

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

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

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Система электроснабжения микрорайона «Волгарь»
г. Новокуйбышевска»

Студент(ка)

П.Г. Колесов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.Л. Спиридонов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

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

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

Бакалаврский проект на тему: «Электроснабжение Микрорайона «Волгарь» Города Новокуйбышевска состоит из 13 разделов, 5 графических листов формата А-1 и приложение.

Произведена выборка силовых трансформаторных подстанций, которые в рамках данной работы были проверены на способность к перегрузкам.

Выбрана схема внешнего энергоснабжения, также по указанной схеме произведен расчет целесообразности выбора схемы энергоснабжения потребителей, кроме того рассчитана сеть низковольтного напряжения, на нагрузки, на используемое оборудование и применении защит в этих сетях.

Рассмотрен специальный вопрос: «Блочные трансформаторные подстанции. Описание, преимущества, компоновка».

Содержание

	Введение	4
1	Характеристика микрорайона	6
2	Предварительные нагрузки жилых домов в расчетах	7
3	Предварительные нагрузки нежилых сооружений в расчетах	10
4	График электрических нагрузок	13
5	Величина питающего напряжения	16
6	Трансформаторные подстанции мощность, количество на микрорайон	17
7	Сетевые схемы высоковольтного напряжения	21
8	Кабельной линии высоковольтного напряжения	23
8.1	Сечения кабельной линии высоковольтного напряжения расчеты, выбор	23
8.2	Петлевая схема распределительной сети 10 кВ. Расчеты кабельной линии 10 кВ	25
8.3	Радиально-магистральная схема распределительной сети 10 кВ	30
9	Токи короткого замыкания и их расчет	32
10	Термическая устойчивость к токам короткого замыкания кабельной линии 10 кВ	35
11	Расчет и выбор электрооборудования сети 10 кВ	38
11.1	Конструктивных решения электрооборудования сети 10 кВ	38
11.2	Электрооборудования линий 10 кВ на ГПП-«Опорная» питающий ТП микрорайона	39
11.3	Электрооборудование 2БКТП	44
12	Релейная защита и автоматика линий 10 кВ	46
13	Блочные трансформаторные подстанции	51
13.1	Описание БКТП	51
13.2	Конструктивная часть	52

13.3	Электрическая часть	56
	Заключение	63
	Список использованных источников	64
	Приложение	

Введение

Задачи ускорения социально-экономического развития страны на базе научно-технического прогресса связаны с интенсивностью роста производства, который включает в себя автоматизацию, внедрение современных технологий и робототехники, данные составляющие требуют дальнейшего роста темпов электрификации городов и промышленных предприятий, а, следовательно, развитие электрических сетей любых назначений. Учитывая сказанное понятно что возрастают и требования к надёжности электроснабжения потребителей. Возникающие при этом проблемы и пути их решения находят соответствующее отражение в энергетической программе.

Программа, рассчитанная на длительную перспективу, предусматривает, прежде всего, широкое внедрение энергосберегающей техники и технологий. В связи с этим, важное значение приобретает рационализация энергопотребления, включающая в себя снижение удельного расхода электроэнергии и увеличение энерговооружённости всех отраслей народного хозяйства. При этом ведущая роль принадлежит инженерно-техническому персоналу, занимающемуся вопросами распределения и использования электроэнергии.

Дальнейшее развитие народного хозяйства предопределяет рост городов и посёлков городского типа. В городах осуществляется существующая программа строительства жилищного фонда. Всё это способствует расширению сетей энергоснабжения, находящихся на территории городов и предназначенных для питания их потребителей.

Учитывая непрерывный рост существующих городов, а также всё увеличивающиеся масштабы электроэнергии, передаваемой через систему электроснабжения городов, вопросы рационального построения таких систем всё шире обсуждаются на страницах отечественной и зарубежной литературы.

Для энергоснабжения потребителей, которые находятся на территории городов, разрабатываются специальные системы электроснабжения, они по сравнению с электрическими сетями энергетических систем имеют

характерные особенности. В крупных городах эти особенности выявляются наиболее полно и расширенно. Сегодня эти сети образуют особые, можно сказать особенные системы обеспечения электроэнергией целые города.

Система электроснабжения это электрические сети всех напряжений в совокупности, которые расположены на территории города и предназначены для электроснабжения потребителей.

Проблема рационального построения такой системы электроснабжения привлекает к себе всё большее внимание не только, как проблема научно-исследовательская, но и как реально применимая на практике и является задачей данного бакалаврского проекта.

1 Характеристика микрорайона

Рассматриваемый микрорайон Волгарь г.Новокуйбышевск, относится к Городским электрическим сетям находящимся в ведении НМП «Городские Электрические Сети».

65,7 га площадь микрорайона, количество проживающих человек около 25 тысяч. Общая площадь квартир – 245577 м². Общая площадь 79100 м², где :

- фактическая – 6093 м²/га;
- нормативная – 7260 м²/га,
- количество квартир – 3878, где :
- двухкомнатные – 899,
- однокомнатные - 1907,
- трехкомнатные - 1046,
- четырёхкомнатные - 26.

Проектом предусмотрено Электропитание микрорайона от потребительских подстанций, питание которых осуществляется от подстанции 110/10кВ «ГПП - Опорная».

Здания по проекту входят в III, II и I ,по степени надежности электроснабжения, категории потребителей. В I категорию относят противопожарные устройства, лифты жилых домов высотой свыше 16 этажей, эвакуационное и аварийное освещение, центральные тепловые пункты (ЦТП), канализационные насосные станции (КНС), обслуживающие: жилые дома высотой свыше 14 этажей.

2 Предварительные нагрузки жилых домов в расчетах

Расчет основан на «Инструкции по проектированию городских электрических сетей». Целью данного расчета является определение электрических нагрузок, а также определение числа и мощности потребительских трансформаторных подстанций. Расчетные электрические нагрузки жилых домов, складывающиеся из расчетных нагрузок потребителей электроэнергии.

Ниже приведена методика расчета квартир с обще домовыми помещениями (лестничные клетки, чердаки, подвалы и т.д.).

Итак, расчетная электрическая нагрузка квартир определяется по формуле

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

где $P_{\text{кв.уд.}}$ – удельная расчетная нагрузка электроприемников квартир, в зависимости от числа квартир присоединенных к линии, кВт/квартир;

n - количество квартир.

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

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

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, жилого дома, определяется по формуле

$$P_c = P_{p.l.} + P_{ст.у.}, \quad (2.3)$$

где $P_{p.l.}$ – мощность лифтовых установок, кВт;

$P_{ст.у.}$ - мощность электродвигателей санитарно-технических устройств, кВт.

Мощность лифтовых установок определяется по формуле

$$P_{p.l.} = K_c * P_l * n, \quad (2.4)$$

где K_c – коэффициент спроса;

P_l – мощность электродвигателя лифта, кВт;

n – количество лифтовых установок.

Жилой дом «В 1.1-маг» на 513 квартир состоит из 11 секций с переменной этажностью (8,12,16,17 этажей) и встроенными нежилыми помещениями (7515). В доме установлено 9 лифтовых установок с мощностью, приведенной к ПВ=100%, равной 13 кВт и 8 лифтовых установок с мощностью 8,5 кВт.

Расчетная нагрузка $P_{кв}$ дома «В 1.1-маг» при $P_{кв.уд} = 1,27$ кВт/кв[1]

$$P_{кв} = 1,27 * 516 = 655 \text{ кВт}.$$

Расчетная нагрузка для лифтовых установок при $K_c = 0,8$ [1]

$$P_{p.l.} = 0,8 * 13 * 9 + 0,8 * 8,5 * 8 = 148 \text{ кВт}.$$

Санитарно-технических устройства находятся на КНС

$$P_{ст.у.} = 0 \text{ кВт}.$$

Нагрузка силовых электроприемников дома расчетная

$$P_c = P_{p.l.} = 148 \text{ кВт.}$$

Электрическая нагрузка жилого дома расчетная

$$P_{p.ж.д.} = 655 + 148 * 0,9 = 788,2 \text{ кВт.}$$

Нагрузка жилых объектов реактивная складывается из реактивной мощности реактивной мощности квартир и электродвигателей лифтов в жилых домах:

Реактивная мощность квартир:

$$Q_{кв} = P_{кв} * \text{tg} \varphi_{кв}, \quad (2.5)$$

$\text{tg} \varphi_{кв} = 0,2$ согласно [1].

$$Q_{кв} = 655 * 0,2 = 131 \text{ кВАр}$$

Реактивная мощность лифтов:

$$Q_{р.л} = P_{р.л.} * \text{tg} \varphi_{л}, \quad (2.6)$$

где $\text{tg} \varphi_{л} = 1,17$ согласно [3].

$$Q_{р.л} = 148 * 1,17 = 173 \text{ кВАр};$$

$$Q_{р.ж.д} = Q_{кв} + K_y * Q_{рл} = 133 + 0,9 * 173 = 289 \text{ кВАр.}$$

Аналогичен расчет нагрузок всех остальных жилых зданий. Результаты в таблице 1.

3 Предварительные нагрузки нежилых сооружений в расчетах

Согласно удельным расчетным электрическим нагрузкам [2] рассчитывается электрическая нагрузка не жилых помещений, относящихся к общественным зданиям

Далее приведем расчет детского сада на 350 мест «В ДС-2» по нагрузкам.

Мощность расчетная детского сада по формуле определяется как :

$$P_{дс} = P_{уд} * m, \quad (3.1)$$

где $P_{уд}$ – удельная расчетная нагрузка, кВт/место[2];

m – количество мест в саду.

$$P_{дс} = 0,46 * 350 = 161 \text{ кВт.}$$

Реактивная мощность рассчитывается по формуле:

$$Q_{дс} = P_{дс} * \text{tg}\varphi, \quad (3.2)$$

где $\text{tg}\varphi = 0,25$ согласно [2].

$$Q_{дс} = 161 * 0,25 = 40,25 \text{ кВАр.}$$

Таким же образом производятся расчеты силовых нагрузок любых других общественных зданий. Результаты по микрорайону приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Нагрузки общественных зданий микрорайона.

Назначение объекта	N мест	Скв.м. зала	$P_{уд}$, кВт\ед	P_p , кВт	$tg \varphi$	Q_p , кВАр	S_p , кВА
В 4.3 -маг	-	230	0,16	36,8	0,46	17	40,5
В 4.4 -маг	-	230	0,16	36,8	0,46	17	40,5
В 4.5 -маг	-	230	0,16	36,8	0,46	17	40,5
В ДС -1	350	-	0,46	161	0,25	40,3	166
В ДС -2	350	-	0,46	161	0,25	40,3	166
В ДС -3	205	-	0,46	94,3	0,25	23,6	97,2
В Ш -1	1000	-	0,25	250	0,38	95	267,4
В Ш -2	834	-	0,25	208,5	0,38	79,2	223,1
В Ш -3	834	-	0,25	208,5	0,38	79,2	223,1
В 1 -маг	-	230	0,16	36,8	0,46	16,9	40,5
В 2 -маг	-	680	0,16	108,8	0,46	50,1	119,8
В 3 -маг	-	1100	0,16	176	0,46	81	193,8
В 4 -маг	-	1350	0,16	216	0,46	99,3	237,8
В 5 -маг	-	230	0,16	36,8	0,46	17	40,5
В 6 -маг	-	680	0,16	108,8	0,46	50,1	119,8
В 7 -маг	-	10000	0,16	1600	0,46	736	1761,2
В 8 -маг	-	560	0,16	89,6	0,46	41,2	98,6
В 9 -маг	-	560	0,16	89,6	0,46	41,2	98,6
В 10 -маг	-	1200	0,16	192	0,46	88,3	211,3
В гар -1	120	-	-	35	0,38	13,3	37,4
В гар -2	120	-	-	35	0,38	13,3	37,4
В гар -3	120	-	-	35	0,38	13,3	37,4
В гар -4	120	-	-	35	0,38	13,3	37,4
В гар -5	120	-	-	35	0,38	13,3	37,4
В гар -6	120	-	-	35	0,38	13,3	37,4
В гар -7	120	-	-	35	0,38	13,3	37,4

Продолжение таблицы 2

Назначение объекта	N мест	Скв.м. зала	$P_{уд}$, кВт\ед	P_p , кВт	$tg \varphi$	Q_p , кВАр	S_p , кВА
КНС В 1	-	-	-	8	1,17	9,36	12,3
КНС В 2	-	-	-	8	1,17	9,36	12,3
КНС В 3	-	-	-	8	1,17	9,36	12,3
Магазины встроенные в жилые дома							
В 4.1-маг	-	900	0,16	144	0,46	66,2	158,5
В 4.2-маг	-	400	0,16	64	0,46	29,4	70,5
В 1.1-маг	-	850	0,16	136	0,46	62,6	149,7
В 1.2-маг	-	320	0,16	51,2	0,46	23,6	56,4
В 1.3-маг	-	870	0,16	139,2	0,46	64,0	153,2
В 1.4-маг	-	320	0,16	51,2	0,46	23,6	56,4
В 2.1-маг	-	900	0,16	144	0,46	66,2	158,5
В 2.2-маг	-	320	0,16	51,2	0,46	23,6	56,4
В 2.3-маг	-	520	0,16	83,2	0,46	38,3	91,6
В 2.4-маг	-	320	0,16	51,2	0,46	23,6	56,4
В 3.1-маг	-	420	0,16	67,2	0,46	30,9	74
В 3.2-маг	-	420	0,16	67,2	0,46	30,9	74
В 5.1-маг	-	640	0,16	102,4	0,46	47,1	112,7
В 5.3-маг	-	650	0,16	104	0,46	47,8	114,5
В 5.7-маг	-	420	0,16	67,2	0,46	30,9	74
В 5.8-маг	-	420	0,16	67,2	0,46	30,9	74
В 6.2-маг	-	420	0,16	67,2	0,46	30,9	74
В 6.3-маг	-	420	0,16	67,2	0,46	30,9	74
В 6.8-маг	-	520	0,16	83,2	0,46	38,3	91,6

4 Предварительные нагрузки жилых сооружений в расчетах

Характер изменения электрических нагрузок во времени дают представление графики нагрузок. По временной продолжительности графики делятся на суточные и годовые.

С помощью графиков нагрузок можно определить использование активной энергии потребителями микрорайона, что позволяет выбрать и оптимально использовать питающие линии и силовые трансформаторы.

Графики позволяют: планировать капитальный ремонт, текущий ремонт, основных составляющих системы электроснабжения, определить полезную суммарную мощность, количество рабочих элементов трансформаторной подстанции в различные времена суток.

Чтобы построить годовой график продолжительности электрических нагрузок используют суточные графики. Условно можно принимать продолжительность летнего периода – 165 дней, а зимнего в 200 дней. По оси ординат годового графика по продолжительности в надлежащем масштабе откладывают нагрузки в кВт от $P_{МАКС}$ до $P_{МИН}$, а по оси абсцисс – часы, года от 0 до 8760 ($24 * 365 = 8760$).

Площадь годового графика показывает количество потребленной электроэнергии за год в кВт*ч.

По данным графика определяют число часов использования максимальной нагрузки, ч.

$$T_M = (200 \sum P_{zi} + 165 \sum P_{ji}) / P_{МАКС.З}, \quad (4.1)$$

где $\sum P_{zi}$ – нагрузка i –го числа в декабре, кВт; P_{ji} – нагрузка i –го числа в июне, кВт; $P_{МАКС.З}$ – максимальная нагрузка в зимний период, кВт.

Время максимальных потерь

$$t_M = (0,124 + T_M * 10^{-4})^2 * 8760. \quad (4.2)$$

Расчёт годового графика по продолжительности приведён в таблице 3.

По годовому графику нагрузки определим:

- время использования максимума нагрузки (4.1)

$$T_m = \frac{75773674,14}{15361,72} = 4933 \text{ ч};$$

- время максимальных потерь (4.2)

$$t_M = (0,124 + 4933 * 10^{-4})^2 * 8760 = 3338.$$

Таблица 3 - Расчёт годового графика нагрузок микрорайона

Номер ступени	$P_{ст}, \text{кВт}$	$t_{ст.з}, \text{ч}$	$t_{ст.л}, \text{ч}$	$t_{ст.з} \cdot 200 + t_{ст.л} \cdot 165, \text{ч}$	$A, \text{кВт} \cdot \text{ч}$
1	15361,72	1	-	200	3 072 344
2	15238,12	1	-	200	3 047 624
3	15005,02	-	1	165	2 475 828
4	15003,82	-	1	165	2 475 630
5	14264,28	1	-	200	2 852 856
6	13120,21	1	-	200	2 624 042
7	12656,41	-	1	165	2 088 308
8	12612,41	-	1	165	2 081 048
9	10726,15	-	1	165	1 769 815
10	10566,97	1	-	200	2 113 394
11	10459,35		1	165	1 725 793
12	10366,87	1	-	200	2 073 374
13	10347,45	1	-	200	2 069 490
14	10271,47	-	1	165	1 694 793

Продолжение таблицы 3

Номер ступени	PCT,кВт	tCT.З,ч	tCT.Л,ч	tCT.З·200+ tCT.Л·165,ч	A,кВт·ч
15	10080,65	1	-	200	2 016 130
16	10048,32	1	-	200	2 009 664
17	10030,45	1	-	200	2 006 090
18	9931,42	1	-	200	1 986 284
19	9930,66	-	1	165	1 638 559
20	9896,98	-	1	165	1 633 002
21	9846,26	-	1	165	1 624 633
22	9839,47	-	1	165	1 623 513
23	9821,68	-	1	165	1 620 577
24	9797,35	1	-	200	1 959 470
25	8891,72	2	-	400	3 556 688
26	8888,78	-	1	165	1 466 649
27	8867,98	-	1	165	1 463 217
28	8865,18	-	2	330	2 925 509
29	8814,41	-	2	330	2 908 755
30	8809,79	1	-	200	1 761 958
31	8787,79	1	-	200	1 757 558
32	5221,23	1	-	200	1 044 246
33	5179,63	1	-	200	1 035 926
34	3467,125	2	2	730	2 531 001
35	3464,725	1	1	365	1 264 625
36	3448,547	2	2	730	2 517 439
37	3446,147	1	1	365	1 257 844
сумма	-	24	24	8 760	75 773 674

5 Величина питающего напряжения

Целесообразно для городской питающей сети применять систему электроснабжения напряжений 110/10/0,4 кВ.

Для городской электрической сети в качестве основного высоковольтного напряжения принимается 10 кВ, сети напряжением 10 кВ выполняются трехфазными с изолированной нейтралью.

Основным напряжением для распределительной сети низковольтного напряжения является 380/220 В, сеть выполняется четырехпроводной с глухозаземленной нейтралью.

6 Трансформаторные подстанции мощность, количество на микрорайон

Принимая во внимание ПУЭ, рекомендуется обеспечивать электроприемники категории II электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. Допустимы перерывы электроснабжения на время необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады для электроприемников II категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания

Электроприемники категории II допускается запитывать от одного трансформатора при наличии централизованного резерва трансформаторов и возможности замены не более чем за 1 сутки трансформатора выведенного из строя или дефектного.

Чтоб выбрать мощность трансформаторов необходимо определить максимальную полную мощность, приходящуюся на ТП

$$S_m = \frac{P_{\Sigma \max}}{\cos \varphi_{\text{ср.взв}}}, \text{кВа} \quad (6.1)$$

$P_{\Sigma \max}$ – суммарная активная мощность, кВт;

$\cos \varphi_{\text{ср.взв}}$ – средневзвешенное значение $\cos \varphi$, определяемый через $\text{tg} \varphi_{\text{ср.взв}}$

$$\text{tg} \varphi_{\text{ср.взв}} = \frac{\sum Q_i}{\sum P_i} \quad (6.2)$$

Мощность одного трансформатора определяется по формуле

$$S_{\text{тр.расч}} = \frac{S_m}{K_{\text{зприн}} * 2}, \quad (6.3)$$

где $K_{\text{зприн}} = 0,7$ - принимаемый коэффициент загрузки трансформатора.

Ближайшая стандартная мощность трансформатора $S_{ном}$ рассчитывается по определенной мощности одного трансформатора далее выбирается тип трансформатора. Выбранные трансформаторы проверяются по действительному коэффициенту загрузки

$$K_{дейст} = \frac{S_m}{2 * S_{ном}}, \quad (6.4)$$

$$K_{дейст} \leq K_{зприн}. \quad (6.5)$$

Таблица 4 – ТП «В 6/2» потребители электроэнергии.

<i>Название объекта</i>	<i>Q, кВАр</i>	<i>P, кВт</i>	<i>tg φ</i>	<i>cos φ</i>
В 3 - маг	80,960	176,000	0,460	0,896
В 6.7-маг	103,099	297,000	0,347	0,940
В гар -5	13,300	35,000	0,380	0,929
В 6.8-маг	135,849	387,920	0,350	0,939
В 6.8-маг а,б,в	38,272	83,200	0,460	0,896
В Ш -1	95,000	250,000	0,380	0,929
У.О.	1,8	3,3	0,61	0,840

$$\Sigma P = 176 + 297 + 36 + 387,9 + 84 + 250 + 4,3 = 1231 \text{ кВт};$$

$$\Sigma Q = 82 + 103 + 14 + 135,8 + 39 + 95 + 1,8 = 467 \text{ кВАр};$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{ср.взв.}} = \frac{467}{1231} = 0,379 \Rightarrow \cos \varphi_{\text{ср.взв.}} = 0,93.$$

Суммарная расчетная активная мощность $P_{\Sigma \max}$, при питании от ТП общественных зданий и жилых домов можно определить по формуле

$$P_{\Sigma \max} = P_{\text{зд. max}} + P_{\text{зд.1}} * K_1 + P_{\text{зд.2}} * K_2 + \dots + P_{\text{зд.n}} * K_n, \quad (6.6)$$

где $P_{\text{зд. max}}$ - наибольшая из электрических нагрузок, питаемой подстанцией, кВт;

$P_{\text{зд.1}}, P_{\text{зд.2}}, P_{\text{зд.n}}$ - расчетные нагрузки зданий, кВт;

K_1, K_2, K_n - коэффициенты, которые учитывают несовпадение максимумов нагрузки (квартир и общественных зданий) [4].

$$P_{\Sigma \max} = 176 + 297 + 35 * 0,7 + 387,9 + 83 * 0,8 + 250 * 0,6 + 1,8 = 1103,6 \text{ кВт},$$

$$S_m = \frac{1103,6}{0,93} = 1186,6 \text{ кВА}.$$

Мощность одного трансформатора

$$S_{\text{тр. расч.}} = \frac{1186,6}{2 * 0,7} = 847,5 \text{ кВА}.$$

Принимаем два трансформатора типа ТМГ-1000/10/0,4 кВ $S_{\text{нт}} = 1000 \text{ кВА}$.

Необходимо проверить выбранные трансформаторы по действительному коэффициенту загрузки

$$K_{\text{действ}} = \frac{1186,6}{2 * 1000} = 0,59 < 0,7.$$

Расчет мощности трансформаторов остальных ТП делается таким же образом. Результаты расчетов приведены в таблице 5 в приложения.

7 Сетевые схемы высоковольтного напряжения

Для общего питания городских коммунально-бытовых сооружений используются распределительная и питающая сети 10 кВ. Питание электроэнергией от распределительной подстанции «Лесная -1» к ТП потребителем происходит по электрическим сетям 10 кВ считающимися распределительными. Питающие сети 10 кВ исполняются с изолированной нейтралью [3].

Какая схема электроснабжающей сети будет выбрана зависит от конкретных условий: рост и плотность нагрузок, географическое положение и конфигурация селитебной территории микрорайона, характеристики и количество источников питания, и др. Требования и условия исходят из того насколько возможно применение максимально простых схем с минимальным количеством электрооборудования, часть которого работает в условиях не отапливаемых помещений, и сооружений специализированных конструкций.

Магистральная распределительная сеть 10 кВ без резервирования линий и трансформаторов. Сеть характеризуется наименьшими капиталовложениями на осуществление электроснабжения потребителей в виду того что отсутствует резервирование элементов сети и выбор параметров всех элементов сети только по условиям нормального режима работы. Применяется для электроснабжения потребителей III категории в посёлках городского типа при воздушных линиях.

Петлевая неавтоматизированная распределительная сеть. К территориально разным центрам питания по условиям надёжности следует присоединять петлевые линии 10 кВ. Петлевые линии 380 В могут питаться как от одного так и от двух ТП, указанные сети могут применяться при воздушных и кабельных линиях.

В обычном режиме петлевые линии размыкаются на одной из ТП. Петлевые сети рекомендуются в качестве основных для электроснабжения потребителей II и III категорий жилых районов.

Если в районе, обслуживаемом петлевыми сетями, имеются отдельные приёмники или потребители электроэнергии I категории, то в таких случаях применяется выборочное резервирование питания.

Радиально-магистральная автоматизированная сеть 0,38–10 кВ с резервированием линий и трансформаторов. Линии обычно кабельные. По технико-экономическим показателям основным типом такой сети являются варианты АВР на стороне 380 В при двух трансформаторных ТП. В некоторых случаях находят применение одно трансформаторные ТП с АВР на выключателях нагрузки на стороне 10 кВ. Областью применения магистральных автоматизированных сетей являются:

- 1) районы, в которых по технико-экономическим показателям целесообразно применение двух трансформаторных ТП;
- 2) потребители со значительной частью электроприёмников I категории.

В данной бакалаврской работе рассматриваются две схемы распределительных сетей высоковольтного напряжения: радиально-магистральная и петлевая.

Электрические сети 10 кВ, в районах застройки зданиями высотой 4 этажа и выше выполняются, на территории городов обычно, кабельными линиями.

Кабельные линии прокладывают в траншеях, глубина которых должна быть не менее 0,7 м.

8 Кабельной линии высоковольтного напряжения

8.1 Сечения кабельной линии высоковольтного напряжения расчеты, выбор

Кабельные линии в земляных траншеях сечение кабелей с алюминиевыми жилами в распределительных сетях 10кВ, следует применять не менее 35 мм². Выбор кабельной линии и сечения жил кабеля проходит через определении таких параметров как плотность тока, зависимость от металла провода, числа часов использования при максимуме нагрузки, экономической целесообразности

$$F = \frac{I_m}{j_s}, \quad (8.1)$$

где I_m – расчетный максимальный ток, А

$$I_m = \frac{S_m}{\sqrt{3} * U_L}, \quad (8.2)$$

где S_m – максимальная расчетная мощность, передающаяся по кабелю, кВА

$$S_m = \sqrt{P_m^2 + Q_m^2} \quad (8.3)$$

j_s – нормальное значение экономической плотности тока, А/мм², $j_s = 1,4 \text{ А/мм}^2$ [3].

При прокладке в траншее более 1 кабеля следует учитывать поправочный коэффициент. При расстоянии 300 мм для 2 кабельных линий 0,93[3].

Выбираем сечение кабеля на участке ГПП - Опорная–«РП-1Лесное» рисунок 1.

Расчетная нагрузка кабеля на участке ГПП - Опорная – «РП- 1Лесное»

$$P_m = \sum_{i=1}^n P_{\Sigma i} * K_y, \quad (8.4)$$

где $K_y=0,85$ согласно [4].

$P_{\Sigma i}$ – суммарная расчетная нагрузка i -й ТП.

$$\begin{aligned} P_{m0-1} &= P_{\Sigma 1} + P_{\Sigma 2} + P_{\Sigma 3} + P_{\Sigma 4} + P_{\Sigma 5} + P_{\Sigma 6} + P_{\Sigma 7} + P_{\Sigma 8} + P_{\Sigma 9} + P_{\Sigma 10} + P_{\Sigma 11} + P_{\Sigma 12} + P_{\Sigma 13}) * 0,8 = \\ &= (724,8 + 636,2 + 615,5 + 781,6 + 653,2 + 626,4 + 478,4 + 605 + 584,1 + 513,4 + 801,2 + \\ &\quad + 603 + 619,2) * 0,8 = 7841,7 \text{ кВт}, \end{aligned}$$

$$Q_{m0-1} = P_{m0-1} * \operatorname{tg}\varphi = 7841,7 * 0,43 = 3371 \text{ кВар},$$

$$S_{m0-1} = \sqrt{7841,7^2 + 3371^2} = 8534 \text{ кВА} ,$$

$$AI_{m0-1} = \frac{8534}{\sqrt{3} * 10,5} = 469,3,$$

$$F_{0-1} = \frac{469,3}{1,4} = 335,1 \text{ мм}^2.$$

Выбираем одножильный кабель марки АПвГ с сечением жилы $400 \text{ мм}^2 I_{\text{доп}}$
 $= 525 \text{ А}$ с учетом поправочного коэффициента $I_{\text{доп}} = 488 \text{ А}$

8.2 Петлевая схема распределительной сети 10 кВ. Расчеты кабельной линии 10 кВ

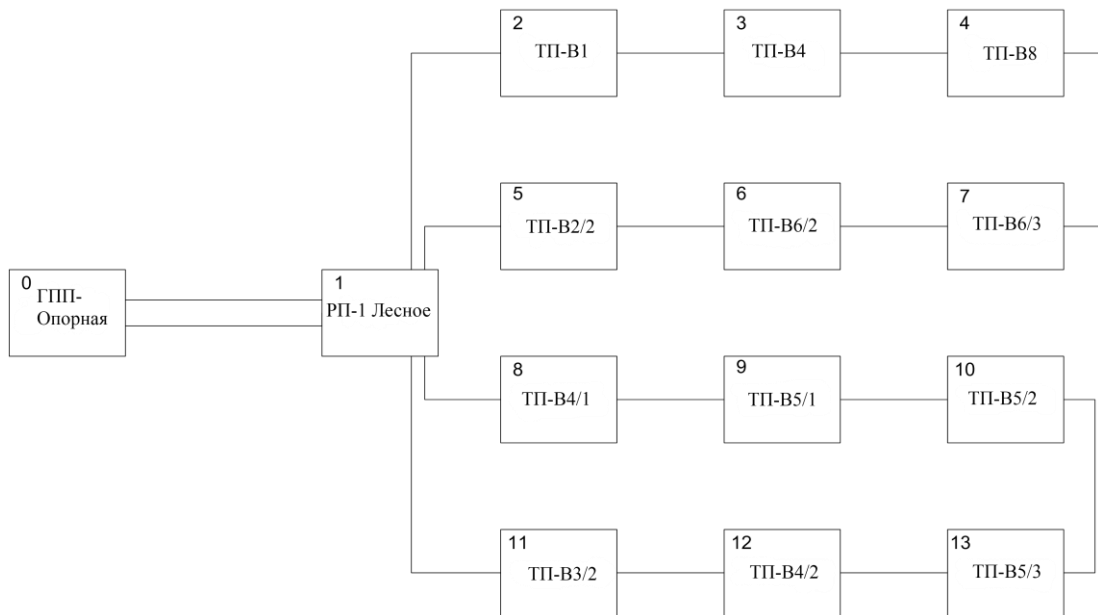


Рисунок 1 –Схема распределительных сетей 10 кВ, Петлевая схема
Вариант I,

Выбираем сечения кабелей распределительной сети 10 кВ от РП.
Таким образом, определяется ток на каждом участке сети 10 кВ:

$$I_i = \frac{S_i}{\sqrt{3} * U_H}, \quad (8.5)$$

$$I_{12} = \frac{S_{21}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{3832}{\sqrt{3} * 10} = 221,2 \text{ A},$$

$$I_{23} = \frac{S_{23}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{2623}{\sqrt{3} * 10} = 151,5 \text{ A},$$

$$I_{34} = \frac{S_{34}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{1177}{\sqrt{3} * 10} = 68,9 \text{ A},$$

$$I_{15} = \frac{S_{15}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{3639}{\sqrt{3} * 10} = 210,1 \text{ A},$$

$$I_{56} = \frac{S_{56}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{2480}{\sqrt{3} * 10} = 143,2 \text{ A},$$

$$I_{67} = \frac{S_{67}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{1341}{\sqrt{3} * 10} = 77,4 \text{ A},$$

$$I_{18} = \frac{S_{18}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{3679}{\sqrt{3} * 10} = 212,4 \text{ A},$$

$$I_{89} = \frac{S_{89}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{2598}{\sqrt{3} * 10} = 150 \text{ A},$$

$$I_{9-10} = \frac{S_{9-10}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{1115}{\sqrt{3} * 10} = 64,4 \text{ A},$$

$$I_{1-11} = \frac{S_{1-11}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{3215}{\sqrt{3} * 10} = 185,6 \text{ A},$$

$$I_{11-12} = \frac{S_{11-12}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{2095}{\sqrt{3} * 10} = 120,9 \text{ A},$$

$$I_{12-13} = \frac{S_{12-13}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{1145}{\sqrt{3} * 10} = 66,1 \text{ A}.$$

По токам определенным ранее рассчитывается плотность тока и принимается сечение кабеля. Марка кабеля – АПВГ:

$$\begin{aligned} F_{12} &= 158 \text{ мм}^2; F_{ст.12} = 185 \text{ мм}^2; I_{дон} = 371 \text{ A}; \\ F_{23} &= 108 \text{ мм}^2; F_{ст.23} = 120 \text{ мм}^2; I_{дон} = 298 \text{ A}; \\ F_{34} &= 48,5 \text{ мм}^2; F_{ст.34} = 50 \text{ мм}^2; I_{дон} = 195 \text{ A}; \\ F_{56} &= 102 \text{ мм}^2; F_{ст.56} = 120 \text{ мм}^2; I_{дон} = 298 \text{ A}; \\ F_{67} &= 77,4 \text{ мм}^2; F_{ст.67} = 95 \text{ мм}^2; I_{дон} = 263 \text{ A}; \\ F_{18} &= 151 \text{ мм}^2; F_{ст.18} = 185 \text{ мм}^2; I_{дон} = 371 \text{ A}; \\ F_{89} &= 107 \text{ мм}^2; F_{ст.89} = 120 \text{ мм}^2; I_{дон} = 298 \text{ A}; \\ F_{9-10} &= 46 \text{ мм}^2; F_{ст.9-10} = 50 \text{ мм}^2; I_{дон} = 195 \text{ A}; \\ F_{1-11} &= 132 \text{ мм}^2; F_{ст.1-11} = 150 \text{ мм}^2; I_{дон} = 329 \text{ A}; \\ F_{11-12} &= 86 \text{ мм}^2; F_{ст.11-12} = 95 \text{ мм}^2; I_{дон} = 263 \text{ A}; \\ F_{12-13} &= 47 \text{ мм}^2; F_{ст.67} = 50 \text{ мм}^2; I_{дон} = 195 \text{ A}; \\ F_{15} &= 150 \text{ мм}^2; F_{ст.67} = 150 \text{ мм}^2; I_{дон} = 329 \text{ A}. \end{aligned}$$

Производится проверка выбранного кабеля в аварийных режимах: обрыв линии 1-2,1-5,1-8,1-11. Питание распределительной сети 10 кВ происходит вместо двух секций от одной секций шин РП. Расчет производится аналогично расчету в нормальном режиме. Результаты снесены в таблицу 6

Таблица 6 - Проверка сечений кабеля в аварийных режимах

<i>Разрыв на участке</i>	<i>№ участка</i>	<i>I_{iae}, А</i>	<i>S_{iae}, кВА</i>	<i>F_{принятое}, мм²</i>	<i>U_{дон}, А</i>	<i>F_{см.}, мм²</i>
1-2	1-5	431,4	7471,5	300	329	150
	5-6	364,4	6312,4	185	298	120
	6-7	298,7	5173,5	150	263	95
	7-4	221,3	3832,2	70	240	70
	4-3	153,3	2655,0	120	195	50
	3-2	69,8	1208,7	185	298	120
1-5	1-2	431,4	7471,5	300	371	185
	2-3	361,6	6262,8	185	298	120
	3-4	278,1	4816,5	120	195	50
	4-7	210,1	3639,3	70	240	70
	7-6	132,7	2298,1	150	263	95
	6-5	66,9	1159,1	185	298	120
1-8	1-11	398,1	6894,5	240	329	150
	11-12	333,4	5775,0	185	263	95
	12-13	278,6	4825,0	120	195	50
	10-13	212,4	3679,3	70	240	70
	10-9	148,0	2563,4	95	195	50
	9-8	62,4	1080,8	185	298	120
1-11	1-8	398,1	6894,5	240	371	185
	8-9	335,7	5813,7	185	298	120
	9-10	250,1	4331,1	95	195	50
	10-13	185,6	3215,3	70	240	70
	13-12	119,5	2069,5	120	195	50
	12-11	64,6	1119,5	185	263	96
0-1	01	938,6	17942	2*400	488	400

По формуле определяется потеря напряжения при данном сечении кабеля

$$\Delta U = \Delta U_{тб} * Ma, \quad (8.6)$$

где Ma – сумма произведений активных нагрузок на длины участков линий, кВт*м.

$\Delta U_{тб}$ - табличное значение удельной величины потери напряжения, %/кВт*км,;

Расчетная потеря напряжений ΔU сравнивается с допустимой потерей напряжения $\Delta U_{доп}$

$$\Delta U_{доп} \geq \Delta U_p, \quad (8.7)$$

где $\Delta U_{доп} = 5\%$ - при нормальном режиме;

$\Delta U_{доп} = 10\%$ - при аварийном режиме.

Определяются потери напряжения в аварийном режиме работы.

Обрыв участка 1-2

$$\Delta U_{1-8-9-10-11} = 0,654 * 1968 * 320 * 10^{-6} + 0,925 * (1613 * 230 + 1094 * 310 + 689 * 300 + 234 * 320) * 10^{-6} = 1,33\% < 10\%.$$

Определяются потери напряжения в нормальном режиме работы.

Потеря напряжения на участке 2-3-6-5

$$\Delta U_{1-5-6-7} = 0,654 * 1014 * 320 * 10^{-6} + 0,925 * (658,2 * 230 + 147,75 * 310) * 10^{-6} = 0,4\% < 5\%.$$

Потеря напряжения на участке 2-1-4-5

$$\Delta U_{1-2-3-4} = 0,654 * 954,3 * 220 * 10^{-6} + 0,925 * (720,2 * 320 + 265,3 * 300) * 10^{-6} = 0,42\% < 5\%.$$

Обрыв участка 2-3

$$\Delta U_{2-1-4-5-6-3} = 0,654 * 1968 * 220 * 10^{-6} + 0,925 * (1734 * 320 + 1279 * 300 + 872 * 310 + 355 * 230) * 10^{-6} = 1,48\% < 10\%.$$

Выбранные сечения кабельной сети удовлетворяют условиям проверки по нагреву длительно допустимым током и по потере напряжения.

8.3 Радиально-магистральная схема распределительной сети 10 кВ

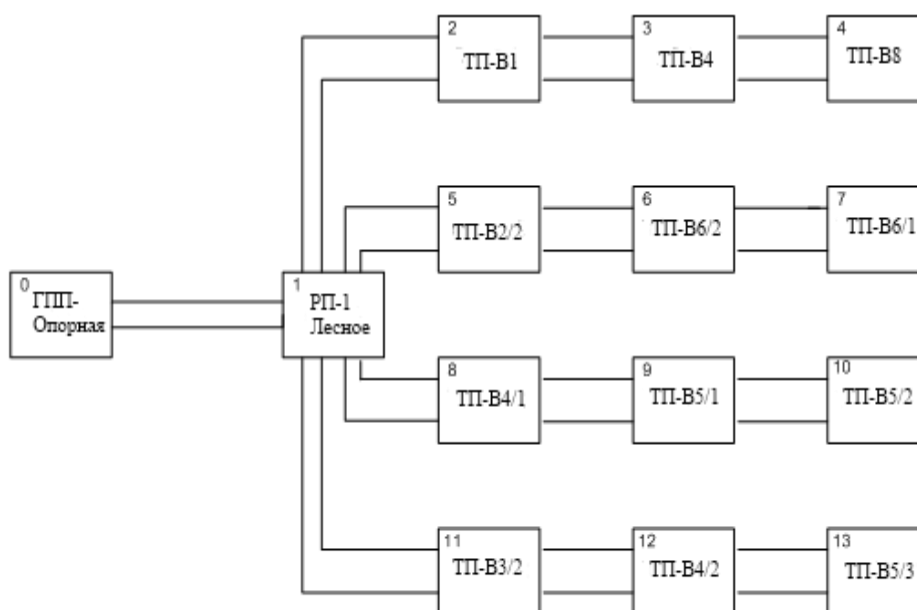


Рисунок 2– Радиально-магистральная схема. Вариант II

Выбор и расчет сечений кабельной сети происходит также, как и для варианта I. В аварийном режиме расчет производится при обрыве одной из цепи двух цепной линии.

Результаты отражены в таблице 7.

Таблица 7 - Расчет и выбор сечений радиально-магистральной кабельной сети

№ участка	$F_i, \text{мм}^2$	I_{pi}, A	$S_{mi}, \text{кВА}$	$F_{cm.i}, \text{мм}^2$	I_{avi}, A	I_{don}, A
1-2	79,0	110,6	1916,1	95,0	221,3	263,0
2-3	54,1	75,7	1311,8	70,0	151,5	240,0
3-4	24,3	34,0	588,6	50,0	68,0	195,0
1-5	75,0	105,1	1819,6	95,0	210,1	263,0
5-6	51,1	71,6	1240,1	70,0	143,2	240,0
6-7	27,7	38,7	670,6	50,0	77,4	195,0

1-8	75,9	106,2	1839,6	95,0	212,4	263,0
8-9	53,6	75,0	1299,2	70,0	150,0	240,0
9-10	23,0	32,2	557,9	50,0	64,4	195,0
1-11	66,3	92,8	1607,6	70,0	185,6	240,0
11-12	43,2	60,5	1047,9	50,0	121,0	195,0
12-13	23,6	33,1	572,9	50,0	66,2	195,0

Таблица 8 - Проверка выбранных сечений кабеля по допустимой потере напряжения $\Delta U_{дон}$

Номер участка	$l_i, м$	$P_i, кВт$	$\Delta U_p, \%$	$\Delta U_{тб}, \%$	$\Delta U_{рас}, \%$	$\Delta U_{допав}, \%$	$\Delta U_{дон}, \%$
1-2	300	1916	0,59	0,925	1,65	10	5
1-5	330	1819	0,61	0,925	1,73	10	5
1-8	320	1839	0,45	0,925	1,52	10	5
1-11	220	1607	0,61	0,925	1,23	10	5

Таким образом, условиям проверки по нагреву длительно допустимым током и по потере напряжения выбранные сечения кабельной сети удовлетворяют

Выбранные по условию экономической плотности кабельные линии не удовлетворяют условиям $I_{ав}$.

9 Токи короткого замыкания и их расчет

Расчет токов КЗ производится для проверки кабеля на термическую устойчивость

I вариант.

Схема замещения петлевой сети (рисунок 3).

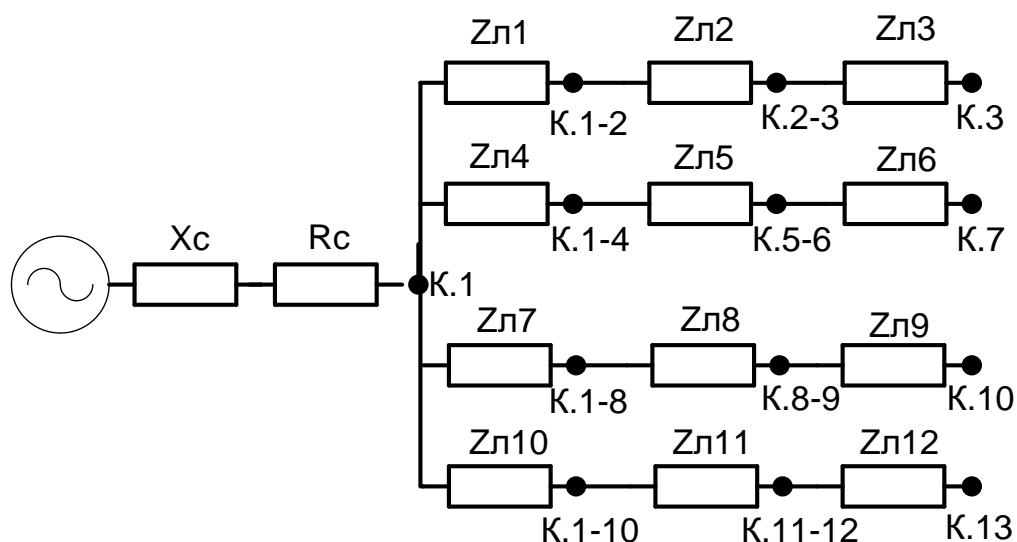


Рисунок 3 - Схема замещения петлевой сети

Сопротивление системы 0,27 Ом.

Рассчитываем индуктивные и активные сопротивления линий:

$$X = X_0 * l, \quad (9.1)$$

$$r = r_0 * l \quad (9.2)$$

где X_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км;

r_0 – погонное активное сопротивление, Ом/км;

l – длина участка линии, км.

$$X_{л} = \frac{0,096}{2} * 4,96 = 0,23 \text{ Ом}$$

$$r_{л} = \frac{0,1}{2} * 4,96 = 0,248 \text{ Ом}$$

Производим выбор базисных величин:

$$S_{\bar{6}} = 100 \text{ МВА}, U_{\bar{6}} = 10,5 \text{ кВ};$$

$$r_{k1} = r_n = 0,248 \text{ Ом};$$

$$x_{k1} = x_c + x_l = 0,27 + 0,23 = 0,5 \text{ Ом};$$

$$Z_{k1} = \sqrt{r_{k1}^2 + x_{k1}^2} = \sqrt{0,248^2 + 0,5^2} = 0,55 \text{ Ом}.$$

Определяется сопротивление в относительных единицах

$$X_{k1}^* = Z * \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}}^2} = 0,55 * \frac{100}{10,5^2} = 0,4989.$$

Определяется ток I_{k3} в точке $K1$

$$I_{\infty k1} = I_{\infty k2}^* * \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3}U_{\bar{6}}}, \text{кА} \quad (9.3)$$

Ток КЗ установившийся в относительных единицах определяется по данным кривым

$$I_{\infty k1}^* = 1,8.$$

Переводим I_{∞}^* в именованные единицы

$$I_{\infty k1} = 1,80 * \frac{100}{\sqrt{3} * 10,5} = 9,9 \text{ кА}$$

Ток КЗ в начальный момент времени ($t=0$) при $I_{ok1}^*=2$ определяется по расчетным кривым

$$I_{ok1} = I_{ok1}^* * \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3}U_{\bar{6}}} = 2 * \frac{100}{\sqrt{3} * 10,5} = 11 \text{ кА}.$$

Определяется ударный ток

$$i_{удк1} = \sqrt{2} * k_{уд} * I_{ок1} \quad , \quad (11.4)$$

где– $k_{уд}$ ударный коэффициент, $k_{уд} = 1,4$.

$$i_{удк1} = \sqrt{2} * 1,4 * 11 = 21,7 \text{ вкА} .$$

Аналогично выполняется расчет токов КЗ в остальных точках. Результаты расчетов снесены в таблицу 9 в приложении.

II вариант.

Составляется схема замещения радиально-магистральной сети (рисунок 4).

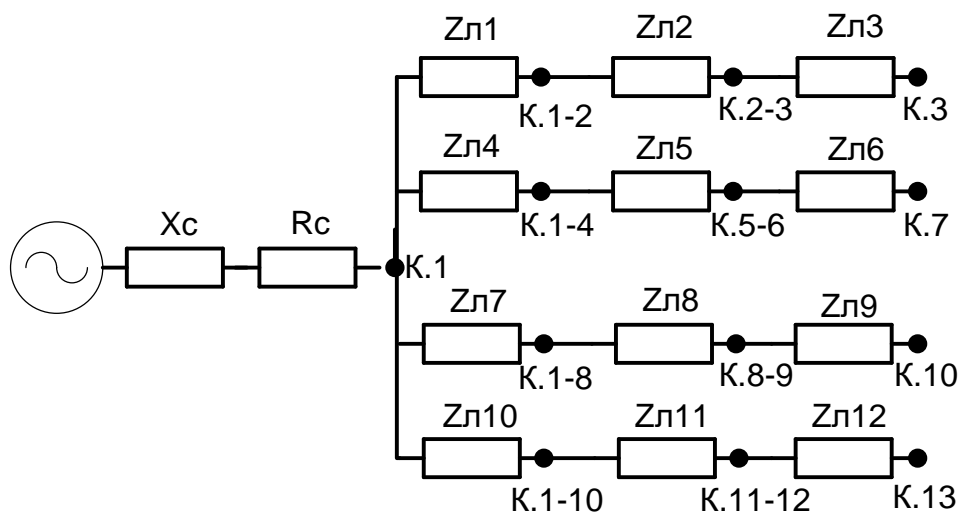


Рисунок 4 - Схема замещения радиально-магистральной сети

Аналогично выполняется расчет токов короткого замыкания. Результаты расчетов отражены в таблице 10 в приложении.

10 Термическая устойчивость к токам короткого замыкания кабельной линии 10 кВ

В случае проверки кабелей в ПУЭ предусмотрено в начале каждого участка нового сечения, если линия имеет по длине разные сечения, а для одиночных кабелей место короткого замыкания принимать в начале линии, если она выполняется в одном сечением. Если речь идет о пучке из двух и более параллельно выполненных кабелей ток короткого замыкания определяют, исходя из того, что замыкание произошло непосредственно за пучком, т.о. учитывается сквозной ток короткого замыкания.

$$I_{д.э} = I_{кз} * K, \quad (10.1)$$

где $K = \sqrt{t}$, где t – продолжительность «КЗ» в секундах;

$I_{д.э}$ -допустимый ток жилы кабеля за заданное время[8].

В основном, не учитывается угасание тока КЗ для проверки кабелей 10 кВ сетей города на термическую стойкость, и принимается равным действительному, где складывается из собственного времени отключающего аппарат и выдержки времени релейной защиты линий 10 кВ.

$$t_n = t_{р.з.} + t_{отк.ап} \quad (10.2)$$

Ниже проверим сечение кабеля выбранное на участке "ГПП- Опорная – «РП-1 Лесное» на термическую устойчивость.

Расчетная точка КЗ – К1.

$$t_{отк.ап} = 0,055 \text{ с};$$

$$t_{р.з.} = 0,05 \text{ с};$$

$$I_{\infty} = 9900 \text{ А};$$

$$t_n =;$$

$$t_n = 0,055 + 0,05 = 0,105 \text{ с};$$

$$K = 3,09;$$

$$I_{д.э} = 28,2 * 2 * 3,09 = 174,3;$$

$$I_{д.э} > I_{\infty}.$$

По термической устойчивости кабель ,который был избран удовлетворяет условию проверки

Расчеты остальных линий сведены в таблицу 11 и 12.

Таблица 11 –Проверка кабеля по термической устойчивости при петлевой схеме электроснабжения

№ линии	s	t _{отк.ап}	t _{р.з.}	t _n	Ис _{кз} КА	K	I _{д.э}	I _∞
1--2	300	0,055	0,05	0,105	28,2	3,086	87,02709	9,02
2--3	185	0,055	0,05	0,105	17,5	3,086	54,00617	8,80
3--4	120	0,055	0,05	0,105	11,3	3,086	34,87256	8,25
1--5	300	0,055	0,05	0,105	28,2	3,086	87,02709	8,96
5--6	185	0,055	0,05	0,105	17,5	3,086	54,00617	8,30
6--7	150	0,055	0,05	0,105	14,2	3,086	43,82215	7,81
1--8	240	0,055	0,05	0,105	22,7	3,086	70,05372	8,85
8--9	185	0,055	0,05	0,105	17,5	3,086	54,00617	8,63
9--10	95	0,055	0,05	0,105	8,9	3,086	27,466	8,30
1--11	240	0,055	0,05	0,105	22,7	3,086	70,05372	9,02
11--12	185	0,055	0,05	0,105	17,5	3,086	54,00617	8,69
12--13	120	0,055	0,05	0,105	11,3	3,086	34,87256	8,25

Таблица 12 - Проверка кабеля по термической устойчивости при радиально-магистральной схеме электроснабжения

№ линии	s	$t_{отк.ап}$	$t_{р.з.}$	t_n	$Il_{с_{кз}} КА$	K	$I_{д.э}$	I_{∞}
1--2	95	0,055	0,05	0,105	8,9	3,086	27,466	8,80
2--3	70	0,055	0,05	0,105	6,6	3,086	20,36804	8,19
3--4	50	0,055	0,05	0,105	4,7	3,086	14,50451	6,87
1--5	95	0,055	0,05	0,105	8,9	3,086	27,466	8,74
5--6	70	0,055	0,05	0,105	6,6	3,086	20,36804	7,04
6--7	50	0,055	0,05	0,105	4,7	3,086	14,50451	6,10
1--8	95	0,055	0,05	0,105	8,9	3,086	27,466	8,69
8--9	70	0,055	0,05	0,105	6,6	3,086	20,36804	7,70
9--10	50	0,055	0,05	0,105	4,7	3,086	14,50451	7,26
1--11	70	0,055	0,05	0,105	6,6	3,086	20,36804	8,47
11--12	50	0,055	0,05	0,105	4,7	3,086	14,50451	7,26
12--13	50	0,055	0,05	0,105	4,7	3,086	14,50451	6,38

11 Расчет и выбор электрооборудования сети 10 кВ

11.1 Конструктивных решения электрооборудования сети 10 кВ

В данной части бакалаврской работы автором рассмотрены вопросы по выбору электрооборудования в ячейках БРП-10 кВ, БКТП-10 кВ и в ячейках питающих линий 10 кВ на ГПП - Опорная.

В рассматриваемом микрорайоне «Волгарь» распределительная подстанция выполняет также функцию трансформаторной подстанции, с трансформаторами на 1000кВА.

Для приема и распределения электрической энергии в городских сетях 10кВ. предназначен распределительная подстанция 10 кВ. Автор выбрал распределительный пункт типа БРТП на десять отходящих линий. Распределительный щит 0,4 кВ и силовые трансформаторы размещаются в отдельных помещениях.

РУ 10 кВ БРП комплектуется камерами RS-13mc вакуумными выключателями типа VD4, распределительное устройство 0,4 кВ – панелями серии ЩО-71 и КРУ 0,4 кВ, типа TUR-2. Трансформаторы со щитом 0,4 кВ и РУ 10кВ соединяются кабельными перемычками. Металлоконструкции (камеры, щиты, панели) крепятся сварным соединением к закладным металлическим деталям в стенах и полу, там, где это предусмотрено в строительной части проекта.

Панель собственных нужд навесного исполнения установлена в помещении РУ 0,4кВ и 10 кВ. Для обеспечения надёжности электроснабжения предусмотрен АВР. Вводно-распределительный шкаф наружного освещения (ВРШ-НО-М8) с приборами учёта устанавливается для автоматического регулирования уличного освещения в ночное время.

11.2 Электрооборудования линий 10 кВ на ГПП-«Опорная» питающий ТП микрорайона

Разъединитель выбирается по ряду параметров:

- по длительному току
- по роду установки – внутренний;

$$I_{рн} \geq I_{расч}; I_{рн} = 1000 \text{ A}; I_{расч} = 986 \text{ A};$$

- по номинальному напряжению установки

$$U_{рн} \geq U_{ном}; U_{рн} = 10 \text{ кВ}; U_{ном} = 10 \text{ кВ};$$

Выбираем разъединитель типа РВФЗ 10/1000 П.

Данный разъединитель проверяем:

- на электродинамическую стойкость

$$i_y < i_{пр.с}, \quad (11.2)$$

где $i_y = 21,8 \text{ кА}$;

i_y – ударный ток КЗ, кА;

$i_{пр.с} = 51 \text{ кА}$

$i_{пр.с}$ – предельный сквозной ток, кА;

$$21,8 \text{ кА} < 51 \text{ кА}.$$

- на термическую стойкость

$$I_{np.тер}^2 t_{тер} \geq I_{\infty}^2 \times t_{\phi}, \quad (11.1)$$

где $I_{np.тер}$ – предельный термический ток, кА,

I_{∞} - установившееся значение тока короткого замыкания, кА, $I_{\infty} = 9,9$ кА
(из расчета токов КЗ);

t_{ϕ} – фиктивное время прохождения тока короткого замыкания, с, $t_{\phi} = 0,105$

с:

$$I_{np.тер} = 20 \text{ кА}$$

$t_{тер}$ – допустимое время прохождения предельного термического тока,
с, $t_{тер} = 3$ с];

$$20^2 * 3 \geq 9,9^2 * 0,103,$$

$$1200 \text{ кА}^2 * \text{с} > 265,8 \text{ кА}^2 * \text{с};$$

Таким образом, разъединитель типа РВФЗ 10/1000 II с приводом ПР-10 условиям проверки удовлетворяет.

Выключатели выбираются по следующим критериям:

- по длительному току
- по роду установки – внутренний;

$$I_{выкл.н} \geq I_{расч}; I_{выкл.н} = 1000 \text{ А}; I_{расч} = 986 \text{ А};$$

- по номинальному напряжению установки

$$U_{выкл.н} \geq U_{ном}; U_{выкл.н} = 10 \text{ кВ}; U_{ном} = 10 \text{ кВ};$$

- по отключающей способности

$$I_o^3 \leq I_{np.c.}, \quad (12.3)$$

$$I_{np.c.} = 12,5 \text{ кА}; I_o^3 = 11 \text{ кА}, \\ 11 < 12,5.$$

Выбираем выключатель вакуумный типа ВВ/TEL-10-12,5/1000.

Проверяем данный выключатель:

- на термическую стойкость по формуле (12.1)

$$12,5^2 * 3 \geq 11^2 * 0,105, \\ 469 \text{ кА}^2 * \text{с} > 12,7 \text{ кА}^2 * \text{с};$$

- на электродинамическую стойкость по формуле (11.2)

$$21,78 \text{ кА} < 32 \text{ кА}.$$

Таким образом, выбранный вакуумный выключатель типа ВВ/TEL-10-12,5/1000 удовлетворяет условиям проверки.

Трансформатор тока выбирается по следующим критериям:

- по роду установки – внутренний;

- по длительному току

$$I_{тт.н} \geq I_{расч}; I_{тт.н} = 1000 \text{ А}; I_{расч} = 986 \text{ А}.$$

- по номинальному напряжению установки

$$U_{тт.н} \geq U_{ном}; U_{тт.н} = 10 \text{ кВ}; U_{ном} = 10 \text{ кВ};$$

Выбираем трансформатор тока типа ТПОЛ-10-У3 класса точности 0,5/10Р.

Проверяем трансформатор тока:

- на электродинамическую стойкость по формуле (11.2)

$$21,78 \text{ кА} < 68,7 \text{ кА.}$$

- на термическую стойкость по формуле (11.1)

$$27^{2*3} \geq 11^2 * 0,105, \\ 2187 \text{ кА}^2 * \text{с} > 12,7 \text{ кА}^{2*3} \text{с};$$

Таким образом, выбранный трансформатор тока типа ТПОЛ-10 удовлетворяет условиям проверки.

ОПН выбирается по номинальному напряжению установки

$$U_{\text{тт.н}} \geq U_{\text{ном}}; U_{\text{тт.н}} = 10 \text{ кВ}; U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$$

Выбираем ОПН-РТ/TEL-10/11,5.

Камера выбирается:

- по роду установки – внутренняя одностороннего обслуживания;
- по длительному току

$$I_{\text{тт.н}} \geq I_{\text{расч}}; I_{\text{тт.н}} = 1000 \text{ А}; I_{\text{расч}} = 986 \text{ А.}$$

- по номинальному напряжению установки

$$U_{\text{тт.н}} \geq U_{\text{ном}}; U_{\text{тт.н}} = 10 \text{ кВ}; U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$$

Выбираем камеру сборную одностороннего обслуживания серии КСО–298 НН.

Проверяем камеру:

- на электродинамическую стойкость по формуле (12.2)

$$21,7^8 \text{ кА} < 51 \text{ кА}.$$

- на термическую стойкость по формуле (11.1)

$$20^2 * 3 \geq 11^2 * 0,105,$$
$$1200 \text{ кА}^2 * \text{с} > 12,7 \text{ кА}^2 * \text{с};$$

Выбираем камеры сборные КРУ К-204 ЭП
вид линейных высоковольтных присоединений - кабельные.
В КРУ К-204 ЭП

укомплектовывается:

- РВФЗ 10/1000 II с приводом ПР-10;
- ВВ/TEL-10-12,5/1000;
- ТПОЛ-10;
- ОПН-РТ/TEL-10/11,5.

11.3 Электрооборудование 2БКТП

РУ-10 кВ трансформаторный подстанций выполнено в виде комплектного распределительного устройства типа RM6 Schneider Electric которое выполнено из нержавеющей стали в герметичном сварном корпусе, данный корпус заполнен элегазом. В корпусе располагаются сборные шины, выключатели нагрузки линейных присоединений и выключатель присоединения силового трансформатора.

Выключатель нагрузки для линейного присоединения рассчитан на номинальный ток 630 А. На принципа автодутья в элегазе осуществляется гашение электрической дуги в конкретных выключателях нагрузки.

На номинальный ток 200 А рассчитан элегазовый выключатель непосредственно на трансформатор. Методом вращающейся дуги и автокомпрессии в элегазе осуществляется гашение электрической дуги, это способствует безопасно для оборудования отключать как токи номинальные, так и токи КЗ. Серийно электронным устройством релейной защиты силового трансформатора типа VIP-30/35 (максимальная токовая защита и токовая отсечка) оснащается ячейка.

Функции двух устройств – выключателя и заземляющего разъединителя совмещают в себе оба коммутационных аппарата. Подвижные контакты такого аппарата могут находиться в трех положениях: «включено», «отключено», «заземлено».

Электрооборудования ячейки отходящих линий отражен в таблице 13.

Таблица 13 - Выбор электрооборудования ячейки отходящих линий

При выборе этих условий	Данные взятые из расчетов	Данные каталога
Выключатель нагрузки линейного присоединения		
$U_{рн} \geq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{рн} \geq I_{расч}$	431 А	630 А
$I_{пр.мер}^2 * t_{мер} \geq I_{\infty}^2 * t_{\phi}$	8,5 кА ² *с	441 кА ² *с
$i_{пр.с} \geq i_y$	17,8 кА	52 кА
$I_{пр.с} \geq I_o^3$	9,02 кА	21 кА
Элегазовый выключатель в цепи трансформатора		
$U_{рн} \geq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{рн} \geq I_{расч}$	77 А	200 А
$I_{пр.мер}^2 * t_{мер} \geq I_{\infty}^2 * t_{\phi}$	8,5 кА ² *с	441 кА ² *с
$i_{пр.с} \geq i_y$	17,8 кА	52 кА
$I_{пр.с} \geq I_o^3$	9,02 кА	21 кА

12. Релейная защита и автоматика линий 10 кВ

По общему правилу все электроустановки должны быть оборудованы устройствами релейной защиты, которые предназначены для:

- реагирования на опасные, режимы работы элементов электрической системы (например, перегрузку, повышение напряжения в обмотке статора гидрогенератора); в зависимости от условий эксплуатации электроустановки, режима работы релейная защита должна быть выполнена с действием на сигнал или на отключение тех элементов, оставление которых в работе может привести к возникновению повреждения электрооборудования.

- автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы (электроустановки) с помощью выключателей; если повреждение (например, замыкание на землю в сетях с изолированной нейтралью) непосредственно не нарушает работу электрической системы, допускается действие релейной защиты только на сигнал:

- Для снижения стоимости электроустановок вместо автоматических выключателей и релейной защиты надлежит применять предохранители или открытые плавкие вставки, если они:

- могут быть выбраны с требуемыми параметрами (номинальное напряжение и ток, номинальный ток отключения и др.)

- обеспечивают требуемые селективность и чувствительность;

- ; не препятствуют применению автоматики (автоматическое повторное включение - АПВ, автоматическое включение резерва - АВР и т. п.), необходимой по условиям работы электроустановки.

В случае использования предохранителей или открытых плавких вставок в зависимости от уровня несимметрии в неполнофазном режиме и характера питаемой нагрузки надлежит рассматривать необходимость установки на подстанции защиты от неполнофазного режима.

Устройства релейной защиты должны обеспечивать наименьшее возможное время отключения КЗ в целях сохранения бесперебойной работы неповрежденной части системы (устойчивая работа электрической системы и электроустановок потребителей, обеспечение возможности восстановления нормальной работы путем успешного действия АПВ и АВР, самозапуска электродвигателей, втягивания в синхронизм и пр.) и ограничения области и степени повреждения элемента.

Действующая релейная защита должна обеспечивать селективность действия отключения, так, чтобы отключался только поврежденный элемент электроустановки, а не вся электроустановка целиком.

Неселективное действие защиты допускается, если исправляется последующим включением АВР или АПВ:

- ускоренное отключения от КЗ для обеспечения защиты, если это необходимо, используется в упрощенных главных электрических схемах с отделителями или трансформаторами ,срабатывающими на отключение поврежденного элемента электроустановки в момент возникновения «бестоковой паузы».

Надежность функционирования релейной Защиты (срабатывание при появлении условий на срабатывание и несрабатывание при их отсутствии) должна быть обеспечена применением устройств, которые по своим параметрам и исполнению соответствуют назначению, а также надлежащим обслуживанием этих устройств.

При необходимости следует использовать специальные меры повышения надежности функционирования, в частности схемное резервирование, непрерывный или периодический контроль состояния и др. Должна также учитываться вероятность ошибочных действий обслуживающего персонала при выполнении необходимых операций с релейной защитой.

.Для сетей 10 кВ, сделанных с изолированной нейтралью ,должны быть обеспечены устройствами релейной защиты от КЗ между фазами и однофазным замыканием на землю какой либо из фаз.

Максимальная токовая защита (МТЗ) для основных вводных и отходящих разделительных электрических сетей 10 кВ, является основной. От КЗ между фазами, защита выполнена в двухфазном исполнении, т.е. фазы А и С – в предусмотренном, что трансформаторы тока других элементов этой же сети установлены на тех же фазах А и С). Установить защиту необходимо для кабельной линии 10 кВ так как возможно замыкания на землю. Для защиты кабельной линии 10 кВ от замыкания на землю, применяем реле типа «Seram1000+T20» на переменном оперативном токе с выдержкой времени.

Где трансформаторы тока и трансформаторы напряжения служат в качестве источников переменного оперативного.

Расчитаем МТЗ для питающей кабельной линии на участке «ГПП-Опорная» - «РП-1 Лесное».

Максимальный рабочий ток на этой кабельной линии составляет 469,3 А.

С учетом что установлены трансформаторы тока типа ТПОЛ-10-600/ 5 по схеме соответствующей как «неполная звезда».

Расчет тока срабатывания защиты (МТЗ) :

$$I_{с.з.} = \frac{K_n * K_{с.з}}{K_B} * I_{р. max}, \quad (12.1)$$

где K_n – коэффициент надежности, служащей для надежного несрабатывание защиты путем учета погрешности реле с учтенным запасом, для защит микропроцессера SERAM1000+, $K_n = 1,1$;

$K_{с.з.}$ – коэффициент самопуска, зависит от вида нагрузки, $K_{с.з.} = 1,2$;

K_B – коэффициент возврата реле, $K_B = 1,2$.

Ток срабатывания реле определяется :

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.з} * K_{cx}}{n_{гг}}, \quad (12.2)$$

где K_{cx} – коэффициент схемы, где применяется схема «неполная звезда», $K_{cx} = 1$;

$n_{гг}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока, $n_{mm} = 120$

Ток срабатывания реле – 6А.

Чувствительность защиты проверяем через формулу:

$$K_{ч} = \frac{I_{p \min}}{I_{cp}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} * I_{кз}^{(3)}}{I_{c.з}}; \quad (12.3)$$

$K_{ч} > 1,5$ – приемлемое значение защиты для основной зоны чувствительность.

Аналогично выполняются расчеты МТЗ линий распределительной сети 10 кВ. Результаты расчетов в таблицах 13 и 14.

Таблица 14 -Расчет МТЗ для нормального режима работы

Место установки	$n_{гг}$	I_p, A	$I_{cз}, A$	I_{cp}, A	$I_{кз}, kA$	$K_{ч}$
ввод	120	469,3	662,5	5,5	9,9	12,9
на ТП-В1	60	221,0	312,0	5,2	8,8	24,4
на ТП-В 2/2	60	210,1	296,6	4,9	8,7	25,5
на ТП-В 4/1	60	212,4	299,8	5,0	8,7	25,1
на ТП-В 23/2	40	185,6	262,0	6,6	8,5	28,0

Таблица 15 -Расчет МТЗ для аварийного режима работы

Место установки	$n_{\text{ТТ}}$	$I_p, \text{ А}$	$I_{\text{сз}}, \text{ А}$	$I_{\text{ср}}, \text{ А}$	$I_{\text{кз}}, \text{ кА}$	$K_{\text{ч}}$
Ввод	120	938,6	1325,0	11,0	9,9	6,5
на ТП- В1	60	442,0	624,0	10,4	8,8	12,2
на ТП- В 2/2	60	420,2	593,2	9,9	8,7	12,8
на ТП- В 4/1	60	424,8	599,7	10,0	8,7	12,5
на ТП- В 23/2	40	371,2	524,0	13,1	8,5	14,0

13 Блочные трансформаторные подстанции

13.1 Описание БКТП

Комплектные двух трансформаторные подстанции (2КТП) предназначены для приема, распределения и преобразования электрической энергии (ЭЭ) трехфазного переменного тока напряжением в 10 кВ и частотой 50 Гц предусмотрены, для использования в системах электроснабжения городских жилищно-коммунальных, общественных и промышленных объектов, а также зон индивидуальной застройки и коттеджных поселков. Распределение ЭЭ осуществляется на напряжении 0,4 кВ с помощью отходящих от 2КТП кабельных линий (КЛ). Подстанция типа 2КТП комплектуется двух обмоточными «масляными» трансформаторами (или «сухими» по отдельному заказу) мощностью от 25 до 1600 кВА.

На выключатель нагрузки (ВН) предусмотрено конструктивно подключения силовых кабелей с сечением каждой из жил не более 240 мм², включая с изоляцией из сшитого полиэтилена, так же с пропитанной бумажной изоляцией. Для подключения питания подстанции через воздушные линии электропередачи (ВЛ) предусмотрен переход с ВЛ на кабель, крепящийся к наружной стене 2КТП с помощью мачты.

2КТП может быть исполнена в виде блочных распределительных пунктах (БРП) имеющими отдельные ТУ и паспорт в полной заводской готовности. БРП либо наращиваются на как на основу 2КТП или могут быть отдельно стоящими сооружениями.

13.2 Конструктивная часть

13.2.1 Элементы конструкции. Здание трансформаторной подстанции типа 2КТП представлено двумя одинаковыми модулями. Каждый из модулей состоит из надземной и подземной части в виде объемных железобетонных конструкций. Надземная часть модуля выполнена в виде устанавливаемого на объемный приямок сверху объемный железобетонный корпус, предназначенный для размещения электрооборудования. Далее именуется «блок ТП» (БТП). Подземно-цокольная часть модуля это своего рода устанавливаемый на фундамент из монолитной железобетонной плиты большой по площади железобетонный подвал (отсек), который предназначен для прокладки, ввода кабельных линий и соединительных кабельных перемычек. Эта часть модуля называется «объемный приямок» (ОП).

Элементы модуля (БТП и ОП) могут отливаться в формах ЕС (длина 4,24 м) или ЕС-Д (длина 4,64 м). Для БТП по форме ЕС-Д объемные приямки могут изготавливаться и с увеличенной до 1,4 м высотой (форма ЕС-Д-В).

Модули 2КТП могут располагаться как «последовательно», т.е. стыкуясь торцевыми сторонами, так и «параллельно», стыкуясь боковыми сторонами. Последнее взаимное расположение является наиболее распространенным. Основные конструктивные характеристики 2КТП приведены в таблице 16, где В, L, H_г – соответственно ширина, длина и габаритная высота, М – масса, S – площадь в периметре, H_{внутр} – внутренняя высота элемента.

Таблица 16 - Основные конструктивные характеристики 2КТП

Конструкция	Параметры, мм (ВxLxH _г)	Элемент строительной части	S, м ²	М, т	H _{внутр} , мм
БТП	2460x4240x2700	ЕС	10,5	12,5	2175
	2460x4640x2700	ЕС-Д	11,5	14,0	
2БТП	4970x4240x2700	ЕС	21,0	25,0	2175

	4970x4640x2700	ЕС-Д	23,0	28,0	
ОП	2380x4160x870	ЕС	10,0	4,5	815
	2380x4560x870	ЕС-Д	11,0	5,0	
	2380x4560x1405	ЕС-Д-В	11,0	7,0	1335

БТП разделено на несколько помещений. В одном помещении «камера трансформатора» помещается силовой трансформатор, в другом «помещение ЗРУ» – низковольтное и высоковольтное электрооборудование в соответствии со схемой, исполнение выбирает заказчик.

Через объемный приямок БТП производятся работы по заводу и выводу силовых кабелей. Через имеющиеся в стенках прямоугольные отверстия или отливы («окна»), которые расположены по всему периметру подстанции осуществляется прокладка асбестоцементных труб с последующей запечатыванием пустот. В полу вырезаны люки с открывающимися металлическими крышками, обеспечивающие доступ в приямок БТП.

В зависимости от возможности и каким транспортом выполняется доставка 2КТП в комплект 2КТП входят два маслоборника для трансформаторов, если автотранспортом то маслоборники выполняются из железобетона, а если доставка по железной дороге – из металла.

Входные двери, ворота в камеры трансформаторов и решетки вентиляционные БТП изготавливаются из металла оцинкованного. Металлические изделия отделываются путем применения грунтовок ГФ-021 (ГОСТ-25129-82) и АК-070 (ГОСТ 25718) с последующим покрытием антикоррозийной эмалью ПФ-115 (ГОСТ 6465-76). Окрашивается оборудования в светло-сером тональности согласно ГОСТ 14695-80.

Отделка бетонных поверхностей БТП внутри помещений происходит путем нанесения водоэмульсионной краски марки Э-ВА-17 (ГОСТ-28196-89) белого цвета, либо схожих покрытий. Покрытие краской исключает образование цементной пыли на полу. Отделка внешних бетонных поверхностей по требованиям заказчика.

Гидроизоляция крыши 2КТП и поверхностей объемных приямков происходит путем нанесения краски В-ЭП-012 (ТУ 2312-083-05034239-95) или аналогичной краски.

Фундамент для 2КТП выполняется из монолитной железобетонной плиты, но может быть выполнен применительно к конкретному месту установки 2КТП. Монтаж подстанции осуществляется краном грузоподъемностью не менее 30 тонн, на строительной площадке.

1.2.1 Заводской монтаж электрооборудования. На основании выбранными Заказчиком вариантами комплектации и компоновки электрооборудования, принципиальной электрической схемы, и другими условиями производится монтаж внутри БТП в заводских условиях.

В соответствии схеме 2КТП типовой с напряжением 10 кВ в пределах железобетонных блоках монтируется КРУ 10 кВ, АВР, РУ 0,4 кВ с ящиком собственных нужд. А также с учетом потребляемой электроэнергии 2КТП, в РУ 0,4 кВ монтируются измерительные трансформаторы тока и шкафы учета, измерений.

Также монтируются в заводских условиях:

- внутренний контур заземления с двумя выводами для присоединения к наружному контуру;
- высоковольтные кабельные перемычки для соединения КРУ ВН с силовым трансформатором;
- цепи освещения и вторичной коммутации.
- гибкая ошиновка 0,4 кВ от силового трансформатора до вводного выключателя нагрузки РУ 0,4 кВ;

Выполняются одножильным кабелем с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПВВнг-10, с креплением кабеля в клицах, по внутренним поверхностям пола БТП с последующим выводом в соответствующие ячейки КРУ и камеру трансформатора и далее в клицах по потолку и стене трансформаторного отсека до места расположения выводов силового трансформатора перемычки ВН между секциями КРУ 10 кВ, находящимися в блоке между собой, а также между

трансформатором и КРУ 10 кВ. Защищается металлическим кожухом, высоковольтный кабель, прикрепленный на стене камеры трансформатора.

Участки перемычек после установке 2КТП непосредственно на объекте в штатное положение, проложенные под поверхностям пола 2КТП, оказываются в приемке очень объемном.

Ошиновка 0,4 кВ гибкая выполняется одножильным проводом марки ПВ-2 в сечении 240 мм² с креплением его в клицах по потолку камеры трансформатора и помещения ЗРУ. Наконечники проводов и кабелей находятся точно у места их крепления к выводам трансформатора. во время установки силового трансформатора в рабочее положение, что уменьшает время монтажа.

В электротехнической лаборатории завода, в объеме соответствующих требований главы 1.8 ПУЭ «Нормы приемо-сдаточных испытаний», все монтируемое в заводских условиях электрооборудование проходит наладку и испытания.

Устройство заземления. На заводе монтируют внутренний контур заземления 2КТП, также в комплект поставки подстанции входят все элементы и материалы необходимые для монтажа 2КТП устройства внешнего контура заземления на месте установки.

Производят монтаж специальных глубинных заземлителей или забивают дополнительные заземлители при неудовлетворительных результатах замеров сопротивления растеканию тока внешнего контура заземления .

Молниезащита. Согласно 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений» Минэнерго РФ специальных мер по молниезащите подстанции не требуется, так как металлическая арматура каркасов БТП и ОП имеет жесткую металлическую связь с внутренним контуром заземления, что соответствует РД .

13.3 Электрическая часть

Рассмотрим состав электрооборудования. Каждый из модулей 2КТП укомплектован следующим оборудованием:

- распределительным устройством НН;
 - двухобмоточным силовым трансформатором;
 - комплектным распределительным устройством ВН;
 - - ящиком собственных нужд.
- устройством автоматического включения резерва;
- шкафом учета электроэнергии;

Остановимся подробнее на комплектном распределительном устройстве.

Комплектное распределительное устройство (КРУ) высоковольтного напряжения (10 кВ) в 2КТП применяется малогабаритное КРУ типа RM6 на 4 или 3 присоединения. Однако по требованию заказчика возможно применение других конфигураций КРУ, а также отдельных ячеек из всего номенклатурного ряда RM6, выпускаемого компанией «SchneiderElectric».

Конструкция КРУ типа RM6 представляет собой общий герметичный сварной корпус из нержавеющей стали (рисунок 5), который в свою очередь заполнен элегазом (SF_6) с избыточным давлением 20 кПа. Внутри корпуса находятся сборные шины, выключатели нагрузки линейных присоединений, выключатель нагрузки трансформатора. Основные параметры и характеристики КРУ типа RM6 вынесены в таблицу 16.

Выключатель нагрузки линейного присоединения (ячейка типа I) рассчитан на номинальный ток $I_{ном(I)} = 630 \text{ А}$. Электрическая дуга гасится, основываясь принципом автодутия в элегазе.

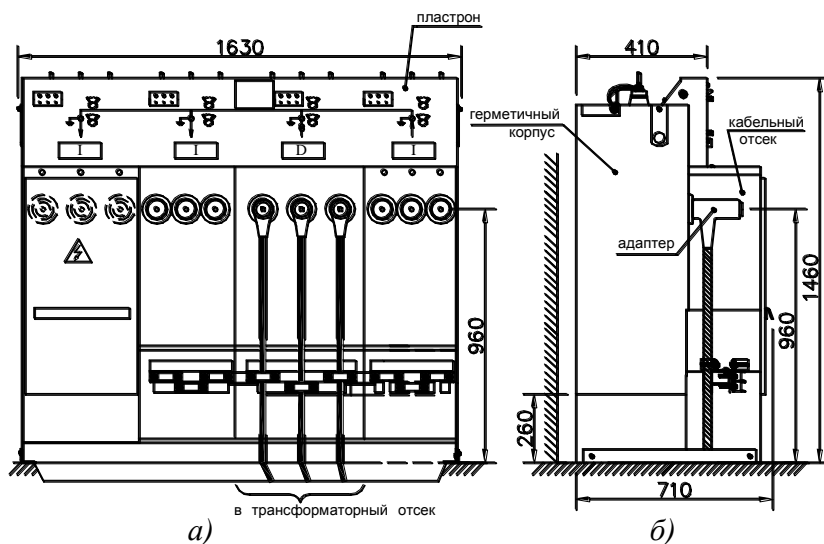


Рисунок 5 - Вид КРУ по типу RM6 с ячейками ПДИ:

а - вид спереди, б - вид слева.

Таблица 17 - Характеристики КРУ типа RM6 на 10 кВ.

Показатель	Единица измерения	$U_{ном}$, кВ
		10
Уровень изоляции силовых цепей	МОм	≥ 1000
Импульсное испытательное напряжение (1,2/50мкс)	кВ	95
Испытательное напряжение промышленной частоты (1 мин.)	кВ	38,5
Выключатель нагрузки линейного присоединения		
Номинальный ток	А	630
Ток термической стойкости при КЗ (действующее значение, 1 с)	кА	21
	А	95
замыкания на землю х.х. кабеля	А	30
Ток включения выключателя нагрузки и заземляющего разъединителя (мгновенное)		

значение)	кА	52,2
Ток отключения нагрузки	А	630
Выключатель трансформатора		
Ток включения (мгновенное значение)	кА	52,2
Ток отключения КЗ	кА	21
Номинальный ток	А	200

ВЭ установленный для трансформатора, рассчитан на номинальный ток $I_{ном(D)} = 200 \text{ А}$, монтируется в ячейках по типу D. Гашение электрической дуги в ВЭ, происходит путем вращения дуги и с последующей авто компрессией ее в элегазе, что позволяет включать, отключать ВЭ при номинальных токах и отключать ВЭ при возникновении токов КЗ. ВЭ установленный в ячейке типа D (для трансформатора) отличается наличием встроенного электронного устройства релейной защиты силового трансформатора типа VIP-30 что позволяет обеспечить трансформатор МТЗ, МТО и другими видами защит, обеспечивающими долгую эксплуатацию трансформатора.

Такие коммутационные аппараты как ВЭ совмещают в себе два устройства – собственно заземляющий разъединитель и выключатель нагрузки. Подвижные контакты ВЭ могут находиться в положениях: «заземлено», «отключено», «включено». Это хорошо видно на рисунке 6.

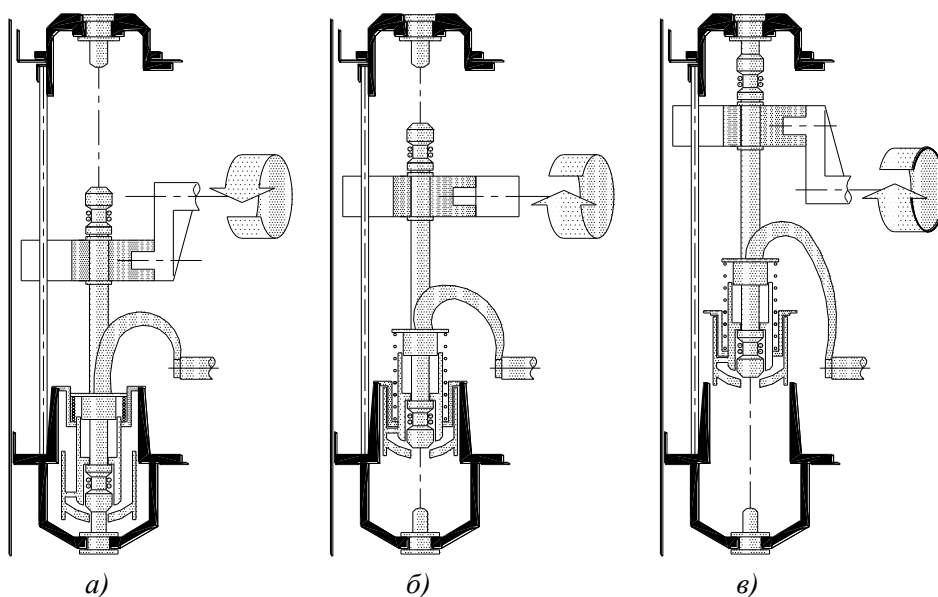


Рисунок 6 - Подвижные контакты выключателя в положении:

б – «отключено», а – «включено», в – «заземлено».

ВЭ этих типов выполнены с ручным пружинным приводом, который может быть улучшен мотором-редуктором, для управления ВЭ дистанционно, например через АСУ. Очень легко прибалчивании, отбалчиваются также выгибаются жилы кабелей при присоединении их к ВЭ через проходные изоляторы выводов, так как их устанавливают на 970 мм от пола. Расстояние между выводами 85 мм, поэтому место присоединения кабеля исполняется только с адаптерами изоляционными, после чего закрывается защитным кожухом металлическим. Особенно отличает КРУ исполнение в проходных изоляторах выводов ВЭ встроены емкостные делители напряжения и соединены с индикаторами наличия напряжения которые выведены на панель ячейки ВЭ. Индикаторы напряжения состоят из: неоновых лампы, также имеются специальные гнезда для проведения измерения наличия напряжения на КЛ и фазированию.

Нанесена мнемосхема на переднюю панель управления RM6, указывающая в каком положении моноблок. Однозначно и гарантировано указывать одно из трех положений подвижных контактов (отключено, включено, заземлено) указатель положения коммутационного аппарата ,вмонтирован в управляющий вал, который жестко связанном с подвижными контактами ВН. Присоединения исключают ошибочные действия персонала, т.к. блокировки ВЭ исключают ошибочные действия.

Например, в ячейке RM6 невозможно одновременно включить выключатель при включенном положении заземляющего разъединителя это невозможно конструктивно.

Проверка изоляции, проведение испытаний, определения места повреждения кабелей можно не отсоединяя их от ВН, что уменьшает время ликвидации аварий.

Системы электроснабжения Российских городов в основном используют электрические сети 10 кВ поэтому примеры сведений об компоновках 2КТП, элементах, схемах актуально изложить исходя из этого факта.

Силовой трансформатор. 2КТП в основном исполняются с силовым трансформатором трехфазным, с естественной циркуляцией масла, герметичным (ТМГ) мощностью от 125 до 2000 кВА . Производят такие ТМГ на Минском электротехническом заводе. У Трансформаторов типа ТМГ герметичное исполнение конструкции, что позволяет не производить отбор пробы масла. Герметичная конструкция ТМГ уменьшает предпусковые работы и срок службы трансформатора (25 лет) увеличивается. Трансформаторы ТМГ выполняют требования и технические условия ТУ РБ 100211261.015-2001. Также в 2КТП возможны применения других типов трансформаторов ТМ – мощностью до 400 кВА, ТРИНАЛ, аТСЕ (ВЕЗ) и других трансформаторов которые сертифицированы Госстандартом РФ.

Распределительное устройство низкого напряжения (НН). В 2КТП в применяться оборудования РУ НН как:

- сборка НН 380/220 В типа ЩРНВ
- сборка НН 380/220 В типа TUR

Оборудование РУ НН сертифицировано на соответствия требованиям безопасности, имеет удобно для подключение внешних кабелей так как имеет малые установочные размеры. Также заказчик может указать установить щиты ,с автоматическими выключателями (типа ГРЩ), соответствующих габаритам 2КТП и сертифицированными Госстандартом РФ любых производителей.

Учет электрической энергии. В 2КТП учет электроэнергии производится установленными трансформаторами тока (ТОП-0,66, ТШП-0,66) на вводах в РУ 0,4 кВ. Выводы трансформаторов тока, вторичные, подключаются к счетчику электрической энергии, который устанавливается в шкафу учета. Например, шкаф учета электрической энергии типа ШУ-1 изображенный на рисунке 7.

ШУ-1 имеет устройство для пломбирования и запирающий замок .

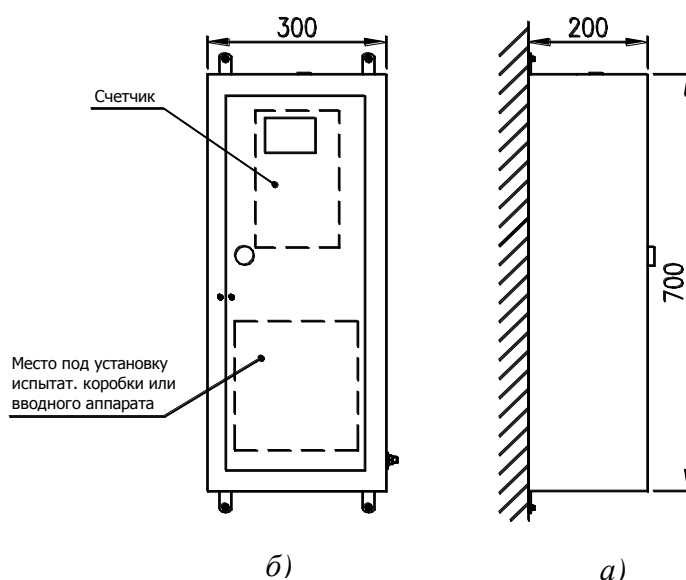


Рисунок 7 - Шкаф учета типа ШУ-1 общий вид:

а – вид слева, б – вид спереди

От несанкционированного доступа вторичные выводы трансформаторов тока закрываются прозрачной крышкой и пломбируются. По предварительному согласованию с Энергосбытовой организацией, заказчик выбирает модификацию, тип счетчика, номинал трансформаторов тока для установки.

Освещение помещений 2КТП. Освещения помещений подстанции, освещение трансформаторной камеры (12 В) и освещение отсека РУ НН (220 В) запитано от ящиков собственных нужд (ЯСН). При помощи пакетного переключателя установленного в ЯСН переводится выбор питания от источника луча А или луча Б. Пример ЯСН изображен на рисунке 8

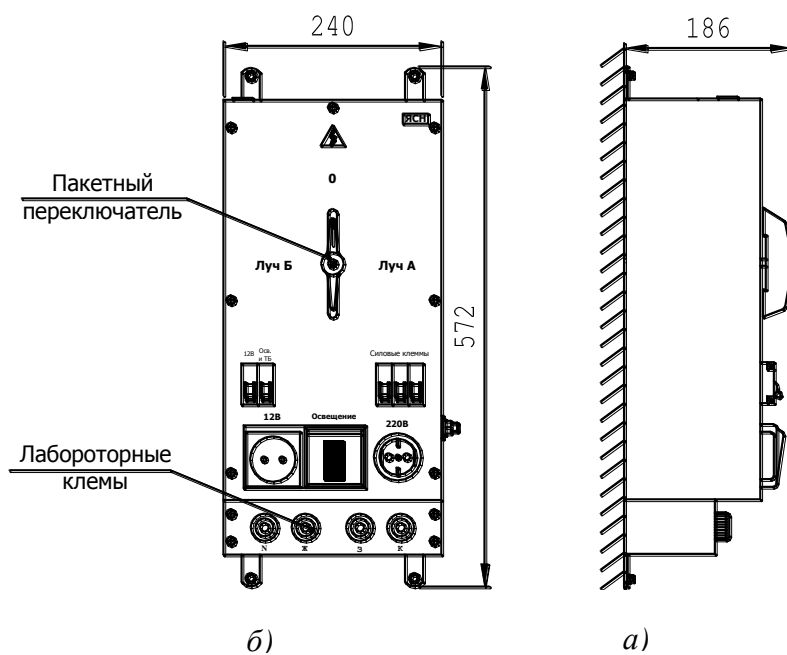


Рисунок 8 - Ящик собственных нужд (ЯСН) общий вид:

а – вид слева, б – вид спереди

Предусмотрена присоединения внешних потребителей током до 63 А, подключаются в ЯСН к выведенным клеммам. Также установлены автоматические выключатели на токи 6, 10, 63 А. для защиты подключаемых к ЯСН цепей от коротких замыканий и перегрузки. Примером таких подключений может послужить, подключение сварочного аппарата к ЯСН.

Заключение

В бакалаврском проекте произведён расчёт электроснабжения микрорайона «Волгарь» города Новокуйбышевска. В ходе подготовки данного проекта было принято ряд решений, таких как выбор высоковольтного напряжения питания, распределения электроэнергии между ТП, так же сети низковольтного напряжения и произведён выбор подстанций, с двумя силовыми трансформаторами, мощностью от 1000 до 1250 кВА, что в общем количестве составило 13 ТП. Произведён выбор силового оборудования для высокого (10 кВ) и низкого напряжения (0,4 кВ). На распределительной подстанции «Лесной -1» просчитана установка ячейки КСО-292, которые комплектуются ВВ/ТЕЛ выключателями вакуумными. На ТП в РУ низковольтного напряжения (0,4 кВ) комплектуются панелями щитов распределительными типа ЩО-71. Выбранное оборудование как по высоковольтному так и по низковольтному напряжению было полностью вычислено по током КЗ, что позволило автору произвести проверку на электродинамическую стойкость и термическую. По бакалаврской работе автор рассмотрел вопрос «Блочные трансформаторные подстанции. Описание, преимущества, компоновка». В разделе экономики автор произвел сравнение вариантов распределительных сетей для ТП представленных в схематичном виде. В разделе релейной защиты рассчитана защиты как питающих так и распределительных, также высоковольтному и по низковольтному напряжению, кабельных линий. Также в данной работе были рассмотрены всегда актуальные вопросы безопасности производимых работ в электроустановках.

Спроектированная электрическая сеть соответствует требованиям ГОСТ, удовлетворяет ПУЭ и пригодна для эксплуатации.

Список использованных источников

1. Нормативы для определения расчётных электрических нагрузок зданий (квартир), коттеджей, микрорайонов (кварталов) застройки и элементов распределительной сети. Изменения и дополнения раздела 2 "Расчётные электрические нагрузки" Инструкции по проектированию городских электрических сетей. РД 34.20.185-94.-М.:МНТОЭ, 2000. - 25с.
2. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. РД 34.20.185-94.-М.: АО РОСЭП, 1996. – 47с.
3. Карякин, Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок/ Р.Н. Карякин.-М.: Энергосервис, 2014. – 375с.
4. Соловьёв, А.Л. Методика расчета уставок защит Seram/АЛ.Соловьёв, - 2006 68с.
5. Алиев, И.И., Казанский, С.Б. Кабельные изделия: Справочник/ И.И. Алиев, С.Б. Казанский. - М.: ИП Радио Софт, 2012.-224с.
6. Козлов, В.А. Городские распределительные сети/В.А.Козлов. - Л.: Энергия, 2012.- 274с.
7. Барыбина, Ю. Г. Справочник по проектированию электроснабжения //Под ред. Ю. Г. Барыбина.–М.: Энергоатомиздат, 2013. – 576с.
8. Защита от замыкания на землю, Техническая коллекция Schneider Electric, выпуск № 17, март 2012.
11. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения// – М.: Высшая школа, 2014.– 476 с.
12. Козлов, В.А., Билик, Н.И. Справочник по проектированию систем энергоснабжения городов//В.А.Козлов, Н.И.Билик.– Л.: Энергия, 2013.– 278с.
13. Electric power equipment maintenance and testing second edition Paul Gill,Press, ООО CRC,2010.-1000С.
14. Степкина,Ю.В., Салтыков.В.М.Проектирование электрической части понизительной подстанции Учебно – методическое пособие для курсового и

бакалаврского проектирования /Ю.В. Степкина, В.М. Салтыков. - Тольятти.:ТГУ, 2013.- 125с.

15. Описание масляных герметичных трансформаторов «Трансформер»: каталог трансформаторы ТМГ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://transformator.ru/upload/iblock/48b/Katalog_transformator_TMG_pass.pdf

16. Федоров, А. А., Старкова Л. Е. Учебное пособие для курсового и бакалаврского проектирования/А. А. Федоров, Л. Е.Старкова.- М.: Энергоатомиздат, 2012.- 364с

17. Комплектные трансформаторные подстанции ЗАО «ГК Таврида Электрик»: каталог [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://tavrida.com/solutions/VCB/>

18. Чернобровов, Н. В. Релейная защита/Н. В.Чернобровов.- М.: Энергия, 2015.–605с.

19. Правила устройства электроустановок.– М.: ЗАО «Энергосервис», 2011.– 608с.

20. Защита электрических сетей, Руководство по защитам Schneider Electric, выпуск № 1, март 2014.

21. Protective relaying: principles and applications, .Textbook,J. Lewis, Domin, Thomas J. Taylor & Francis Group,LCC ,2014.-695с.

22. Electrical Power Transmission System Engineering: Analysis and Design, Third Edition -CRC Press,New York, 2014.-320с.

23. Computational methods for electric power systems, third edition/ Mariesa L. Shelter,Taylor & Francis Group,LCC ,2016 .-333с.

24. Руководство по устройству электроустановок, технические решения Schneider Electric, июль 2012.

25. Абрамова, Е.Я., Алешина, С.К. Методические указания по дипломному проектированию. «Расчет электрических нагрузок в электрических сетях»//Е.Я.Абрамова, С.К.Алешина. - Оренбург.:ИПКОГУ, 2012.–34с.

26. Brown R.E. Electric Power Distribution Reliability, 2nd edition, CRC Press, Taylor & Francis Group, 2009, 453 pages,

Приложение

Таблица 4- Расчет мощности ,приблизительный для трансформаторов подстанций.

Подстанция	ΣP	ΣQ	$tg\varphi_{cp.взв}$	$\cos\varphi_{cp.взв}$	$P_{\Sigma max}$	S_m	$S_{тр.расч}$	$S_{нт}$	$K_{действ}$
В 6/1	1 449,59	518,01	0,357	0,93	1381,21	1474,35	1053,10	1250	0,589
В 8	1 272,30	447,26	0,352	0,93	1139,46	1213,68	866,91	1000	0,606
В 6/2	1230,96	467,37	0,380	0,92	1068,62	1150,56	821,83	1000	0,575
В 4	1563,16	516,81	0,331	0,94	1519,64	1606,66	1147,61	1250	0,642
В 1	1306,36	443,87	0,340	0,94	1250,04	1325,84	947,02	1000	0,662
В 2/2	1 252,74	386,02	0,308	0,95	1107,56	1162,31	830,22	1000	0,581
В 3/1	956,71	372,84	0,390	0,92	898,59	971,431	693,87	1000	0,485
В 3/2	1209,95	405,97	0,336	0,94	1099,35	1164,27	831,62	1000	0,582
В 4/1	1168,14	380,281	0,326	0,94	1139,34	1202,50	858,93	1000	0,601
В 4/2	1026,72	360,20	0,351	0,93	906,20	964,98	689,27	1000	0,482
В 5/1	1552,38	737,15	0,460	0,89	1552,38	1788,30	1243,36	1250	0,696
В 5/2	1205,96	437,61	0,363	0,93	1141	1220,48	871,77	1000	0,610
В 5/3	1238,35	420,41	0,339	0,94	1078,17	1143,44	816,74	1000	0,571

Таблица 9- Токи КЗ для к.л.10 кВ между ТП.

Точка КЗ	s	L	R_0	X_0	$r_{\Sigma}, Ом$	$X_{\Sigma}, Ом$	$X_{ki}, Ом$	$Z_k, Ом$	X^*	$r_{ki}, Ом$	I^*_{∞}	I^*_0	$I_{\infty}, кА$	$I_0, кА$	i_{y0}
1--2	300	0,24	0,10	0,10	0,02	0,02	0,52	0,59	0,53	0,27	1,64	1,64	9,02	9,02	17,80
2--3	185	0,20	0,16	0,10	0,03	0,02	0,54	0,62	0,56	0,30	1,60	1,59	8,80	8,74	17,26
3--4	120	0,31	0,25	0,11	0,08	0,03	0,58	0,69	0,63	0,38	1,50	1,46	8,25	8,03	15,85
1--5	300	0,30	0,10	0,10	0,03	0,03	0,53	0,60	0,54	0,28	1,63	1,63	8,96	8,96	17,69
5--6	185	0,51	0,16	0,10	0,08	0,05	0,58	0,68	0,62	0,36	1,51	1,46	8,30	8,03	15,85
6--7	150	0,28	0,21	0,11	0,06	0,03	0,61	0,74	0,67	0,42	1,42	1,34	7,81	7,37	14,54
1--8	240	0,33	0,13	0,10	0,04	0,03	0,53	0,61	0,55	0,29	1,61	1,61	8,85	8,85	17,48
8--9	185	0,26	0,16	0,10	0,04	0,03	0,56	0,65	0,59	0,33	1,57	1,52	8,63	8,36	16,50
9--10	95	0,12	0,32	0,11	0,04	0,01	0,57	0,68	0,62	0,37	1,51	1,46	8,30	8,03	15,85
1--11	240	0,22	0,13	0,10	0,03	0,02	0,52	0,59	0,53	0,28	1,64	1,64	9,02	9,02	17,80
11--12	185	0,28	0,16	0,10	0,05	0,03	0,55	0,64	0,58	0,32	1,58	1,53	8,69	8,41	16,61
12--13	120	0,26	0,25	0,11	0,06	0,03	0,58	0,69	0,63	0,38	1,50	1,46	8,25	8,03	15,85

Таблица 10- Токи КЗ для радиально-магистральной сети

Точка КЗ	L	s	R_0	X_0	$X_L, \text{ Ом}$	$r_{ki}, \text{ Ом}$	$r_l, \text{ Ом}$	$Z_k, \text{ Ом}$	$X_{ki}, \text{ Ом}$	$I_0, \text{ кА}$	X^*	I^*_{∞}	I^*_0	$I_{\infty, \text{ кА}}$	$i_{y\partial}$
1--2	0,24	95	0,32	0,11	0,03	0,32	0,08	0,62	0,53	8,74	0,56	1,60	1,59	8,80	17,26
2--3	0,20	70	0,12	0,44	0,09	0,35	0,02	0,70	0,61	7,86	0,64	1,49	1,43	8,19	15,52
3--4	0,31	50	0,13	0,64	0,20	0,39	0,04	0,90	0,81	6,10	0,82	1,25	1,11	6,87	12,05
1--5	0,30	95	0,32	0,11	0,03	0,34	0,09	0,63	0,53	8,69	0,57	1,59	1,58	8,74	17,15
5--6	0,51	70	0,12	0,44	0,23	0,40	0,06	0,86	0,76	6,38	0,78	1,28	1,16	7,04	12,59
6--7	0,28	50	0,13	0,64	0,18	0,44	0,03	1,03	0,94	5,39	0,94	1,11	0,98	6,10	10,64
1--8	0,33	95	0,32	0,11	0,04	0,35	0,11	0,64	0,54	8,41	0,58	1,58	1,53	8,69	16,61
8--9	0,26	70	0,12	0,44	0,11	0,39	0,03	0,76	0,65	7,15	0,69	1,40	1,30	7,70	14,11
9--10	0,12	50	0,13	0,64	0,08	0,40	0,01	0,83	0,73	6,60	0,75	1,32	1,20	7,26	13,03
1--11	0,22	70	0,12	0,44	0,10	0,27	0,03	0,66	0,60	8,30	0,59	1,54	1,51	8,47	16,39
11--12	0,28	50	0,13	0,64	0,18	0,31	0,03	0,83	0,77	6,60	0,75	1,32	1,20	7,26	13,03
12--13	0,26	50	0,13	0,64	0,16	0,34	0,03	1,00	0,94	5,50	0,90	1,16	1,00	6,38	10,85