

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему «Реконструкция электроснабжения микрорайона Шлюзовой»

Студент

В.А. Михеев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., А.Н. Черненко

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

Тольятти 2020

Аннотация

Выпускная квалификационная работа выполнена на тему «Реконструкция электроснабжения микрорайона Шлюзовой».

При выполнении работы производился расчет ожидаемых электрических нагрузок по микрорайону, были выбраны тип и номинальная мощность силовых трансформаторов на комплектных трансформаторных подстанциях микрорайона и определено их месторасположение. Для районных электрических сетей выбрана схема электроснабжения, удовлетворяющая требованиям надежности и экономичности. Определена оптимальная мощность силовых трансформаторов ГПП, обеспечивающей электрической энергией рассматриваемый микрорайон. Произведен расчет токов короткого замыкания, результаты которого использовались для проверки вновь выбранного оборудования на ГПП. Произведен расчет сечений проводников для схемы внутрирайонного электроснабжения, определены параметры молниезащиты подстанции и системы заземления на ней.

Работа состоит из пояснительной записки объемом 60 страниц печатного текста, включает в себя 2 таблицы и 3 графических рисунка. Графическая часть работы состоит из 6 чертежей, выполненных на стандартном формате А1.

Содержание

Введение	4
1. Расчет ожидаемых электрических нагрузок по микрорайону «Шлюзовой»	5
2. Определение типа, числа, мощности трансформаторов на питающей главной понизительной подстанции микрорайона	10
3. Выбор оптимального значения номинального напряжения для внутрирайонной электрической сети	24
4. Определение типа, числа, мощности трансформаторов на комплектных трансформаторных подстанциях микрорайона	25
5. Выбор схемы районной электрической сети	26
6. Расчет сечений проводников для схемы внутрирайонного электроснабжения	28
7. Расчет токов короткого замыкания	33
8. Выбор электрических аппаратов и проводников на главной понизительной подстанции микрорайона	41
9. Определение параметров молниезащиты подстанции и системы заземления	53
Заключение	57
Список используемых источников	58

Введение

Уровни напряжения в сетях городских потребителей выбирают исходя из минимизации числа ступеней трансформации, доступных номиналов напряжения у имеющихся источников питания, перспективных планов развития города. Уменьшение числа трансформаций напряжения позволяет снизить потери электрической энергии в трансформаторах и повысить надежность электроснабжения. В большинстве городов целесообразным является использование классов напряжения 110/10 кВ или 220/10 кВ, а в крупнейших городах напряжений 500/220-110/10 кВ или же 330/110/10 кВ. В действующих сетях наметилась тенденция к отказу от напряжения 35 кВ в пользу напряжения 110 кВ или 220 кВ [1-3].

В распределительной сети города рекомендовано напряжение 10 кВ. При новом строительстве применение напряжения 6 кВ не допускается, во время реконструкции существующих сетей или при расширении следует рассмотреть вопрос о переводе существующих сетей 6 кВ на напряжение 10 кВ с максимальным сохранением установленного оборудования при условии возможности его использования на напряжении 10 кВ.

Номинальное напряжение 20 кВ пока не получило широкого распространения и применяется только в крупнейших городах при высоких плотностях нагрузки, постоянном росте тарифов на электрическую энергию и высокой стоимости земли под инженерные сооружения. Городские сети напряжением до 1 кВ выполняются на номинальное линейное напряжение 380 В, что при глухозаземленной нейтрали трансформаторов позволяет получать фазное напряжение равное 220 В [4-5].

Цель ВКР заключается в разработке проекта реконструкции системы электроснабжения микрорайона «Шлюзовой», направленного на снижение потерь электрической энергии в распределительных сетях и повышения надежности электроснабжения за счет установки нового и современного электрооборудования и проводников.

1 Расчет ожидаемых электрических нагрузок по микрорайону «Шлюзовой»

Средняя общая площадь одной квартиры в многоэтажном жилом доме составляет 70 м² (от 35 до 90 м²). При определении удельных норм предполагается, что в состав ЭП входят: освещение, розеточная сеть, электроплита мощностью до 8,5 кВт (или газовая плита), стиральная машина с электроподогревом, посудомоечная машина с подогревом воды, бытовые приборы мощностью до 2,2 кВт, пылесос, холодильник.

При определении активной расчетной мощности жилого дома рассматриваются две группы электроприемников: ЭП квартир и силовые, к которым относятся электродвигатели лифтов и санитарно-технического оборудования. Расчетная активная мощность квартир жилого дома $P_{р.кв}$ определяется по удельной нагрузке на квартиру по формуле [6-7]

$$P_{р.кв} = P_{у.кв} n$$

где $p_{у.кв}$ - удельная нагрузка на квартиру, кВт/квар; n - количество квартир.

Расчетная активная мощность силовых ЭП $P_{р.с}$ определяется по коэффициенту спроса:

$$P_{рс} = P_{р.л} + P_{р.ст} = K_{с.л} \sum_{i=1}^n P_{н.лi} + K_{с.ст} \sum_{i=1}^K P_{н.стi}$$

где $P_{р.л}$, $P_{р.ст}$ - расчетная мощность лифтовых и сантехнических установок соответственно; $K_{с.л}$, $K_{с.ст}$ - коэффициенты спроса лифтовых и сантехнических установок соответственно; $P_{н.лi}$, $P_{н.стi}$ - номинальная мощность двигателя i -го лифта и i -го ЭП сантехнической установки соответственно; n - число лифтов; K - число ЭП сантехнических установок.

Полная мощность квартир, лифтовых или сантехнических установок определяется по формуле

$$S_{pi} = \frac{P_{pi}}{\cos \varphi}$$

где S_{pi} P_{pi} $\cos \varphi$ - — полная, активная расчетная мощность и коэффициент мощности i -й группы ЭП.

Расчетная активная мощность на вводе жилого дома $P_{р.ж.д}$ определяется по формуле

$$P_{р.ж.д} = P_{р.кв} + 0,9P_{р.с}$$

Правила суммирования полных мощностей различных групп ЭП в нормативно-технических документах по проектированию городских сетей не определены.

Для квартир с газовыми плитами нагрузка составит:

$$P_{р.ж.д.} = 0,6 \cdot 2910 \cdot 1 + 0,5 \cdot 1215 \cdot 1 = 2348 \text{ кВт.}$$

Для квартир с электрическими плитами нагрузка составит:

$$P_{р.кв.} = 1,15 \cdot 11708 \cdot 1 + 1,05 \cdot 3612 \cdot 1 = 17243 \text{ кВт.}$$

Расчетная нагрузка лифтов в жилых домах:

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

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

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

Расчетная нагрузка детских дошкольных учреждений:

$$P_{д.с} = 0,46 \cdot 200 = 828 \text{ кВт};$$

Расчетная нагрузка учреждений среднего образования:

$$P_{шк.} = 0,25 \cdot 6 \cdot 1000 = 1500 \text{ кВт};$$

Расчетная нагрузка профтехучилищ и колледжей:

$$P_{пту} = 0,46 \cdot 1 \cdot 1500 = 690 \text{ кВт};$$

Расчетная нагрузка продуктовых магазинов и минимаркетов:

$$P_{прод.} = 0,25 \cdot (5 \cdot 150 + 5 \cdot 300 + 5 \cdot 100) = 687,5 \text{ кВт};$$

Расчетная нагрузка хозяйственных магазинов и других предприятий по продаже непродовольственных товаров:

$$P_{пром.} = 0,16 \cdot (2 \cdot 200 + 3 \cdot 300) = 208 \text{ кВт};$$

Расчетная нагрузка кафе, ресторанов, столовых и т.д.:

$$P_{пит.} = 1,04 \cdot (4 \cdot 50 + 4 \cdot 100 + 2 \cdot 200) = 1040 \text{ кВт};$$

Расчетная нагрузка культурно-развлекательных и досуговых центров:

$$P_{кин.} = 0,14 \cdot 500 = 70 \text{ кВт};$$

Расчетная нагрузка минимоллов и ТРЦ:

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

Расчетная нагрузка косметических салонов:

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

Расчетная нагрузка медицинских учреждений (поликлиники):

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

Расчетная нагрузка общественных библиотек, интернет-кафе:

$$P_{б\ddot{и}бл.} = 0,043 \cdot 1 \cdot 500 = 21,5 \text{ кВт};$$

Расчетная нагрузка отделений связи:

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

Расчетная нагрузка медицинских учреждений (больницы):

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

Расчетная нагрузка Дома быта:

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

Суммарное значение расчетной нагрузки по торговым и

обслуживающим население предприятия составит:

$$P_{\Sigma} = 8966,04 \text{ кВт.}$$

С учетом поправки на одновременность максимумов нагрузки итоговое значение [8]:

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

Расчетные нагрузки прочих основных потребителей микрорайона находим из выражения:

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

- многоквартирные дома с плитами работающими на электричестве
 $P_m = 16628 \text{ кВт};$

- многоквартирные дома с плитами работающими на газе
 $P_m = 9600 \text{ кВт};$

- системы освещения зданий и сооружений $P_m = 5639,1 \text{ кВт};$

- мелкомоторная нагрузка $P_m = 3706,6 \text{ кВт};$

- наружное освещение улиц и проездов $P_m = 1812,1 \text{ кВт};$

- система водоснабжения и водоотведения $P_m = 1369,9 \text{ кВт};$

- электротранспорт $P_m = 1216,2 \text{ кВт.}$

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

Общая величина расчетной нагрузки рассматриваемого микрорайона составит $P_{\Sigma} = 43300 \text{ кВт.}$

2 Определение типа, числа, мощности трансформаторов на питающей главной понизительной подстанции микрорайона

Определяющим при выборе номинальной мощности трансформаторов является условие выбора по допустимой аварийной перегрузке.

Значение номинальной мощности $S_{н.т}$ для подстанций с числом трансформаторов два и более определяется по выражению [9, 10]

$$S_{н.т} \geq \frac{S_{p.a}}{k_{д.пер}(n - 1)}$$

где $S_{p.a}$ - расчетная мощность послеаварийного режима на стороне ВН подстанции; $k_{д.пер}$ - допустимое значение коэффициент аварийной перегрузки в долях номинальной мощности (тока); n - число трансформаторов.

Для однотрансформаторной подстанции со связями по вторичному напряжению

$$S_{н.т} \geq \frac{S_{p.a}}{k_{д.пер}}$$

где $S_{p.a}$ - расчетная мощность на стороне ВН трансформатора с учетом мощности, передаваемой другой подстанции по связям вторичного напряжения.

Для однотрансформаторных подстанций без связей по вторичному напряжению номинальная мощность трансформатора выбирается по нагрузке нормального режима работы:

$$S_{н.т} \geq S_p.$$

где S_p - расчетная мощность нормального режима работы па стороне ВН трансформатора.

По шкале номинальных мощностей трансформаторов принимается ближайшее большее стандартное значение номинальной мощности.

Определим максимальное значение полной мощности в годовом графике нагрузки:

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

При наличии всех трех категорий надежности потребителей выбираем для установки на подстанции два силовых трансформатора с мощностью каждого и них:

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

В дальнейших расчётах используем трансформаторы стандартной мощности большей полученного значения:

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

2.1 Вариант с установкой на ГПП трансформаторов типа ТРДН - 40000/110/10

Для дальнейших расчетов необходимы паспортные данные

трансформаторов, которые находим в интернет-источниках с каталогами оборудования: $\Delta P_{XX} = 33 \text{ кВт}$; $I_{XX\%} = 0.58\%$; $\Delta P_{K3} = 171 \text{ кВт}$;
 $U_{K\%} = 10.5\%$.

Потери реактивной мощности в СТ в режиме XX [11, 12]:

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

$$Q_{xx} = \frac{0,58}{100} \cdot 40000 = 232 \text{ квар.}$$

Потери активной мощности в СТ в режиме XX:

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

$$P'_{xx} = 33 + 0.05 \cdot 232 = 44.6 \text{ кВт.}$$

Напряжение КЗ для обмоток ВН и НН:

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

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

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

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

Потери реактивной мощности в СТ в режиме КЗ:

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

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

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

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

Приведённые потери активной мощности в режиме КЗ в силовом трансформаторе:

$$P_{к.вн} = 0 \text{ кВт};$$

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

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

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

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

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

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

$$P_{к}' = P_{к.вн}' + P_{к.нн}';$$

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

Коэффициент загрузки обмотки высокого напряжения трансформатора:

$$K_{зв} = \frac{S_i}{S_{ном.т}}.$$

где i – номер ступени годового графика нагрузки СТ.

Коэффициент загрузки обмотки низкого напряжения трансформатора при условии ее расщепления:

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

Приведённые суммарные потери активной мощности в одном трансформаторе ГПП:

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

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

Потери электрической энергии в трансформаторах ГПП в режиме холостого хода:

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

Суммарные потери в трансформаторах ГПП в режиме холостого хода за год:

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

Нагрузочные потери электрической энергии в трансформаторах ГПП:

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

Суммарные нагрузочные потери в трансформаторах ГПП:

$$W_{кз} = \Sigma \Delta W_{кз.i} ;$$

Общие потери электрической энергии за год в трансформаторах ГПП:

$$\Delta W_{nc} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{квi} + \Sigma \Delta W_{кн1i} + \Sigma \Delta W_{кн2i} .$$

Значение мощности, ниже которого экономически целесообразно отключить один из трансформаторов на ГПП:

$$S_{\text{э.нс}} = S_{\text{ном.м}} \cdot \sqrt{n_{\text{T}} \cdot (n_{\text{T}} - 1) \cdot \frac{P_{\text{X}}}{P_{\text{K}}}};$$

$$S_{\text{э.нс}} = 40000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{44.6}{736}} = 14 \text{ МВА.}$$

Результаты определения мощностей, протекающих по обмоткам СТ, коэффициентов загрузки и потерь электрической энергии в режимах ХХ и КЗ сводим в таблицу 2.1.

$$\Delta W_{\text{нс}} = 1627479 \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \quad \Sigma \Delta W_{\text{хх}} = 690854 \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \quad \Sigma \Delta W_{\text{кз}} = 936625 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Стоимость годовых потерь электрической энергии в трансформаторах ГПП:

$$I_{\Delta W_{\text{нс}}} = C_{\text{э}} \Delta W_{\text{нс}},$$

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

Приведенные годовые затраты на реализацию варианта с трансформаторами ТРДН - 40000/110/10:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + I = E_{\text{н}} \cdot K + I_{\text{э}} + I_{\text{Wnc}},$$

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

Таблица 2.1 – Результаты определения мощностей, протекающих по обмоткам СТ ТРДН - 40000/110/10, коэффициентов загрузки и потерь электрической энергии в режимах ХХ и КЗ

<i>N</i>	<i>S_{вi}</i> , <i>МВА</i>	<i>S_{нн1i}</i> , <i>МВА</i>	<i>S_{нн2i}</i> , <i>МВА</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	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

Продолжение таблицы 2.1

<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	14,955	7,478	7,478	2	152	13558	0,374	0,187	0,187	279	1884	1884
18	12,316	6,158	6,158	1	654	29168	0,308	0,154	0,154	1628	10998	10998
19	8,687	4,344	4,344	1	228	10169	0,217	0,109	0,109	282	1908	1908
20	7,258	3,629	3,629	1	608	27117	0,181	0,091	0,091	525	3550	3550
21	6,378	3,189	3,189	1	152	6779	0,159	0,080	0,080	101	685	685
22	5,278	2,639	2,639	1	380	16948	0,132	0,066	0,066	174	1174	1174
Общие потери электрической энергии за год						690854				171635	12778	39703
												1627479

2.2 Вариант с установкой на ГПП трансформаторов типа ТРДН - 63000/110/10

Для дальнейших расчетов необходимы паспортные данные трансформаторов, которые находим в интернет-источниках с каталогами оборудования: $\Delta P_{XX} = 52 \text{ кВт}$; $I_{XX\%} = 0.48\%$; $\Delta P_{КЗ} = 250 \text{ кВт}$; $U_{К\%} = 10.5\%$.

Потери реактивной мощности в СТ в режиме XX:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{ном\ t} ,$$
$$Q_{xx} = \frac{0,48}{100} \cdot 63000 = 302.4 \text{ квар.}$$

Потери активной мощности в СТ в режиме XX:

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

Напряжение КЗ для обмоток ВН и НН:

$$U_{к.вн} = 0,125 \cdot U_{к.вн-нн} ,$$
$$U_{к.вн} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,313\% ;$$
$$U_{к.нн} = 1,75 \cdot U_{к.вн-нн} ,$$
$$U_{к.нн} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375\% .$$

Потери реактивной мощности в СТ в режиме КЗ:

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

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

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

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

Приведённые потери активной мощности в режиме КЗ в силовом трансформаторе:

$$P_{к.вн} = 0 \text{ кВт};$$

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

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

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

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

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

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

$$P_{к}' = P_{к.вн}' + P_{к.нн}';$$

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

Коэффициент загрузки обмотки высокого напряжения трансформатора:

$$K_{зв} = \frac{S_i}{S_{ном.т}}.$$

где i – номер ступени годового графика нагрузки СТ.

Коэффициент загрузки обмотки низкого напряжения трансформатора при условии ее расщепления:

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

Приведённые суммарные потери активной мощности в одном трансформаторе ГПП:

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

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

Потери электрической энергии в трансформаторах ГПП в режиме холостого хода:

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

Суммарные потери в трансформаторах ГПП в режиме холостого хода за год:

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

Нагрузочные потери электрической энергии в трансформаторах ГПП:

$$\Delta W_{кз} = \frac{1}{n_T} \cdot P_{к.вн} \cdot K_{зв}^2 \cdot T_i + 2 \cdot \frac{1}{n_T} \cdot P_{к.нн}' \cdot K_{3H}^2 \cdot T_i ;$$

Суммарные нагрузочные потери в трансформаторах ГПП:

$$W_{кз} = \Sigma \Delta W_{кз.i} ;$$

Общие потери электрической энергии за год в трансформаторах ГПП:

$$\Delta W_{nc} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{квi} + \Sigma \Delta W_{кн1i} + \Sigma \Delta W_{кн2i} .$$

Значение мощности, ниже которого экономически целесообразно отключить один из трансформаторов на ГПП:

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

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

Результаты определения мощностей, протекающих по обмоткам СТ, коэффициентов загрузки и потерь электрической энергии в режимах ХХ и КЗ сводим в таблицу 2.2.

$$\Delta W_{нс} = 1576989 \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \quad \Sigma \Delta W_{хх} = 983576 \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \quad \Sigma \Delta W_{кз} = 593413 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Стоимость годовых потерь электрической энергии в трансформаторах ГПП:

$$I_{\Delta W_{нс}} = C_{э} \Delta W_{нс},$$

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

Приведенные годовые затраты на реализацию варианта с трансформаторами ТРДН - 63000/110/10:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{э} + I_{W_{нс}},$$

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

В результате сравнения приведенных затрат по наименьшему итоговому значению выбираем вариант с установкой на городской ГПП двух силовых трансформаторов ТРДН - 40000/110/10.

Таблица 2.2 - Результаты определения мощностей, протекающих по обмоткам СТ ТРДН - 63000/110/10, коэффициентов загрузки и потерь электрической энергии в режимах ХХ и КЗ

<i>N</i>	<i>S_{gi}</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_{зvi}</i>	<i>K_{знн1i}</i>	<i>K_{знн2i}</i>	$\Delta W_{к.ви}$ <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.нн1}$ <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.нн2}$ <i>кВт·ч</i>
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

Продолжение таблицы 2.2

17	14,955	7,478	7,478	1	152	10202	0,237	0,119	0,119	354	2310	2310
18	12,316	6,158	6,158	1	654	43896	0,195	0,098	0,098	1033	6741	6741
19	8,687	4,344	4,344	1	228	15303	0,138	0,069	0,069	179	1169	1169
20	7,258	3,629	3,629	1	608	40809	0,115	0,058	0,058	334	2176	2176
21	6,378	3,189	3,189	1	152	10202	0,101	0,051	0,051	64	420	420
22	5,278	2,639	2,639	1	380	25506	0,084	0,042	0,042	110	719	719
Общие потери электрической энергии за год						983576				42245	275584	275584
												1576989

3 Выбор оптимального значения номинального напряжения для внутрирайонной электрической сети

Напряжения городских сетей выбираются с учетом: концепции развития города; наименьшего количества ступеней трансформации электроэнергии; характеристик источников питания, плотности и величины нагрузок и т.п. Во всех случаях следует сокращать число трансформаций электроэнергии. Для большинства городов наиболее целесообразной является система напряжений 110 – 220/10 кВ, для крупнейших городов 500/220 – 110/10 кВ или 330/110/10 кВ. В существующих сетях следует стремиться к переводу сетей напряжением 35 кВ на напряжения 110 или 220 кВ [5].

Для городских распределительных сетей рекомендуется применять напряжение не ниже 10 кВ. Напряжение 6 кВ во вновь проектируемых сетях применяться не должно. При расширении и реконструкции действующих сетей 6 кВ рекомендуется переводить их на напряжение 10 кВ с использованием установленного оборудования при соответствии его характеристик напряжению 10 кВ.

Напряжение 20 кВ в городских распределительных сетях впервые в России применено в сетях Московской области в 2003 г. Применение этого напряжения становится целесообразным при росте электрических нагрузок и повышении тарифов на электроэнергию.

Сети до 1 кВ выполняются на напряжение 380 В с глухим заземлением нейтрали. Напряжение 660 В при проектировании городских сетей не применяется [13-15].

4 Определение типа, числа, мощности трансформаторов на комплектных трансформаторных подстанциях микрорайона

На подстанциях класса 6 – 10 кВ необходимо устанавливать герметичные масляные трансформаторы с уменьшенными потерями холостого хода и массогабаритными показателями. В стесненных условиях и условиях плотной городской застройки, а также для встроенных подстанций должны устанавливаться современные сухие трансформаторы [5].

По плотности нагрузки микрорайона выбираем к установке трансформаторные подстанции с СТ мощностью 630 кВА каждый.

Число трансформаторов для установки на КТП определяем по формуле:

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

КТП располагаем в центрах электрических нагрузок, которые определяем по формулам:

Для определения местоположения трансформаторных подстанций напряжением 10 кВ определяется центр электрических нагрузок потребителей, получающих питание отданной подстанции. В соответствии с [5] координаты центра электрических нагрузок определяются по формулам:

$$x_{\text{ТП}} = \frac{\sum_{i=1}^k x_i P_{pi}}{\sum_{i=1}^k P_{pi}}; \quad y_{\text{ТП}} = \frac{\sum_{i=1}^k y_i P_{pi}}{\sum_{i=1}^k P_{pi}} \quad (4.1)$$

где x_i , y_i , - координаты расположения i -го потребителя на плане микрорайона; P_{pi} - расчетная мощность i -го потребителя.

5 Выбор схемы районной электрической сети

Для электроснабжения электроприемников первой категории используются схемы (рисунок 5.1):

- радиальная;
- двухлучевая с односторонним питанием;
- двухлучевая с двухсторонним питанием;
- трехлучевая с двухсторонним питанием.

Во всех вариантах исполнения сети электроснабжение потребителей не прекращается при повреждениях на линии 6 – 10 кВ или в трансформаторе, так как в схеме предусматривается АВР на секционном выключателе РП 6 – 10 кВ и на стороне 0,4 кВ ТП. Схемы с АВР принято называть автоматизированными схемами [16, 17].

Для электроснабжения потребителей рассматриваемого микрорайона города выбираем двухлучевую схему с односторонним питанием, позволяющую обеспечить надежное электроснабжение потребителей города, относящихся ко всем трем категориям надежности электроснабжения.

Питание электроприемников первой категории следует осуществлять от разных трансформаторных подстанций, присоединенных к независимым источникам питания. При этом необходимо предусматривать необходимые резервы в пропускной способности элементов схемы в зависимости от нагрузок электроприемников первой категории. На шинах 0,38 кВ двухтрансформаторных ТП и непосредственно у потребителя должно быть предусмотрено АВР.

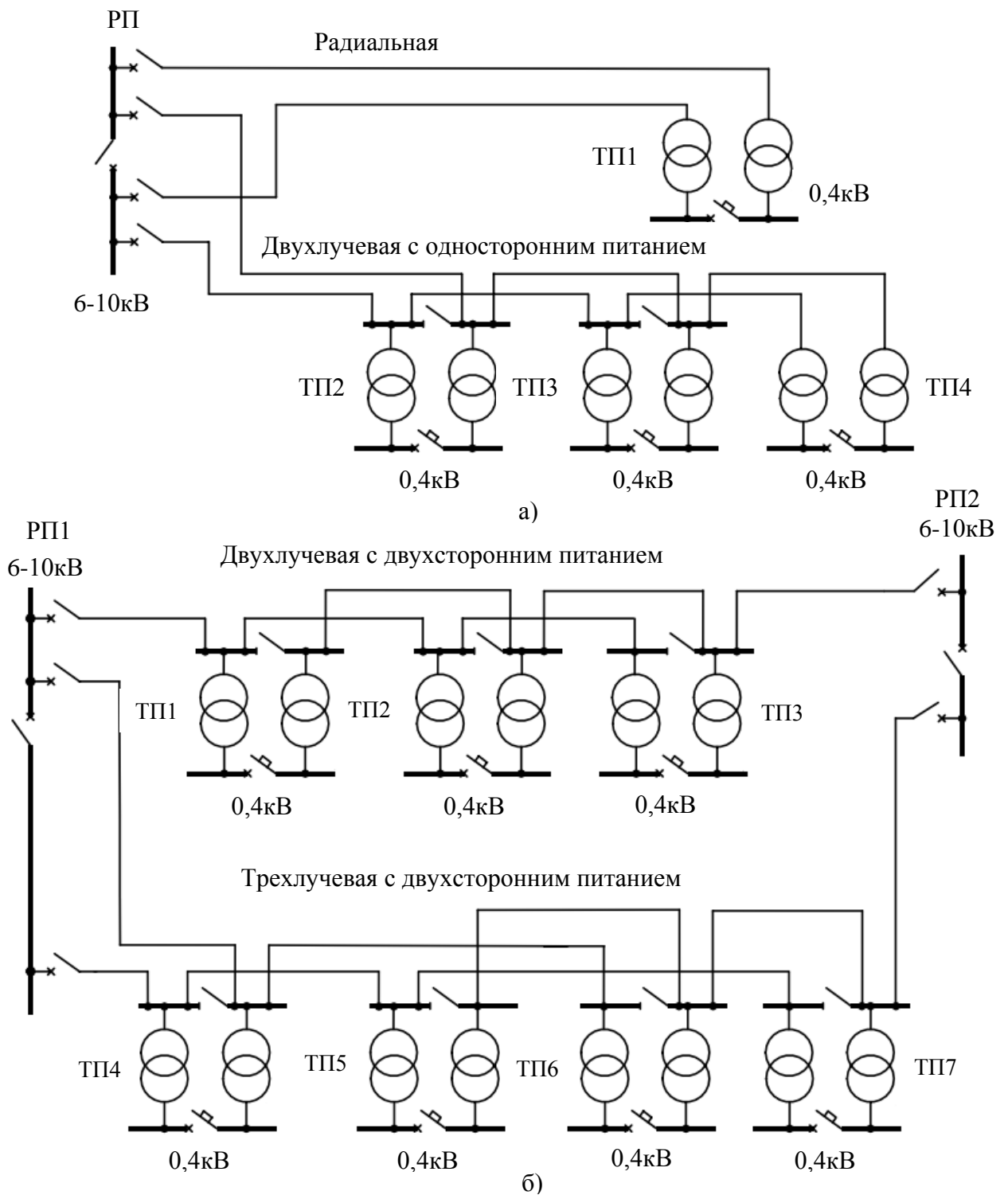


Рисунок 5.1 – Схемы питания двухтрансформаторных подстанций:
а – радиальная и двухлучевая с односторонним питанием; б – двухлучевая и
трехлучевая с двухсторонним питанием

6 Расчет сечений проводников для схемы внутрирайонного электроснабжения

Значение расчетного тока в проводнике питающей линии [18, 19]:

$$I_{\text{расч.}} = \frac{S_{\text{р.л.}}}{\sqrt{3}U_{\text{н}}};$$
$$S_{\text{р.л.}} = S_{\text{ном.т}} \cdot n \cdot K_3 \cdot K_{\text{ум}}.$$

- от главной понизительной подстанции микрорайона до ТП №29:

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

- от трансформаторной подстанции 29 до 30:

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

- от трансформаторной подстанции 30 до 38:

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

- от трансформаторной подстанции 38 до 39:

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

- от трансформаторной подстанции 39 до 40:

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

Максимальное значение тока в послеаварийном режиме при работе только одной линии:

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

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

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

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

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

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

Сечение проводника, определенное из экономической плотности тока:

$$F_{\varnothing} = \frac{I_{p.л}}{j_{эк}},$$

Выбираем кабель типа АПВЭКВ сечением не меньше 70 мм² (СП 31-110-2003).

$F_{\varnothing 1} = 131,4 / 1,4 = 93,9 \text{ мм}^2$, $I_{дл доп} = 205 \text{ А}$, выбранное количество жил и их сечение - 3x95.

$F_{\varnothing 2} = 105,1 / 1,4 = 75,1 \text{ мм}^2$, $I_{дл доп} = 205 \text{ А}$, выбранное количество жил и их сечение - 3x95.

$F_{33} = 78,8 / 1,4 = 56,3 \text{ мм}^2$, $I_{\text{дл доп}} = 165 \text{ А}$, выбранное количество жил и их сечение - 3x70.

$F_{34} = 55,7 / 1,4 = 39,8 \text{ мм}^2$, $I_{\text{дл доп}} = 165 \text{ А}$, выбранное количество жил и их сечение - 3x70.

$F_{35} = 30,9 / 1,4 = 22,1 \text{ мм}^2$, $I_{\text{дл доп}} = 165 \text{ А}$, выбранное количество жил и их сечение - 3x70.

Выполним проверку выбранных сечений проводников по длительно допустимому нагреву в нормальном режиме:

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

$$I_{\text{идоп}} > I_{\text{расч}},$$

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

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

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

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

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

$$178,2 \text{ А} > 78,8 \text{ А},$$

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

$$178,2 \text{ А} > 55,7 \text{ А},$$

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

$$178,2 \text{ А} > 30,9 \text{ А}.$$

Все выбранные кабели проходят проверку.

Выполним проверку выбранных сечений проводников по длительно допустимому нагреву при отключении одного из параллельно проложенных кабелей:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Все выбранные кабели проходят проверку.

Определяем потери напряжения для самой протяженной линии:

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

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

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

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

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

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

Суммарное значение потерь составляет 2,8% и является допустимым значением.

7 Расчет токов короткого замыкания

Расчеты токов короткого замыкания (КЗ) выполняются для выбора электрических аппаратов по коммутационной способности, проверки их на термическую и электродинамическую стойкость, выбора уставок релейной защиты, выбора и проверки устройств грозозащиты и т.д.

В трехфазной системе возможны трехфазное; двухфазное и однофазное короткое замыкания. Однофазное КЗ возможно только в сетях с глухозаземленными или эффективно заземленными нейтралью. В электрических сетях, работающих с изолированными нейтралью или нейтралью, заземленными через компенсирующие устройства, замыкание одной фазы на землю называется простым замыканием или однофазным замыканием на землю [20, 21].

На рисунках 7.1 и 7.2 изображены расчетная схема участка сети в котором определяются токи КЗ и ее схема замещения соответственно.

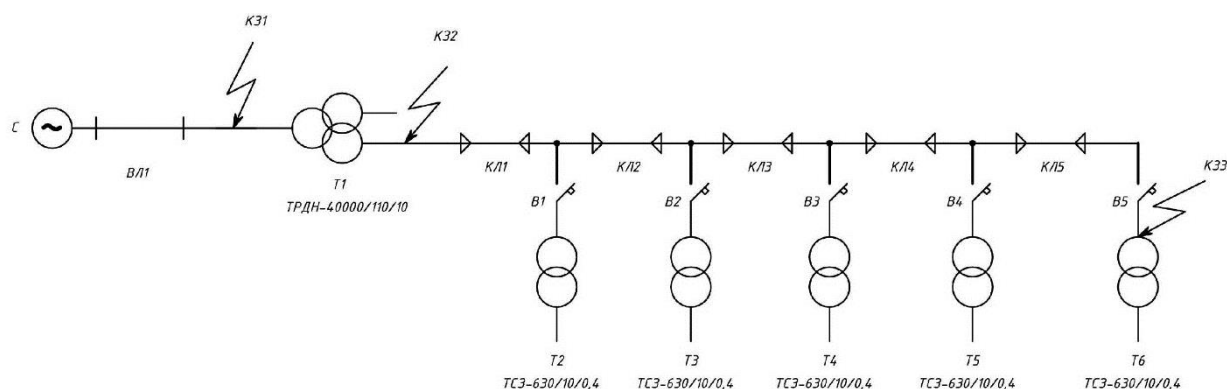


Рисунок 7.1 – Расчетная схема участка сети в котором определяются токи КЗ

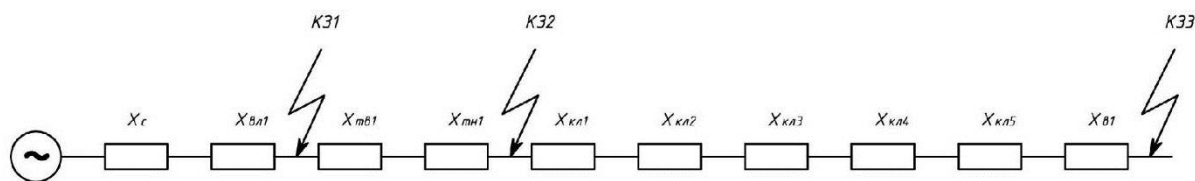


Рисунок 7.2 – Схема замещения

Исходные данные для расчета токов КЗ:

Внешняя энергосистема имеет номинальное напряжение и мощность КЗ:

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

Питающая воздушная линия электропередач обладает следующими параметрами:

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

Кабельные линии распределительной сети микрорайона:

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. $x_0 = 0,079 \text{ Ом / км}$ $l = 0,064 \text{ км}$ $U_H = 10 \text{ кВ}$

Мощность выбранного силового трансформатора на ГПП:

$$S_H = 40 \text{ МВА}.$$

Находим сопротивления элементов, указанных на схеме замещения:

$$x_C = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{КЗ}}};$$
$$x_C = \frac{1000}{3500} = 0,286;$$

$$x_n = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{U_n^2};$$

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

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

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

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

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

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

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

Суммарное сопротивление элементов, входящих в схему замещения для определения КЗ в точке 1:

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

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

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

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

Ток трехфазного короткого замыкания в относительных единицах:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 1}}, \text{ где } E = 1.$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{1}{0,497} = 2,012.$$

Ток трехфазного короткого замыкания в именованных единицах:

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

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

Мгновенное значение ударного тока короткого замыкания:

$$i_{yк1} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{кз}^{(3)},$$

$$i_{yк1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 10,101 = 25,713 \text{ кА,}$$

Действующее значение ударного тока КЗ:

$$I_{yк1} = I_{кз}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\delta} - 1)^2};$$

$$I_{yк1} = 10,101 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 15,252 \text{ кА.}$$

Мощность КЗ для точки К1:

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

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

Однофазный ток короткого замыкания в точке К1:

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

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

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

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

Суммарное сопротивление элементов, входящих в схему замещения для определения КЗ в точке 2:

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

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

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

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

Ток трехфазного короткого замыкания в относительных единицах:

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

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{1}{5,419} = 0,185;$$

Ток трехфазного короткого замыкания в именованных единицах:

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

$$I_{кз}^{(3)} = 0,185 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 10,172 \text{ кА.}$$

Мгновенное значение ударного тока короткого замыкания:

$$i_{y \text{ к}2} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{кз}^{(3)},$$

$$i_{y_{к2}} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 10,172 = 27,62 \text{ кА},$$

Действующее значение ударного тока КЗ:

$$I_{y_{к2}} = I_{кз}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\partial} - 1)^2}.$$

$$I_{y_{к2}} = 10,172 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,92 - 1)^2} = 16,692 \text{ кА}.$$

Мощность КЗ для точки К2:

$$S_{k_2} = \sqrt{3} \cdot I_{кз}^{(3)} \cdot U_n;$$

$$S_{k_2} = \sqrt{3} \cdot 10,172 \cdot 10,5 = 184,993 \text{ МВА}.$$

Однофазный ток короткого замыкания в точке К2:

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

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

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

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

Суммарное сопротивление элементов, входящих в схему замещения для определения КЗ в точке 3:

$$x_{S3} = x_c + x_l + x_m + x_{кл1} + x_{кл2} + x_{кл3} + x_{кл4} + x_{кл5};$$

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

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

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

Ток трехфазного короткого замыкания в относительных единицах:

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

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{1}{5,693} = 0,176.$$

Ток трехфазного короткого замыкания в именованных единицах:

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

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

Мгновенное значение ударного тока короткого замыкания:

$$i_{укз} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{кз}^{(3)},$$

$$i_{укз} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 9,677 = 26,277 \text{ кА.}$$

Действующее значение ударного тока КЗ:

$$I_{y \text{ кз}} = I_{кз}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\delta} - 1)^2};$$

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

Мощность КЗ для точки КЗ:

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

$$S_{k_3} = \sqrt{3} \cdot 9.677 \cdot 10,5 = 175,991 \text{ МВА.}$$

Однофазный ток короткого замыкания в точке КЗ:

$$I_{k_3}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{1}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}};$$

$$I_{k_3}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{2 \cdot 5,693 + 6,663} = 0,166;$$

$$I_{k_3}^{(1)} = I_{k_3}^{(1)} \cdot I_{\bar{\sigma}} = I_{k_3}^{(1)} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}};$$

$$I_{k_3}^{(1)} = 0,166 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 9,139 \text{ кА.}$$

Полученные значения токов короткого замыкания будут использованы для проверки выбранного электрооборудования.

8 Выбор электрических аппаратов и проводников на главной понизительной подстанции микрорайона

8.1 Выбор разъединителей на 110 кВ

Определяем максимальный рабочий ток [22]:

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

Условия выбора разъединителя следующие:

- номинальное напряжение аппарата должно соответствовать или превосходить напряжение сети:

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

- номинальный ток аппарата должен быть равен или больше максимального рабочего тока:

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

- электродинамическая паспортная устойчивость аппарата должна превосходить ударный ток КЗ:

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

$$25,7 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}.$$

- термическая паспортная устойчивость аппарата должна превосходить значение теплового импульса:

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

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

Для установки на стороне ВН ГПП принимаем разъединители РГПЗ-2-110/1000УХЛ1.

8.2 Выбор выключателей 110 кВ

Условия выбора высоковольтных выключателей следующие:

- номинальное напряжение аппарата должно соответствовать или превосходить напряжение сети:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

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

- номинальный ток аппарата должен быть равен или больше максимального рабочего тока:

$$I_{раб} \leq I_{ном},$$

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

- номинальное значение тока отключения должно превосходить максимальное значение тока короткого замыкания:

$$I_{н.т} \leq I_{ном.откл},$$

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

- электродинамическая паспортная устойчивость аппарата должна превосходить ударный ток КЗ:

$$i_{уд} \leq i_{пр.с},$$

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

- термическая паспортная устойчивость аппарата должна превосходить значение теплового импульса:

$$B_{к} \leq I_{т}^2 \cdot t_{т},$$

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

Для установки на стороне ВН ГПП принимаем выключатели ВЭБ-110-40/2500 УХЛ.

8.3 Выбор выключателей 10 кВ

Условия выбора высоковольтных выключателей следующие:

- номинальное напряжение аппарата должно соответствовать или превосходить напряжение сети:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

- номинальный ток аппарата должен быть равен или больше максимального рабочего тока:

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

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

- номинальное значение тока отключения должно превосходить максимальное значение тока короткого замыкания:

$$I_{\text{н.т}} \leq I_{\text{ном.откл}},$$

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

- электродинамическая паспортная устойчивость аппарата должна превосходить ударный ток КЗ:

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

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

- термическая паспортная устойчивость аппарата должна превосходить значение теплового импульса:

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

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

Для установки на стороне НН ГПП принимаем выключатели ВВ/TEL-10-20/1600 У2 и ВВ/TEL-10-12,5/1000 У2.

8.4 Выбор заземлителя

Условия выбора заземлителей следующие:

- номинальное напряжение аппарата должно соответствовать или превосходить напряжение сети:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

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

- электродинамическая паспортная устойчивость аппарата должна превосходить ударный ток КЗ:

$$i_{уд} \leq i_{пр.с},$$

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

- термическая паспортная устойчивость аппарата должна превосходить значение теплового импульса:

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

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

Для установки на стороне ВН ГПП принимаем заземлители ЗОН-СЭЩ-110 УХЛ1.

8.5 Выбор трансформаторов тока 110 и 10 кВ

Нагрузкой трансформатора тока на стороне ВН ГПП является амперметр с номинальной нагрузкой 0,1 ВА.

Условия выбора трансформаторов тока, следующие:

- номинальное напряжение аппарата должно соответствовать или превосходить напряжение сети:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

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

- номинальный ток аппарата должен быть равным или ближайшим большим максимального рабочего тока:

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

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

- электродинамическая паспортная устойчивость аппарата должна превосходить ударный ток КЗ:

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

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

- термическая паспортная устойчивость аппарата должна превосходить значение теплового импульса:

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

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

- сопротивление подключенных к ТТ приборов не должно превышать указанного в паспорте прибора значения:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

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

Сопротивление амперметра:

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

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

Тогда сопротивление соединительных проводов должно быть меньше:

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

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

По расчетному сечению $q = \frac{2,83}{1,096} = 2,6 \text{ мм}^2$ выбираем алюминиевые провода с сечением $q = 4 \text{ мм}^2$.

Для установки на стороне ВН ГПП принимаем трансформаторы тока ТВТ 110–Ш–300/5.

Определяем максимальный рабочий ток на стороне 10 кВ:

$$I_p = \frac{1}{2} \cdot \frac{K_n \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_n},$$

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

Условия выбора трансформаторов тока, следующие:

- номинальное напряжение аппарата должно соответствовать или превосходить напряжение сети:

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

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ.}$$

- номинальный ток аппарата должен быть равным или ближайшим большим максимального рабочего тока:

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

$$1539,6 \text{ A} \leq 2000 \text{ A}.$$

- электродинамическая паспортная устойчивость аппарата должна превосходить ударный ток КЗ:

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

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

- термическая паспортная устойчивость аппарата должна превосходить значение теплового импульса:

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

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

Нагрузкой ТТ на стороне НН ГПП являются: амперметр, ваттметр, варметр, счетчики активной и реактивной электрической энергии.

Сопротивление приборов:

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

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

Тогда сопротивление соединительных проводов должно быть меньше:

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

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

По расчетному сечению $q = \frac{2,83}{0,94} = 3,02 \text{ мм}^2$ выбираем алюминиевые провода с сечением $q = 4 \text{ мм}^2$.

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

Для установки на стороне НН ГПП принимаем трансформаторы тока ТОЛ – СЭЦ – 10 – 2000 / 5.

8.6 Выбор трансформаторов напряжения 10 кВ

К трансформатору напряжения на стороне НН ГПП подключены вольтметры и счетчики электроэнергии суммарной мощностью $S_{\text{приб}} = 42 \text{ ВА}$.

Условия выбора трансформаторов напряжения, следующие:

- номинальное напряжение аппарата должно соответствовать или превосходить напряжение сети:

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

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ.}$$

- мощность подключенных к ТТ приборов не должна превышать указанного в паспорте прибора значения:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}},$$

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

Для установки на стороне НН ГПП принимаем трансформаторы напряжения НАЛИ – СЭЦ – 10 У2.

8.7 Выбор ограничителей перенапряжений

Номинальное напряжение ОПН должно соответствовать или превосходить напряжение сети в месте размещения:

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

Для установки на стороне ВН ГПП принимаем ОПН типа ОПН-П-110УХЛ1 и ОПНН – П – 110УХЛ1, а на стороне НН ОПН-П-10УХЛ2 .

8.8 Выбор предохранителей

Предохранители устанавливаются на стороне НН ГПП для защиты ТН.

Условия выбора трансформаторов напряжения, следующие:

- номинальное напряжение аппарата должно соответствовать напряжению сети:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$
$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

- номинальный ток аппарата должен быть равным или ближайшим большим рабочего тока, подключенных к нему приборов:

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

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

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

Для установки на стороне НН ГПП принимаем предохранители ПКТ101–10–40 УЗ.

8.9 Выбор гибких шин

Для гибкой ошиновки на стороне ВН ГПП используются алюминиевые провода со стальным сердечником типа АС.

Минимально допустимое сечение проводника по условию экономической плотности тока определяем по формуле:

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

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

Исходя из полученного значения принимаем сечение провода равным 300 мм^2 .

Проверяем выбранный проводник на нагрев токами продолжительного режима:

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

$$281,1 \text{ A} < 700 \text{ A}.$$

Проводник проверяется на появление короны:

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

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

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

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

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

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

Условие выполняется, что означает что проводник прошел проверку.

9 Определение параметров молниезащиты подстанции и системы заземления

9.1 Определение параметров системы заземления подстанции

Исходными данными для расчета являются:

- длина одного вертикального заземлителя принимается равной $l = 5$ м, а диаметр $d = 12$ мм;
- расстояние от одного до другого стержня $a = 10$ м;
- максимальное значение сопротивления заземляющего устройства, установленное в нормативных документах $R_z = 0,5$ Ом;
- геометрические размеры горизонтального заземлителя 40×4 мм;
- глубина заложения горизонтального заземлителя $t = 0,5$ м;
- длина периметра ГПП:

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

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

- удельное сопротивление грунта под ГПП $\rho = 60$ Ом·м.

Находим сопротивление растеканию одного вертикального заземлителя:

$$R_c = \frac{0.366 \cdot \rho_{расч}}{l} \cdot \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4\hat{t} + l}{4\hat{t} - l} \right),$$

$$\hat{t} = t + \frac{l}{2},$$

$$\hat{t} = 0.5 + \frac{5}{2} = 3 \text{ м,}$$

$$\rho_{расч} = \rho \cdot K_c,$$

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

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

Необходимое число вертикальных заземлителей:

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

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

Сопротивление растеканию горизонтального заземлителя определим из выражения:

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

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

Действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя найдем по формуле:

$$R_{n.к} = \frac{R_n}{\eta_n},$$

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

Суммарное сопротивление растеканию сложного заземлителя найдем из выражения:

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

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

Уточненное количество стержней:

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

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

Окончательно устанавливаем в системе заземления ГПП 53 вертикальных стержня-заземлителя соединенных горизонтальной полосой.

9.2 Определение параметров молниезащиты подстанции

Найдем высоту защиты от стержневого одиночного молниеотвода при его высоте равной $h = 30$ м:

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

Радиус защиты:

$$r_0 = 1.2 \cdot h = 36 \text{ м};$$

Высота самого высокого из объектов, установленных на ГПП составляет $h_x = 5,7$ м;

Полуширина защитной зоны r_x на высоте защищаемого объекта h_x :

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0},$$

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

Таким образом для защиты основного электрооборудования ГПП достаточно установки одиночного стержневого молниеотвода.

Заключение

Цель работы заключалась в разработке проекта реконструкции системы электроснабжения микрорайона «Шлюзовой», направленного на снижение потерь электрической энергии в распределительных сетях и повышения надежности электроснабжения за счет установки нового и современного электрооборудования и проводников.

В результате расчетов была определена общая величина расчетной нагрузки жилых и общественных зданий рассматриваемого микрорайона, которая составила $P_{\Sigma} = 43300 \text{ кВт}$.

В результате сравнения приведенных затрат по наименьшему итоговому значению выбран вариант с установкой на городской ГПП двух силовых трансформаторов ТРДН - 40000/110/10.

По плотности нагрузки микрорайона выбраны к установке трансформаторные подстанции с СТ мощностью 630 кВА каждый. 41 КТП располагаем в центрах электрических нагрузок.

Для электроснабжения потребителей рассматриваемого микрорайона города выбираем двухлучевую схему с односторонним питанием, позволяющую обеспечить надежное электроснабжение потребителей города, относящихся ко всем трем категориям надежности электроснабжения.

Выбраны кабели типа АПвЭКВ для питания КТП микрорайона. Произведен расчет токов КЗ, выбрано и проверено основное электрооборудование на ГПП: разъединители, выключатели, измерительные трансформаторы тока и напряжения и т.д.

Определены параметры молниезащиты подстанции и системы заземления. Для защиты основного электрооборудования ГПП достаточно установки одиночного стержневого молниеотвода. В системе заземления ГПП устанавливаем 53 вертикальных стержня-заземлителя соединенных горизонтальной полосой.

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. URL: <http://znanium.com/catalog/product/982211> (дата обращения 17.04.2020).
2. 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.
3. Комков В.А., Тимахова Н.С. Энергосбережение в жилищно-коммунальном хозяйстве: учебное пособие, 2-е изд. М.: НИЦ ИНФРА-М, 2015. 204 с.
4. Hickey R.B., Robert B. Electrical Engineer's Portable Handbook. USA: McGraw-Hill Companies, 2012. 575 p.
5. Ополева Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов : учеб. пособие. М. : ИД «ФОРУМ» : ИНФРА-М, 2019. 416 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1003805> (дата обращения 18.04.2020).
6. 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: 08.04.2020).
7. Li G., Li G., Zhou M. Model and application of renewable energy accommodation capacity calculation considering utilization level of inter-provincial tie-line // Protection and Control of Modern Power Systems. 2019. №4 (1). p.p. 18-23.
8. СП 31-110-2003. Свод правил по проектированию и строительству. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий. М.: Госстрой РФ, 2003.

9. Матаев У.М. Практикум по электроэнергетике (в примерах с решениями) : учебное пособие. Алматы: Нур-Принт, Казахский национальный аграрный университет, 2014. 195 с.
10. Bogdanov D., Farfan J., Sadovskaia K., Aghahosseini A., Child M., Gulagi A., Oyewo A.S., de Souza Noel Simas Barbosa L., Breyer C. Radical transformation pathway towards sustainable electricity via evolutionary steps // Nature Communications. 2019, №10 (1), p.p. 1077-1080.
11. Гальперин М.В. Электротехника и электроника : учебник, 2-е изд. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. 480 с.
12. 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.
13. Qiu L., Ouyang Y., Feng Y., Zhang X. Review on micro/nano phase change materials for solar thermal applications // Renewable Energy. 2019. №14, pp. 513-538.
14. Антонов С.Н. Проектирование электроэнергетических систем : учебное пособие. Ставрополь: Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. 104 с.
15. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Системы электроснабжения : электронное учеб.-метод. пособие. Тольятти : Изд-во ТГУ, 2015. 46 с.
URL:
https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2943/1/Vahnina%20Chernenko_EUMI_Z.pdf (дата обращения: 15.04.2020).
16. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению : учеб. пособие. 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2019. 136 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1000152> (дата обращения: 17.04.2020).
17. Алиев И.И. Электротехника и электрооборудование : учебное пособие для вузов. Саратов: Вузовское образование, 2014. 1199 с.

18. Surya S., Wayne Beaty H. Standard Handbook for Electrical Engineers, Seventeenth Edition. - McGraw Hill Professional, 2017. 368 p.
19. Кудряков А.Г., Сазыкин В.Г. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебник. Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. 263 с.
20. Старкова Л.Е. Справочник цехового энергетика : учебно-практическое пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2013. 352 с.
21. Данилов М.И. Романенко И.Г. Инженерные системы зданий и сооружений (электроснабжение с основами электротехники) [Электронный ресурс] : учебное пособие (курс лекций). Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2015. 223 с. URL: <http://www.iprbookshop.ru/63087.html> (дата обращения: 26.04.2020).
22. Мастепаненко М.А. Введение в специальность. Электроэнергетика и электротехника : учеб. пособие. Ставрополь : СтГАУ, 2015. 116 с.