

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 «Реконструкция системы электроснабжения жилого микрорайона
г. Тольятти»

Студент

С.П. Соловьев

(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 «Реконструкция системы электроснабжения жилого микрорайона г. Тольятти».

В ходе выполнения работы были произведены: определение расчетных электрических нагрузок для жилого микрорайона города Тольятти; расчет требуемой номинальной мощности силовых трансформаторов на подстанциях 10/0,4 кВ и 110/10 кВ, выбрана оптимальная схема распределения электроэнергии по микрорайону; определены значения тока короткого замыкания (КЗ); выбрано и проверено основное оборудование главной понизительной подстанции, рассчитаны сечения кабелей для распределительной сети и выполнен расчет заземления и молниезащиты на ГПП.

Бакалаврская работа состоит из 58 страниц текста, содержит 2 таблицы и 4 рисунка.

Содержание

	<i>стр.</i>
Введение	4
1. Определение расчетных электрических нагрузок жилого микрорайона	6
2. Выбор числа и номинальной мощности силовых трансформаторов на ГПП	11
3. Определение номинального напряжения распределительной сети жилого микрорайона	25
4. Расчет числа и номинальной мощности трансформаторов в КТП	26
5. Выбор схемы для распределительной сети 10 кВ жилого микрорайона	27
6. Расчет сечений кабелей для распределительной сети	29
7. Определение значений тока КЗ	33
8. Выбор основного электрооборудования ГПП	40
9. Расчет нагрузок собственных нужд ГПП	51
10. Расчёт заземления и молниезащиты на ГПП	52
Заключение	56
Список используемых источников	57

Введение

В городах проживает более 65% населения нашей страны и располагаются крупные промышленные предприятия, поэтому они потребляют много электроэнергии. В последние годы в крупных городах появляются объекты, показатели электрических нагрузок которых сопоставимы с крупными промышленными предприятиями. К подобного рода объектам относятся:

- городской электротранспорт;
- насосные станции городского водопровода и канализации;
- крупные спорткомплексы;
- больничные комплексы системы здравоохранения;
- гостиничные комплексы с повышенным комфортом условий проживания;
- крупные торгово-офисные комплексы и моллы [1-3].

Наблюдается постоянный рост потребления электрической энергии на удовлетворение бытовых нужд населения городов из-за увеличения насыщенности электроприборами.

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.

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.

При планировании и строительстве жилых районов города следует создать максимально благоприятные условия для проживания и отдыха

жителей. Для этого предусматривается возведение необходимых учреждений, таких как: детские сады и площадки для занятий спортом; школы; больницы; магазины и предприятия питания; торговые центры; гаражи для автомобилей и подземные паркинги и т.д [4, 5].

Целью бакалаврской работы является разработка системы электроснабжения жилого микрорайона города Тольятти, позволяющей обеспечить надежное электроснабжение потребителей и соблюдение требований стандартов на качество электрической энергии.

В задачи бакалаврской работы входит: определение расчетных электрических нагрузок жилого микрорайона; выбор числа и номинальной мощности силовых трансформаторов на ГПП; определение номинального напряжения распределительной сети жилого микрорайона; расчет числа и номинальной мощности трансформаторов в КТП; выбор схемы для распределительной сети 10 кВ жилого микрорайона; расчет сечений кабелей для распределительной сети; определение значений токов КЗ; выбор основного электрооборудования ГПП; расчет нагрузок собственных нужд ГПП; расчёт заземления и молниезащиты на ГПП.

1 Определение расчетных электрических нагрузок жилого микрорайона

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

Найдем активную нагрузку жилых квартир в многоэтажных домах:

$$P_{p\text{ кв}} = P_{\text{кв. уд}} \cdot n \cdot k.$$

Квартиры с газовыми плитами:

$$P_{p\text{ ж.д.}} = 0,6 \cdot 29101 + 0,512151 = 2348 \text{ кВт.}$$

Квартиры с электроплитами:

$$P_{p\text{ кв.}} = 1,15117081 + 1,0536121 = 17243 \text{ кВт.}$$

Найдем расчетную нагрузку лифтовых установок:

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

$$P_{p\text{ л.}} = 0,7 \cdot 90 + 0,9 \cdot 15 \cdot 11 = 841,8 \text{ кВт};$$

$$P_{p\text{ ж.д.}} = P_{p\text{ кв.}} + P_{p\text{ л.}} = 17235 + 841,8 = 18076,8 \text{ кВт.}$$

Найдем расчетную нагрузку для детских садов по формуле:

$$P_{d.c} = 0,469 \cdot 200 = 828 \text{ кВт};$$

Найдем расчетную нагрузку для средних образовательных школ по

формуле:

$$P_{ик.} = 0,25 \cdot 61000 = 1500 \text{ кВт};$$

Найдем расчетную нагрузку для ПТУ по формуле:

$$P_{пту} = 0,461 \cdot 1500 = 690 \text{ кВт};$$

Найдем расчетную нагрузку для продовольственных магазинов по формуле:

$$P_{прод.} = 0,25 \cdot 5150 + 5300 + 5100 = 687,5 \text{ кВт};$$

Найдем расчетную нагрузку для магазинов промышленных товаров по формуле:

$$P_{пром.} = 0,16 \cdot 2200 + 3300 = 208 \text{ кВт};$$

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

$$P_{пит.} = 1,04 \cdot 450 + 4100 + 2200 = 1040 \text{ кВт};$$

Найдем расчетную нагрузку для кинотеатров по формуле:

$$P_{кин.} = 0,141 \cdot 500 = 70 \text{ кВт};$$

Найдем расчетную нагрузку для торгово-развлекательных комплексов по формуле:

$$P_{раз.комп.} = 0,46 \cdot 2 \cdot 600 = 552 \text{ кВт};$$

Найдем расчетную нагрузку для парикмахерских и салонов красоты по формуле:

$$P_{пар.} = 1,5 \cdot 8 \cdot 10 + 5 \cdot 3 + 2 \cdot 2 = 148,5 \text{ кВт};$$

Найдем расчетную нагрузку для поликлиник системы здравоохранения по формуле:

$$P_{пол.} = 0,8 \cdot 2 \cdot 1000 = 1600 \text{ кВт};$$

Найдем расчетную нагрузку для библиотек по формуле:

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

Найдем расчетную нагрузку для почтамтов по формуле:

$$P_{связи} = 0,054 \cdot 2 \cdot 100 + 1 \cdot 60 = 14,04 \text{ кВт};$$

Найдем расчетную нагрузку для больниц и дневных стационаров по формуле:

$$P_{бол.} = 0,8 \cdot 1 \cdot 2000 = 1600 \text{ кВт};$$

Найдем расчетную нагрузку для химчисток по формуле:

$$P_{пр.хим} = 0,065 \cdot 1 \cdot 100 = 6,5 \text{ кВт};$$

Найдем суммарную расчетную нагрузку для организаций и учреждений микрорайона города:

$$P_{\Sigma} = 8966,04 \text{ кВт.}$$

С учетом коэффициента участия в максимуме нагрузки расчетная нагрузка составит:

$$P_{\text{общ.}} = k \cdot P_{\Sigma} = 0,88966,04 = 7172,8 \text{ кВт.}$$

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

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

Расчетная нагрузка для многоэтажных домов с электроплитами составит $P_m = 16628 \text{ кВт};$

Расчетная нагрузка для многоэтажных домов с газовыми плитами составит $P_m = 9600 \text{ кВт};$

Расчетная нагрузка для освещения общественных зданий составит $P_m = 5639,1 \text{ кВт};$

Расчетная нагрузка для мелкомоторной нагрузки составит $P_m = 3706,6 \text{ кВт};$

Расчетная нагрузка для нужд уличного освещения составит $P_m = 1812,1 \text{ кВт};$

Расчетная нагрузка для водопровода и канализации составит $P_m = 1369,9 \text{ кВт};$

Расчетная нагрузка для электрифицированного городского транспорта

составит $P_m = 1216,2 \text{ кВт}$.

Расчетная общегородская нагрузка составит $P_{\text{общ.}} = 7172,8 \text{ кВт}$.

Таким образом, величина суммарной расчетной нагрузки микрорайона города будет равняться $P_{\Sigma} = 43300 \text{ кВт}$.

2 Выбор числа и номинальной мощности силовых трансформаторов на ГПП

Найдем полную мощность нагрузки микрорайона города [7]:

$$S_{max} = \frac{P_{max}}{\cos \phi},$$
$$S_{max} = \frac{43300}{0,92} = 47065 \text{ кВА}.$$

Так как в микрорайоне присутствуют потребители, относящиеся к 1 и 2 категории по надежности электроснабжения, то выбираем для установке на ГПП 2 силовых трансформатора. Их номинальную мощность найдем по формуле [8, 9]:

$$S_{ном\ m} = \frac{S_{max.ЛС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot (n-1)},$$
$$S_{ном\ m} = \frac{47065 \cdot 0,85}{1,4 \cdot 1} = 28,6 \text{ МВА}.$$

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

$$S_{ном.m2} > S_{ном.m1} > S_{ном.m},$$
$$63 \text{ МВА} > 40 \text{ МВА} > 29 \text{ МВА}.$$

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

По каталогу производителя определим технические данные СТ:

$$\Delta P_{xx} = 33 \text{ кВт}; I_{xx\%} = 0.58\%; \Delta P_{k3} = 171 \text{ кВт}; U_{k\%} = 10.5\%.$$

Найдем величину потерь реактивной мощности (РМ) в силовом трансформаторе в режиме холостого хода [10, 11]:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{ном\text{ т}},$$
$$Q_{xx} = \frac{0.58}{100} \cdot 40000 = 232 \text{ квар.}$$

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

$$P'_{xx} = P_{xx} + K_{un} \cdot Q_{xx},$$
$$P'_{xx} = 33 + 0.05 \cdot 232 = 44.6 \text{ кВт.}$$

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

$$U_{k.вн} = 0.125 \cdot U_{k.вн-нн},$$
$$U_{k.вн} = 0.125 \cdot 10.5 = 1.313\%;$$
$$U_{k.нн} = 1.75 \cdot U_{k.вн-нн},$$
$$U_{k.нн} = 1.75 \cdot 10.5 = 18.375\%.$$

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

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

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

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

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

Найдем величину приведённых потерь активной мощности в режиме короткого замыкания:

$$P_{к.вн} = 0 \text{ кВт};$$

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

$$P_{к.нн1} = P_{к.нн2} = 2 \cdot 171 = 342 \text{ кВт};$$

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

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

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

$$P_{к.нн}' = 342 + 0,05 \cdot 7350 = 709,5 \text{ кВт};$$

$$P_{к}' = P_{к.вн}' + P_{к.нн}';$$

$$P_{к}' = 26,25 + 709,5 = 735,8 \text{ кВт}.$$

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

$$K_{зг} = \frac{S_i}{S_{ном.т}}.$$

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

$$K_{3H} = \frac{1}{2} \cdot \frac{S_i}{S_{\text{НОМ.Т}}}.$$

Найдем значение приведённых суммарных потерь активной мощности в СТ:

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

$$P_m' = 44,6 + 1,18^2 \cdot 26,3 + 0,59^2 \cdot 709,5 + 0,59^2 \cdot 709,5 = 572,1 \text{ кВт}.$$

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

$$\Delta W_{xx} = n_m \cdot P_x' \cdot T_i;$$

При этом значение суммарных потерь в режиме XX составит:

$$\Delta W_{xx} = \Sigma \Delta W_{xx,i};$$

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

$$\Delta W_{\text{КЗ}} = \frac{1}{n_T} \cdot P_{\text{к.вн}} \cdot K_{3В}^2 \cdot T_i + 2 \cdot \frac{1}{n_T} \cdot P_{\text{к.нн}}' \cdot K_{3Н}^2 \cdot T_i;$$

При этом значение суммарных потерь в режиме КЗ составит:

$$W_{\text{КЗ}} = \Sigma \Delta W_{\text{КЗ},i};$$

Найдем итоговое значение потерь электроэнергии в СТ:

$$\Delta W_{nc} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{kvi} + \Sigma \Delta W_{k\eta 1i} + \Sigma \Delta W_{k\eta 2i} .$$

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

$$S_{\varepsilon.nc} = S_{ном.т} \cdot \sqrt{n_T \cdot (n_T - 1) \cdot \frac{P_x}{P_K}};$$

$$S_{\varepsilon.nc} = 40000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{44.6}{736}} = 14 \text{ MVA}.$$

Результаты расчетов потерь электроэнергии в трансформаторах ГПП для каждой из ступеней годового графика нагрузки занесем в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчетов потерь электроэнергии в трансформаторах с номинальной мощностью 40 МВА на ГПП для каждой из ступеней годового графика нагрузки

N	$S_{\Sigma i},$ МВА	$S_{HH1i},$ МВА	$S_{HH2i},$ МВА	$n_i,$ шт	$T_i,$ ч	$\Delta W_{xi},$ кВт·ч	$K_{\Sigma i}$	K_{HH1i}	K_{HH2i}	$\Delta W_{k.\Sigma i}$ кВт·ч	$\Delta W_{k.HH1}$ кВт·ч	$\Delta W_{k.HH2}$ кВт·ч
1	47,065	23,533	23,533	2	213	19000	1,177	0,588	0,588	3870	26153	26153
2	46,075	23,038	23,038	2	426	37999	1,152	0,576	0,576	7419	50129	50129
3	44,866	22,433	22,433	2	319	28455	1,122	0,561	0,561	5267	35593	35593
4	40,687	20,344	20,344	2	517	46116	1,017	0,509	0,509	7021	47440	47440
5	39,148	19,574	19,574	2	213	19000	0,979	0,489	0,489	2678	18094	18094
6	36,178	18,089	18,089	2	547	48792	0,904	0,452	0,452	5873	39685	39685
7	34,749	17,374	17,374	2	973	86792	0,869	0,434	0,434	9638	65124	65124
8	32,660	16,330	16,330	2	213	19000	0,816	0,408	0,408	1864	12593	12593
9	31,120	15,560	15,560	2	365	32558	0,778	0,389	0,389	2900	19594	19594
10	29,471	14,735	14,735	2	912	81350	0,737	0,368	0,368	6498	43905	43905
11	27,051	13,526	13,526	2	912	81350	0,676	0,338	0,338	5475	36993	36993
12	24,412	12,206	12,206	2	182	16234	0,610	0,305	0,305	890	6012	6012
13	22,103	11,051	11,051	2	106	9455	0,553	0,276	0,276	425	2870	2870
14	18,914	9,457	9,457	2	289	25779	0,473	0,236	0,236	848	5731	5731
15	17,045	8,522	8,522	2	182	16234	0,426	0,213	0,213	434	2931	2931
16	15,945	7,972	7,972	2	213	19000	0,399	0,199	0,199	444	3002	3002

$$\Delta W_{nc} = 1627479 \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \Sigma \Delta W_{xx} = 690854 \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \Sigma \Delta W_{kз} = 936625 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Определим годовые потери электроэнергии в СТ в денежном выражении:

$$I_{\Delta W_{nc}} = C_{\Delta} \Delta W_{nc},$$

$$I_{\Delta W_{nc}} = 2,694 \cdot 1627479 = 4\,384\,000 \text{ руб.}$$

Тогда общие приведённые затраты по варианту с трансформаторами мощностью 40МВА составят:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{\Delta} + I_{W_{nc}},$$

$$Z_{np} = 0,25 \cdot 70 \cdot 10^6 + 6,58 \cdot 10^6 + 4,384 \cdot 10^6 = 28,464 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

2.2 Определение потерь в трансформаторах ГПП для варианта с двумя силовыми трансформаторами ТРДН - 63000/110/10

По каталогу производителя определим технические данные СТ:

$$\Delta P_{xx} = 52 \text{ кВт}; I_{xx\%} = 0.48\%; \Delta P_{kз} = 250 \text{ кВт}; U_{k\%} = 10.5\%.$$

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

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{ном\,т},$$

$$Q_{xx} = \frac{0,48}{100} \cdot 63000 = 302.4 \text{ квар.}$$

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

$$P'_{xx} = P_{xx} + K_{un} \cdot Q_{xx},$$

$$P'_{xx} = 52 + 0.05 \cdot 302.4 = 67,12 \text{ кВт}.$$

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

$$U_{к.вн} = 0,125 \cdot U_{к.вн-нн},$$

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

$$U_{к.нн} = 1,75 \cdot U_{к.вн-нн},$$

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

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

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

$$Q_{к.вн} = \frac{1,313}{100} \cdot 63000 = 826,9 \text{ квар};$$

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

$$Q_{к.нн} = \frac{18,375}{100} \cdot 63000 = 11576,3 \text{ квар}.$$

Найдем величину приведённых потерь активной мощности в режиме короткого замыкания:

$$P_{к.вн} = 0 \text{ кВт};$$

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

$$P_{к.нн1} = P_{к.нн2} = 2 \cdot 250 = 500 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.вн} = P_{к.вн} + K_{un} \cdot Q_{к.вн};$$

$$P_{\kappa.вн}' = 0 + 0,05 \cdot 826,9 = 41,3 \text{ кВт};$$

$$P_{\kappa.нн}' = P_{\kappa.нн} + K_{un} \cdot Q_{\kappa.нн};$$

$$P_{\kappa.нн}' = 500 + 0,05 \cdot 11576,3 = 1078,8 \text{ кВт};$$

$$P_{\kappa}' = P_{\kappa.вн}' + P_{\kappa.нн}';$$

$$P_{\kappa}' = 41,3 + 1078,8 = 1120,2 \text{ кВт}.$$

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

$$K_{зв} = \frac{S_i}{S_{ном.т}}.$$

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

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

Найдем значение приведённых суммарных потерь активной мощности в СТ:

$$P_m' = P_x' + K_{загр.в}^2 \cdot P_{\kappa.вн}' + K_{загр.нн1}^2 \cdot P_{\kappa.нн}' + K_{загр.нн2}^2 \cdot P_{\kappa.нн}';$$

$$P_m' = 67,12 + 0,75^2 \cdot 41,3 + 0,37^2 \cdot 1078,8 + 0,37^2 \cdot 1078,8 = 391,2 \text{ кВт}.$$

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

$$\Delta W_{xx} = n_m \cdot P_x' \cdot T_i;$$

При этом значение суммарных потерь в режиме XX составит:

$$\Delta W_{xx} = \Sigma \Delta W_{xx,i};$$

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

$$\Delta W_{K3} = \frac{1}{n_T} \cdot P_{K.BH} \cdot K_{3B}^2 \cdot T_i + 2 \cdot \frac{1}{n_T} \cdot P_{K.HH} \cdot K_{3H}^2 \cdot T_i;$$

При этом значение суммарных потерь в режиме КЗ составит:

$$W_{K3} = \Sigma \Delta W_{K3,i};$$

Найдем итоговое значение потерь электроэнергии в СТ:

$$\Delta W_{nc} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{kvi} + \Sigma \Delta W_{khi} + \Sigma \Delta W_{khi2i}.$$

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

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

$$S_{э.пс} = 63000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{67,12}{1120}} = 22 \text{ MVA}.$$

Результаты расчетов потерь электроэнергии в трансформаторах ГПП для каждой из ступеней годового графика нагрузки занесем в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 - Результаты расчетов потерь электроэнергии в трансформаторах с номинальной мощностью 63 МВА на ГПП для каждой из ступеней годового графика нагрузки

N	$S_{gi},$ MBA	$S_{Hn1i},$ MBA	$S_{Hn2i},$ MBA	$n_i,$ шт	$T_i,$ ч	$\Delta W_{xi},$ кВт·ч	$K_{зvi}$	$K_{зHn1i}$	$K_{зHn2i}$	$\Delta W_{к.vi}$ кВт·ч	$\Delta W_{к.Hn1}$ кВт·ч	$\Delta W_{к.Hn2}$ кВт·ч
1	47,065	23,533	23,533	2	213	28593	0,747	0,374	0,374	2457	16031	16031
2	46,075	23,038	23,038	2	426	57186	0,731	0,366	0,366	4710	30727	30727
3	44,866	22,433	22,433	2	319	42823	0,712	0,356	0,356	3344	21817	21817
4	40,687	20,344	20,344	2	517	69402	0,646	0,323	0,323	4458	29079	29079
5	39,148	19,574	19,574	2	213	28593	0,621	0,311	0,311	1700	11091	11091
6	36,178	18,089	18,089	2	547	73429	0,574	0,287	0,287	3729	24326	24326
7	34,749	17,374	17,374	2	973	130616	0,552	0,276	0,276	6119	39918	39918
8	32,660	16,330	16,330	2	213	28593	0,518	0,259	0,259	1183	7719	7719
9	31,120	15,560	15,560	2	365	48998	0,494	0,247	0,247	1841	12010	12010
10	29,471	14,735	14,735	2	912	122427	0,468	0,234	0,234	4125	26912	26912
11	27,051	13,526	13,526	2	912	122427	0,429	0,215	0,215	3476	22675	22675
12	24,412	12,206	12,206	2	182	24432	0,387	0,194	0,194	565	3685	3685
13	22,103	11,051	11,051	2	106	14229	0,351	0,175	0,175	270	1759	1759
14	18,914	9,457	9,457	1	289	19398	0,300	0,150	0,150	1077	7025	7025
15	17,045	8,522	8,522	1	182	12216	0,271	0,135	0,135	551	3593	3593
16	15,945	7,972	7,972	1	213	14297	0,253	0,127	0,127	564	3680	3680

$$\Delta W_{nc} = 1576989 \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \quad \Sigma \Delta W_{xx} = 983576 \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \quad \Sigma \Delta W_{kз} = 593413 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Определим годовые потери электроэнергии в СТ в денежном выражении:

$$I_{\Delta W_{nc}} = C_{\vartheta} \Delta W_{nc},$$

$$I_{\Delta W_{nc}} = 2,694 \cdot 1576989 = 4\,248\,000 \text{ руб.}$$

Тогда общие приведённые затраты по варианту с трансформаторами мощностью 63МВА составят:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{\vartheta} + I_{W_{nc}},$$

$$Z_{np} = 0,25 \cdot 110,2 \cdot 10^6 + 10,359 \cdot 10^6 + 4,248 \cdot 10^6 = 42,157 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

По результатам расчетов принимаем для дальнейшего использования вариант с 2 трансформаторами мощностью 40МВА как обладающий наименьшими приведенными затратами.

3 Определение номинального напряжения распределительной сети жилого микрорайона

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 [12].

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 [13-15].

В распределительной сети города следует использовать номинальное напряжение не ниже 10 кВ. Во время расширения или реконструкции существующих сетей с напряжением 6 кВ их следует переводить на 10 кВ с максимальным использованием уже существующего оборудования при условии соответствия его технических характеристик напряжению 10 кВ.

Использование напряжения 20 кВ в городских сетях целесообразно при постоянном росте электрических нагрузок, стоимости земли и цен на электроэнергию.

Электрические сети напряжением до 1000 В выполняются на номинальное напряжение 0,38 кВ, при этом нейтрали трансформаторов глухо заземляются. Номинальное напряжение 0,66 кВ в городских электрических сетях не используется [16].

Для распределительной сети микрорайона выбираем $U = 10 \text{ кВ}$.

4 Расчет числа и номинальной мощности трансформаторов в КТП

Комплектные трансформаторные подстанции для электроснабжения городских потребителей выполняются с номинальными напряжениями 6-10/0,4-0,23 кВ в одно- или двухтрансформаторном исполнении с номинальной мощностью устанавливаемых трансформаторов до 2500 кВА [14].

Суммарная расчетная нагрузка жилого микрорайона составила 47065 кВА.

Так как плотность электрической нагрузки равна $10300 \text{ кВА} / \text{км}^2$, то ей соответствует оптимальная номинальная мощность КТП 1360 кВА. Тогда принимаем КТП с двумя силовыми трансформаторами полной мощностью по 630 кВА.

Определим необходимое количество КТП для жилого микрорайона:

$$n_{mn} = \frac{S_{\max}}{1,8 \cdot S_{\text{ном.тп}}},$$
$$n_{mn} = \frac{47065}{1,8 \cdot 630} = 41 \text{ шт.}$$

Комплектные трансформаторные подстанции максимально приближаем к центрам электрических нагрузок.

5 Выбор схемы для распределительной сети 10 кВ жилого микрорайона

Систему электроснабжения города можно разделить на отдельные части, такие как: электроснабжающая городская сеть с номинальным напряжением 35-220 кВ; питающая сеть города с напряжением 6-10 кВ; распределительная сеть города с напряжениями 6-10 кВ и 380 В.

К городской электроснабжающей сети относятся воздушные и кабельные ЛЭП с номинальным напряжением 35-220 кВ совместно с опорными трансформаторными подстанциями и подстанциями глубокого ввода (ПГВ).

К опорным подстанциям относятся подстанции, которые получают электрическую энергию от источника питания (ИП), а затем распределяют ее по ПГВ, образуя кольцевую сеть или магистраль.

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.

При использовании любой из этих схем можно обеспечить надежное электроснабжение потребителей с перерывом лишь на время срабатывания автоматического ввода резерва на секционном выключателе (АВР) из-за различных повреждений на линиях напряжением 6-10 кВ или в силовых трансформаторах. АВР устанавливается как на секционном выключателе в распределительном пункте 6-10 кВ, так и на стороне низкого напряжения трансформаторных подстанций [17-19].

Для распределительной сети 10 кВ жилого микрорайона выбираем двухлучевую схему с питанием с двух сторон от первой и второй секций сборных шин ГПП.

6 Расчет сечений кабелей для распределительной сети

Расчетный ток линии определим по формуле [20]:

$$I_{\text{расч.}} = \frac{S_{\text{р.л.}}}{\sqrt{3}U_{\text{н}}};$$

$$S_{\text{р.л.}} = S_{\text{ном.т}} \cdot n \cdot K_3 \cdot K_{\text{ум}}.$$

- линия ГПП – ТП29:

$$I_{1 \text{ расч.}} = \frac{0,85 \cdot 5 \cdot 630 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 131,4 \text{ A.}$$

- линия ТП29 – ТП30:

$$I_{2 \text{ расч.}} = \frac{0,85 \cdot 4 \cdot 630 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 105,1 \text{ A.}$$

- линия ТП30 – ТП38:

$$I_{3 \text{ расч.}} = \frac{0,85 \cdot 3 \cdot 630 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 78,8 \text{ A};$$

- линия ТП38 – ТП39:

$$I_{4 \text{ расч.}} = \frac{0,85 \cdot 2 \cdot 630 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 55,7 \text{ A.}$$

- линия ТП39 – ТП40:

$$I_{5 \text{ расч}} = \frac{0,85 \cdot 1 \cdot 630 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 30,9 \text{ A.}$$

Найдем значение максимального тока:

$$I_{i.ав} = \frac{S_{ав.л}}{\sqrt{3}U_H};$$

$$I_{1ав.} = \frac{0,85 \cdot 10 \cdot 630 \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 247,3 \text{ A};$$

$$I_{2 \text{ ав.}} = \frac{0,85 \cdot 8 \cdot 630 \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 197,9 \text{ A};$$

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

$$I_{4 \text{ ав.}} = \frac{0,85 \cdot 4 \cdot 630 \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 105,1 \text{ A};$$

$$I_{5 \text{ ав.}} = \frac{0,85 \cdot 2 \cdot 630 \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 55,7 \text{ A.}$$

Определим минимальное сечение жилы кабеля по экономической плотности тока:

$$F_э = \frac{I_{р.л}}{j_{эк}},$$

С учетом требований пункта 7.2.6 РД 34.20.185-94 принимаем сечение кабеля АПвЭКВ проложенного в земле не менее 70 мм².

$$F_{э1} = 131,4 / 1,4 = 93,9 \text{ мм}^2, I_{дл доп} = 205 \text{ A, принимаем сечение } 3 \times 95.$$

$$F_{э2} = 105,1 / 1,4 = 75,1 \text{ мм}^2, I_{дл доп} = 205 \text{ A, принимаем сечение } 3 \times 95.$$

$$F_{э3} = 78,8 / 1,4 = 56,3 \text{ мм}^2, I_{дл доп} = 165 \text{ A, принимаем сечение } 3 \times 70.$$

$$F_{э4} = 55,7 / 1,4 = 39,8 \text{ мм}^2, I_{дл доп} = 165 \text{ A, принимаем сечение } 3 \times 70.$$

$$F_{35} = 30,9 / 1,4 = 22,1 \text{ мм}^2, I_{\text{дл доп}} = 165 \text{ А, принимаем сечение } 3 \times 70.$$

Выбранные кабели проверяем по допустимому перегреву:

$$I_{\text{и доп}} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{\text{доп}},$$

$$I_{\text{и доп}} > I_{\text{расч}},$$

$$I_{1 \text{ доп}} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 205 = 221,4 \text{ А,}$$

$$221,4 \text{ А} > 131,4 \text{ А,}$$

$$I_{2 \text{ доп}} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 205 = 221,4 \text{ А,}$$

$$221,4 \text{ А} > 105,1 \text{ А,}$$

$$I_{3 \text{ доп}} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 165 = 178,2 \text{ А,}$$

$$178,2 \text{ А} > 78,8 \text{ А,}$$

$$I_{4 \text{ доп}} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 165 = 178,2 \text{ А,}$$

$$178,2 \text{ А} > 55,7 \text{ А,}$$

$$I_{5 \text{ доп}} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 165 = 178,2 \text{ А,}$$

$$178,2 \text{ А} > 30,9 \text{ А.}$$

Кабели прошли проверку по перегреву.

Выбранные кабели проверяем по значению максимального тока в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{и доп.ав.}} = 1,3 \cdot I_{\text{и доп}},$$

$$I_{\text{и доп.ав.}} > I_{\text{и ав}},$$

$$I_{1 \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 221,4 = 287,8 \text{ А,}$$

$$287,8 \text{ А} > 247,3 \text{ А,}$$

$$I_{2 \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 221,4 = 287,8 \text{ А,}$$

$$287,8 \text{ А} > 197,9 \text{ А,}$$

$$I_{3 \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 178,2 = 231,7 \text{ A},$$

$$231,7 \text{ A} > 148,4 \text{ A},$$

$$I_{4 \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 178,2 = 231,7 \text{ A},$$

$$231,7 \text{ A} > 105,1 \text{ A},$$

$$I_{5 \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 178,2 = 231,7 \text{ A},$$

$$231,7 \text{ A} > 55,7 \text{ A}.$$

Кабели прошли проверку по максимальному току.

Найдем значение потерь напряжения в кабеле:

$$\Delta U = I_{\text{ав}} \cdot r \cdot \cos \varphi,$$

$$\Delta U_{\text{л1}} = 247 \cdot 0,495 \cdot 2,05 \cdot 0,92 = 230 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\text{л2}} = 230 + 197,9 \cdot 0,495 \cdot 0,645 \cdot 0,92 = 288 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\text{л3}} = 288 + 148,4 \cdot 0,138 \cdot 0,415 \cdot 0,92 = 295 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\text{л4}} = 295 + 105,1 \cdot 0,138 \cdot 0,277 \cdot 0,92 = 298 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\text{л5}} = 298 + 55,7 \cdot 0,138 \cdot 0,064 \cdot 0,92 = 299 \text{ В}.$$

Значение максимальных потерь напряжения в наиболее протяженной КЛ не более 2,8%, что соответствует требованиям нормативных документов.

7 Определение значений тока КЗ

Составляем расчетную схему для определения значений токов КЗ (рисунок 7.1) и ее схему замещения (рисунок 7.2).

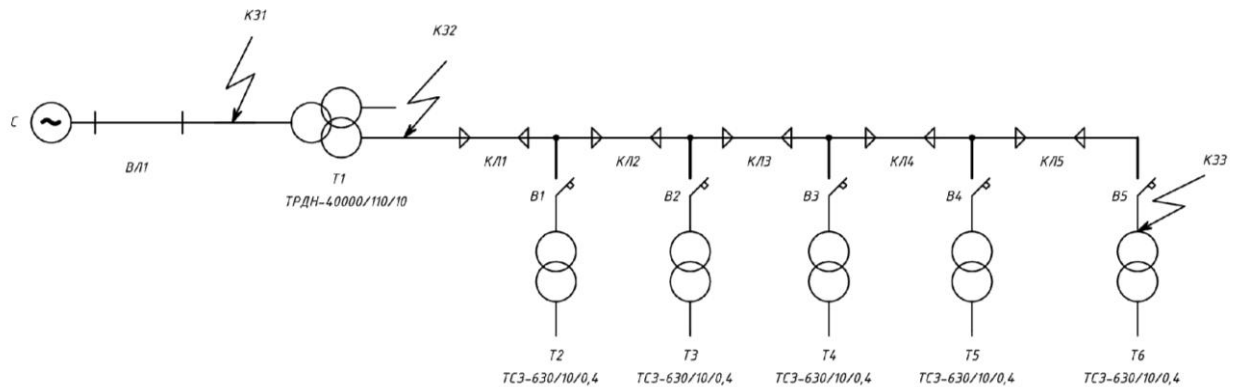


Рисунок 7.1 – Расчетная схема для определения токов КЗ

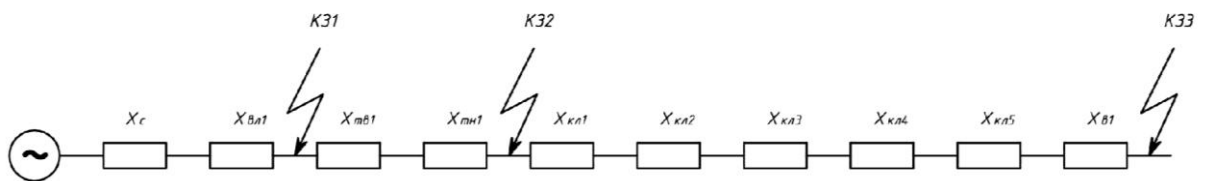


Рисунок 7.2 – Схема замещения для определения токов КЗ

Параметры элементов, входящих в расчетную схему:

Параметры системы:

$$U_H = 110 \text{ кВ}, \quad S_{K3} = 3500 \text{ МВА};$$

Параметры ВЛ 110 кВ:

$$x_0 = 0,4 \text{ Ом / км}, l = 7 \text{ км}, U_H = 110 \text{ кВ};$$

Параметры КЛ 10 кВ:

1. $x_0 = 0,08 \text{ Ом / км}$ $l = 2,05 \text{ км}$ $U_H = 10 \text{ кВ}$
2. $x_0 = 0,08 \text{ Ом / км}$ $l = 0,645 \text{ км}$ $U_H = 10 \text{ кВ}$
3. $x_0 = 0,079 \text{ Ом / км}$ $l = 0,415 \text{ км}$ $U_H = 10 \text{ кВ}$
4. $x_0 = 0,079 \text{ Ом / км}$ $l = 0,277 \text{ км}$ $U_H = 10 \text{ кВ}$
5. $x_0 = 0,079 \text{ Ом / км}$ $l = 0,064 \text{ км}$ $U_H = 10 \text{ кВ}$

Номинальная мощность СТ:

$$S_H = 40 \text{ МВА.}$$

Определим значения сопротивлений для каждого элемента схемы замещения при $S_{\delta} = 1000 \text{ МВА}$:

$$x_C = \frac{S_{\delta}}{S_{\kappa 3}};$$

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

$$x_{\pi} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_H^2};$$

$$x_{\pi} = 0,4 \cdot 7 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,211;$$

$$x_{TB} = \frac{U_{K.B.}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{HT}};$$

$$x_{TB} = \frac{1,313}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0,328;$$

$$x_{TH} = \frac{U_{K.H.}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{HT}};$$

$$x_{TH} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 4,594;$$

$$x_T = x_{TB} + x_{TH};$$

$$x_T = 0,328 + 4,594 = 4,922.$$

Определим значение результирующего сопротивления до точки К1:

$$x_{S1} = x_{S2} = x_c + x_l;$$

$$x_{S1} = x_{S2} = 0,286 + 0,211 = 0,497.$$

$$X_{0S} = x_c + 3 \cdot x_l;$$

$$X_{0S} = 0,286 + 3 \cdot 0,211 = 0,919.$$

Найдем значение трехфазного тока КЗ:

$$I^3_{\text{КЗ}} = \frac{E}{X_{\Sigma 1}}, \text{ где } E = 1.$$

$$I^3_{\text{КЗ}} = \frac{1}{0,497} = 2,012.$$

Найдем значение сверхпереходного тока:

$$I^{(3)}_{\text{КЗ}} = I^{(3)}_{\text{КЗ}} \cdot I_{\sigma} = I^{(3)}_{\text{КЗ}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}};$$

$$I^{(3)}_{\text{КЗ}} = 2,012 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 10,101 \text{ кА}.$$

Найдем значение ударного тока:

$$i_{\text{ук1}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I^{(3)}_{\text{КЗ}},$$

$$i_{\text{ук1}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 10,101 = 25,713 \text{ кА},$$

Найдем действующее значение ударного тока короткого замыкания:

$$I_{y\kappa 1} = I_{\kappa 3}^3 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y0} - 1)^2};$$

$$I_{y\kappa 1} = 10,101 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 15,252 \text{ кА}.$$

Найдем значение мощности короткого замыкания в точке К1:

$$S_{k_1} = \sqrt{3} \cdot I_{\kappa 3}^3 \cdot U_H;$$

$$S_{k_1} = \sqrt{3} \cdot 10,101 \cdot 115 = 2012 \text{ МВА}.$$

Найдем значение однофазного тока КЗ:

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

$$I_{\kappa 3}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{2 \cdot 0,497 + 0,919} = 1,568;$$

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

$$I_{\kappa 3}^{(1)} = 1,568 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 7,873 \text{ кА}.$$

Определим значение результирующего сопротивления до точки К2:

$$x_{S2} = x_c + x_l + x_m;$$

$$x_{S2} = 0,286 + 0,211 + 4,922 = 5,419;$$

$$X_{0S} = x_c + 3 \cdot x_l + x_m;$$

$$X_{0S} = 0,286 + 3 \cdot 0,363 + 4,922 = 5,841;$$

Найдем значение трехфазного тока КЗ:

$$I^3_{\text{КЗ}} = \frac{E}{X_{\Sigma 2}},$$
$$I^3_{\text{КЗ}} = \frac{1}{5.419} = 0,185;$$

Найдем значение сверхпереходного тока:

$$I^{(3)}_{\text{КЗ}} = I^{(3)}_{\text{КЗ}} \cdot I_{\sigma} = I^{(3)}_{\text{КЗ}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}};$$
$$I^{(3)}_{\text{КЗ}} = 0,185 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 10,172 \text{ кА}.$$

Найдем значение ударного тока:

$$i_{y \text{ КЗ}} = \sqrt{2} \cdot k_{y\sigma} \cdot I^3_{\text{КЗ}},$$
$$i_{y \text{ КЗ}} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 10,172 = 27,62 \text{ кА},$$

Найдем действующее значение ударного тока короткого замыкания:

$$I_{y \text{ КЗ}} = I^3_{\text{КЗ}} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\sigma} - 1)^2}.$$
$$I_{y \text{ КЗ}} = 10,172 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,92 - 1)^2} = 16,692 \text{ кА}.$$

Найдем значение мощности короткого замыкания в точке К2:

$$S_{k_2} = \sqrt{3} \cdot I^3_{\text{КЗ}} \cdot U_H;$$
$$S_{k_2} = \sqrt{3} \cdot 10,172 \cdot 10,5 = 184,993 \text{ МВА}.$$

Найдем значение однофазного тока КЗ:

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

$$I_{\kappa\mathcal{Z}}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{2 \cdot 5,419 + 5,841} = 0,18;$$

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

$$I_{\kappa\mathcal{Z}}^{(1)} = 0,18 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 9,89 \text{ кА}.$$

Определим значение результирующего сопротивления до точки КЗ:

$$x_{S3} = x_c + x_l + x_m + x_{\kappa l1} + x_{\kappa l2} + x_{\kappa l3} + x_{\kappa l4} + x_{\kappa l5};$$

$$x_{S3} = 0,286 + 0,211 + 4,922 + 0,164 + 0,052 + 0,032 + 0,021 + 0,005 = 5,693;$$

$$X_{0S} = x_c + 3 \cdot x_l + x_m,$$

$$X_{0S} = 0,286 + 3 \cdot 0,363 + 4,922 + 3 \cdot 0,274 = 6,663,$$

Найдем значение трехфазного тока КЗ

$$I_{\kappa\mathcal{Z}}^3 = \frac{E}{X_{\Sigma 3}},$$

$$I_{\kappa\mathcal{Z}}^3 = \frac{1}{5,693} = 0,176.$$

Найдем значение сверхпереходного тока:

$$I_{\kappa\mathcal{Z}}^{(3)} = I_{\kappa\mathcal{Z}}^{(3)} \cdot I_{\delta} = I_{\kappa\mathcal{Z}}^{(3)} \cdot \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}};$$

$$I_{\kappa\mathcal{Z}}^{(3)} = 0,176 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 9,677 \text{ кА}.$$

Найдем значение ударного тока:

$$i_{y\kappa 3} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa 3}^{(3)},$$
$$i_{y\kappa 3} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 9,677 = 26,277 \text{ кА}.$$

Найдем действующее значение ударного тока короткого замыкания:

$$I_{y\kappa 3} = I_{\kappa 3}^3 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\partial} - 1)^2};$$
$$I_{y\kappa 3} = 9,677 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,92 - 1)^2} = 15,88 \text{ кА}.$$

Найдем значение мощности короткого замыкания в точке КЗ:

$$S_{k_3} = \sqrt{3} \cdot I_{\kappa 3}^3 \cdot U_H;$$
$$S_{k_3} = \sqrt{3} \cdot 9,677 \cdot 10,5 = 175,991 \text{ МВА}.$$

Найдем значение однофазного тока КЗ:

$$I_{\kappa 3}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{1}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}};$$
$$I_{\kappa 3}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{2 \cdot 5,693 + 6,663} = 0,166;$$
$$I_{\kappa 3}^{(1)} = I_{\kappa 3}^{(1)} \cdot I_{\bar{o}} = I_{\kappa 3}^{(1)} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}}};$$
$$I_{\kappa 3}^{(1)} = 0,166 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 9,139 \text{ кА}.$$

8 Выбор основного электрооборудования ГПП

8.1 Выбор разъединителя

Найдем значение рабочего тока по формуле:

$$I_{\text{раб}} = \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_n}.$$
$$I_{\text{раб}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281,1 \text{ A}.$$

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:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}},$$
$$281,1 \text{ A} \leq 1000 \text{ A}.$$

Проверяем разъединитель по:

- электродинамической стойкости к ударному току короткого замыкания:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{нр.с}},$$
$$25,7 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}.$$

- термической стойкости к току КЗ за время его протекания:

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

$$7,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

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

8.2 Выбор высоковольтного выключателя на напряжение 110 кВ

Высоковольтный выключатель 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 в продолжительном режиме:

$$I_{раб} \leq I_{ном},$$

$$281,1 \text{ А} \leq 2500 \text{ А}.$$

Проверяем высоковольтный выключатель по:

- коммутационной способности на отключение тока КЗ :

$$I_{н.г} \leq I_{ном.откл},$$

$$10,1 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}.$$

- электродинамической стойкости к ударному току короткого замыкания:

$$i_{уд} \leq i_{нр.с},$$

$$25,7 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА}.$$

- термической стойкости к току КЗ за время его протекания:

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

$$7,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

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

8.3 Выбор высоковольтного выключателя на напряжение 10 кВ

Высоковольтный выключатель 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 в продолжительном режиме:

$$I_{раб} \leq I_{ном},$$

$$1539,6 \text{ А} \leq 1600 \text{ А}.$$

Проверяем высоковольтный выключатель по:

- коммутационной способности на отключение тока КЗ:

$$I_{н.л} \leq I_{ном.откл},$$

$$10,2 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}.$$

- электродинамической стойкости к ударному току короткого замыкания:

$$i_{уд} \leq i_{нр.с},$$

$$27,6 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}.$$

- термической стойкости к току КЗ за время его протекания:

$$B_{\kappa} \leq I_t^2 \cdot t_t,$$

$$62,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 3970 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбираем на стороне 10 кВ высоковольтный выключатель марки ВВ/TEL-10-20/1600 У2 в качестве вводного выключателя и ВВ/TEL-10-20/1600 У2 в качестве секционного, а ВВ/TEL-10-12,5/1000 У2 для защиты отходящих линий.

8.4 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:

$$i_{уд} \leq i_{нр.с},$$

$$25,7 \text{ кА} \leq 32 \text{ кА}.$$

- термической стойкости к току КЗ за время его протекания:

$$B_{\kappa} \leq I_t^2 \cdot t_t,$$

$$85,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 468,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Принимаем к установке заземлитель ЗОН-СЭЩ-110 УХЛ1.

8.5 Выбор измерительных трансформаторов тока

Определим величину рабочего тока на стороне с номинальным напряжением 110 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}.$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281,1 \text{ А}.$$

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:

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

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

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

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

$$281,1 \text{ А} \leq 300 \text{ А}.$$

Проверяем трансформатор тока по:

- электродинамической стойкости к ударному току короткого замыкания:

$$i_{yd} \leq i_{np.c},$$

$$25,7 \text{ кА} \leq 29,4 \text{ кА}.$$

- термической стойкости к току КЗ за время его протекания:

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

$$367,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

- 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:

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

$$R_{\text{приб}} = \frac{0,1}{25} = 0,004 \text{ Ом}.$$

Найдем максимально допустимое сопротивление проводов:

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

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

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–300/5.

Определим величину рабочего тока на стороне с номинальным напряжением 10 кВ:

$$I_p = \frac{1}{2} \cdot \frac{K_n \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_n},$$
$$I_p = \frac{1}{2} \cdot \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1539,6 \text{ А}.$$

Трансформатор тока 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 ТТ в продолжительном режиме:

$$I_{раб} \leq I_{ном},$$
$$1539,6 \text{ А} \leq 2000 \text{ А}.$$

Проверяем трансформатор тока по:

- электродинамической стойкости к ударному току короткого замыкания:

$$i_{уд} \leq i_{нр.с},$$

$$27,6 \text{ кА} \leq 254,6 \text{ кА}.$$

- 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 ТОЛ – СЭЩ – 10 – 2000 / 5.

8.6 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.

8.7 Выбор ОПН

Ограничитель перенапряжений выбираем по номинальному напряжению места установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$
$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}.$$

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

8.8 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:

$$I_n \leq I_{ном},$$

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

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

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

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

8.9 Выбор гибких шин

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

1. Найдем минимальное сечение провода по экономической плотности тока:

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

$$q = \frac{281,1}{1,1} = 255,5 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод типа АС – 300.

2. Выполним проверку выбранного провода на длительно допустимый ток

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

$$281,1 \text{ А} < 700 \text{ А}.$$

3. Проверим провод на коронирование:

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

$$E_0 = 24,8 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,83 \text{ кВ / см},$$

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

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,51 \cdot \lg \frac{500}{1,51}} = 15,08 \text{ кВ/см},$$

Условие выполняется:

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

$$16,14 \leq 27,75.$$

Выбранный провод типа АС–120 прошел проверку.

9 Расчет нагрузок собственных нужд ГПП

Потребителями собственных нужд (СН) на главной понизительной подстанции являются:

- электродвигатели системы охлаждения силовых трансформаторов с $P_{ном} = 5 \text{ кВт}$;
- электроподогрев шкафов комплектного распределительного устройства $P_{ном} = 1 \text{ кВт}$;
- электроподогрев приводов с $P_{ном} = 0.7 \text{ кВт}$;
- электроподогрев релейного шкафа с $P_{ном} = 1 \text{ кВт}$;
- система освещения и вентиляции закрытого распределительного устройства с $P_{ном} = 6 \text{ кВт}$;
- система наружного освещения ОРУ с $P_{ном} = 7 \text{ кВт}$;
- отопление с $P_{ном} = 22 \text{ кВт}$;
- прочие нагрузки с $P_{ном} = 31 \text{ кВт}$;
- общеподстанционный пост управления с $P_{ном} = 40 \text{ кВт}$.

Общая нагрузка СН с учетом $K_3=0,7$ составит $P_{сн} = 79,6 \text{ кВт}$.

К установке на главной понизительной подстанции выбираем 2 ТСН типа ТМ-40/10.

10 Расчёт заземления и молниезащиты на ГПП

10.1 Расчёт защитного заземления на ГПП

Исходные данные для определения требуемого числа вертикальных заземлителей на ГПП:

- длина вертикального стержня заземлителя $l = 5$ м, диаметр стержня $d = 12$ мм;
- расстояние между стержнями $a = 10$ м;
- максимально допустимое по ПУЭ сопротивление заземлителя $R_z = 0,5$ Ом;
- размеры стальной полосы, используемой в качестве горизонтального заземлителя 40х4 мм;
- расстояние от поверхности земли до горизонтального заземлителя $t = 0.5$ м;
- периметр главной понизительной подстанции

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

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

- удельное сопротивление грунта в месте расположения подстанции $\rho = 60$ Ом·м.

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

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

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

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

$$\rho_{расч} = \rho \cdot K_c,$$

$$\rho_{расч} = 60 \cdot 1.25 = 75 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$R_c = \frac{0.366 \cdot 75}{5} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{0.012} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 3 + 5}{4 \cdot 3 - 5} \right) = 17.1 \text{ Ом}.$$

2. Найдем требуемое количество ВЗ:

$$N_c = \frac{R_c}{R_3 \cdot \eta},$$

$$N_c = \frac{17.1}{0.5 \cdot 0.63} \approx 54 \text{ шт.}$$

3. Найдем сопротивление растеканию горизонтального заземлителя:

$$R_n = \frac{0.366 \cdot \rho_{расч}}{L} \cdot \lg \frac{L^2}{b \cdot t},$$

$$R_n = \frac{0.366 \cdot 4 \cdot 700}{192} \cdot \lg \frac{192^2}{0.04 \cdot 0.5} = 2.9 \text{ Ом}.$$

4. Найдем действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя:

$$R_{н.к} = \frac{R_n}{\eta_n},$$

$$R_{н.к} = \frac{2.9}{0.32} = 8.9 \text{ Ом}.$$

5. Определим суммарное сопротивление растеканию сложного заземлителя:

$$R = \frac{R_{н.к} \cdot R_3}{R_{н.к} + R_3},$$

$$R = \frac{8.9 \cdot 0.5}{8.9 + 0.5} = 0.47 \text{ Ом.}$$

6. Найдем скорректированное количество стержней:

$$N'_c = \frac{R_c}{R \cdot \eta_c},$$

$$N'_c = \frac{17.1}{0.47 \cdot 0.68} \approx 53 \text{ шт.}$$

Принимаем к установке на подстанции 53 вертикальных заземлителя в виде стержней соединенных горизонтальной полосой.

10.2 Молниезащита на главной понизительной подстанции

Для защиты ГПП используем стержневые молниеотводы.

1. Определим активную высоту стержневого молниеотвода при его максимальной высоте $h = 30 \text{ м}$;

2. Найдем высоту защитного конуса:

$$h_0 = 0.85 \cdot h = 25.5 \text{ м};$$

3. Найдем радиус защитного конуса:

$$r_0 = 1.2 \cdot h = 36 \text{ м};$$

4. Определим высоту самого высокого объекта на ГПП $h_x = 5,7 \text{ м}$;

5. Определим значение полуширины зоны r_x на высоте h_x :

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0},$$
$$r_x = \frac{36 \cdot (25.5 - 5.7)}{25.5} = 27.95 \text{ м.}$$

Для защиты оборудования на ГПП принимаем одиночный стержневой молниеотвод.

Заключение

Бакалаврская работа направлена на разработку системы электроснабжения жилого микрорайона города Тольятти, позволяющей обеспечить надежное электроснабжение потребителей и соблюдение требований стандартов на качество электрической энергии.

Величина суммарной расчетной нагрузки микрорайона города составила $P_{\Sigma} = 43300 \text{ кВт}$. Так как в 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 40МВА как обладающий наименьшими приведенными затратами. На территории микрорайона устанавливается 41 комплектная трансформаторная подстанция, которые максимально приближаются к центрам электрических нагрузок. Для распределительной сети 10 кВ жилого микрорайона выбрана двухлучевая схема с питанием с двух сторон от первой и второй секций сборных шин ГПП. Выполнен расчет токов КЗ, выбрано и проверено на стойкость к токам КЗ основное оборудование на ГПП. Определена требуемая мощность трансформаторов собственных нужд. Выполнен расчет молниезащиты и заземления на ГПП.

Список используемых источников

1. 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.
2. Хорольский В.Я., Таранов М.А. Надежность электроснабжения : учеб. пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. 127 с.
3. Хорольский В.Я., Таранов М.А., Жданов В.Г. Организация и управление деятельностью электросетевых предприятий: учебное пособие. М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2016. 144 с.
4. Комков В.А., Тимахова Н.С. Энергосбережение в жилищно-коммунальном хозяйстве: учебное пособие, 2-е изд. М.: НИЦ ИНФРА-М, 2015. 204 с.
5. Bobby Rauf S. Electrical Engineering for Non-electrical Engineers. - Lulu Press. Inc, 2015. 235 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. Валеев И.М., Мусаев Т.А. Методика расчета режима работы системы электроснабжения городского района : монография. Казань : КНИТУ, 2016. 132 с.
8. Ушаков В.Я., Чубик П.С. Потенциал энергосбережения и его реализация на предприятиях ТЭК: учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политех. университета, 2015. 388 с.
9. Ma Y., Wu Y., Xu L., Liu H., Wu Y. Conceptual design of power supply system for CFETR CS model coil // IEEE Transactions on Applied Superconductivity. 2018. vol. PP. no. 99. pp. 1-1.
10. Мастепаненко М.А. Введение в специальность. Электроэнергетика и электротехника : учеб. пособие. Ставрополь : СтГАУ, 2015. 116 с.
11. Алиев И.И. Электротехника и электрооборудование : учебное пособие

для вузов. Саратов: Вузовское образование, 2014. 1199 с.

12. Михайлов В.Е. Современная электросеть. СПб. : Наука и Техника, 2013. 256 с.

13. Ковалев И.Н. Электроэнергетические системы и сети : учебник. М. : Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте, 2015. 363 с.

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

15. Ko A., Shestopalova T. A., Malinin N. K. Development of theoretical bases for solving the problems of power supply system of autonomous rural consumer by using renewable sources of energy // 2017 2nd International Conference on the Applications of Information Technology in Developing Renewable Energy Processes & Systems (IT-DREPS). 2017. pp. 1-5.

16. 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).

17. 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.

18. Liao P., Cheng R., Ruan C., Wang C., Yang W., Chang Y. Simulation and optimization of power supply system based on super capacitor tram // 2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2). Beijing. 2017. pp. 1-5.

19. Feng X., Tao Y., Wan M. Energy management and control strategy for multiport power supply system based on energy storage // 2017 Chinese Automation Congress (CAC). Jinan. 2017. pp. 5225-5230.

20. Кудрин Б.И. Электроснабжение: учебник. М.: Феникс, 2018. 382 с.