

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Электроснабжение 71-78 и 89-96 кварталов г. Тольятти»

Студент

Р.Р. Хайруллов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.Н. Черненко

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

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

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« ____ » _____ 2018 г.

Тольятти 2018

Аннотация

Бакалаврская работа выполнена на тему «Электроснабжение 71-78 и 89-96 кварталов г. Тольятти».

Исходными данными для выполнения выпускной квалификационной работы являлись: генеральный план жилых кварталов, данные о количестве и мощности трансформаторов на питающей главной понизительной подстанции, мощность короткого замыкания на шинах главной понизительной подстанции. В работе были произведены: определение расчетных электрических нагрузок для группы жилых кварталов; расчет необходимой номинальной мощности силовых трансформаторов на главной понизительной подстанции 110/10 кВ, выбрана оптимальная схема для распределения электроэнергии по рассматриваемой части микрорайона; определены значения токов короткого замыкания; выбрано и проверено основное электрооборудование главной понизительной подстанции, рассчитаны сечения кабелей для распределительной сети и выполнен расчет заземления и молниезащиты на ГПП.

Работа содержит 49 страниц, содержит 2 таблицы и 2 рисунка.

Содержание

	<i>стр.</i>
Введение	4
1 Расчет электрических нагрузок группы кварталов	6
2 Расчет необходимого количества и номинальной мощности трансформаторов на ГПП	9
3 Выбор количества и номинальной мощности трансформаторов в КТП	21
4 Определение параметров распределительной сети для группы кварталов	22
5 Определение значений токов КЗ	28
6 Выбор основного электрооборудования на ГПП	35
7 Расчет молниезащиты и заземления на ГПП	44
Заключение	47
Список используемых источников	48

Введение

Построение системы электроснабжения потребителей города зависит от его размеров. В крупных городах с современными электрическими сетями совместно используются электрические сети различных классов напряжения и назначения. К системе электроснабжения города подключается множество потребителей электроэнергии, в том числе промпредприятия и электротранспорт [1-3].

Города малого размера зачастую размещаются рядом с крупными промышленными предприятиями, в состав которых входят собственные системы электроснабжения. С целью обеспечения электропитания таких городов применяются упрощенные системы электроснабжения, имеющие связь с системой электроснабжения близко расположенных промпредприятий.

В городскую систему электроснабжения входят электрические сети с номинальными напряжениями 35–220 кВ, имеющими связь с электрическими сетями энергосистемы с номинальным напряжением 220-750 кВ. Отдельные крупные промышленные предприятия имеют самостоятельные системы электроснабжения с уровнем первичного напряжения 35–220 кВ. Для питания большинства потребителей электроэнергии применяется распределительная сеть с номинальным напряжением 6–10 кВ и питающая сеть с номинальным напряжением 0,38 кВ. В городах наблюдается непрерывный рост потребления электроэнергии, что требует постоянного развития электрической сети города.

Население городов можно разделить на следующие группы:

- градообразующую;
- обслуживающую;
- несамодеятельную.

Территория города может быть разделена на зоны:

- промышленную;
- селитебную;
- коммунально-складскую;

– системы внешнего транспорта.

Селитебная зона делится на районы, которые в свою очередь делятся на микрорайоны, на территории которых размещаются не только жилые дома, но и предприятия по обслуживанию населения. В крупных городах количество проживающих жителей в микрорайоне составляет 12000–20000 человек, в больших и средних – 6000–12000 человек, в остальных – 4000–6000 человек.

Район города состоит из нескольких микрорайонов, которые объединяются одним общим центром, в котором располагаются учреждения районного значения. В крупных городах количество проживающих жителей в районе составляет 40000–80000 человек, в больших и средних – 25000–40000 человек [4, 5].

Целью бакалаврской работы является проектирование надежной системы электроснабжения 71-78 и 89-96 кварталов г. Тольятти.

1 Расчет электрических нагрузок группы кварталов

Расчет электрических нагрузок потребителей жилого микрорайона выполняется в соответствии с требованиями СП 31-110-2003 [6].

Найдем активную нагрузку жилых квартир в многоэтажных домах:

$$P_{p\text{ кв}} = P_{\text{кв. уд}} \cdot n, \quad (1)$$

Квартиры с газовыми плитами:

$$P_{p\text{ г.п.}} = 0,6 \cdot 10300 = 6180 \text{ кВт.}$$

Квартиры с электроплитами:

$$P_{p\text{ э.п.}} = 1 \cdot 5300 + 0,95 \cdot 3100 = 8245 \text{ кВт.}$$

Найдем суммарную расчетную нагрузку жилых квартир:

$$P_{\text{кв}} = P_{p\text{ г.п.}} + P_{p\text{ э.п.}} = 6180 + 8245 = 14425 \text{ кВт.}$$

Найдем расчетную нагрузку лифтовых установок:

$$P_{p\text{ л.}} = k'_c \cdot \sum_{i=1}^{n_l} P_{ni}, \quad (2)$$

$$P_{p\text{ л.}} = 0,7 \cdot 85 + 0,9 \cdot 8 \cdot 11 = 733,7 \text{ кВт.}$$

$$P_{p\text{ ж.д}} = P_{p\text{ кв}} + P_{p\text{ л.}} \cdot k_y = 14425 + 733,7 \cdot 0,9 = 15085,3 \text{ кВт.}$$

Расчетную нагрузку общественных зданий определим по формуле:

$$P_{p\text{ оз}} = P_{\text{уд оз}} \cdot n \cdot N, \quad (3)$$

Найдем расчетную нагрузку для детских садов по формуле:

$$P_{\text{д.с}} = 0,46 \cdot 11 \cdot 200 = 1012 \text{ кВт.}$$

Найдем расчетную нагрузку для средних образовательных школ по формуле:

$$P_{\text{шк.}} = 0,25 \cdot 9 \cdot 800 = 1800 \text{ кВт.}$$

Найдем расчетную нагрузку для продовольственных магазинов по формуле:

$$P_{\text{прод.}} = 0,25 \cdot 3 \cdot 300 + 5 \cdot 150 + 6 \cdot 100 = 562,5 \text{ кВт.}$$

Найдем расчетную нагрузку для магазинов промышленных товаров по

формуле:

$$P_{\text{пром.}} = 0,16 \cdot 2 \cdot 300 + 4 \cdot 200 = 224 \text{ кВт};$$

Найдем расчетную нагрузку для столовых и других предприятий питания по формуле:

$$P_{\text{пит.}} = 1,04 \cdot 6 \cdot 40 + 2 \cdot 150 = 561,6 \text{ кВт};$$

Найдем расчетную нагрузку для торгово-развлекательных комплексов по формуле:

$$P_{\text{раз.компл.}} = 0,46 \cdot 1 \cdot 300 = 138 \text{ кВт};$$

Найдем расчетную нагрузку для парикмахерских и салонов красоты по формуле:

$$P_{\text{пар.}} = 1,5 \cdot 11 \cdot 3 + 2 \cdot 2 = 55,5 \text{ кВт};$$

Найдем расчетную нагрузку для поликлиник системы здравоохранения по формуле:

$$P_{\text{пол.}} = 0,8 \cdot 1 \cdot 1000 = 800 \text{ кВт};$$

Найдем расчетную нагрузку для библиотек по формуле:

$$P_{\text{библ.}} = 0,043 \cdot 1 \cdot 500 = 21,5 \text{ кВт};$$

Найдем расчетную нагрузку для почтамтов по формуле:

$$P_{\text{связи}} = 0,054 \cdot 1 \cdot 100 + 2 \cdot 60 = 11,88 \text{ кВт};$$

Найдем расчетную нагрузку для больниц и дневных стационаров по формуле:

$$P_{\text{бол.}} = 0,8 \cdot 1 \cdot 1700 = 1360 \text{ кВт};$$

Найдем расчетную нагрузку для гостиничных комплексов и отелей по формуле:

$$P_{\text{гост.}} = 0,4 \cdot 1 \cdot 600 = 240 \text{ кВт};$$

Найдем расчетную нагрузку для высших учебных заведений по формуле:

$$P_{\text{инст.}} = 0,2 \cdot 1 \cdot 9000 = 1800 \text{ кВт};$$

Найдем суммарную расчетную нагрузку для организаций и учреждений микрорайона города:

$$P_{\Sigma} = 8586,98 \text{ кВт.}$$

С учетом коэффициента участия в максимуме нагрузки расчетная нагрузка составит:

$$P_{\text{общ.}} = k \cdot P_{\Sigma}, \quad (4)$$

$$P_{\text{общ.}} = 0,75 \cdot 8586,98 = 6440,24 \text{ кВт.}$$

Значения расчетной нагрузки для остальных групп потребителей микрорайона города определим по формуле:

$$P = \frac{\mathcal{E}_{\text{уд}} \cdot n_{\text{жит}}}{T_{\text{макс}}}. \quad (5)$$

Расчетная нагрузка для многоэтажных домов с газовыми плитами составит:

$$P = \frac{560 \cdot 25750}{3500} = 4120 \text{ кВт};$$

Расчетная нагрузка для освещения общественных зданий составит:

$$P = \frac{250 \cdot 33600}{2660} = 3157,9 \text{ кВт};$$

Расчетная нагрузка для мелкомоторной нагрузки составит:

$$P = \frac{320 \cdot 33600}{5180} = 2075,7 \text{ кВт};$$

Расчетная нагрузка для нужд уличного освещения составит:

$$P = \frac{90 \cdot 46750}{2980} = 1411,9 \text{ кВт};$$

Расчетная нагрузка для водопровода и канализации составит:

$$P = \frac{200 \cdot 46750}{8750} = 1068,6 \text{ кВт};$$

Расчетная нагрузка для электрифицированного городского транспорта составит:

$$P = \frac{120 \cdot 23000}{5920} = 466,2 \text{ кВт};$$

Расчетная общегородская нагрузка составит 7044 кВт.

2 Расчет необходимого количества и номинальной мощности трансформаторов на ГПП

Величина суммарной расчетной нагрузки группы кварталов будет равняться $P_{max} = 35188 \text{ кВт}$. Найдем полную мощность нагрузки группы кварталов:

$$S_{max} = \frac{P_{max}}{\cos \varphi}, \quad (6)$$

$$S_{max} = \frac{35188}{0,95} = 37040 \text{ кВА}.$$

Так как в микрорайоне присутствуют потребители, относящиеся к 1 и 2 категории по надежности электроснабжения, то выбираем для установки на ГПП 2 двухобмоточных силовых трансформатора. Их номинальную мощность найдем по формуле [7-9]:

$$S_{ном\ m} = \frac{S_{max.ЛС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot (n-1)}, \quad (7)$$

$$S_{ном\ m} = \frac{37040 \cdot 0,77}{1,4 \cdot 1} = 20,372 \text{ МВА}.$$

По справочным данным производителей силовых трансформаторов выбираем 2 трансформатора с номинальной мощностью больше расчетного значения:

$$S_{ном.m2} > S_{ном.m1} > S_{ном.m}, \quad (8)$$

$$40 \text{ МВА} > 25 \text{ МВА} > 20,372 \text{ МВА}.$$

2.1 Определение потерь в трансформаторах ГПП для варианта с двумя силовыми трансформаторами ТРДН - 25000/110/10

По каталогу производителя определим технические данные ТРДН - 25000/110/10: $\Delta P_{XX} = 23 \text{ кВт}$; $I_{XX\%} = 0.62\%$; $\Delta P_{K3} = 118 \text{ кВт}$; $U_{K\%} = 10.5\%$.

Найдем величину потерь реактивной мощности (РМ) в силовом

трансформаторе в режиме холостого хода:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{ном.т}, \quad (9)$$

$$Q_{xx} = \frac{0,62}{100} \cdot 25000 = 155 \text{ квар.}$$

Найдем величину потерь активной мощности в силовом трансформаторе в режиме холостого хода:

$$P'_{xx} = P_{xx} + K_{ин} \cdot Q_{xx}, \quad (10)$$

$$P'_{xx} = 23 + 0,05 \cdot 155 = 30,75 \text{ кВт.}$$

Найдем значение напряжения короткого замыкания для каждой из обмоток двухобмоточного силового трансформатора с расщепленной обмоткой НН:

$$U_{к.вн} = 0,125 \cdot U_{к.вн-нн}, \quad (11)$$

$$U_{к.вн} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,313\%;$$

$$U_{к.нн} = 1,75 \cdot U_{к.вн-нн}, \quad (12)$$

$$U_{к.нн} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375\%.$$

Найдем величину потерь РМ в силовом трансформаторе в режиме короткого замыкания:

$$Q_{к.вн} = \frac{U_{к.вн}}{100} \cdot S_{ном.т}, \quad (13)$$

$$Q_{к.вн} = \frac{1,313}{100} \cdot 25000 = 328,125 \text{ квар,}$$

$$Q_{к.нн} = \frac{U_{к.нн}}{100} \cdot S_{ном.т}, \quad (14)$$

$$Q_{к.нн} = \frac{18,375}{100} \cdot 25000 = 4593,75 \text{ квар.}$$

Найдем величину приведённых потерь активной мощности в режиме короткого замыкания:

$$P_{к.вн} = 0 \text{ кВт};$$

$$P_{к.нн1} = P_{к.нн2} = 2 \cdot P_{к.вн-нн}; \quad (15)$$

$$P_{к.нн1} = P_{к.нн2} = 2 \cdot 118 = 236 \text{ кВт};$$

$$P_{к.вн}' = P_{к.вн} + K_{ин} \cdot Q_{к.вн}; \quad (16)$$

$$P_{к.вн}' = 0 + 0,05 \cdot 328,125 = 16,4 \text{ кВт};$$

$$P_{к.нн}' = P_{к.нн} + K_{ин} \cdot Q_{к.нн}; \quad (17)$$

$$P_{к.нн}' = 236 + 0,05 \cdot 4593,8 = 465,7 \text{ кВт};$$

$$P_{к}' = P_{к.вн}' + P_{к.нн}'; \quad (18)$$

$$P_{к}' = 16,4 + 465,7 = 482,1 \text{ кВт}.$$

Найдем значение коэффициентов загрузки обмотки ВН СТ для различных ступеней годового графика нагрузки:

$$K_{зв} = \frac{S_i}{S_{ном.т}}. \quad (19)$$

$$K_{зв} = \frac{37040}{25000} = 1,48.$$

Найдем значение коэффициентов загрузки обмоток НН СТ для различных ступеней годового графика нагрузки:

$$K_{зн} = \frac{1}{2} \cdot \frac{S_i}{S_{ном.т}}. \quad (20)$$

$$K_{зн} = \frac{1}{2} \cdot \frac{37040}{25000} = 0,5 \cdot 1,48 = 0,74.$$

Найдем значение приведённых суммарных потерь активной мощности в СТ:

$$P_m' = P_x' + K_{загр.в}^2 \cdot P_{к.вн}' + K_{загр.нн1}^2 \cdot P_{к.нн}' + K_{загр.нн2}^2 \cdot P_{к.нн}'; \quad (21)$$

$$P_m' = 30,75 + 1,48^2 \cdot 16,4 + 0,74^2 \cdot 465,7 + 0,74^2 \cdot 465,7 = 577,9 \text{ кВт}.$$

Потери электроэнергии в режиме XX для различных ступеней годового графика нагрузки подстанции определим по формуле:

$$\Delta W_{xx} = n_m \cdot P_x' \cdot T_i; \quad (22)$$

При этом значение суммарных потерь в режиме XX составит:

$$\Delta W_{xx} = \Sigma \Delta W_{xx,i}; \quad (23)$$

Потери электроэнергии в режиме КЗ для различных ступеней годового

графика нагрузки подстанции определим по формуле:

$$\Delta W_{кз} = \frac{1}{n_T} \cdot P_{к.вн} \cdot K_{зв}^2 \cdot T_i + 2 \cdot \frac{1}{n_T} \cdot P_{к.нн} \cdot K_{зн}^2 \cdot T_i; \quad (24)$$

При этом значение суммарных потерь в режиме КЗ составит:

$$W_{кз} = \sum \Delta W_{кз.i}; \quad (25)$$

Найдем итоговое значение потерь электроэнергии в СТ:

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{квi} + \sum \Delta W_{кн1i} + \sum \Delta W_{кн2i}. \quad (26)$$

Найдем пороговое значение полной мощности ниже которого будет экономически выгодно отключать один из СТ:

$$S_{э.пс} = S_{ном.т} \cdot \sqrt{n_T \cdot (n_T - 1) \cdot \frac{P_x}{P_K}}; \quad (27)$$

$$S_{э.пс} = 25000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{30,75}{482}} = 9 \text{ МВА}.$$

Результаты расчетов потерь электроэнергии в трансформаторах ГПП для каждой из ступеней годового графика нагрузки занесем в таблицу 1.

$$\Delta W_{nc} = 1454259 \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \quad \sum \Delta W_{xx} = 496428 \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \quad \sum \Delta W_{кз} = 957831 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Определим годовые потери электроэнергии в СТ в денежном выражении:

$$I_{\Delta W_{nc}} = C_э \Delta W_{nc}, \quad (28)$$

$$I_{\Delta W_{nc}} = 2,694 \cdot 1454259 = 3918000 \text{ руб.}$$

Тогда общие приведённые затраты по варианту с трансформаторами мощностью 25000 кВА составят:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_э + I_{W_{nc}}, \quad (29)$$

$$Z_{np} = 0,25 \cdot 44,22 \cdot 10^6 + 4,157 \cdot 10^6 + 3,918 \cdot 10^6 = 19,129 \cdot 10^6 \text{ руб.},$$

$$I_э = P_{сум} \cdot K_1, \quad (30)$$

$$I_э = P_{сум} \cdot K_1 = 0,09444220000 = 4157000 \text{ руб.}$$

Таблица 1 - Результаты расчетов потерь электроэнергии в трансформаторах с номинальной мощностью 25000 кВА на ГПП для каждой из ступеней годового графика нагрузки

<i>N</i>	<i>S_{вi}</i> , <i>MVA</i>	<i>S_{нн1i}</i> , <i>MVA</i>	<i>S_{нн2i}</i> , <i>MVA</i>	<i>n_i</i> , <i>шт</i>	<i>T_i</i> , <i>ч</i>	ΔW_{xi} , <i>кВт·ч</i>	<i>K_{звi}</i>	<i>K_{знн1i}</i>	<i>K_{знн2i}</i>	$\Delta W_{к.вi}$ <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.нн1}$ <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.нн2}$ <i>кВт·ч</i>
1	37.040	18.520	18.520	2	213	13100	1.482	0.741	0.741	3835	27217	27217
2	36.215	18.107	18.107	2	426	26199	1.449	0.724	0.724	7333	52035	52035
3	35.316	17.658	17.658	2	319	19619	1.413	0.706	0.706	5222	37055	37055
4	32.048	16.024	16.024	2	517	31796	1.282	0.641	0.641	6969	49456	49456
5	30.834	15.417	15.417	2	213	13100	1.233	0.617	0.617	2658	18861	18861
6	28.442	14.221	14.221	2	547	33641	1.138	0.569	0.569	5808	41214	41214
7	27.353	13.676	13.676	2	973	59840	1.094	0.547	0.547	9554	67800	67800
8	25.681	12.840	12.840	2	213	13100	1.027	0.514	0.514	1844	13084	13084
9	24.463	12.231	12.231	2	365	22448	0.979	0.489	0.489	2867	20344	20344
10	23.197	11.598	11.598	2	912	56088	0.928	0.464	0.464	6441	45705	45705
11	21.258	10.629	10.629	2	912	56088	0.850	0.425	0.425	5409	38386	38386
12	19.232	9.616	9.616	2	182	11193	0.769	0.385	0.385	884	6270	6270
13	17.361	8.680	8.680	2	106	6519	0.694	0.347	0.347	419	2976	2976
14	14.862	7.431	7.431	2	289	17774	0.594	0.297	0.297	838	5945	5945
15	13.400	6.700	6.700	2	182	11193	0.536	0.268	0.268	429	3044	3044
16	12.541	6.271	6.271	2	213	13100	0.502	0.251	0.251	440	3120	3120

Продолжение таблицы 1

<i>N</i>	<i>S_{вi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{нн1i}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{нн2i}</i> , <i>MBA</i>	<i>n_i</i> , <i>шт</i>	<i>T_i</i> , <i>ч</i>	ΔW_{xi} , <i>кВт·ч</i>	<i>K_{звi}</i>	<i>K_{знн1i}</i>	<i>K_{знн2i}</i>	$\Delta W_{к.вi}$, <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.нн1}$, <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.нн2}$, <i>кВт·ч</i>
17	11.785	5.893	5.893	2	152	9348	0.471	0.236	0.236	277	1966	1966
18	9.652	4.826	4.826	2	654	40221	0.386	0.193	0.193	800	5674	5674
19	6.840	3.420	3.420	1	228	7011	0.274	0.137	0.137	280	1987	1987
20	5.714	2.857	2.857	1	608	18696	0.229	0.114	0.114	521	3698	3698
21	4.822	2.411	2.411	1	152	4674	0.193	0.096	0.096	93	658	658
22	3.557	1.779	1.779	1	380	11685	0.142	0.071	0.071	126	896	896
Суммарное значение потерь						496428				63047	447392	447392
												1454259

2.2 Определение потерь в трансформаторах ГПП для варианта с двумя силовыми трансформаторами ТРДН - 40000/110/10

По каталогу производителя определим технические данные ТРДН - 40000/110/10:

$$\Delta P_{xx} = 32 \text{ кВт} \quad I_{xx\%} = 0.52\% \quad \Delta P_{кз} = 168 \text{ кВт} \quad U_{к\%} = 10.5\%.$$

Найдем величину потерь реактивной мощности (РМ) в силовом трансформаторе в режиме холостого хода:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{ном.т}, \quad (31)$$

$$Q_{xx} = \frac{0,52}{100} \cdot 40000 = 208 \text{ квар.}$$

Найдем величину потерь активной мощности в силовом трансформаторе в режиме холостого хода:

$$P'_{xx} = P_{xx} + K_{ин} \cdot Q_{xx}, \quad (32)$$

$$P'_{xx} = 32 + 0.05 \cdot 208 = 42.4 \text{ кВт},$$

Найдем значение напряжения короткого замыкания для каждой из обмоток трехобмоточного силового трансформатора:

$$U_{к.вн} = 0,125 \cdot U_{к.вн-нн}, \quad (33)$$

$$U_{к.вн} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,313\%;$$

$$U_{к.нн} = 1,75 \cdot U_{к.вн-нн}, \quad (34)$$

$$U_{к.нн} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375\%.$$

Найдем величину потерь РМ в силовом трансформаторе в режиме короткого замыкания:

$$Q_{к.вн} = \frac{U_{к.вн}}{100} \cdot S_{ном.т}, \quad (35)$$

$$Q_{к.вн} = \frac{1,313}{100} \cdot 40000 = 525 \text{ квар},$$

$$Q_{к.нн} = \frac{U_{к.нн}}{100} \cdot S_{ном.т}, \quad (36)$$

$$Q_{к.нн} = \frac{18,375}{100} \cdot 40000 = 7350 \text{ квар.}$$

Найдем величину приведённых потерь активной мощности в режиме короткого замыкания:

$$P_{к.вн} = 0 \text{ кВт};$$

$$P_{к.нн1} = P_{к.нн2} = 2 \cdot P_{к.вн-нн}; \quad (37)$$

$$P_{к.нн1} = P_{к.нн2} = 2 \cdot 168 = 336 \text{ кВт};$$

$$P_{к.вн}' = P_{к.вн} + K_{уп} \cdot Q_{к.вн}; \quad (38)$$

$$P_{к.вн}' = 0 + 0,05 \cdot 525 = 26,3 \text{ кВт};$$

$$P_{к.нн}' = P_{к.нн} + K_{уп} \cdot Q_{к.нн}; \quad (39)$$

$$P_{к.нн}' = 336 + 0,05 \cdot 7350 = 703,5 \text{ кВт};$$

$$P_{к}' = P_{к.вн}' + P_{к.нн}'; \quad (40)$$

$$P_{к}' = 46,3 + 703,5 = 729,8 \text{ кВт}.$$

Найдем значение коэффициентов загрузки обмотки ВН СТ для различных ступеней годового графика нагрузки:

$$K_{зв} = \frac{S_i}{S_{ном.т}}. \quad (41)$$

$$K_{зв} = \frac{37040}{40000} = 0,93.$$

Найдем значение коэффициентов загрузки обмотки НН СТ для различных ступеней годового графика нагрузки:

$$K_{зн} = \frac{1}{2} \cdot \frac{S_i}{S_{ном.т}}. \quad (42)$$

$$K_{зн} = \frac{1}{2} \cdot \frac{37040}{40000} = 0,5 \cdot 0,93 = 0,46.$$

Найдем значение приведённых суммарных потерь активной мощности в СТ:

$$P_m' = P_x' + K_{загр.в}^2 \cdot P_{к.вн}' + K_{загр.нн1}^2 \cdot P_{к.нн}' + K_{загр.нн2}^2 \cdot P_{к.нн}'; \quad (43)$$

$$P_m' = 42,4 + 0,93^2 \cdot 26,3 + 0,46^2 \cdot 703,5 + 0,46^2 \cdot 703,5 = 366,5 \text{ кВт}.$$

Потери электроэнергии в режиме ХХ для различных ступеней годового графика нагрузки подстанции определим по формуле:

$$\Delta W_{xx} = n_m \cdot P_x \cdot T_i; \quad (44)$$

При этом значение суммарных потерь в режиме ХХ составит:

$$\Delta W_{xx} = \Sigma \Delta W_{xx,i}; \quad (45)$$

Потери электроэнергии в режиме КЗ для различных ступеней годового графика нагрузки подстанции определим по формуле:

$$\Delta W_{кз} = \frac{1}{n_T} \cdot P_{к.вн} \cdot K_{зв}^2 \cdot T_i + 2 \cdot \frac{1}{n_T} \cdot P_{к.нн} \cdot K_{зн}^2 \cdot T_i; \quad (46)$$

При этом значение суммарных потерь в режиме КЗ составит:

$$W_{кз} = \Sigma \Delta W_{кз,i}; \quad (47)$$

Найдем итоговое значение потерь электроэнергии в СТ:

$$\Delta W_{nc} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{квi} + \Sigma \Delta W_{кн1i} + \Sigma \Delta W_{кн2i}. \quad (48)$$

Найдем пороговое значение полной мощности ниже которого будет экономически выгодно отключать один из СТ:

$$S_{э.nc} = S_{ном.м} \cdot \sqrt{n_T \cdot (n_T - 1) \cdot \frac{P_x}{P_K}}; \quad (49)$$

$$S_{э.nc} = 40000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{42,4}{730}} = 14 \text{ МВА.}$$

Результаты расчетов потерь электроэнергии в трансформаторах ГПП для каждой из ступеней годового графика нагрузки занесем в таблицу 2.

$$\Delta W_{nc} = 1218512 \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \quad \Sigma \Delta W_{xx} = 633583 \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \quad \Sigma \Delta W_{кз} = 584929 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Определим годовые потери электроэнергии в СТ в денежном выражении:

$$I_{\Delta W_{nc}} = C_{э} \Delta W_{nc}, \quad (50)$$

$$I_{\Delta W_{nc}} = 2,694 \cdot 1218512 = 3283000 \text{ руб.}$$

Тогда общие приведённые затраты по варианту с трансформаторами мощностью 40000 кВА составят:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{э} + I_{W_{nc}}, \quad (51)$$

$$Z_{np} = 0,25 \cdot 70,7 \cdot 10^6 + 6,646 \cdot 10^6 + 3,283 \cdot 10^6 = 27,603 \cdot 10^6 \text{ руб.},$$

По результатам расчетов принимаем для дальнейшего использования вариант с двумя силовыми трансформаторами мощностью 25000 кВА как обладающий наименьшими приведенными затратами.

Таблица 2 - Результаты расчетов потерь электроэнергии в трансформаторах с номинальной мощностью 40000 кВА на ГПП для каждой из ступеней годового графика нагрузки

<i>N</i>	<i>S_{вi}</i> , MBA	<i>S_{нн1i}</i> , MBA	<i>S_{нн2i}</i> , MBA	<i>n_i</i> , <i>шт</i>	<i>T_i</i> , <i>ч</i>	ΔW_{xi} , кВт·ч	<i>K_{звi}</i>	<i>K_{знн1i}</i>	<i>K_{знн2i}</i>	$\Delta W_{к.вi}$ кВт·ч	$\Delta W_{к.нн1}$ кВт·ч	$\Delta W_{к.нн2}$ кВт·ч
1	37.040	18.520	18.520	2	213	18062	0.926	0.463	0.463	2397	16061	16061
2	36.215	18.107	18.107	2	426	36125	0.905	0.453	0.453	4583	30706	30706
3	35.316	17.658	17.658	2	319	27051	0.883	0.441	0.441	3264	21867	21867
4	32.048	16.024	16.024	2	517	43842	0.801	0.401	0.401	4356	29184	29184
5	30.834	15.417	15.417	2	213	18062	0.771	0.385	0.385	1661	11130	11130
6	28.442	14.221	14.221	2	547	46386	0.711	0.356	0.356	3630	24321	24321
7	27.353	13.676	13.676	2	973	82510	0.684	0.342	0.342	5972	40009	40009
8	25.681	12.840	12.840	2	213	18062	0.642	0.321	0.321	1152	7721	7721
9	24.463	12.231	12.231	2	365	30952	0.612	0.306	0.306	1792	12005	12005
10	23.197	11.598	11.598	2	912	77338	0.580	0.290	0.290	4026	26971	26971
11	21.258	10.629	10.629	2	912	77338	0.531	0.266	0.266	3381	22652	22652
12	19.232	9.616	9.616	2	182	15434	0.481	0.240	0.240	552	3700	3700
13	17.361	8.680	8.680	2	106	8989	0.434	0.217	0.217	262	1756	1756
14	14.862	7.431	7.431	2	289	24507	0.372	0.186	0.186	524	3508	3508
15	13.400	6.700	6.700	1	182	7717	0.335	0.168	0.168	536	3592	3592
16	12.541	6.271	6.271	1	213	9031	0.314	0.157	0.157	550	3682	3682

Продолжение таблицы 2

<i>N</i>	<i>S_{вi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{нн1i}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{нн2i}</i> , <i>MBA</i>	<i>n_i</i> , <i>шт</i>	<i>T_i</i> , <i>ч</i>	ΔW_{xi} , <i>кВт·ч</i>	<i>K_{звi}</i>	<i>K_{знн1i}</i>	<i>K_{знн2i}</i>	$\Delta W_{к.вi}$ <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.нн1}$ <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.нн2}$ <i>кВт·ч</i>
17	11.785	5.893	5.893	1	152	6445	0.295	0.147	0.147	346	2321	2321
18	9.652	4.826	4.826	1	654	27730	0.241	0.121	0.121	1000	6697	6697
19	6.840	3.420	3.420	1	228	9667	0.171	0.085	0.085	175	1172	1172
20	5.714	2.857	2.857	1	608	25779	0.143	0.071	0.071	326	2182	2182
21	4.822	2.411	2.411	1	152	6445	0.121	0.060	0.060	58	388	388
22	3.557	1.779	1.779	1	380	16112	0.089	0.044	0.044	79	529	529
Суммарное значение потерь						633583				40620	272154	272154
												1218512

3 Выбор количества и номинальной мощности трансформаторов в КТП

Суммарная расчетная группы кварталов составила:

$$S_{max} = \frac{P_{max}}{\cos \varphi}, \quad (52)$$

$$S_{max} = \frac{35188}{0,95} = 37040 \text{ кВА.}$$

Так как плотность электрической нагрузки равна 9841 кВА/км^2 , то ей соответствует оптимальная номинальная мощность КТП 1365 кВА . Тогда принимаем КТП с двумя силовыми трансформаторами полной мощностью по 630 кВА .

Определим необходимое количество КТП для жилого микрорайона:

$$n_{mn} = \frac{S_{max}}{1,8 \cdot S_{ном.ТП}}, \quad (53)$$

$$n_{mn} = \frac{37040}{1,8 \cdot 630} = 32 \text{ шт.}$$

Комплектные трансформаторные подстанции максимально приближаем к центрам электрических нагрузок [10, 11].

4 Определение параметров распределительной сети для группы кварталов

4.1 Определение номинального напряжения распределительной сети жилого микрорайона

При проектировании городской системы электроснабжения применяются более простые схемы для распределения электрической энергии и используются повышенные напряжения электрической сети. Трансформаторные подстанции стараются приблизить к центру электрических нагрузок района города, с возможностью применения схемы глубокого ввода с номинальным напряжением 35 кВ и более.

Уровень номинального напряжения для электрических сетей города выбирают с учетом с учетом следующих факторов:

- концепция развития города на перспективу;
- минимальное количество ступеней трансформации электрической энергии до потребителя;
- мощность и расстояние до источника питания;
- плотности и максимальные значения электрических нагрузок и т.п [4, 12-13].

При проектировании стараются сократить число ступеней трансформации электроэнергии. Для подавляющего большинства средних и крупных городов самой целесообразной считается система номинальных напряжений 110-220/10 кВ, для крупнейших городов и мегаполисов система 500/220-110/10 кВ или менее распространенная 330/110/10 кВ. В уже эксплуатирующихся системах электроснабжения стремятся к переводу электрических сетей с номинального напряжения 35 кВ на 110 кВ или даже 220 кВ. Для распределительной сети группы жилых кварталов выбираем $U = 10 \text{ кВ}$.

4.2 Выбор схемы для распределительной сети 10 кВ группы кварталов

К питающей городской сети напряжением 6-10 кВ относятся линии электропередачи, присоединенные с одной стороны к шинам 6-10 кВ на опорных подстанциях или подстанциях глубокого ввода, а с другой стороны к шинам 6-10 кВ распределительных пунктов (РП).

К распределительной городской сети напряжением 6-10 кВ относятся линии от шин 6-10 кВ распределительных пунктов до трансформаторных подстанций. К распределительной городской сети напряжением 380 В относятся линии соединяющие шины напряжением 0,4 кВ трансформаторных подстанций с вводно-распределительными устройствами зданий.

В распределительных городских сетях напряжением 6-10 кВ для обеспечения бесперебойным электроснабжением электроприемников, относящихся к первой категории по надежности электроснабжения применяют следующие виды схем: радиальная схема электроснабжения; 2х лучевая схема электроснабжения с питанием с одной стороны; 2х лучевая схема электроснабжения с питанием с двух сторон; 3х лучевая схема электроснабжения с питанием с двух сторон [4, 14, 15].

Для распределительной сети 10 кВ группы жилых кварталов выбираем двухлучевую схему с питанием с двух сторон.

4.3 Расчет сечений кабелей для распределительной сети

Расчетный ток линии определим по формуле [16-17]:

$$I_{i.расч} = \frac{S_{p.л.}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (54)$$

$$S_{p.л.} = S_{ном.т.} \cdot n \cdot K_3 \cdot K_{ум}, \quad (55)$$

- для кабельной линии ГПП – РП:

$$I_{рп.расч} = \frac{0,85 \cdot 6 \cdot 630 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 158 \text{ А};$$

- для кабельной линии РП – ТП1:

$$I_{1.расч} = \frac{0,85 \cdot 6 \cdot 630 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 158 \text{ A};$$

- для кабельной линии ТП1 – ТП2:

$$I_{2.расч} = \frac{0,85 \cdot 5 \cdot 630 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 131 \text{ A};$$

- для кабельной линии ТП2 – ТП3:

$$I_{3.расч} = \frac{0,85 \cdot 4 \cdot 630 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 105 \text{ A};$$

- для кабельной линии ТП3 – ТП4:

$$I_{4.расч} = \frac{0,85 \cdot 3 \cdot 630 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 79 \text{ A};$$

- для кабельной линии ТП4 – ТП5:

$$I_{5.расч} = \frac{0,85 \cdot 2 \cdot 630 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 56 \text{ A};$$

- для кабельной линии ТП5 – ТП6:

$$I_{6.расч} = \frac{0,85 \cdot 1 \cdot 630 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 31 \text{ A};$$

Найдем значение максимального тока:

$$I_{i.ав} = \frac{S_{ав.л.}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (56)$$

- для кабельной линии ГПП – РП:

$$I_{рп.ав} = \frac{0,85 \cdot 12 \cdot 630 \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 297 \text{ A}.$$

- для кабельной линии РП – ТП1:

$$I_{1.ав} = \frac{0,85 \cdot 12 \cdot 630 \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 297 \text{ A};$$

- для кабельной линии ТП1 – ТП2:

$$I_{2.ав} = \frac{0,85 \cdot 10 \cdot 630 \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 247 \text{ A};$$

- для кабельной линии ТП2 – ТП3:

$$I_{3.ав} = \frac{0,85 \cdot 8 \cdot 630 \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 198 \text{ A};$$

- для кабельной линии ТП3 – ТП4:

$$I_{4.ав} = \frac{0,85 \cdot 6 \cdot 630 \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 148 \text{ A};$$

- для кабельной линии ТП4 – ТП5:

$$I_{5.ав} = \frac{0,85 \cdot 4 \cdot 630 \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 105 \text{ A};$$

- для кабельной линии ТП5 – ТП6:

$$I_{6.ав} = \frac{0,85 \cdot 2 \cdot 630 \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 56 \text{ A};$$

Определим минимальное сечение жилы кабеля по экономической плотности тока:

$$F_{э} = \frac{I_{р.л}}{j_{эк}}, \quad (57)$$

$F_{э,рп} = 158 / 1,4 = 113 \text{ мм}^2$, $I_{дл доп} = 232 \text{ A}$, принимаем сечение кабеля АПвЭКВ-10 проложенного в земле 3х120.

$F_1 = 158 / 1,4 = 113 \text{ мм}^2$, $I_{дл доп} = 232 \text{ A}$, принимаем сечение кабеля АПвЭКВ-10 проложенного в земле 3х120.

$F_2 = 121 / 1,4 = 94 \text{ мм}^2$, $I_{дл доп} = 204 \text{ A}$, принимаем сечение кабеля АПвЭКВ-10 проложенного в земле 3х95.

$F_3 = 105 / 1,4 = 75 \text{ мм}^2$, $I_{дл доп} = 204 \text{ A}$, принимаем сечение кабеля АПвЭКВ-10 проложенного в земле 3х95.

$F_4 = 79 / 1,4 = 56 \text{ мм}^2$, $I_{дл доп} = 171 \text{ A}$, принимаем сечение кабеля АПвЭКВ-10 проложенного в земле 3х70.

$F_5 = 56 / 1,4 = 40 \text{ мм}^2$, $I_{дл доп} = 171 \text{ A}$, принимаем сечение кабеля АПвЭКВ-10 проложенного в земле 3х70.

$F_6 = 31 / 1,4 = 22 \text{ мм}^2$, $I_{дл доп} = 171 \text{ A}$, принимаем сечение кабеля АПвЭКВ-10 проложенного в земле 3х70.

Выбранные кабели проверяем по допустимому перегреву:

$$I_{i.\partial on} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{\partial on}, \quad (58)$$

$$I_{i.\partial on} > I_{расч},$$

$$I_{рп \partial on} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 232 = 251 \text{ A},$$

$$251 \text{ A} > 158 \text{ A},$$

$$I_{1 \partial on} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 232 = 251 \text{ A},$$

$$251 \text{ A} > 158 \text{ A},$$

$$I_{2 \partial on} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 204 = 221 \text{ A},$$

$$221 \text{ A} > 131 \text{ A},$$

$$I_{3 \partial on} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 204 = 221 \text{ A},$$

$$221 \text{ A} > 105 \text{ A},$$

$$I_{4 \partial on} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 171 = 185 \text{ A},$$

$$185 \text{ A} > 79 \text{ A},$$

$$I_{5 \partial on} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 171 = 185 \text{ A},$$

$$185 \text{ A} > 56 \text{ A},$$

$$I_{6 \partial on} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 171 = 185 \text{ A},$$

$$185 \text{ A} > 31 \text{ A}.$$

Кабели прошли проверку по перегреву.

Выбранные кабели проверяем по значению максимального тока в послеаварийном режиме:

$$I_{i.\partial on.ав} = 1,3 \cdot I_{i.\partial on}, \quad (59)$$

$$I_{i.\partial on.ав} > I_{iав},$$

$$I_{рп \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 251 = 326 \text{ A},$$

$$326 \text{ A} > 297 \text{ A},$$

$$I_{1 \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 251 = 326 \text{ A},$$

$$326 \text{ A} > 297 \text{ A},$$

$$I_{2 \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 221 = 287 \text{ A},$$

$$287 \text{ A} > 247 \text{ A},$$

$$I_{3 \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 221 = 287 \text{ A},$$

$$287 \text{ A} > 198 \text{ A},$$

$$I_{4 \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 185 = 241 \text{ A},$$

$$241 \text{ A} > 148 \text{ A},$$

$$I_{5 \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 185 = 241 \text{ A},$$

$$241 \text{ A} > 105 \text{ A},$$

$$I_{6 \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 185 = 241 \text{ A},$$

$$241 \text{ A} > 56 \text{ A}.$$

Кабели прошли проверку по максимальному току.

Найдем значение потерь напряжения в кабеле:

$$\Delta U = I_{ав} \cdot r \cdot \cos \varphi, \quad (60)$$

$$\Delta U_{лрп} = 297 \cdot 0,253 \cdot 1,85 \cdot 0,952 = 132 \text{ В};$$

$$\Delta U_{л1} = 132 + 297 \cdot 0,253 \cdot 0,58 \cdot 0,952 = 173 \text{ В};$$

$$\Delta U_{л2} = 173 + 247 \cdot 0,32 \cdot 0,39 \cdot 0,952 = 202 \text{ В};$$

$$\Delta U_{л3} = 202 + 198 \cdot 0,32 \cdot 0,32 \cdot 0,952 = 298 \text{ В};$$

$$\Delta U_{л4} = 298 + 148 \cdot 0,443 \cdot 0,25 \cdot 0,952 = 314 \text{ В};$$

$$\Delta U_{л5} = 314 + 105 \cdot 0,443 \cdot 0,36 \cdot 0,952 = 330 \text{ В};$$

$$\Delta U_{л6} = 330 + 56 \cdot 0,443 \cdot 0,23 \cdot 0,952 = 335 \text{ В}.$$

Значение максимальных потерь напряжения в наиболее протяженной КЛ не более 3,1%, что соответствует требованиям нормативных документов.

5 Определение значений токов КЗ

Составляем расчетную схему для определения значений токов КЗ, представленную на рисунке 1 и ее схему замещения, представленную на рисунке 2.

Принимаем значение базисной мощности:

$$S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА};$$

Параметры системы:

$$U_{Н} = 110 \text{ кВ}, S_{КЗ} = 3500 \text{ МВА};$$

Параметры ВЛ 110 кВ:

$$x_0 = 0,4 \text{ Ом / км}, l = 6 \text{ км}, U_{Н.} = 110 \text{ кВ};$$

Параметры КЛ 10 кВ:

- КЛ РП:

$$x_0 = 0,253 \text{ Ом / км}, l = 1,85 \text{ км}, U_{Н.} = 10 \text{ кВ};$$

- КЛ1:

$$x_0 = 0,253 \text{ Ом / км}, l = 0,58 \text{ км}, U_{Н.} = 10 \text{ кВ};$$

- КЛ2:

$$x_0 = 0,32 \text{ Ом / км}, l = 0,39 \text{ км}, U_{Н.} = 10 \text{ кВ};$$

- КЛ3:

$$x_0 = 0,32 \text{ Ом / км}, l = 0,32 \text{ км}, U_{Н.} = 10 \text{ кВ};$$

- КЛ4:

$$x_0 = 0,443 \text{ Ом / км}, l = 0,25 \text{ км}, U_{Н.} = 10 \text{ кВ};$$

- КЛ5:

$$x_0 = 0,443 \text{ Ом / км}, l = 0,36 \text{ км}, U_{Н.} = 10 \text{ кВ};$$

- КЛ6:

$$x_0 = 0,443 \text{ Ом / км}, l = 0,23 \text{ км}, U_{Н.} = 10 \text{ кВ};$$

Номинальная мощность СТ:

$$S_{Н} = 25 \text{ МВА}.$$

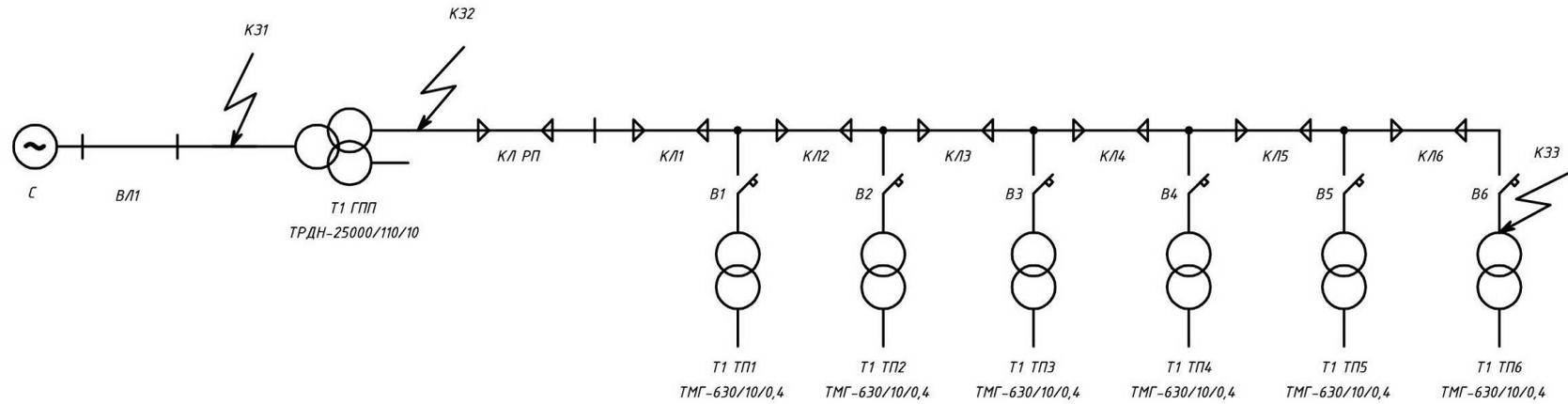


Рисунок 1 – Расчетная схема электрической сети

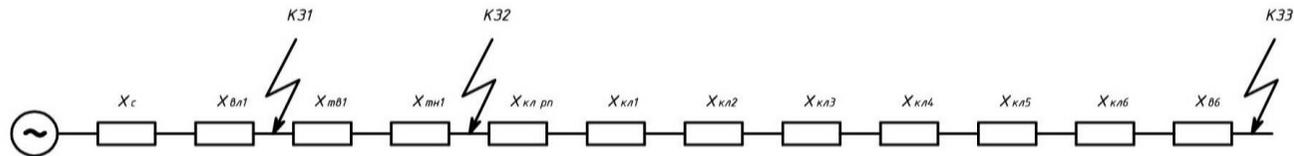


Рисунок 2 – Схема замещения электрической сети

Определим значения сопротивлений для каждого элемента схемы замещения:

$$x_C = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\kappa 3}}, \quad (61)$$

$$x_C = \frac{1000}{3500} = 0,286;$$

$$x_{л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{н}^2}, \quad (62)$$

$$x_{л} = 0,4 \cdot 6 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,181;$$

$$x_{TB} = \frac{U_{К.В.}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{HT}}, \quad (63)$$

$$x_{TB} = \frac{1,313}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0,525;$$

$$x_{TH} = \frac{U_{К.Н.}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{HT}}, \quad (64)$$

$$x_{TH} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,35;$$

$$x_T = x_{TB} + x_{TH}, \quad (65)$$

$$x_T = 0,525 + 7,35 = 7,875.$$

$$x_{\kappa л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{н}^2}, \quad (66)$$

$$x_{\kappa л \text{ пн}} = 0,253 \cdot 1,85 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 4,245,$$

$$x_{\kappa л 1} = 0,253 \cdot 0,58 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,331,$$

$$x_{\kappa л 2} = 0,32 \cdot 0,39 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,132,$$

$$x_{\kappa л 3} = 0,32 \cdot 0,32 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,929,$$

$$x_{к14} = 0,443 \cdot 0,25 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,005,$$

$$x_{к15} = 0,443 \cdot 0,36 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,447,$$

$$x_{к16} = 0,443 \cdot 0,23 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,924.$$

Определим значение результирующего сопротивления до точки К1:

$$x_{\Sigma 1} = x_{\Sigma 2} = x_c + x_n, \quad (67)$$

$$x_{\Sigma 1} = 0,286 + 0,181 = 0,457,$$

$$X_{0\Sigma} = x_c + 3 \cdot x_n; \quad (68)$$

$$X_{0\Sigma} = 0,286 + 3 \cdot 0,181 = 0,819.$$

Найдем значение трехфазного тока КЗ:

$$I^3_{кз} = \frac{E}{X_{\Sigma 1}}, \text{ где } E = 1. \quad (69)$$

$$I^3_{кз} = \frac{1}{0,457} = 2,188.$$

Найдем значение сверхпереходного тока:

$$I^{(3)}_{кз} = I^{(3)}_{кз} \cdot I_{\sigma} = I^{(3)}_{кз} \cdot \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}; \quad (70)$$

$$I^3_{кз} = 2,188 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 11 \text{ кА}.$$

Найдем значение ударного тока:

$$i_{yк1} = \sqrt{2} \cdot k_{y\sigma} \cdot I^{(3)}_{кз}, \quad (71)$$

$$i_{yк1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 11 = 28 \text{ кА}.$$

Найдем действующее значение ударного тока короткого замыкания:

$$I_{yк1} = I^3_{кз} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\sigma} - 1)^2}; \quad (72)$$

$$I_{yк1} = 11 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 16,6 \text{ кА}.$$

Найдем значение мощности короткого замыкания в точке К1:

$$S_{k_1} = \sqrt{3} \cdot I_{кз}^3 \cdot U_H; \quad (73)$$

$$S_{k_1} = \sqrt{3} \cdot 11 \cdot 115 = 2191 \text{ МВА.}$$

Найдем значение однофазного тока КЗ:

$$I_{кз}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{1}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}, \quad (74)$$

$$I_{кз}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{2 \cdot 0,457 + 0,819} = 1,733;$$

$$I_{кз}^{(1)} = I_{кз}^{(1)} \cdot I_{\bar{\sigma}} = I_{кз}^{(1)} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}}; \quad (75)$$

$$I_{кз}^1 = 1,733 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 8,7 \text{ кА.}$$

Определим значение результирующего сопротивления до точки К2:

$$x_{\Sigma 2} = x_c + x_l + x_m; \quad (76)$$

$$x_{\Sigma 2} = 0,286 + 0,181 + 7,875 = 8,342;$$

$$X_{0\Sigma} = x_c + 3 \cdot x_l + x_m; \quad (77)$$

$$X_{0\Sigma} = 0,286 + 3 \cdot 0,181 + 7,875 = 8,704.$$

Найдем значение трехфазного тока КЗ:

$$I_{кз}^3 = \frac{E}{X_{\Sigma 2}}, \quad (78)$$

$$I_{кз}^3 = \frac{1}{8,342} = 0,12.$$

Найдем значение сверхпереходного тока:

$$I_{кз}^{(3)} = I_{кз}^{(3)} \cdot I_{\bar{\sigma}} = I_{кз}^{(3)} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}}; \quad (79)$$

$$I_{кз}^3 = 0,12 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6,591 \text{ кА.}$$

Найдем значение ударного тока:

$$i_{y \text{ К2}} = \sqrt{2} \cdot k_{y\bar{\sigma}} \cdot I_{кз}^3, \quad (80)$$

$$i_{y \text{ К2}} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 6,591 = 17,898 \text{ кА,}$$

Найдем действующее значение ударного тока короткого замыкания:

$$I_{y\kappa 2} = I_{\kappa 3}^3 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\delta} - 1)^2}, \quad (81)$$

$$I_{y\kappa 2} = 6,591 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,92 - 1)^2} = 10,816 \text{ кА}.$$

Найдем значение мощности короткого замыкания в точке К2:

$$S_{k_2} = \sqrt{3} \cdot I_{\kappa 3}^3 \cdot U_H; \quad (82)$$

$$S_{k_2} = \sqrt{3} \cdot 6,591 \cdot 10,5 = 120 \text{ МВА}.$$

Найдем значение однофазного тока К3:

$$I_{\kappa 3}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{1}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}; \quad (83)$$

$$I_{\kappa 3}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{2 \cdot 8,342 + 8,704} = 0,118,$$

$$I_{\kappa 3}^{(1)} = I_{\kappa 3}^{(1)} \cdot I_{\delta} = I_{\kappa 3}^{(1)} \cdot \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}; \quad (84)$$

$$I_{\kappa 3}^1 = 0,118 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6,497 \text{ кА}.$$

Определим значение результирующего сопротивления до точки К3:

$$x_{\Sigma 3} = x_c + x_l + x_m + x_{кл\text{ рн}} + x_{кл1} + x_{кл2} + x_{кл3} + x_{кл4} + x_{кл5} + x_{кл6}, \quad (85)$$

$$x_{\Sigma 3} = 0,286 + 0,181 + 7,875 + 4,245 + 1,331 + 1,132 + 0,929 + \\ + 1,005 + 1,447 + 0,924 = 19,155;$$

$$X_{0\Sigma} = x_c + 3 \cdot x_l + x_m, \quad (86)$$

$$X_{0\Sigma} = 0,286 + 3 \cdot 0,181 + 7,875 + 3 \cdot 11,013 = 41,743;$$

Найдем значение трехфазного тока К3:

$$I_{\kappa 3}^3 = \frac{E}{X_{\Sigma 3}}, \quad (87)$$

$$I_{\kappa 3}^3 = \frac{1}{19,155} = 0,052.$$

Найдем значение сверхпереходного тока:

$$I_{\kappa 3}^{(3)} = I_{\kappa 3}^{(3)} \cdot I_{\bar{\sigma}} = I_{\kappa 3}^{(3)} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}}; \quad (88)$$

$$I_{\kappa 3}^3 = 0,052 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,871 \text{ кА.}$$

Найдем значение ударного тока:

$$i_{y\kappa 3} = \sqrt{2} \cdot k_{y\bar{\sigma}} \cdot I_{\kappa 3}^{(3)}, \quad (89)$$

$$i_{y\kappa 3} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 2,871 = 7,794 \text{ кА.}$$

Найдем действующее значение ударного тока короткого замыкания:

$$I_{y\kappa 3} = I_{\kappa 3}^3 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\bar{\sigma}} - 1)^2}; \quad (90)$$

$$I_{y\kappa 3} = 2,871 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,92 - 1)^2} = 4,711 \text{ кА.}$$

Найдем значение мощности короткого замыкания в точке КЗ:

$$S_{k_3} = \sqrt{3} \cdot I_{\kappa 3}^3 \cdot U_H; \quad (91)$$

$$S_{k_3} = \sqrt{3} \cdot 2,871 \cdot 10,5 = 52 \text{ МВА.}$$

Найдем значение однофазного тока КЗ:

$$I_{\kappa 3}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{1}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}; \quad (92)$$

$$I_{\kappa 3}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{2 \cdot 19,155 + 41,743} = 0,037;$$

$$I_{\kappa 3}^{(1)} = I_{\kappa 3}^{(1)} \cdot I_{\bar{\sigma}} = I_{\kappa 3}^{(1)} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}}; \quad (93)$$

$$I_{\kappa 3}^1 = 0,166 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,034 \text{ кА.}$$

6 Выбор основного электрооборудования на ГПП

6.1 Выбор разъединителя

Найдем значение рабочего тока по формуле [18]:

$$I_{\text{раб}} = \frac{K_{\text{нер}} \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (94)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 175,7 \text{ А.}$$

Разъединитель выбираем по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению места установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ.}$$

- по номинальному току, протекающему в продолжительном режиме:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}},$$

$$175,7 \text{ А} \leq 1000 \text{ А.}$$

Проверяем разъединитель по:

- электродинамической стойкости к ударному току короткого замыкания:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}},$$

$$28 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА.}$$

- термической стойкости к току КЗ за время его протекания:

$$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t,$$

$$15,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Выбираем на стороне 110 кВ разъединитель типа РГПЗ-2-110/1000УХЛ1.

6.2 Выбор высоковольтного выключателя на напряжение 110 кВ

Высоковольтный выключатель выбираем по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению места установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ.}$$

- по номинальному току, протекающему в продолжительном режиме:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}},$$

$$176 \text{ А} \leq 2500 \text{ А.}$$

Проверяем высоковольтный выключатель по:

- коммутационной способности на отключение тока КЗ :

$$I_{\text{п.л}} \leq I_{\text{ном.откл}},$$

$$11 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА.}$$

- электродинамической стойкости к ударному току короткого замыкания:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}},$$

$$28 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА.}$$

- термической стойкости к току КЗ за время его протекания:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}},$$

$$15,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Выбираем на стороне 110 кВ высоковольтный выключатель марки ВЭБ-110-40/2500 УХЛ.

6.3 Выбор высоковольтного выключателя на напряжение 10 кВ

Высоковольтный выключатель выбираем по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению места установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ.}$$

- по номинальному току, протекающему в продолжительном режиме:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}},$$

$$962,2 \text{ А} \leq 1000 \text{ А.}$$

Проверяем высоковольтный выключатель по:

- коммутационной способности на отключение тока КЗ:

$$I_{\text{п.л}} \leq I_{\text{ном.откл}},$$

$$6,6 \text{ кА} \leq 12,5 \text{ кА}.$$

- электродинамической стойкости к ударному току короткого замыкания:

$$i_{уд} \leq i_{нр.с},$$

$$17,9 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}.$$

- термической стойкости к току КЗ за время его протекания:

$$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t,$$

$$56,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 3970 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбираем на стороне 10 кВ высоковольтный выключатель марки ВВ/TEL-10-20/1000 У2 в качестве вводного выключателя и ВВ/TEL-10-20/1000 У2, ВВ/TEL-10-12,5/630 У2 для защиты отходящих линий.

Выключатели размещаем в ячейках типа КРУ-СЭЩ-63.

6.4 Выбор заземлителя

Заземлитель используется для заземления нейтрали силового трансформатора на ГПП и выбирается по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению места установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}.$$

Проверяем заземлитель по:

- электродинамической стойкости к ударному току короткого замыкания:

$$i_{уд} \leq i_{нр.с},$$

$$28 \text{ кА} \leq 32 \text{ кА}.$$

- термической стойкости к току КЗ за время его протекания:

$$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t,$$

$$15,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 468,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Принимаем к установке заземлитель ЗОН-СЭЩ-110 УХЛ1.

6.5 Выбор измерительных трансформаторов тока

Сторона ВН 110 кВ.

К трансформатору тока (ТТ) подключается амперметр с полной номинальной мощностью $S = 0.1 \text{ ВА}$.

Трансформатор тока выбираем по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению места установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}.$$

- по номинальному току, протекающему через ТТ в продолжительном режиме:

$$I_{раб} \leq I_{ном},$$

$$175,7 \text{ А} \leq 200 \text{ А}.$$

Проверяем трансформатор тока по:

- электродинамической стойкости к ударному току короткого замыкания:

$$i_{уд} \leq i_{пр.с},$$

$$28 \text{ кА} \leq 29,5 \text{ кА}.$$

- термической стойкости к току КЗ за время его протекания:

$$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t,$$

$$15,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

- максимальному сопротивлению вторичной нагрузки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном},$$

$$1,2 \text{ Ом} \leq 1,2 \text{ Ом}.$$

Сопротивление подключенных к ТТ приборов определим по формуле:

$$R_{приб} = \frac{S_{пр}}{I_2^2},$$

$$R_{приб} = \frac{0.1}{25} = 0.004 \text{ Ом}.$$

Найдем максимально допустимое сопротивление проводов:

$$R_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}},$$

$$R_{\text{пров}} = 1,2 - 0,004 - 0,1 = 1,096 \text{ Ом.}$$

По величине расчетного сечения $q = \frac{2,83}{1,096} = 2,6 \text{ мм}^2$ принимаем к установке алюминиевые провода с $q = 4 \text{ мм}^2$.

Принимаем к установке ТТ типа ТВТ 110–III–200/5.

Сторона НН 10 кВ.

Трансформатор тока выбираем по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению места установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ.}$$

- по номинальному току, протекающему через ТТ в продолжительном режиме:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}},$$

$$962 \text{ А} \leq 1000 \text{ А.}$$

Проверяем трансформатор тока по:

- электродинамической стойкости к ударному току короткого замыкания:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{нр.с}},$$

$$17,9 \text{ кА} \leq 254,6 \text{ кА.}$$

- термической стойкости к току КЗ за время его протекания:

$$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t,$$

$$21,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 58,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

К трансформатору тока подключаются: амперметр, ваттметр и варметр, счетчики активной и реактивной электроэнергии.

Сопротивление подключенных к ТТ приборов определим по формуле:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2},$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{64,1}{5^2} = 0,16 \text{ Ом.}$$

Найдем максимально допустимое сопротивление проводов:

$$R_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}},$$

$$R_{\text{пров}} = 1,2 - 0,16 - 0,1 = 0,96 \text{ Ом.}$$

По величине расчетного сечения $q = \frac{2,83}{0,94} = 3,02 \text{ мм}^2$ принимаем к

установке алюминиевые провода с $q = 4 \text{ мм}^2$.

$$R_2 \approx Z_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{конт}},$$

$$R_2 \approx Z_2 = 0,14 + 0,96 + 0,1 = 1,2 \text{ Ом.}$$

Принимаем к установке ТТ типа ТПОЛ – СЭЦ – 10 – 1000 / 5.

6.6 Выбор трансформаторов напряжения

Нагрузкой трансформатора напряжения (ТН) являются: два вольтметра, ваттметр и варметр, семь счётчиков активной и реактивной электрической энергии с общей номинальной нагрузкой $S_{\text{приб}} = 42 \text{ ВА}$.

Трансформатор напряжения выбираем по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению места установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ.}$$

- максимальной мощности вторичной нагрузки:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}},$$

$$42 \text{ ВА} \leq 120 \text{ ВА.}$$

Принимаем к установке ТН типа НАЛИ – СЭЦ – 10 У2.

6.7 Выбор ОПН

Ограничитель перенапряжений выбираем по номинальному напряжению места установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}.$$

Принимаем к установке ОПН на сторонах: 110 кВ – ОПН-П-110УХЛ1; 10 кВ – ОПН-П-10УХЛ2. В нейтрали СТ - ОПНН – П – 110УХЛ1.

6.8 Выбор предохранителей

Предохранитель используется для защиты трансформатора напряжения:

Предохранитель выбираем по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению места установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

- по номинальному току, протекающему через предохранитель в продолжительном режиме:

$$I_n \leq I_{ном},$$

$$I_n = \frac{\sum S_{приб.}}{\sqrt{3}U_M},$$

$$I_n = \frac{0.042}{1.73 \cdot 10.5} = 3.4 \cdot 10^{-3} \text{ А},$$

$$3.4 \cdot 10^{-3} \text{ А} \leq 2 \text{ А}.$$

Принимаем к установке предохранитель типа ПКТ101–10–40 У3.

6.9 Выбор гибких шин

В качестве ошиновки на стороне 110 кВ используем стальнойалюминиевые провода типа АС.

1. Найдем минимальное сечение провода по экономической плотности тока:

$$q = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{эк}}},$$

$$q = \frac{175,7}{1,1} = 159 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод типа АС – 185.

2. Выполним проверку выбранного провода на длительно допустимый ток

$$I_{\text{раб.мах}} < I_{\text{дон}},$$

$$175,7 \text{ А} < 510 \text{ А}.$$

Голые провода, проложенные на открытом воздухе, на термическую и электродинамическую стойкость к токам короткого замыкания не проверяются.

3. Проверим провод на коронирование

$$1,07E \leq 0,9E_0,$$

$$E_0 = 24,8 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right),$$

$$E_0 = 24,8 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{9,4}} \right) = 27,2 \text{ кВ / см},$$

$$E = 0,354 \frac{U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{сп}}}{r_0}},$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{9,4 \cdot \lg \frac{400}{9,4}} = 2,65 \text{ кВ/см},$$

Условие выполняется

$$1,07E \leq 0,9E_0,$$

$$2,8 \leq 24,4.$$

Выбранный провод типа АС – 185 прошел проверку.

6.10 Выбор изоляторов

На стороне 110 кВ для подвеса голых проводов применим подвесные изоляторы, необходимое количество определим по номинальному напряжению $U_n = 110$ кВ.

Принимаем 8 изоляторов типа ПС – СА.

На стороне 10 кВ выбираем опорные изоляторы ОНШ – 10 – 5 УХЛ1:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

$$F_{расч} \leq 0,6F_{разр},$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_y^2}{\alpha} \cdot K_{II} \cdot 1 \cdot 10^{-7},$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{10,97^2}{130} \cdot 10^6 \cdot 0,5 \cdot 10^{-7} = 1,68 \text{ Н},$$

$$1,68 \text{ Н} \leq 3 \text{ Н}.$$

Опорные изоляторы прошли проверку.

Выбираем для ввода в здание ЗРУ проходные изоляторы на стороне 10 кВ ИП – 10/1600 – 4350 У:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

$$F_{расч} \leq 0,6F_{разр},$$

$$F_{расч} = 0,865 \frac{1,97^2}{130} \cdot 10^6 \cdot 0,5 \cdot 10^{-7} = 0,084 \text{ Н},$$

$$0,084 \text{ Н} \leq 1,8 \text{ Н}.$$

Проходные изоляторы прошли проверку.

7 Расчет молниезащиты и заземления на ГПП

7.1 Расчёт защитного заземления на ГПП

Исходные данные для определения требуемого числа вертикальных заземлителей на ГПП [19, 20]:

- длина вертикального стержня заземлителя $l = 5$ м;
- диаметр стержня $d = 0,95 \cdot b = 0,0475$ м;
- расстояние между стержнями $a = 10$ м;
- максимально допустимое по ПУЭ сопротивление заземлителя $R_s = 0,5$ Ом;
- размеры стальной полосы, используемой в качестве горизонтального заземлителя 40x4 мм;
- расстояние от поверхности земли до горизонтального заземлителя $t = 0,7$ м;
- удельное сопротивление грунта в месте расположения подстанции $\rho = 100$ Ом·м;
- периметр главной понизительной подстанции

$$L = A + B \cdot 2,$$

$$L = (54 + 42) \cdot 2 = 192 \text{ м.}$$

Определим сопротивление растеканию одиночного вертикального заземлителя (ВЗ) по формуле:

$$R_c = \frac{0.366 \cdot \rho_{расч}}{l} \cdot \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4t' + l}{4t' - l} \right), \quad (95)$$

$$t' = t + \frac{l}{2},$$

$$t' = 0.5 + \frac{5}{2} = 3 \text{ м,}$$

$$\rho_{расч} = \rho \cdot K_c,$$

$$\rho_{расч} = 100 \cdot 1.25 = 125 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$R_c = \frac{0,366 \cdot 125}{5} \cdot \left[\lg \left(\frac{10}{0,95 \cdot 0,05} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left(\frac{17,8}{7,8} \right) \right] = 23 \text{ Ом}.$$

Найдем требуемое количество ВЗ:

$$N_c = \frac{R_c}{R_3 \cdot \eta}, \quad (96)$$

$$N_c = \frac{23}{0,5 \cdot 0,78} = 58,9 \approx 59 \text{ шт.}$$

Найдем сопротивление растеканию горизонтального заземлителя:

$$R_n = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч}}{L} \cdot \lg \frac{L^2}{b \cdot t}, \quad (97)$$

$$\rho_{расч.з.} = \kappa'_c \cdot \rho_{зр},$$

$$\rho_{расч.з.} = 4,5 \cdot 100 = 450 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$R_{II} = \frac{0,366 \cdot 450}{192} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 192^2}{0,04 \cdot 0,5} \right) = 5,63 \text{ Ом},$$

Найдем действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя:

$$R_{н.к} = \frac{R_n}{\eta_n}, \quad (98)$$

$$R_{ПК} = \frac{5,63}{0,27} = 20,85 \text{ Ом}.$$

Определим суммарное сопротивление растеканию сложного заземлителя:

$$R = \frac{R_{н.к} \cdot R_3}{R_{н.к} + R_3}, \quad (99)$$

$$R = \frac{20,85 \cdot 0,5}{20,85 + 0,5} = 0,49 \text{ Ом}.$$

Найдем скорректированное количество стержней:

$$N'_c = \frac{R_c}{R \cdot \eta_c}, \quad (100)$$

$$N_c' = \frac{23}{0,49 \cdot 0,78} \approx 61 \text{ шт.}$$

Принимаем к установке на подстанции 61 вертикальный заземлитель в виде стержней соединенных горизонтальной полосой.

7.2 Молниезащита на главной понизительной подстанции

Для защиты ГПП используем стержневые молниеотводы.

1. Определим активную высоту стержневого молниеотвода при его максимальной высоте $h = 30$ м:

$$h_a = h - h_x, \quad (101)$$

$$h_a = 30 - 12 = 18 \text{ м,}$$

2. Определим значение полуширины зоны r_x на высоте h_x :

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_0 \cdot p}{1 + \frac{h_x}{h}}, \quad (102)$$

$$r_x = \frac{1,6 \cdot 18 \cdot 1}{1 + \frac{12}{30}} = 21 \text{ м,}$$

Для защиты оборудования на ГПП принимаем четыре стержневых молниеотвода.

Заключение

Работа направлена на проектирование надежной системы электроснабжения 71-78 и 89-96 кварталов г. Тольятти.

Величина суммарной расчетной нагрузки группы кварталов составила 37 МВА. Так как в рассматриваемом жилом микрорайоне присутствуют потребители, относящиеся к 1 и 2 категории по надежности электроснабжения, то выбрали для установки на ГПП 2 силовых трансформатора. По результатам технико-экономических расчетов был выбран для дальнейшего использования вариант с 2 трансформаторами мощностью 25МВА как обладающий наименьшими приведенными затратами. На территории микрорайона устанавливается 32 комплектных трансформаторных подстанции, которые максимально приближаются к центрам электрических нагрузок. Для распределительной сети 10 кВ группы жилых кварталов выбираем двухлучевую схему с питанием с двух сторон. Выполнен расчет токов КЗ, выбрано и проверено на стойкость к токам КЗ основное оборудование на ГПП. Выполнен расчет молниезащиты и заземления на ГПП.

Список используемых источников

1. Ушаков В.Я. Современные проблемы электроэнергетики [Электронный ресурс] : учебное пособие. Томск: Томский политехнический университет, 2014. 447 с. URL: <http://www.iprbookshop.ru/34715.html> (дата обращения: 05.03.2018).
2. Кобелев А.В., Кочергин С.В., Печагин Е.А. Режимы работы электроэнергетических систем : учебное пособие для бакалавров и магистров направления «Электроэнергетика». Тамбов: Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2015. 80 с.
3. Кудрин Б.И. Электроснабжение: учебник. М.: Феникс, 2018. 382 с.
4. Анчарова Т. В., Рашевская М.А., Стебунова. Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений : учебник , 2-е изд., перераб. и доп. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2018. 415 с.
5. Sahdev S.K. Basic Electrical Engineering. - Pearson India, 2015. 768 p.
6. СП 31-110-2003. Свод правил по проектированию и строительству. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий. М.: Госстрой РФ, 2003.
7. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции : учебное пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. 111 с.
8. Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций : учебное пособие. Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2013. 92 с.
9. Ding H. Construction and Test of Three-Coil Magnet Power Supply System for a High-Pulsed Magnetic Field // IEEE Transactions on Applied Superconductivity. 2018. vol. 28. no. 3. pp. 1-6.
- 10.Хорольский В.Я., Таранов М.А. Надежность электроснабжения : учеб. пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. 127 с.
- 11.Валеев И.М., Мусаев Т.А. Методика расчета режима работы системы

электроснабжения городского района : монография. Казань : КНИТУ, 2016. 132 с.

12. Xu Y., He K., Lu C., Ding H. A new three-structure repetitive pulse magnetic field power supply system // IEEE Transactions on Applied Superconductivity. 2018. vol. 4, no. 99. pp. 1-1.

13. Антонов С.Н. Проектирование электроэнергетических систем : учебное пособие. Ставрополь: Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. 104 с.

14. Ополева Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов : учеб. пособие. М. : ИД «ФОРУМ» : ИНФРА-М, 2018. 416 с.

15. Lepadat I., Helerea E., Abagiu S., Mihai C. Losses in power supply system of industrial consumers - A technical and economic issue // 2017 5th International Symposium on Electrical and Electronics Engineering (ISEEE). Galati. 2017. pp. 1-6.

16. Гальперин М.В. Электротехника и электроника : учебник, 2-е изд. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. 480 с.

17. Комиссаров Ю.А., Бабокин Г.И. Общая электротехника и электроника : учебник. 2-е изд., испр. и доп. М. : ИНФРА-М, 2017. 479 с.

18. Шеховцов В.П. Электрическое и электромеханическое оборудование : учебник, 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2018. 407 с.

19. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. 3-е изд. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. 136 с.

20. Yang F., Gu C. Optimal design of power supply system for a novel permanent bistable electromagnetic clutch // 2017 20th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS). Sydney. NSW. 2017. pp. 1-4.