:

$$\Delta Q_{T\Sigma} = N_T (I_{xx} + K_3^2 \cdot U_{кз}) (S_n) / (100), \quad (4.2)$$

где I_{xx} – ток холостого хода, кВт, $U_{кз}$ – потери короткого замыкания, кВт, S_n – номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$\Delta Q_{T\Sigma} = 2(1.2 + 0.7^2 \cdot 5.5)(1250) / (100) = 97.37 \text{ квар,}$$

Расчетная активная нагрузка потребителей с учетом потерь в трансформаторе определяется по формуле:

$$P_p = P_{p\Sigma} + P_{T\Sigma}, \quad (4.4)$$

$$P_p = 1743.78 + 20.26 = 1764.04 \text{ кВт}$$

Расчетная реактивная нагрузка потребителей с учетом потерь в трансформаторе определяется по формуле:

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + Q_{T\Sigma}, \quad (4.5)$$

$$Q_p = 877,042 + 97,37 = 974.41 \text{ квар.}$$

Реактивная мощность в часы минимума нагрузки определяется по формуле:

$$Q_{min} = Q_p \cdot 0.5, \quad (4.6)$$

$$Q_{min} = 974.41 \cdot 0.5 = 487.2 \text{ квар.}$$

Экономически обоснованные значения реактивной мощности в часы максимума энергосистемы определяется по формуле:

$$Q'_{\Sigma 1} = Q_p - 0.7 \cdot Q_{CD}, \quad (4.7)$$

$$Q'_{\varepsilon 1} = 974.41 - 0.70 = 974.41 \text{ квар},$$

$$Q''_{\varepsilon 1} = \alpha \cdot P_p, \quad (4.8)$$

где $\alpha = 0.28$; $Q_{CD} = 0$.

$$Q''_{\varepsilon 1} = 0.28 \cdot 1764.04 = 493.93 \text{ квар},$$

Из-за пониженного напряжения в часы максимальных нагрузок принимаем меньшее из значений:

$$Q_{\varepsilon 1} = 493.93 \text{ квар}.$$

Экономически обоснованные значения реактивной мощности в режиме наименьших нагрузок:

$$Q'_{\varepsilon 2} = Q_{min} + Q_k, \quad (4.9)$$

$$Q'_{\varepsilon 2} = 487.2 + 0 = 487.2 \text{ квар},$$

$$Q''_{\varepsilon 2} = Q_{min} - Q_{CD} = Q_{min} - (Q_P - Q_{\varepsilon 1}), \quad (4.10)$$

$$Q''_{\varepsilon 2} = 487.2 - 974.41 - 493.93 = 6.72 \text{ квар},$$

Из-за повышенного напряжения в часы минимальных нагрузок принимаем большее из значений:

$$Q_{\varepsilon 2} = 487.2 \text{ квар}$$

Определяем суммарную мощность компенсирующих устройств по формуле:

$$Q_{ку. max} = 1.1 Q_P - Q_{\varepsilon 1}, \quad (4.11)$$

$$Q_{ку. max} = 1.1974.41 - 493.93 = 577,89 \text{ квар},$$

$$Q_{ку. min} = Q_{min} - Q_{\varepsilon 2}, \quad (4.12)$$

Для объекта должны быть выбраны регулируемые установки компенсации реактивной мощности.

Мощность, которая передается из сети напряжением 10 кВ в сеть напряжением до 1 кВ и не должна компенсироваться:

$$Q_{\varepsilon H} = Q_{\varepsilon 1} - (Q_P - Q_{P\Sigma}), \quad (4.13)$$

$$Q_{\varepsilon H} = 493.93 - 974.41 - 871.04 = 390.56 \text{ квар}.$$

Реактивная мощность распределительных трансформаторов:

$$Q_T = \sqrt{N_T \cdot K_3 \cdot S_H^2 - P_{P\Sigma}^2}, \quad (4.14)$$

$$Q_T = \sqrt{2 \cdot 0.7 \cdot 1250^2 - 1743.78^2} = 147,41 \text{ квар}$$

Мощность устройств компенсации на стороне до 1000 В:

$$Q_{KV.H} = Q_{P\Sigma} - Q_T, \quad (4.15)$$

$$Q_{KV.H} = 877.04 - 147.41 = 729.63 \text{ квар.}$$

Мощность устройств компенсации на стороне выше 1000 В:

$$Q_{KV.B} = Q_{ky.max} - Q_{KV.H}, \quad (4.16)$$

$$Q_{KV.B} = 577.79 - 729.63 = 151.84 \text{ квар.}$$

На стороне 0.4 кВ реактивная мощность устройств компенсации $Q_{KV.H} = 729,63 > 100$ квар, поэтому нецелесообразно устанавливать КУ в системе электроснабжения объекта на этой ступени напряжения. На стороне 10 кВ $Q_{KV.B} = -151.84 < 800$ квар, вследствие чего установка КУ не имеет смысла.

Для компенсации реактивной мощности на стороне 0.4 кВ выбираем КУ марки УКМ70-0,4-150-25 УЗ в количестве одной штуки.

Затраты на установку КТП с трансформатором ТМГ/1250 определяются по формуле:

$$Z_{KV.H} = E \cdot K_{KV.H} = 0,223320 = 71,36 \text{ тыс. руб.} \quad (4.17)$$

где E – коэффициент отчислений; $K_{KV.H}$ – стоимость КУ, тыс. руб.

Удельная стоимость потерь холостого хода трансформатора:

$$C_0 = \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot T_P = \left(\frac{301,2}{4500} + 0,59 \cdot 10^{-2} \right) \cdot 8760 = 638 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{год}, \quad (4.18)$$

где α – основная ставка двухставочного тарифа, плата за 1 кВт максимальной нагрузки, β – дополнительная плата за 1 кВт · ч; T_M – годовое число часов работы, ч.

Удельная стоимость максимальных потерь активной мощности:

$$C = \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot \tau = \left(\frac{301,2}{4500} + 0,59 \cdot 10^{-2} \right) \cdot 2886 = 210,2 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{год}, \quad (4.19)$$

где τ – период максимальных потерь, который приближенно определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2886 \text{ ч} \quad (4.20)$$

Стоимость потерь мощности в трансформаторах КТП:

$$C \cdot \Delta P_T = C_0 \cdot \Delta P_{xx} + C \cdot \Delta P_{K3} \cdot K_3^2 \quad (4.21)$$

$$C \cdot \Delta P_T = C_0 \cdot \Delta P_{xx} + C \cdot \Delta P_{K3} \cdot K_3^2 = 6381.8 + 210.2170.7^2 = 2899.36 \text{ руб.},$$

Приведенные затраты на установку КТП:

$$Z_{КТП} = E \cdot K_{ТП} + C \cdot \Delta P_T = 0,2236172 + 2.892 = 280.96 \text{ тыс.руб.} \quad (4.22)$$

где E – коэффициент отчислений; $K_{ТП}$ – стоимость КТП, тыс. руб.

Суммарные затраты:

$$Z = Z_{КТП} + Z_{КВ.Н} = 280.96 + 71.36 = 352.32 \text{ тыс.руб.} \quad (4.23)$$

Рассмотрим вариант с трансформатором ТМГ-1600/10/0.4 определяем параметры трансформаторов равными:

$$P_{XX} = 2.1 \text{ кВт}; P_{K3} = 16.5 \text{ кВт};$$

$$U_{K3} = 6\%; I_{XX} = 1\%;$$

Потери активной мощности в трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta P_{T\Sigma} = N_T (P_{XX} + K_3^2 P_{K3}), \quad (4.24)$$

$$\Delta P_{T\Sigma} = N_T (P_{XX} + K_3^2 P_{K3}) = 2 \cdot (2.1 + 0.7^2 \cdot 16.5) = 20.37 \text{ кВт.}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta Q_{T\Sigma} = N_T \cdot (I_{XX} + K_3^2 \cdot U_{K3}) \cdot \frac{S_H}{100}, \quad (4.25)$$

$$\Delta Q_{T\Sigma} = N_T \cdot (I_{XX} + K_3^2 \cdot U_{K3}) \cdot \frac{S_H}{100} = 2 \cdot (1 + 0,7^2 \cdot 6) \cdot \frac{1600}{100} = 126,08 \text{ квар},$$

Расчетная активная нагрузка потребителей с учетом потерь в трансформаторе определяется по формуле:

$$P_P = P_{P\Sigma} + \Delta P_{T\Sigma}, \quad (4.26)$$

$$P_P = P_{P\Sigma} + \Delta P_{T\Sigma} = 1743.78 + 20.37 = 1764.15 \text{ кВт},$$

Расчетная реактивная нагрузка потребителей с учетом потерь в трансформаторе определяется по формуле:

$$Q_P = Q_{P\Sigma} + \Delta Q_{T\Sigma}, \quad (4.27)$$

$$Q_P = Q_{P\Sigma} + \Delta Q_{T\Sigma} = 877.04 + 126.08 = 1003.12 \text{ кВт},$$

Реактивная мощность в часы минимума нагрузки определяется по формуле:

$$Q_{min} = Q_P \cdot 0.5, \quad (4.28)$$

$$Q_{min} = 1003.12 \cdot 0.5 = 501.56 \text{ квар}.$$

Экономически обоснованные значения реактивной мощности в часы максимума энергосистемы определяется по формуле:

$$Q'_{\text{Э1}} = Q_P - 0.7 \cdot Q_P, \quad (4.28)$$

$$Q'_{\text{Э1}} = Q_P - 0.7 \cdot Q_P = 1003.12 - 0.70 \cdot 1003.12 = 301.12 \text{ квар}.$$

$$Q''_{\text{Э1}} = \alpha \cdot P_P, \quad (4.29)$$

$$Q''_{\text{Э1}} = 0.28 \cdot 1764.15493.96 \text{ квар}.$$

Из-за пониженного напряжения в часы максимальных нагрузок принимаем меньшее из значений:

$$Q'_{\text{Э1}} = 301.12 \text{ квар}.$$

Экономически обоснованные значения реактивной мощности в режиме наименьших нагрузок:

$$Q'_{\text{Э2}} = Q_{min} + Q_K, \quad (4.30)$$

$$Q'_{\text{Э2}} = Q_{min} + Q_K = 501.56 + 0 = 501.56 \text{ квар},$$

$$Q''_{\text{Э2}} = Q_{min} - Q_{КД} = Q_{min} - (Q_P - Q_{\text{Э1}}), \quad (4.31)$$

$$Q''_{\text{Э2}} = 501.56 - 1003.12 - 301.12 = -7.61 \text{ квар}.$$

Из-за повышенного напряжения в часы минимальных нагрузок принимаем большее из значений:

$$Q_{\text{Э2}} = 501.56 \text{ квар}.$$

Определяем суммарную мощность компенсирующих устройств по формуле:

$$Q_{KV.max} = 1.1 \cdot Q_P - Q_{\Sigma 1}, \quad (4.31)$$

$$Q_{KV.max} = 1.1 \cdot Q_P - Q_{\Sigma 1} = 1.11003 \cdot 12 - 493.96 = 609.47 \text{ квар.},$$

$$Q_{KV.min} = Q_{min} - Q_{\Sigma 2}, \quad (4.32)$$

$$Q_{KV.min} = 501.56 - 501.56 = 0.$$

Все КУ должны быть регулируемыми.

Реактивная мощность, которая должна быть передана из сети 10кВ в сеть напряжением до 1 кВ и не должна компенсироваться:

$$Q_{\Sigma H} = Q_{\Sigma 1} - (Q_P - Q_{P\Sigma}), \quad (4.33)$$

$$Q_{\Sigma H} = 493.96 - 1003.12 - 877.04 = 367.88 \text{ квар.}$$

Реактивная мощность, которая должна быть передана из сети 10кВ в сеть напряжением до 1 кВ:

$$Q_T = \sqrt{N_T \cdot K_3 \cdot S_H^2 - P_{P\Sigma}^2}, \quad (4.34)$$

$$Q_T = \sqrt{2 \cdot 0.7 \cdot 1600^2 - 1743.78^2} = 1405.99 \text{ квар.}$$

Мощность КУ, устанавливаемых на стороне до 1 кВ:

$$Q_{KV.H.} = Q_{P\Sigma} - Q_T, \quad (4.35)$$

$$Q_{KV.H.} = 877.04 - 1405.99 = -528.95 \text{ квар.}$$

Мощность КУ, которые могут быть установлены на стороне 10 кВ:

$$Q_{KV.B.} = Q_{KV.max} - Q_{KV.H.}, \quad (4.36)$$

$$Q_{KV.B.} = 609.47 + 528.95 = 1138.42 \text{ квар.}$$

Так как на стороне 0,4 кВ $Q_{KV.H.} = -528.95 < 100$ квар., то установка конденсаторных батарей нецелесообразно. На стороне 10 кВ $Q_{KV.B.} = 1138.42 > 800$ квар, вследствие чего установка КУ имеет смысл.

Для компенсации реактивной мощности на стороне 10 кВ выбираем КУ марки УКРЛ56-10-1350 Уз в количестве одной штуки.

Затраты на установку КТП с трансформатором ТМГ-1600/10/0.4 определяется по формуле:

$$Z_{KV.H.} = E_{KV.H.} \cdot K_{KV.H.} = 0,223 \cdot 613 = 136.69 \text{ тыс. руб.},$$

Удельная стоимость потерь холостого хода трансформатора:

$$C_0 = \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot T_p, \quad (4.37)$$

$$C_0 = \left(\frac{301,2}{4500} + 0,59 \cdot 10^{-2} \right) \cdot 8760 = 638 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{год},$$

Удельная стоимость максимальных активных нагрузочных потерь:

$$C_0 = \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot \tau, \quad (4.38)$$

$$C_0 = \left(\frac{301,2}{4500} + 0,59 \cdot 10^{-2} \right) \cdot 2886 = 210,2 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{год},$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2886 \text{ ч}. \quad (4.39)$$

Стоимости потери мощности в трансформаторах КТП:

$$C \cdot \Delta P_T = C_0 \cdot \Delta P_{XX} + C_0 \cdot \Delta P_{K3} \cdot K_3^2, \quad (4.40)$$

$$C \cdot \Delta P_T = 638 \cdot 2,1 + 210,2 \cdot 16,5 \cdot 0,7^2 = 3039,26 \text{ руб}.$$

Приведенные затраты на установку КТП:

$$Z_{КТП} = E \cdot K_{КТП} + C \cdot P_T = 0,223 \cdot 941,55 \cdot 2 + 3.039 \cdot 2 = 426,01 \text{ тыс. руб.},$$

Суммарные затраты:

Исходя из расчетов – суммарные затраты на установку двухтрансформаторные подстанции укомплектованной ТМГ-1600 незначительно превышают затраты на подстанцию укомплектованную трансформаторами типа ТМГ-1250, так же из уплотнения района новой инфраструктурой, требующей все больше мощности, целесообразно выбрать вариант с ТМГ 1600.

5 Расчет токов короткого замыкания в системе электроснабжения объекта

Короткое замыкание - нарушение нормальной работы электрической установки, которое вызвано замыканием фаз между собой, а в системах с изолированной нейтралью также замыкание фаз на землю. Режим КЗ является опасным и тяжелым для электрооборудования, поэтому расчет ТКЗ проводится для выбора и проверки необходимого оборудования.

5.1 Определение токов короткого замыкания в системе электроснабжения объекта на стороне выше 1000 В

Для расчета ТКЗ выбираются такие точки, в которых ТКЗ будет иметь максимальное значение. Расчет ТКЗ ведется для рабочего режима системы, при этом на подстанции и один трансформатор находится в работе, а секционный выключатель находится в выключенном состоянии.

Расчетная схема представлена на рисунке 7. При составлении схемы замещения не участвуют активные сопротивления, если соблюдается условие:

$$R_{\Sigma} \leq 0.3 \cdot X_{\Sigma}.$$

Схема замещения для расчета ТКЗ представлена на рисунке 8.

Удельное сопротивление кабельных и воздушных линий при расчетах ТКЗ принимается равным:

Для кабельных линии напряжение 6-10 кВ - 0,08 Ом/км;

Для воздушных линии напряжением 35-110 кВ - 0,425 Ом/км.

Расчет ТКЗ ведется в относительных единицах. Для упрощения расчетов принимаются следующие значения напряжений.

$$U_{ср.ном1} = U_{\delta 1} = 115 \text{ кВ},$$

$$U_{ср.ном2} = U_{\delta 2} = 10.5 \text{ кВ}.$$

Базисный ток определяем по формуле:

$$I_{\sigma i} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma i}}, \quad (5.1)$$

где $I_{\sigma i}$ – базисный ток на i –ой ступени, кА, S_{σ} – базисная мощность, МВА;

Принимаем $S_{\sigma} = 100$ МВА, $U_{\sigma i}$ – базисное напряжение на i –ой ступени, кВ.

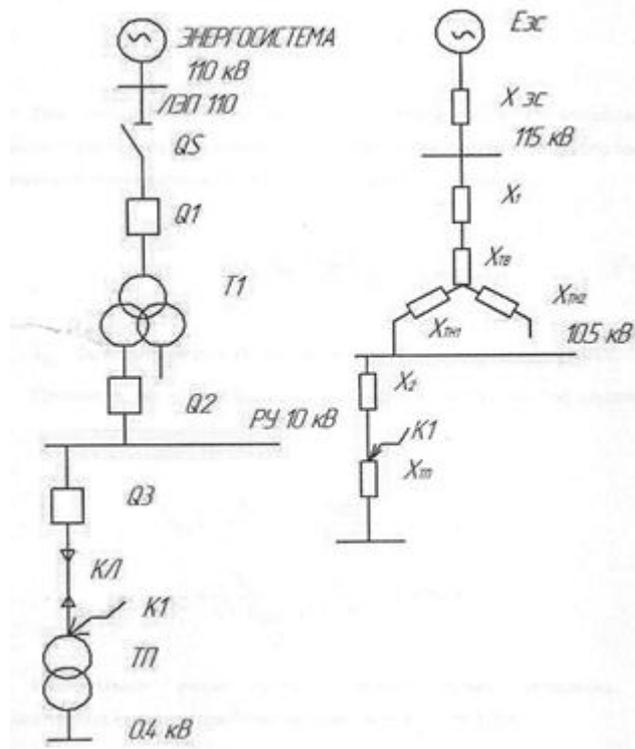


Рисунок 7 – Расчетная схема ТКЗ Рисунок 8- Схема замещения

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА};$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА}.$$

Принимая базисную мощность $S_{\sigma} = 100$ МВА, расчет ведем в относительных единицах.

Значение индуктивного сопротивления системы можно определить из следующего соотношения:

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{S_k} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ном.отк}} \cdot U_{\text{ср.ном1}}}, \quad (5.2)$$

где S_K – мощность КЗ, МВА, $I_{НОМ.ОТК}$ – номинальный ток отключения для выключателя марки ВГТ-110П-40/2500 У1 установленного на подстанции энергосистемы, кА, $I_{НОМ.ОТК} = 40$ кА.

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{S_K} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 40 \cdot 115} = 0,013,$$

Индуктивное сопротивление для ВЛ определяется:

$$X_{ВЛ} = X_{ОВЛ} \cdot L_{ВЛ} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{ср.ном1}^2} \quad (5.3)$$

где $X_{ОВЛ} = 0,425$ Ом/км – удельное индуктивное сопротивление ВЛ, Ом, $L_{ВЛ} = 20$ км – длина воздушной линии, км.

$$X_{ВЛ} = X_{ОВЛ} \cdot L_{ВЛ} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{ср.ном1}^2} = 0,425 \cdot 20 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,064$$

Индуктивное сопротивление трансформатора установленного на ГПП-4 имеющего с расщепленную обмотку низкого напряжения определяется:

$$\begin{aligned} X_{ТВ} &= u_{кВН} \cdot S_{\sigma} / 100 \cdot S_{ном,т} \cdot (1 - K_p / 4); \\ X_{ТН1} &= X_{ТН2} = (u_{кВН} \cdot S_{\sigma} \cdot K_p / 100 S_{ном,т} \cdot 2), \end{aligned} \quad (5.4)$$

где $u_{кВН} = 10,5\%$ - напряжение КЗ силового трансформатора установленного на ГПП-4, $S_{ном,т} = 40$ МВА – номинальная мощность силового трансформатора установленного на ГПП4, K_p – коэффициент расщепления.

$$K_p = 4 \cdot \left(\frac{u_{кВН1}}{u_{кКВ}} - 1 \right); \quad (5.5)$$

$$K_p = 4 \cdot \left(\frac{17}{10,5} - 1 \right) = 2,476;$$

$$X_{ТВ} = (10,5 \cdot 100) / (100 \cdot 40 \cdot (1 - 2,476 / 4)) = 0,1;$$

$$X_{ТН1} = X_{ТН2} = (10,5 \cdot 100 \cdot 2,476) / (100 \cdot 40 \cdot 2) = 0,325,$$

Сопротивление кабеля от ГПП-4 до проектируемой ТП определим по формуле (5.6): $L_{кл2} = 1,5$ км – длина КЛ от ГПП-4 до ТП-1, км.

Индуктивное сопротивление кабельной линии:

$$X_{кл3} = 0.08 \cdot 1,5 \frac{100}{10,5^2} = 0,108.$$

1. Расчет ТКЗ для точки К4.

При расчете ТКЗ для точки К4 необходимо учесть подпитку от всех синхронных электродвигателей, получающих питание от шин КРУ 10 кВ.

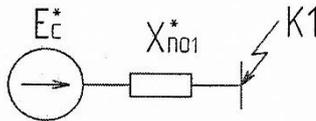


Рисунок 9 – Схема замещения

Суммарное индуктивное сопротивление до расчетной точки К4 равно:

$$X_{\Sigma c4} = X_C + X_{ВЛ} + X_{ТВ} + X_{ТН1} + X_{КЛ2} = 0.013 + 0.064 + 0.1 + 0,325 + 0.108 = 0.61.$$

Определим периодическую составляющую тока КЗ в точке К4:

$$I_{no.c4} = \frac{E_c}{X_{\Sigma c4}} \cdot I_{no.c4} = \frac{1}{0,61} \cdot 5.499 = 9.051 \text{ кА}. \quad (5.7)$$

Результирующий ток КЗ в точке К4:

$$I_{но4} = I_{no.c4} = 9.051 \text{ кА}.$$

Величина ударного тока КЗ для расчетной точки К4 равна:

$$I_{уд4} = \sqrt{2} \cdot I_{no.c4} \cdot K_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 9.051 \cdot 1.8 = 23.04 \text{ кА}.$$

5.2 Определение токов короткого замыкания в системе электроснабжения объекта на стороне ниже 1000 В

Расчетная схема приведена на рисунке 10.

Система:

- Мощность короткого замыкания $S_K = 100 \text{ МВА}$;
- Напряжение на высокой стороне $U_{н.вн} = 10,5 \text{ кВ}$.
- Марка трансформатора: ТМГ – 1600/10:
- Мощность трансформатора: $S_H = 1600 \text{ кВА}$;4

- Напряжение ВН трансформатора: $U_{Н.ВН} = 10,5$ кВ;
- Напряжение НН трансформатора: $U_{Н.НН} = 0,4$ кВ;
- Напряжение КЗ для трансформатора ТМГ – 1600/10: $U_K = 6\%$;
- Потери КЗ для трансформатора ТМГ – 1600/10: $P_{КЗ} = 16.5$ кВт.

Из заданных параметров трансформатора определим активное и индуктивное сопротивления:

$$r_T = \frac{P_{КЗ} \cdot U_{Н.НН}^2}{S_{Т.НОМ}^2} \cdot 10^6 \quad (5.8)$$

$$r_T = \frac{16,5 \cdot 0,4^2}{1600^2} \cdot 10^6 = 1,0,31 \text{ мОм}$$

$$x_T = \sqrt{u_K^2 - \left(\frac{100 \cdot P_{КЗ}}{S_{Т.НОМ}} \right)^2} \cdot \frac{U_{Н.НН}^2}{S_{Т.НОМ}} \cdot 10^4, \quad (5.9)$$

$$x_T = \sqrt{4,5^2 - \left(\frac{100 \cdot 16,5}{1600} \right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{1600} \cdot 10^4 = 5,911 \text{ мОм},$$

Выключатель (авт. выключатель Э25С 2500 А):

- $R_{КВ} = 0,19$ мОм;
- $X_{КВ} = 0,07$ мОм;

Трансформатор тока (ТШЛ-СЭЩ 0.66-02):

- $K_{ТТ} = 2500/5$;
- $R_{ТТ} = 0.0001$ мОм;
- $X_{ТТ} = 0,00009$ мОм.

Шинопровод («шина» - 2500):

- $I = 4$ м;
- $R_{ШВ} = 0,017$ мОм;
- $X_{ШВ} = 0,008$ мОм.

Выключатель (ВА51-39 630 А):

- $R_{А2} = 0,05$ мОм;
- $X_{А2} = 0,15$ мОм.

Трансформатор тока (ТШЛ-СЭЩ 0.66-0.1):

- $K_{ТТ} = 500/5$;
- $R_{ТТ} = 0.05 \text{ мОм}$;
- $X_{ТТ} = 0,07 \text{ мОм}$.

Кабельная линия: марка кабеля - АВВГ - 3x95+1x50):

- Длина кабельной линии: $l = 230 \text{ м}$;
- Величина активного сопротивления кабельной линии: $R_{КЛ} = 0,22 \text{ мОм}$;
- Величина индуктивного сопротивления для кабельной линии: $X_{КЛ} = 0,072 \text{ мОм}$.

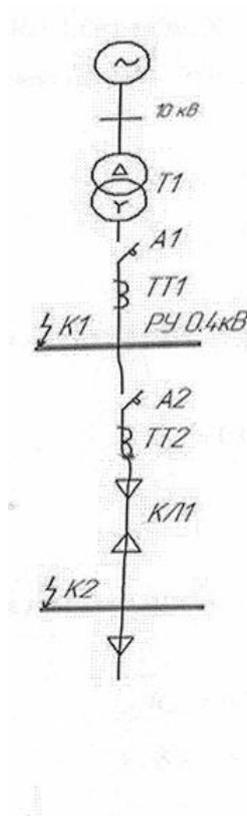


Рисунок 10 - Расчетная схема ТКЗ

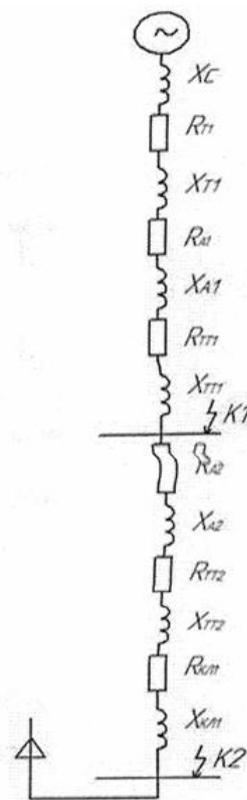


Рисунок 11 - Схема замещения

Все сопротивления расчетной схемы приводятся к базисной ступени напряжения: $U_{баз} = 0,4 \text{ кВ}$ (рисунок 11).

Индуктивное сопротивление системы в расчетной схеме замещения:

$$X_C = \frac{U_{н.нн}^2}{S_k} \cdot 10^3 = \frac{0,4^2}{100} \cdot 10^3 = 1,6 \text{ мОм}. \quad (5.10)$$

Активными и индуктивными сопротивлениями обмоток трансформатора

T1 марки ТМГ-1600 приняты следующие значения: $R_T=1.031$ мОм, $X_T = 5.911$ мОм.

Шинопровод («СШ»- 2500):

$$R_{ШМА} = 0.017 \cdot 4 = 0.068 \text{ мОм},$$

$$X_{ШМА} = 0.008 \cdot 4 = 0.032 \text{ мОм},$$

Кабельная линия с маркой кабеля АВВГ - 3х95 + 1х50:

$$R_{КЛ} = 0.072 \cdot 230 = 16.56 \text{ мОм},$$

$$X_{КЛ} = 0.22 \cdot 230 = 50.6 \text{ мОм}.$$

Кабельная линия с маркой кабеля АВВГ - 3х70 + 1х35:

$$R_{КЛ} = 0.549 \cdot 4 = 2.196 \text{ мОм},$$

$$X_{КЛ} = 0.065 \cdot 4 = 0.26 \text{ мОм}.$$

По схеме замещения прямой последовательности определяем общее сопротивление до расчетной точки К3 (К2, К3).

Выполним расчет для точки К2.

$$R_{\Sigma K2} = 1.031 + 0.07 + 0.00009 = 1.101 \text{ мОм};$$

$$X_{\Sigma K2} = 1.6 + 5.911 + 0.03 + 0.0001 = 7.541 \text{ мОм}.$$

Полное суммарное сопротивление до точки К1:

$$Z_{\Sigma K2}^{(3)} = \sqrt{1.101^2 + 7.541^2} = 7.621 \text{ мОм}. \quad (5.11)$$

Ток трехфазного металлического замыкания:

$$I_{K2}^3 = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma K2}} \cdot 10^3 = \frac{0.4}{\sqrt{3} \cdot 7.621} \cdot 10^3 = 30.304 \text{ кА}. \quad (5.12)$$

Находим соотношение $X_{\Sigma K2}/R_{\Sigma K2}$ для определения ударного коэффициента $K_{уд}$ [10]:

$$\frac{X_{\Sigma K2}}{R_{\Sigma K2}} = \frac{7.541}{1.101} = 6,847. \quad (5.13)$$

Этому соотношению соответствует $K_{уд} = 1,58$ [9].

Определяем ударный ток в точке К1:

$$i_{уд} = I_{K1}^3 \cdot \sqrt{2} \cdot K_{уд} = 30.304 \cdot \sqrt{2} \cdot 1.58 = 67,713 \text{ кА}. \quad (5.14)$$

Выполним расчет для точки К3:

$$R_{\Sigma K3} = 1.031 + 0.07 + 0.00009 + 0.5 + 0.05 + 16.56 = 18.211 \text{ мОм};$$

$$X_{\Sigma K3} = 1.6 + 5.911 + 0.03 + 0.0001 + 0.15 + 0.07 + 50.6 = 58.361 \text{ мОм}.$$

Величина полного сопротивления до точки К2:

$$Z_{\Sigma K3}^{(3)} = \sqrt{18.211^2 + 58.361^2} = 61.136 \text{ мОм}$$

Ток трехфазного металлического замыкания:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma K3}} \cdot 10^3 = \frac{0.4}{\sqrt{3} \cdot 61.136} \cdot 10^3 = 3,777 \text{ кА}.$$

Для определения значения ударного коэффициента $K_{уд}$ найдем соотношение $X_{\Sigma K3}/R_{\Sigma K3}$:

$$\frac{X_{\Sigma K2}}{R_{\Sigma K2}} = \frac{58.361}{118.211} = 3,205.$$

Для полученного значения из справочных данных определим величину ударного коэффициента равного $K_{уд} = 1,3$.

Величина ударного тока КЗ для точки К3:

$$i_{уд} = I_{K3}^{(3)} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{уд} = 3,777 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,3 = 6,945 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов токов короткого замыкания для системы электроснабжения объекта сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка КЗ на схеме	Ток трехфазного металлического КЗ, кА	Ударный ТКЗ, кА
К1	9,05	23,04
К2	30,3	67,71
К3	3,77	6,94

6 Расчет и выбор кабелей для системы электроснабжения объекта на стороне до 1000 В

Кабели напряжения до 1000 В выбирают в соответствии с главой 2.3 ПУЭ [3]. Выбранные проводники должны быть проверены по условию нагрева, а так же проверены по условию потери напряжения.

В послеаварийном режиме выбранное сечение кабеля должно удовлетворять следующему условию:

$$1,3 \cdot I_{\text{доп}} \cdot K \geq I_{\text{п.ав}} \quad (6.1)$$

где $I_{\text{доп}}$ - допустимый продолжительный ток, А; K - поправочный коэффициент, который учитывает количество параллельно проложенных кабелей в траншее; $I_{\text{п.ав}}$ - расчетный ток кабельной линии в послеаварийном режиме.

Для определения рабочего тока в линии используем формулу:

$$I_{\text{р.л.}} = \frac{P_p}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi \cdot n} \quad (6.2)$$

где n – количество параллельно проложенных кабелей в траншее; U_n - номинальное напряжение сети, равное 0,38 кВ.

$$I_{\text{р.л.}} = \frac{153.36}{\sqrt{3} \cdot 0.38 \cdot 0.98 \cdot 2} = 118,88 \text{ А}$$

Ток в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{п.ав.}} = 2 \cdot I_{\text{р.л.}} \quad (6.3)$$

$$I_{\text{п.ав.}} = 118.88 \cdot 2 = 237.76 \text{ А}$$

Условие выбора по длительно допустимому току:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{п.ав.}}}{1,3 \cdot K} \quad (6.4)$$

где K - поправочный коэффициент состоит из трех коэффициентов:

$K_1 = 1$ - поправочный коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды (температура окружающей среды 25 °С, температура жилы кабеля: 70°С);

$K_2 = 1$ - коэффициент, зависящий от количества параллельно

проложенных проводников;

$K_3 = 0.92$ - поправочный коэффициент, зависящий от способа прокладки (в земле).

$$K = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 = 1 \cdot 1 \cdot 0.92 = 0.92$$

$$I_{\text{доп}} = \frac{237.76}{1.3 \cdot 0.92} = 198,79 \text{ A.}$$

Выбираем четырехжильный кабель с ближайшим значением номинального тока [20]. Сечение токопроводящей жилы: 50 мм².

Для получения табличного значения допустимого длительного тока четырехжильного кабеля нужно ввести поправочный коэффициент:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{ТАБ.ДОП}} \cdot 0.92, \quad (6.5)$$

$$I_{\text{доп}} = 225 \cdot 0.92 = 207 \text{ A.}$$

Условие выбора кабеля:

$$I_{\text{р.л.}} = 118.88 \leq K_n \cdot I_{\text{доп}} = 207 \text{ A.}$$

Если кабель 0,4 кВ, защищается плавким предохранителем, то на термическую стойкость данный кабель проверку не проходит, т.к. время срабатывания предохранителя достаточно мало и тепло выделяющееся до срабатывания предохранителя не может нагреть кабель до опасного значения температуры.

Остальные рассчитываем и заносим в таблицу 5.

Таблица 5 - Выбор силового кабеля 0.4 кВ

Потребитель	I_p, A	$I_{п.ав}, A$	$I_{доп}, A$	$S, мм^2$
26	118.88	237.76	198.79	50
27	169.08	338.16	282.74	95
31	205.25	410.5	343.22	120
32	118.88	237.76	198.79	50
33	118.88	237.76	198.79	50
34	245.85	491.71	411.12	150
28	153.21	306.4	256.19	70
30	51.16	102.32	85.55	16
29	77.51	105.03	129.62	16
24	93.02	186.04	155.55	16

Для прокладки выбираем силовой бронированный кабель типа ВБбШв, он подходит для мест с повышенной вероятностью нанесения на кабель достаточно серьезного повреждения, бронь изготавливается из цинка предохраняющая от возможных внешних механических воздействий, поэтому они прекрасно подходят для прокладывания кабельных трасс в агрессивных средах.

7 Расчет и выбор кабелей для системы внешнего электроснабжения объекта на напряжении 10 кВ

Распределение электроэнергии от ГПП до ТП потребителей выполняется по сетям напряжением 10 кВ. Сети 10 кВ используются для питания городских коммунально-бытовых объектов. Городские сети напряжением 10 кВ выполняются с изолированной нейтралью [3].

Выбор сечений кабелей на напряжение 10 кВ производится по трем условиям, окончательно выбирается кабель со наибольшим значением сечения:

- По условию нагрева;
- По экономической плотности тока[6];
- По термической стойкости к ТКЗ.

1) По экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{э}}}, \quad (7.1)$$

где $I_{\text{норм}}$ - расчётный ток КЛ в нормальном режиме, А, $j_{\text{э}}$ - нормированная экономическая плотность тока, А/мм².

$$I_{\text{НОРМ}} = \frac{k_{\text{з.норм}} \cdot S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}. \quad (7.2)$$

где $k_{\text{з.норм}}$ - коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме, $S_{\text{ном.т}}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА.

При длине кабеля менее 100 метров выбор по экономической плотности не производится.

2) По нагреву:

$$I_{\text{max}} \leq K_{\text{п}} \cdot I_{\text{д.д}},$$

где I_{max} - расчётный ток КЛ в послеаварийном режиме, А, $I_{\text{д.д}}$ - длительно допустимый ток КЛ, А, $K_{\text{п}}$ - коэффициент, учитывающий возможность перегрузки кабеля с бумажной изоляцией на 30 %, $K_{\text{п}} = 1,1$ - коэффициент, учитывающий возможность перегрузки кабеля с пластмассовой изоляцией на

10%.

3) По термической стойкости к токам КЗ:

Минимальное сечение кабеля по термической стойкости к токам КЗ:

$$F_{\min} \geq \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \alpha \cdot I_{\infty} \cdot \sqrt{t_{\Pi}}, \quad (7.3)$$

где B_K - тепловой импульс тока КЗ, $\text{кА}^2/\text{с}$, C - коэффициент, зависящий от марки кабеля, вида его жил и напряжения, α - расчётный коэффициент ($\alpha = 12$ для кабелей с алюминиевыми жилами, α для кабелей с медными жилами), I_{∞} - установившийся ток КЗ, кА , t_{Π} - время прохождения тока КЗ через кабель, с.

$$t_{\Pi} = t_{P3} + t_{\text{откл.в}}, \quad (7.4)$$

где $t_{P3} = 0,01$ с - время действия основной релейной защиты на стороне 110 кВ ГПП, для РУ 10 кВ ГПП- $t_{P3} = 0,25$ с, $t_{\text{откл.в}} = 0,025$ с - полное время отключения выключателя.

Время прохождения тока КЗ через кабель для РУ 10 кВ ГПП:

$$t_{\Pi} = 0,25 + 0,025 = 0,275 \text{ с}$$

Пример: Выбор кабельной линии от ГПП до ТП.

1) По экономической плотности тока:

Расчётный ток КЛ питающей ТП в нормальном режиме:

$$I_{\text{норм}} = \frac{0,8 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 70,38 \text{ А},$$

где $k_{3,\text{норм}} = 0,8$ - коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме, $S_{\text{ном.т.}} = 1600$ кВА - номинальная мощность трансформатора ТП.

Экономическая плотность тока зависит от годового числа часов использования максимума нагрузки - T_M . Для коммунально-бытового потребителя $T_M = 4960$ ч.

Для кабелей с алюминиевыми жилами при $T_M = 3000 \div 5000$ ч, $j_{\text{э}} = 1,4$ А/мм².

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{э}}} = \frac{70,38}{1,4} = 50,27 \text{ мм}^2,$$

Для питания ТП принимаем кабель $U_{\text{ном}} = 10,5$ кВ трехжильный марки

ААШв с алюминиевыми жилами, в алюминиевой оболочке сечением $F = 3 \times 70 \text{ мм}^2$ с длительно допустимым током $I_{д.д.} = 135 \text{ А}$. Прокладка кабелей осуществляется в траншее.

2) По нагреву:

Расчётный ток КЛ питающей ТП в аварийном режиме:

$$I_{max} = \frac{k_{п.ав.} \cdot S_{ном.т.}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (7.5)$$

где $k_{п.ав.} = 1,4$ допустимый коэффициент перегрузки трансформатора в аварийном или ремонтных режимах.

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 123,168 \text{ А},$$

Проверка условия:

$$I_{max} = 123,168 \text{ А} \leq I_{д.д.} = 135 \text{ А}.$$

Условие выполняется.

3) По термической стойкости к токам КЗ: α - расчётный коэффициент зависящий от материала кабеля ($\alpha = 12$ для кабелей с алюминиевыми жилами), $I_{\infty} = I_{ПО} = 9,05 \text{ кА}$ - установившийся ток КЗ, кА;

Время прохождения тока КЗ через кабель для РУ 10 кВ ГПП:

$$t_{П} = t_{РЗ} + t_{ОТКЛ.В} = 0,25 + 0,025 = 1,225 \text{ с}, \quad (7.6)$$

Минимальное сечение кабеля по термической стойкости к токам КЗ:

$$F_{min} = 56,92 \text{ мм}^2$$

Окончательно для питания ТП принимаем кабель $U_{НОМ} = 10,5 \text{ кВ}$ трехжильный марки ААШв сечением $F = 3 \times 70 \text{ мм}^2$, с длительно допустимым током $I_{д.д.} = 135 \text{ А}$. Прокладка кабелей осуществляется в траншее.

8 Релейная защита

8.1 Расчет релейной защиты трансформаторов ТП

Первичный ток на стороне защищаемого трансформатора определяется по формуле:

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (8.1)$$

где $S_{НОМ.Т}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА, $U_{НОМ}$ - номинальное напряжение трансформатора соответствующей стороны, кВ;

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 87.97 \text{ А}, \quad (8.2)$$

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 2339.2 \text{ А}, \quad (8.3)$$

Коэффициент схемы включения реле защиты:

На стороне ВН: $K_{СХ} = \sqrt{3}$

На стороне НН: $K_{СХ} = 1$

Расчетный коэффициент трансформации трансформаторов тока определяется по формуле:

$$K_{1РАСЧ} = \frac{K_{СХ} \cdot I_{НОМ}}{I_{ТТ}}, \quad (8.4)$$

где $I_{НОМ.ТТ}$ – номинальный вторичный ток трансформаторов тока, А;

$$K_{1ВН} = \frac{\sqrt{3} \cdot 89.97}{5} = \frac{155.83}{5},$$

$$K_{1НН} = \frac{1 \cdot 549.857}{5} = \frac{4004.5}{5},$$

Принятые коэффициенты трансформации трансформаторов тока ВН и НН:

$$K_{1ВН} = \frac{200}{5} = 40,$$

$$K_{1НН} = \frac{5000}{5} = 1000,$$

Продольная дифференциальная токовая защита выполняется с применением токовых реле которые отстраиваются от срабатывания при бросках тока намагничивания, переходных токов и установившихся токов небаланса. Для дифференциальной токовой защиты может применяться реле с промежуточным торможением типа ДЗТ-11. Дифференциальная защита с реле типа ДЗТ-11 выполняется таким образом, чтобы при внутренних повреждениях трансформатора торможение было минимальным или совсем отсутствовало. Поэтому тормозная обмотка реле обычно подключается к трансформаторам тока, установленным на стороне низшего напряжения защищаемого трансформатора.

Первичный ток срабатывания защиты (с учетом отстройки от броска тока намагничивания) :

$$I_{с.з.} = 1,5 \cdot I_{номВН}, \quad (8.5)$$

$$I_{с.з.} = 1,5 \cdot 87,97 = 131,95 \text{ A.}$$

Расчетный ток срабатывания реле, приведенный к стороне ВН:

$$W_{ВНрасч} = \frac{100}{I_{с.р.}} \quad (8.6)$$

$$W_{ВНрасч} = \frac{100}{5,71} = 17,5$$

Принятое значение:

$$W_{ВН} \leq W_{ВНрасч},$$

$$W_{ВН} = 17.$$

Число витков рабочей обмотки реле, включаемых в плечо защиты со стороны НН:

Расчетное:

$$W_{ВНрасч} = \frac{W_{ВН} \cdot I_{номВН}}{I_{номНН}}, \quad (8.7)$$

$$W_{ВНрасч} = \frac{17 \cdot 87,97}{2312} = 0,64,$$

Принятое:

$$W_{HH} = 1.$$

Число витков рабочей обмотки реле, включаемых в плечо защиты со стороны НН:

Расчетное:

$$W_{m \text{ расч}} = \left(\varepsilon + \Delta U + \frac{W_{HH} - W_{HH \text{ расч}}}{W_{HH \text{ расч}}} \right) \cdot \frac{1,5 \cdot W_{HH}}{\operatorname{tg} \alpha}, \quad (8.9)$$

где $\varepsilon = 0,1$, $\Delta U = 0,05$ – относительная погрешность, обусловленная РПН, принимается равной половине суммарного диапазона регулирования напряжения, α – угол наклона касательной к тормозной характеристике реле типа ДЗТ-11, $\operatorname{tg} \alpha = 0,75$;

$$W_{m \text{ расч}} = \left(0,1 + 0,05 + \frac{1 - 0,64}{0,64} \right) \cdot \frac{1,5 \cdot 1}{0,75} = 2,32$$

Принятое:

$$W_T = 3.$$

Минимальное значение тока в реле при трехфазном КЗ на выводах НН.

На среднем ответвлении РПН:

$$I_{p1} = \frac{1,5 \cdot I_{3 \text{ kmin1}}}{K_{1BH}}, \quad (8.10)$$

где $I_{3 \text{ kmin1}} = 1148$ А минимальное значение тока на стороне ВН при КЗ на стороне НН, соответствующее требованиям чувствительности на среднем ответвлении РПН.

$$I_{p1} = \frac{1,5 \cdot 1148}{40} = 43,05 \text{ А},$$

На крайнем ответвлении РПН:

$$I_{p2} = \frac{1,5 \cdot I_{3 \text{ kmin2}}}{K_{1BH}} \quad (8.11)$$

где $I_{3 \text{ kmin2}} = 856$ А - минимальное значение тока на стороне ВН при КЗ на стороне НН, соответствующее требованиям чувствительности на среднем ответвлении РПН.

$$I_{p2} = \frac{1,5 \cdot 856}{40} = 32,1 \text{ A}$$

Чувствительность дифференциальной защиты проверяется при КЗ на выводах с учетом влияния регулирования напряжения (РПН) на ток, протекающий в реле.

Минимальное значение коэффициента чувствительности защиты при трёхфазном КЗ на выводах НН:

На среднем ответвлении РПН:

$$K_{q1} = \frac{i_{p1} \cdot W_{BH}}{100} \geq 2, \quad (8.12)$$

$$K_{q1} = \frac{43,05 \cdot 17}{100} = 7,32 \geq 2.$$

На крайнем ответвлении РПН:

$$K_{q2} = \frac{i_{p2} \cdot W_{BH}}{100} \geq 1,5, \quad (8.13)$$

$$K_{q2} = \frac{32,1 \cdot 17}{100} = 5,45 \geq 2.$$

Защиту от токов внешних многофазных КЗ выполняем в виде:

1) максимальной токовой защиты с пуском напряжения, устанавливаемой на стороне низшего напряжения (НН) защищаемого трансформатора.

2) максимальной токовой защиты, устанавливаемой на стороне высшего напряжения (ВН) защищаемого трансформатора;

Защиту от токов перегрузки устанавливаем на стороне ВН в виде максимальной токовой защиты с действием на сигнал с выдержкой времени.

Защиту от многофазных КЗ и от токов перегрузки выполняем на реле типа РТ-40.

1. Ток срабатывания реле максимальной токовой защиты комбинированным пуском напряжения от внешних КЗ с включением реле тока на стороне НН трансформатора:

$$I_{C.P.} \geq \frac{K_{CX} \cdot K_{OTC} \cdot I_{НОМ}}{K_B \cdot K_{1BH}}, \quad (8.14)$$

где $I_{НОМ} = I_{НОМ.НН} = 2312$ А – номинальный ток трансформатора на стороне НН, где включены соответствующие реле тока, А, $K_{CX} = 1$ – коэффициент схемы включения реле защиты на стороне НН, $K_{OTC} = 1,2$ – коэффициент отстройки, $K_B = 0,85$ – коэффициент возврата реле РТ-40, $K1_{НН} = 5000/5 = 1000$ – коэффициент трансформации тока НН.

$$I_{C.P.} \geq \frac{1 \cdot 1,2 \cdot 2312}{0,85 \cdot 1000} = 3,264 \text{ А}$$

Напряжение срабатывания максимальной токовой защиты с комбинированным пуском напряжения от внешних КЗ:

$$U_{C.3} = 0,4 \cdot U_{НОМ},$$

где $U_{НОМ} = 0,4$ кВ – номинальное напряжение трансформатора на стороне НН, где включено реле напряжения.

$$U_{C.3} = 0,4 \cdot 0,4 = 0,16 \text{ кВ}$$

Напряжение срабатывания реле напряжения вторичных цепей:

$$U_{C.P.} = 6 \text{ В.}$$

2. Ток срабатывания реле максимальной токовой защиты от внешних КЗ на стороне ВН трансформатора:

$$I_{C.P.} \geq \frac{K_{CX} \cdot K_{OTC} \cdot I_{НОМ}}{K_B \cdot K_{1BH}}, \quad (8.15)$$

где $I_{НОМ} = I_{НОМ.ВН} = 87.97$ А – номинальный ток трансформатора на стороне ВН, где включены соответствующие реле тока, А, $K_{CX} = \sqrt{3}$ – коэффициент схемы включения реле защиты на стороне НН, $K_{OTC} = 1,2$ – коэффициент отстройки, $K_B = 0,85$ – коэффициент возврата реле РТ-40, $K_{1ВН} = 200/5 = 40$ – коэффициент трансформации тока ВН.

$$I_{C.P.} \geq \frac{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 87,97}{0,85 \cdot 40} = 5,37 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле максимальной токовой защиты от перегрузки на стороне ВН трансформатора:

$$I_{C.P.} \geq \frac{K_{CX} \cdot K_{OTC} \cdot I_{НОМ}}{K_B \cdot K_{1BH}}, \quad (8.16)$$

где $I_{НОМ} = I_{НОМ.ВН} = 87.97$ А – номинальный ток трансформатора на стороне ВН, где включены соответствующие реле тока, А, $K_{CX} = \sqrt{3}$ – коэффициент схемы включения реле защиты на стороне НН, $K_{OTC} = 1,05$ – коэффициент отстройки, $K_B = 0,85$ – коэффициент возврата реле РТ-40, $K_{1ВН} = 200/5 = 40$ – коэффициент трансформации тока ВН.

$$I_{C.P.} \geq \frac{\sqrt{3} \cdot 1,05 \cdot 87,97}{0,85 \cdot 40} = 4,7 \text{ А}$$

Токи срабатывания реле токовых защит трансформатора сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Токи срабатывания реле токовых защит трансформатора

Тип защиты	Значение коэффициентов			Номинальный ток трансформатора ВН, НН	Ток и напряжение срабатывания реле
	K_C	$K_{отс}$	K_B		
Максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения от внешних КЗ на стороне НН трансформатора с включением реле тока	K_C	$K_{отс}$	K_B	$I_{номНН} = 2199,428 \text{ А}$	$I_{с.р} \geq 3.264 \text{ А}$
	1	1,2	0,85		$U_{с.з} = 0.16 \text{ кВ}$
					$U_{с.р} = 6 \text{ В}$
Максимальная токовая защита трансформатора от перегрузки на стороне ВН	$\sqrt{3}$	1,05	0,85	$I_{номВН} = 87.97 \text{ А}$	$I_{с.р} \geq 4.7 \text{ А}$
Максимальная токовая защита трансформатора от внешних КЗ на стороне ВН	$\sqrt{3}$	1,2	0,85	$I_{номВН} = 87.97 \text{ А}$	$I_{с.р} \geq 5.37 \text{ А}$

Заключение

В выпускной квалификационной работе выполнен проект электроснабжения юго-западной части 16 квартала города Тольятти.

В рассматриваемом микрорайоне присутствуют различные потребители. По категории надежности электроснабжения потребители проектируемого микрорайона относятся к первой, второй и третьей категориям. В микрорайоне находятся следующие здания: семь многоэтажных жилых дома; два детских дошкольных учреждения и один развлекательный клуб. На основании этих данных в работе определены нагрузки электрической сети на стороне 0.4 кВ.

Одним из разделов выпускной квалификационной работы является раздел освещения. Так как для микрорайона, освещение играет большую роль и правильность его расчета оказывает влияние на восприятие микрорайона жителями и влияет на безопасность микрорайона проанализированы несколько вариантов осветительных установок. Расчет освещения выполнен в программе DiaLux. Проанализирована возможность установки как традиционных осветительных установок, так и светодиодных.

По результатам расчета мощности микрорайона был выполнен расчет и выбор трансформаторов и типа трансформаторной подстанции. Выбрана двухтрансформаторная БКТП с установкой трансформаторов марки ТМГ мощностью 1600 кВА. Мощность трансформаторов на ТП были выбраны с учетом возможного роста нагрузки в микрорайоне. Данный факт необходимо учитывать так как в сетях 0.4 кВ постоянно наблюдается рост электропотребления и подключения новых потребителей.

Кроме трансформатора ТМГ 1600/10/0,4 для установки в БКТП выбрано следующее высоковольтное оборудование:

- выключатели автоматические: ВВ/Тел 10 производства ЗАО «Таврида электрик»;
- трансформаторы тока ТШЛ-СЭЩ 0.66.

Выполнен выбор проводников на напряжение до и выше 1000 В. В

результате проведённых расчетов к прокладке приняты бронированные медные кабели марки ВБШВ. Прокладка выбранных кабелей осуществляется в земле, в траншее. Количество кабелей в одной траншее – два.

Для проверки выбранного оборудования на устойчивость к токам короткого замыкания были проведены расчеты ТКЗ. По результатам проведенных расчетов наибольшее значение ударного тока КЗ составило 67.71кА

Так же был выполнен расчет релейной защиты и автоматики.

В результате выполнения выпускной квалификационной работы была спроектирована система электроснабжения микрорайона, которая удовлетворяет всем современным требованиям и правилам.

Список использованных источников

1. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. РД 34.20.185-94.-М: АО РОСЭП, 1996. -47с.
2. Нормативы для определения расчетных электрических нагрузок зданий (квартир), коттеджей, микрорайонов (кварталов) застройки и элементов городской распределительной сети. – М., 2000.
3. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 марта 2010 г. – М.: КНОРУС, 2010.
4. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Приложение к приказу Министерства труда и социальной защиты от 24 июля 2013 г. № 328н.
5. Строительные нормы и правила Российской Федерации. Естественное и искусственное освещение. СНиП 23-05-95. – М.: "Светотехника", 1995.-50с.
6. Абрамова, Е.Я. Расчет электрических нагрузок в электрических сетях: Методические указания по дипломному проектированию/ Е.Я. Абрамова, С.К. Алешина. - Оренбург: ИПК ОГУ, 2012.-31с.
7. Алиев, И.И. Электротехнические материалы и кабельные изделия: справочник/ И.И. Алиев, С.Б. Казанский. - М.: ИП РадиоСофт, 2014.-392 с.
8. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник для вузов / В.А. Андреев. - М.: Высшая школа, 2015.
9. Киреева, Э.А. Справочник по электрооборудованию и электроснабжению /Э.А. Киреева, под общ. ред. С.В. Шерстнева. - М.: КНОРУС, 2017. - 576с.
- 10.Карякин, Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок/ Р.Н. Карякин.- М.: Энергосервис, 2012. - 375с.
- 11.Заземляющие устройства электроустановок : справочник / Р.К. Борисов и др. – М. Издательский дом МЭИ, 2013.

12. Князевский, Б. А. Охрана труда в электроустановках/ Б. А. Князевский. - М.: Энергоатомиздат, 2013.- 236с.
13. Кнорринг, Г.М. Справочная книга для проектирования электрического освещения/ Г.М. Кнорринг. - СПб.: Энергия, 2013.- 356 с.
14. Шведов, Г.В. Электроснабжение городов: электропотребление, расчетные нагрузки, распределительные сети / Г.В. Шведов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012.
15. Шведов, Г.В. Городские электрические распределительные сети / Г.В. Шведов. – М.: Изд. дом МЭИ, 2013.
16. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб.пособие для вузов / под ред. И.П. Крючкова [и др.]. – М.: Академия, 2014.
17. Соловьёв, А.Л. Методика расчета установок защит Sepam/АЛ. Соловьёв. – М.: Энергоатомиздат, 2006. - 68с.
18. Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей/ М. А. Шабад.- Л.: Энергоатомиздат, 2014.- 296с.
19. Тульчин, И.К. Электрические сети жилых и общественных зданий / И.К. Тульчин, Г.И. Нудлер. - М.: Энергоатомиздат, 2013. – 287 с.
20. Завод электротехнического оборудования и блочных трансформаторных подстанций. Каталог продукции. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://bnk-azov.ru/> (21.05.17).
21. Wadhva, C. L. Electrical power systems (7th ed.)/ C. L. Wadhva – 7th ed - New Age International Publishers, 2016. – 970 p.
22. Rajput, Er. R.K. A Textbook of Power System Engineering / Er. R.K. Rajput – 2 ed - Laxmi Publications, 2015. – 1174 p.
23. Gowda, H.N.S. Power Transformers Technology and Practice / H.N.S. Gowda, P. Ramachandran - HNS Gowda, 2014. – 826 p.
24. Padilla, E. Substation Automation Systems: Design and Implementation / E. Padilla - Wiley-Blackwell, 2015. – 304 p.
25. Koch, H. J. Gas Insulated Substations / H. J. Koch - Wiley-Blackwell, 2014. – 490 p.