

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

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

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электроснабжения группы кварталов Центрального района г. Тольятти»

Студент(ка)

А.Р. Гаврилов

(И.О. Фамилия)

Руководитель

Д.А. Нагаев

(И.О. Фамилия)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(И.О. Фамилия)

Допустить к защите

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

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

Темой выпускной квалификационной работы бакалавра является «Реконструкция электроснабжения группы кварталов Центрального района г. Тольятти».

Основываясь на плане Центрального района города Тольятти, сведениях о питающей подстанции, мощности короткого замыкания был выполнен расчет электрических нагрузок города, выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов внутригородских КТП и главной понизительной подстанции, выбор схемы распределительной сети района города, произведен расчет токов короткого замыкания, выбрано и проверено основное электрооборудование.

Выполнен анализ возможности внедрения автоматизированного учета электроэнергии на питающей ГПП.

Выпускная квалификационная работа бакалавра выполнена в объеме 58 страниц, содержит 2 таблицы и 3 рисунка.

Содержание

	<i>стр.</i>
Введение	5
1 Определение электрических нагрузок города	7
2 Определение числа и мощности силовых трансформаторов главной понизительной подстанции	12
3 Выбор трансформаторных подстанций	23
4 Разработка мероприятий по реконструкции распределительной сети района города	25
5 Расчёт токов короткого замыкания	31
6 Выбор и проверка электрических аппаратов и проводников	38
7 Организация автоматизированного учета электрической энергии на главной понизительной подстанции с использованием средств АСКУЭ «ТОК»	48
8 Расчёт защитного заземления и молниезащиты главной понижительной подстанции «Южная»	52
Заключение	55
Список использованных источников	56

Введение

Систему электроснабжения (СЭС) города является подсистемой общей энергосистемы и одной из подсистем инфраструктуры города. К системе внешнего электроснабжения города относятся электроустановки и устройства между узловым распределительным пунктом энергосистемы (УРП) и главной понизительной подстанцией (ГПП) [1-5]. В качестве номинальных напряжений в системе внешнего электроснабжения городов применяются напряжения 35, 110, 220 кВ. Внутренняя система электроснабжения городов характеризуется большой разветвленностью и протяженностью распределительной сети, включающей воздушные линии и кабельные, распределительные пункты (РП), трансформаторные подстанции (ТП), коммутационные аппараты. Распределение электрической энергии в системе внутреннего электроснабжения города выполняется при $U = 6 - 10$ кВ, а в крупных городах с высокой плотностью застройки при $U = 20$ кВ. Большинство электроприемников населенного пункта предназначены для эксплуатации при напряжении до 1 кВ. Понижение напряжения происходит на главных понизительных подстанциях 110/10(6) кВ, трансформаторных подстанциях 10(6)/0,4 кВ, а распределение электроэнергии выполняется по электрическим сетям при напряжении 10(6) кВ от ГПП до ТП и на напряжении 0,4 кВ от ТП до жилых домов, зданий и сооружений. Наиболее распространенной является схема электроснабжения районов города от энергосистемы, представленной ТЭЦ.

Расчет нагрузок подстанции дает возможность определить оптимальные расчетные величины электрических сетей, позволяющие осуществлять их перспективное развитие и в то же время не допускать перерасхода проводникового материала, выбора трансформаторов, работающих с большой недогрузкой или перегрузкой в нормальном режиме. Электрические сети городов должны отвечать следующим требованиям: обеспечивать высокую надежность электроснабжения потребителей; соответствие передаваемой

электроэнергии требованиям ГОСТ; безопасность эксплуатирующего персонала; экономичность при сооружении и последующей эксплуатации; возможность последующего изменения сетей вместе с расширением жилых и производственных районов города; минимальные потери электроэнергии; отсутствие вредного воздействия на экологию и окружающую среду.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка проекта по реконструкции системы электроснабжения группы кварталов Центрального района г. Тольятти, направленного на повышение надежности всей системы электроснабжения города.

1 Определение электрических нагрузок города

Расчет электрических нагрузок части района города выполним согласно документам РД 34.20.185-94 [1].

1.1 Расчетная нагрузка квартир

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

Для квартир с плитами на газовом топливе:

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

Для квартир с электрическими плитами:

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

Общая нагрузка квартир:

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

1.2 Расчетная нагрузка лифтов жилых домов

Нагрузку лифтов найдем по формуле:

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

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

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

1.3 Определение нагрузки общественных зданий и учреждений

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

Определим нагрузку детских садов, включая ясли-сады:

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

Определим нагрузку средних школ:

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

Определим нагрузку продуктовых магазинов:

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

Определим нагрузку промтоварных магазинов:

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

Определим нагрузку столовых и предприятий общественного питания:

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

Определим нагрузку развлекательных комплексов:

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

Определим нагрузку парикмахерских:

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

Определим нагрузку детских и взрослых поликлиник:

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

Определим нагрузку общественных библиотек:

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

Определим нагрузку почтамтов и предприятий связи:

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

Определим нагрузку больниц:

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

Определим нагрузку гостиниц:

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

Определим нагрузку институтов:

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

Суммарная нагрузка организаций и учреждений:

$$P_{\Sigma} = 8586,98 \text{ кВт}.$$

Суммарная нагрузка организаций и учреждений с учетом коэффициента участия в максимуме нагрузки:

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

$$P_{\text{общ.}} = 0,758586,98 = 6440,24 \text{ кВт}.$$

1.4 Построение графиков нагрузок

Количество жителей южной части Центрального района города Тольятти: 46750 человек.

Удельное электропотребление:

- для жилых многоквартирных домов с электрическими плитами

$$\mathcal{E}_{уд} = 970 \text{ кВт}\cdot\text{ч} / \text{чел}\cdot\text{год}, T_{\text{макс}} = 3500 \text{ час};$$

- для жилых многоквартирных домов с газовыми плитами

$$\mathcal{E}_{уд} = 560 \text{ кВт}\cdot\text{ч} / \text{чел}\cdot\text{год}, T_{\text{макс}} = 3500 \text{ час};$$

- для освещения общественных зданий $\mathcal{E}_{уд} = 250 \text{ кВт}\cdot\text{ч} / \text{чел}\cdot\text{год},$

$$T_{\text{макс}} = 2660 \text{ час};$$

- для мелкомоторной нагрузки $\mathcal{E}_{уд} = 320 \text{ кВт}\cdot\text{ч} / \text{чел}\cdot\text{год}, T_{\text{макс}} = 5180 \text{ час};$

- для уличного освещения $\mathcal{E}_{уд} = 90 \text{ кВт}\cdot\text{ч} / \text{чел}\cdot\text{год}, T_{\text{макс}} = 2980 \text{ час};$

- для водопровода и канализации $\mathcal{E}_{уд} = 200 \text{ кВт}\cdot\text{ч} / \text{чел}\cdot\text{год},$

$$T_{\text{макс}} = 8750 \text{ час};$$

- для электрифицированного транспорта $\mathcal{E}_{уд} = 120 \text{ кВт}\cdot\text{ч} / \text{чел}\cdot\text{год},$

$$T_{\text{макс}} = 5920 \text{ час}.$$

Величина максимальной расчетной мощности может быть рассчитана при помощи формулы:

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

Для жилых многоквартирных домов с электрическими плитами:

$$P = \frac{970 \cdot 21000}{3500} = 5820 \text{ кВт};$$

Для жилых многоквартирных домов с газовыми плитами:

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

Для освещения общественных зданий:

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

Для мелкомоторной нагрузки:

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

Для уличного освещения:

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

Для водопровода и канализации:

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

Для электрифицированного транспорта:

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

Общегородская нагрузка делится пропорционально между нагрузкой освещения общественных зданий и мелкомоторной нагрузкой:

$$P_{\text{осв. общ.зд}} + P_{\text{мелк.мот}} = 3157,9 + 2075,7 = 5233,6 \text{ кВт}.$$

Для мелкомоторной нагрузки

$$\frac{2075,7}{5233,6} = \frac{Y}{100\%} \quad Y = 39,7\%$$

$$\frac{X}{6440,2} = \frac{39,7\%}{100\%} \quad X = 2554,3 \text{ кВт}.$$

Суммарная нагрузка

$$2075,7 + 2554,3 = 4629,9 \text{ кВт}.$$

Для освещения общественных зданий:

$$\frac{3157,9}{5233,6} = \frac{Y}{100\%} \quad Y = 60,3\%$$

$$\frac{X}{6440,2} = \frac{60,3\%}{100\%} \quad X = 3886 \text{ кВт}.$$

Суммарная нагрузка

$$3157,9 + 3886 = 7043,9 \text{ кВт}.$$

По суточным графикам отдельных видов потребителей с учетом перспективного роста нагрузок построим суммарные суточные графики

нагрузки и преобразуем их в упорядоченный годовой график нагрузки, изображенный на рисунке 1.

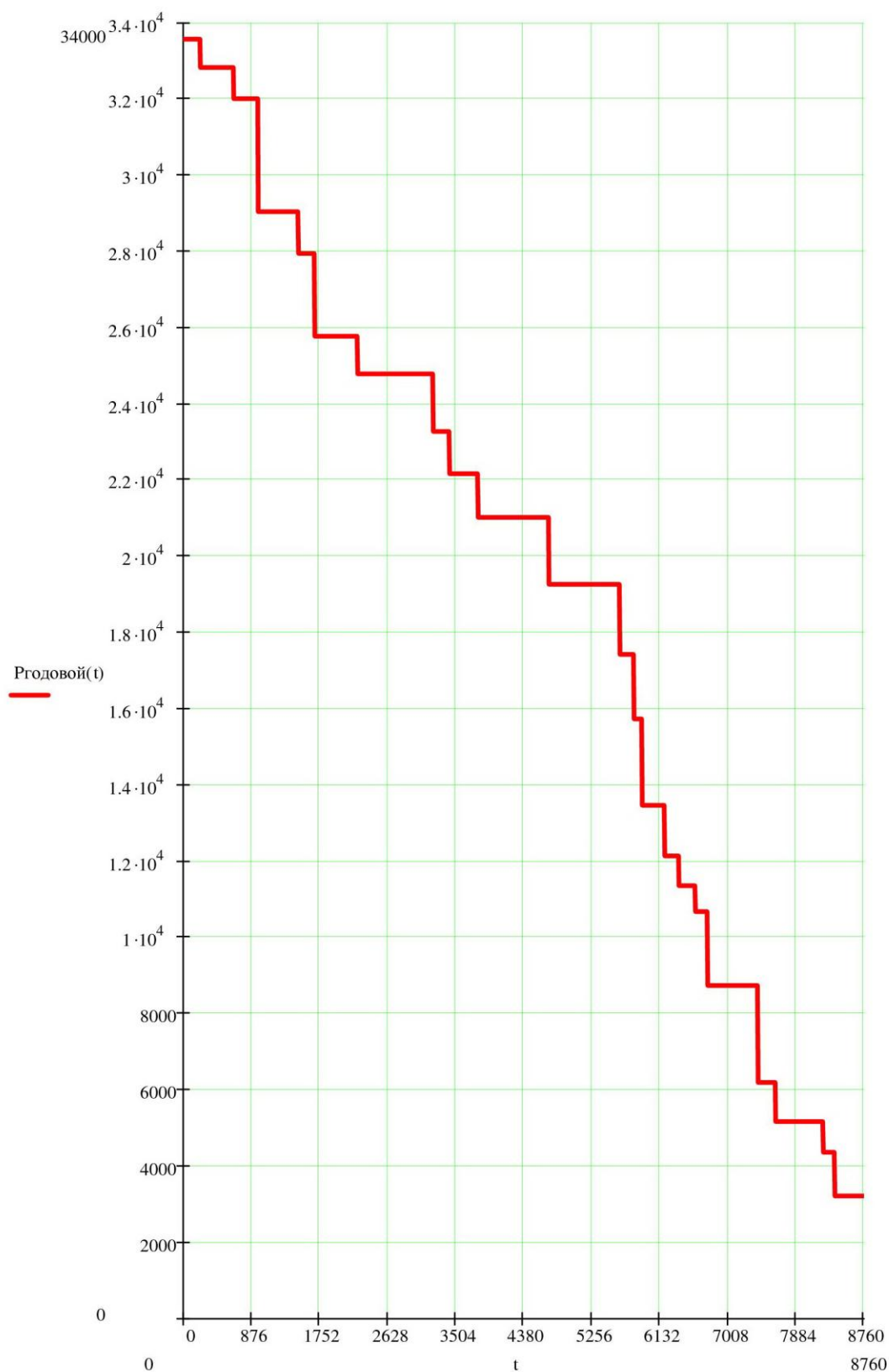


Рисунок 1 - Годовой эквивалентный график нагрузок на перспективу

2 Определение числа и мощности силовых трансформаторов главной понизительной подстанции

Максимальная активная мощность нагрузки микрорайона города равна $P_{max} = 33583 \text{ кВт}$. С учетом значений $\cos\phi$ полная нагрузка составит:

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

$$S_{max} = \frac{33583}{0,952} = 35276 \text{ кВА}.$$

Так как в городской нагрузке присутствуют потребители первой и второй категории, то принимаем число трансформаторов на подстанции равным 2. С учетом послеаварийной перегрузки и перспективного роста нагрузок номинальная мощность силовых трансформаторов ГПП должна быть не менее:

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

$$S_{ном\ m} = \frac{35276 \cdot 0,77}{1,4 \cdot 1} = 19,4 \text{ МВА}.$$

Выбираем два ближайших по мощности трансформатора из условия:

$$S_{ном.m2} > S_{ном.m1} > S_{ном.m}, \quad (8)$$
$$40 \text{ МВА} > 25 \text{ МВА} > 19,4 \text{ МВА}.$$

2.1 Технико-экономический выбор оптимальной мощности силовых трансформаторов

2.1.1 Вариант ГПП с установкой двух силовых трансформаторов ТРДН - 25000/110/10

Технические данные силового трансформатора ТРДН - 25000/110/10:

$$\Delta P_{xx} = 25 \text{ кВт}; I_{xx\%} = 0.65\%; \Delta P_{K3} = 120 \text{ кВт}; U_{K\%} = 10.5\%.$$

Определим потери реактивной мощности в трансформаторе на XX:

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

$$Q_{xx} = \frac{0,65}{100} \cdot 25000 = 162,5 \text{ квар.}$$

Определим потери активной мощности в трансформаторе на XX:

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

$$P'_{xx} = 25 + 0,05 \cdot 315 = 33,125 \text{ кВт.}$$

Определим напряжение КЗ обмоток трёхфазного трансформатора:

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

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

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

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

Определим потери реактивной мощности в трансформаторе в режиме КЗ:

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

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

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

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

Определим приведённые потери активной мощности в режиме КЗ трансформатора:

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

$$P_{к.вн} = 0 \text{ кВт}; \quad P_{к.нн1} = P_{к.нн2} = 2 \cdot 120 = 240 \text{ кВт};$$

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

$$P_{к.вн}' = 0 + 0,05 \cdot 328,125 = 16,406 \text{ кВт};$$

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

$$P_{к.нн}' = 240 + 0,05 \cdot 4593,75 = 469,688 \text{ кВт};$$

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

$$P_{к}' = 16,406 + 469,688 = 486,094 \text{ кВт.}$$

Коэффициент загрузки обмотки высокого напряжения трансформатора на i -ой ступени годового графика нагрузки определим по формуле:

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

$$K_{зв} = \frac{17638}{25000} = 0,706.$$

Коэффициент загрузки обмотки низкого напряжения трансформатора на i -ой ступени годового графика нагрузки определим по формуле:

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

$$K_{зн} = \frac{1}{2} \cdot \frac{17638}{25000} = 0,5 \cdot 0,706 = 0,353.$$

Определим приведённые потери мощности в силовом трансформаторе:

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

$$P_m' = 33,13 + 0,706^2 \cdot 16,41 + 0,353^2 \cdot 469,69 + 0,353^2 \cdot 469,69 = 158,2 \text{ кВт}.$$

Определим потери электрической энергии в режиме холостого хода на i -й ступени годового графика нагрузки:

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

Суммарные потери в режиме холостого хода найдем по формуле:

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

Определим потери электрической энергии в режиме короткого замыкания на i -й ступени годового графика нагрузки:

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

Суммарные потери в режиме короткого замыкания найдем по формуле:

$$W_{кз} = \Sigma \Delta W_{кз,i}; \quad (25)$$

Суммарные потери электрической энергии в силовых трансформаторах ГПП:

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

Определим экономическую нагрузку ниже которой целесообразно отключать один из силовых трансформаторов ГПП:

$$S_{\text{э.лс}} = S_{\text{ном.т}} \cdot \sqrt{n_{\text{т}} \cdot (n_{\text{т}} - 1) \cdot \frac{P_{\text{х}}}{P_{\text{к}}}}; \quad (27)$$

$$S_{\text{э.лс}} = 25000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{33,125}{486,094}} = 9,229 \text{ МВА}.$$

Результаты расчетов потерь электрической энергии сведем в таблицу 1.
 $\Delta W_{\text{лс}} = 735147 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$; $\Sigma \Delta W_{\text{хх}} = 513341 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$; $\Sigma \Delta W_{\text{кз}} = 221805 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$

Стоимость потерь электрической энергии в силовом трансформаторе за год:

$$I_{\Delta W_{\text{лс}}} = C_{\text{эх}} T_{\text{х}} \Delta W_{\text{хх}} + C_{\text{эк}}(t) \Delta W_{\text{кз}}, \quad (28)$$

$$I_{\Delta W_{\text{лс}}} = 0,648 \cdot 513341 + 0,918 \cdot 221805 = 536263 \text{ руб.},$$

Приведённые затраты:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + I = E_{\text{н}} \cdot K + I_{\text{э}} + I_{\text{лс}}, \quad (29)$$

$$Z_{\text{пр}} = 0,33 \cdot 23,6 \cdot 10^6 + 2,22 \cdot 10^6 + 0,54 \cdot 10^6 = 10,54 \cdot 10^6 \text{ руб.},$$

$$I_{\text{э}} = P_{\text{сум}} \cdot K_1, \quad (30)$$

$$I_{\text{э}} = P_{\text{сум}} \cdot K_1 = 0,094 \cdot 23600000 = 2218400 \text{ руб.}$$

Таблица 1 - Расчёт потерь электроэнергии в трансформаторе ТРДН - 25000/110/10

N	$S_{\phi i},$ MBA	$S_{HН1i},$ MBA	$S_{HН2i},$ MBA	$n_i,$ $шт$	$T_i,$ $ч$	$\Delta W_{\phi i},$ $кВт\cdot ч$	$K_{\phi i}$	$K_{3HН1i}$	$K_{3HН2i}$	$\Delta W_{к.\phi i}$ $кВт\cdot ч$	$\Delta W_{к.HН1}$ $кВт\cdot ч$	$\Delta W_{к.HН2}$ $кВт\cdot ч$
1	17,638	8,819	8,819	2	213	14110	0,706	0,353	0,353	869,7	6224,7	6224,7
2	17,245	8,623	8,623	2	426	28220	0,690	0,345	0,345	1662,9	11901,5	11901,5
3	16,817	8,409	8,409	2	319	21170	0,673	0,336	0,336	1186,0	8488,5	8488,5
4	15,261	7,630	7,630	2	517	34250	0,610	0,305	0,305	1580,4	11310,9	11310,9
5	14,683	7,341	7,341	2	213	14110	0,587	0,294	0,294	602,7	4313,7	4313,7
6	13,544	6,772	6,772	2	547	36270	0,542	0,271	0,271	1318,3	9435,2	9435,2
7	13,025	6,513	6,513	2	973	64490	0,521	0,261	0,261	2167,7	15514,2	15514,2
8	12,229	6,115	6,115	2	213	14110	0,489	0,245	0,245	418,1	2992,5	2992,5
9	11,649	5,825	5,825	2	365	24180	0,466	0,233	0,233	650,1	4653,1	4653,1
10	11,046	5,523	5,523	2	912	60450	0,442	0,221	0,221	1461,3	10458,8	10458,8
11	10,123	5,061	5,061	2	912	60420	0,405	0,202	0,202	1226,5	8778,3	8778,3
12	9,158	4,579	4,579	2	182	12090	0,366	0,183	0,183	200,9	1437,8	1437,8
13	8,267	4,133	4,133	2	106	7056	0,331	0,165	0,165	95,5	683,7	683,7
14	7,077	3,538	3,538	2	289	19150	0,283	0,142	0,142	190,0	1359,7	1359,7
15	6,381	3,191	3,191	2	182	12090	0,255	0,128	0,128	97,5	698,1	698,1
16	5,972	2,986	2,986	2	213	14110	0,239	0,119	0,119	99,7	713,6	713,6

Продолжение таблицы 1

<i>N</i>	<i>S_{вi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{нн1i}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{нн2i}</i> , <i>MBA</i>	<i>n_i</i> , <i>шт</i>	<i>T_i</i> , <i>ч</i>	ΔW_{xi} , <i>кВт·ч</i>	<i>K_{звi}</i>	<i>K_{знн1i}</i>	<i>K_{знн2i}</i>	$\Delta W_{к.вi}$, <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.нн1}$, <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.нн2}$, <i>кВт·ч</i>
17	5,612	2,806	2,806	2	152	10070	0,225	0,112	0,112	62,8	449,8	449,8
18	4,596	2,298	2,298	1	654	21665	0,184	0,092	0,092	363	2594	2594
19	3,257	1,629	1,629	1	228	7550	0,130	0,065	0,065	64	455	455
20	2,721	1,361	1,361	1	608	20155	0,109	0,054	0,054	118	847	847
21	2,296	1,148	1,148	1	152	5035	0,092	0,046	0,046	21	150	150
22	1,694	0,847	0,847	1	380	12590	0,068	0,034	0,034	29	205	205
Итого потери по ГПП:						513341				14484	103661	103661
						735147						

2.1.2 Вариант ГПП с установкой двух силовых трансформаторов ТРДН - 40000/110/10

Технические данные силового трансформатора ТРДН - 40000/110/10:

$$\Delta P_{XX} = 34 \text{ кВт} \quad I_{XX\%} = 0.55\% \quad \Delta P_{K3} = 170 \text{ кВт} \quad U_{K\%} = 10.5\%.$$

Определим потери реактивной мощности в трансформаторе на XX:

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

$$Q_{XX} = \frac{0.55}{100} \cdot 40000 = 220 \text{ квар.}$$

Определим потери активной мощности в трансформаторе на XX:

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

$$P'_{XX} = 34 + 0.05 \cdot 220 = 45 \text{ кВт},$$

Определим напряжение КЗ обмоток трёхфазного трансформатора:

$$U_{K.ВН} = 0.125 \cdot U_{K.ВН-НН}, \quad (33)$$

$$U_{K.ВН} = 0.125 \cdot 10.5 = 1.313\%;$$

$$U_{K.НН} = 1.75 \cdot U_{K.ВН-НН}, \quad (34)$$

$$U_{K.НН} = 1.75 \cdot 10.5 = 18.375\%.$$

Определим потери реактивной мощности в трансформаторе в режиме КЗ:

$$Q_{K.ВН} = \frac{U_{K.ВН}}{100} \cdot S_{\text{ном.т}}, \quad (35)$$

$$Q_{K.ВН} = \frac{1.313}{100} \cdot 40000 = 525 \text{ квар},$$

$$Q_{K.НН} = \frac{U_{K.НН}}{100} \cdot S_{\text{ном.т}}, \quad (36)$$

$$Q_{K.НН} = \frac{18.375}{100} \cdot 40000 = 7350 \text{ квар.}$$

Определим приведённые потери активной мощности в режиме КЗ трансформатора:

$$P_{K.НН1} = P_{K.НН2} = 2 \cdot P_{K.ВН-НН}; \quad (37)$$

$$P_{\kappa.вн} = 0 \text{ кВт}; \quad P_{\kappa.нн1} = P_{\kappa.нн2} = 2 \cdot 170 = 340 \text{ кВт};$$

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

$$P_{\kappa.вн}' = 0 + 0,05 \cdot 525 = 26,25 \text{ кВт};$$

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

$$P_{\kappa.нн}' = 340 + 0,05 \cdot 7350 = 707,5 \text{ кВт};$$

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

$$P_{\kappa}' = 41,36 + 1068,81 = 1110,17 \text{ кВт}.$$

Коэффициент загрузки обмотки высокого напряжения трансформатора на i-ой ступени годового графика нагрузки определим по формуле:

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

$$K_{зв} = \frac{17638}{40000} = 0,441.$$

Коэффициент загрузки обмотки низкого напряжения трансформатора на i-ой ступени годового графика нагрузки определим по формуле:

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

$$K_{зн} = \frac{1}{2} \cdot \frac{17638}{40000} = 0,5 \cdot 0,441 = 0,22.$$

Определим приведённые потери мощности в силовом трансформаторе:

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

$$P_m' = 45 + 0,441^2 \cdot 26,25 + 0,22^2 \cdot 707,5 + 0,22^2 \cdot 707,5 = 118,9 \text{ кВт}.$$

Определим потери электрической энергии в режиме холостого хода на i-й ступени годового графика нагрузки:

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

Суммарные потери в режиме холостого хода найдем по формуле:

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

Определим потери электрической энергии в режиме короткого замыкания на i-й ступени годового графика нагрузки:

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

Суммарные потери в режиме короткого замыкания найдем по формуле:

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

Суммарные потери электрической энергии в силовых трансформаторах ГПП:

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

Определим экономическую нагрузку ниже которой целесообразно отключать один из силовых трансформаторов ГПП:

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

$$S_{э.пс} = 40000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{45}{733.75}} = 14,01 \text{ MVA}.$$

Результаты расчетов потерь электрической энергии сведем в таблицу 2.

$$\Delta W_{nc} = 807886 \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \quad \Sigma \Delta W_{xx} = 672765 \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \quad \Sigma \Delta W_{кз} = 135121 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Стоимость потерь электрической энергии в силовом трансформаторе за год:

$$I_{\Delta W_{nc}} = C_{эx} T_x \Delta W_{xx} + C_{эк}(t) \Delta W_{кз}, \quad (50)$$

$$I_{\Delta W_{nc}} = 0,648 \cdot 672765 + 0,918 \cdot 135121 = 559992 \text{ руб.},$$

Приведённые затраты:

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

$$Z_{np} = 0,33 \cdot 35,4 \cdot 10^6 + 3,33 \cdot 10^6 + 0,56 \cdot 10^6 = 15,57 \cdot 10^6 \text{ руб.},$$

Окончательно выбираем вариант где меньше приведенные затраты, т.е. вариант с двумя силовыми трансформаторами ТРДН - 25000/110/10.

Таблица 2 - Расчёт потерь электроэнергии в трансформаторе ТРДН - 40000/110/10

N	$S_{\text{в}i},$ MBA	$S_{\text{нн}1i},$ MBA	$S_{\text{нн}2i},$ MBA	$n_i,$ $шт$	$T_i,$ $^{\circ}C$	$\Delta W_{\text{х}i},$ $кВт\cdot ч$	$K_{\text{зв}i}$	$K_{\text{знн}1i}$	$K_{\text{знн}2i}$	$\Delta W_{\text{к.в}i}$ $кВт\cdot ч$	$\Delta W_{\text{к.нн}1}$ $кВт\cdot ч$	$\Delta W_{\text{к.нн}2}$ $кВт\cdot ч$
1	17,638	8,819	8,819	2	213	19170	0,441	0,220	0,220	544	3663	3663
2	17,245	8,623	8,623	2	426	38340	0,431	0,216	0,216	1039	7003	7003
3	16,817	8,409	8,409	2	319	28760	0,420	0,210	0,210	741	4995	4995
4	15,261	7,630	7,630	2	517	46530	0,382	0,191	0,191	988	6655	6655
5	14,683	7,341	7,341	2	213	19170	0,367	0,184	0,184	377	2538	2538
6	13,544	6,772	6,772	2	547	49280	0,339	0,169	0,169	824	5552	5552
7	13,025	6,513	6,513	2	973	87610	0,326	0,163	0,163	1355	9129	9129
8	12,229	6,115	6,115	2	213	19170	0,306	0,153	0,153	261	1761	1761
9	11,649	5,825	5,825	2	365	32850	0,291	0,146	0,146	406	2738	2738
10	11,046	5,523	5,523	2	912	82130	0,276	0,138	0,138	913	6154	6154
11	10,123	5,061	5,061	2	912	82080	0,253	0,127	0,127	767	5165	5165
12	9,158	4,579	4,579	2	182	16430	0,229	0,114	0,114	126	846	846
13	8,267	4,133	4,133	2	106	9585	0,207	0,103	0,103	60	402	402
14	7,077	3,538	3,538	2	289	26010	0,177	0,088	0,088	237	1600	1600
15	6,381	3,191	3,191	1	182	8215	0,160	0,080	0,080	122	822	822
16	5,972	2,986	2,986	1	213	9585	0,149	0,075	0,075	125	840	840

Продолжение таблицы 2

<i>N</i>	<i>S_{сг}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{нн1}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{нн2}</i> , <i>MBA</i>	<i>n_i</i> , <i>шт</i>	<i>T_i</i> , <i>ч</i>	<i>ΔW_{хг}</i> , <i>кВт·ч</i>	<i>K_{звг}</i>	<i>K_{знг1}</i>	<i>K_{знг2}</i>	<i>ΔW_{к.сг}</i> <i>кВт·ч</i>	<i>ΔW_{к.нн1}</i> <i>кВт·ч</i>	<i>ΔW_{к.нн2}</i> <i>кВт·ч</i>
17	5,612	2,806	2,806	1	152	6840	0,140	0,070	0,070	79	529	529
18	4,596	2,298	2,298	1	654	29430	0,115	0,057	0,057	227	1527	1527
19	3,257	1,629	1,629	1	228	10260	0,081	0,041	0,041	40	267	267
20	2,721	1,361	1,361	1	608	27380	0,068	0,034	0,034	74	498	498
21	2,296	1,148	1,148	1	152	6840	0,057	0,029	0,029	13	89	89
22	1,694	0,847	0,847	1	380	17100	0,042	0,021	0,021	18	120	120
Итого потери по ГПП:						672765				9333	62893	62893
						807886						

3 Выбор трансформаторных подстанций

3.1 Определение числа и мощности городских КТП

Максимальная нагрузка микрорайона составляет:

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

$$S_{max} = \frac{33583}{0,952} = 35276 \text{ кВА}.$$

Плотность нагрузки составляет $9841 \text{ кВА} / \text{км}^2$, что соответствует оптимальной полной мощности подстанции 1365 кВА . Таким образом, принимаем двухтрансформаторные подстанции с силовыми трансформаторами мощностью по 630 кВА .

Найдем количество ТП для района города:

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

$$n_{mn} = \frac{35276}{1,8 \cdot 630} = 30,8 \approx 31 \text{ шт.}$$

Установка подстанций производится, по возможности, в центре нагрузок.

3.2 Выбор типа и производителя городских трансформаторных подстанций

Комплектные городские трансформаторные подстанции предназначены для использования в городских электрических сетях при 1 и 2х лучевой, петлевой и других схемах электроснабжения города.

Было произведено сравнение характеристик комплектных городских трансформаторных подстанций производства «КЭМОНТ», «АЛЬСТОМ» и ОАО «Самарский завод «Электроцит».

В результате были выбраны 2КТПГ производства ОАО «Самарский завод «Электроцит».

Преимуществами выбранных городских трансформаторных подстанций

являются:

- наличие электромеханических и электрических блокировок;
- грунтовка и окраска ошиновок;
- оцинковка и покрытие эмалью для защиты от коррозии;
- наличие защит от перенапряжений, коротких замыканий, от перегрузки и коротких замыканий на отходящих линиях;
- быстрота сборки на месте;
- удобное и простое обслуживание во время эксплуатации;
- меньшие по сравнению с конкурентами габариты и масса.

4 Разработка мероприятий по реконструкции распределительной сети района города

4.1 Выбор оптимального напряжения распределительной сети района

Главным фактором, определяющим экономичность варианта, является наличие желаемого уровня напряжения в энергосистеме (районная подстанция, электростанция и т.д.) [7]. В настоящее время имеется две системы напряжений высоковольтных сетей: 110-220-500 кВ и 150-330-750 кВ. Выбор напряжения внешнего электроснабжения определяется техническими ограничениями и возможностью применения нескольких уровней напряжения.

Для большинства городов в настоящее время предпочтительной является шкала напряжений 220-110/10 кВ, для крупнейших городов 500/220-110/10 кВ или 330/110/10 кВ. В существующих сетях городов и поселков следует стремиться к снижению доли напряжения 35 кВ и переводу сетей 35 кВ на повышенное напряжение 110 кВ. Напряжение 35 кВ должно сохраняться только при наличии технико-экономических обоснований. Число городских ГПП с высшим напряжением 35 кВ должно быть максимально сокращено.

Увеличение напряжения уменьшает протекающие нагрузочные токи, следовательно, и потери мощности, энергии, и сечения токоведущих частей. Однако выбор напряжения ограничен номинальным напряжением электроприемников, и параметрами электрической системы, питающей город. Распространенным ранее было напряжение распределительной сети 6 кВ, затем 10 кВ, перспективным считается 20 кВ. Для рассматриваемой сети района города принимаем $U = 10 \text{ кВ}$.

4.2 Выбор схемы распределительной сети

Питание ЭП 1й категории по сети напряжением 0.38 кВ следует стараться осуществлять от разных городских трансформаторных подстанций, подключенных независимым источникам питания [4, 7]. В этом случае должны быть предусмотрены резервы в пропускной способности всех элементов схемы

в соответствии с величиной нагрузки ЭП 1й категории надежности электроснабжения.

При проектировании системы электроснабжения микрорайонов города с ЭП, относящимися к 1й и 2й категории по надежности электроснабжения, рекомендованной схемой сети 10 кВ является комбинированная петлевая двухлучевая схема с двухсторонним питанием или двухлучевая схема с двухсторонним питанием от двух независимых источников питания. Для жилых многоквартирных зданий с электроплитами, а также всех зданий этажностью более 9 этажей при осуществлении питания от трансформаторных подстанций с 1 трансформатором должно быть предусмотрено резервное питание по сети напряжением 0.38 кВ от других трансформаторных подстанций.

При реконструкции распределительной сети южной части Центрального района города Тольятти применим двухлучевую схему электроснабжения с двухсторонним питанием.

4.3 Расчет параметров распределительной сети района города

Найдем параметры распределительной сети города и произведем выбор КЛ 10 кВ:

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

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

Для линии от главной понизительной подстанции до высоковольтного распределительного пункта:

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

Для линии от высоковольтного распределительного пункта до трансформаторной подстанции №1:

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

Для линии от трансформаторной подстанции №1 до трансформаторной подстанции №2:

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

Для линии от трансформаторной подстанции №2 до трансформаторной подстанции №3:

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

Для линии от трансформаторной подстанции №3 до трансформаторной подстанции №4:

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

Для линии от трансформаторной подстанции №4 до трансформаторной подстанции №5:

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

Для линии от трансформаторной подстанции №5 до трансформаторной подстанции №6:

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

Ток в послеаварийном режиме:

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

Для линии от главной понизительной подстанции до высоковольтного распределительного пункта:

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

Для линии от высоковольтного распределительного пункта до трансформаторной подстанции №1:

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

Для линии от трансформаторной подстанции №1 до трансформаторной подстанции №2:

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

Для линии от трансформаторной подстанции №2 до трансформаторной подстанции №3:

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

Для линии от трансформаторной подстанции №3 до трансформаторной подстанции №4:

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

Для линии от трансформаторной подстанции №4 до трансформаторной подстанции №5:

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

Для линии от трансформаторной подстанции №5 до трансформаторной подстанции №6:

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

Производим выбор сечения жил кабелей по экономической плотности тока:

$$F_{\varepsilon} = \frac{I_{p.л}}{j_{\varepsilon k}}, \quad (57)$$

$F_{\varepsilon, \text{рп}} = 158 / 1,4 = 113 \text{ мм}^2$, $I_{\text{дл доп}} = 232 \text{ A}$, выбираем кабель АПвЭКВ-10 3х120.

$F_1 = 158 / 1,4 = 113 \text{ мм}^2$, $I_{\text{дл доп}} = 232 \text{ A}$, выбираем кабель АПвЭКВ-10 3х120.

$F_2 = 121 / 1,4 = 94 \text{ мм}^2$, $I_{\text{дл доп}} = 204 \text{ A}$, выбираем кабель АПвЭКВ-10 3х95.

$F_3 = 105 / 1,4 = 75 \text{ мм}^2$, $I_{\text{дл доп}} = 204 \text{ А}$, выбираем кабель АПвЭКВ-10 3х95.

$F_4 = 79 / 1,4 = 56 \text{ мм}^2$, $I_{\text{дл доп}} = 171 \text{ А}$, выбираем кабель АПвЭКВ-10 3х70.

$F_5 = 56 / 1,4 = 40 \text{ мм}^2$, $I_{\text{дл доп}} = 171 \text{ А}$, выбираем кабель АПвЭКВ-10 3х70.

$F_6 = 31 / 1,4 = 22 \text{ мм}^2$, $I_{\text{дл доп}} = 171 \text{ А}$, выбираем кабель АПвЭКВ-10 3х70.

Выполним проверку выбранных кабелей по допустимому нагреву:

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

$$I_{i\partial on} > I_{расч},$$

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

$$251 \text{ А} > 158 \text{ А},$$

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

$$251 \text{ А} > 158 \text{ А},$$

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

$$221 \text{ А} > 131 \text{ А},$$

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

$$221 \text{ А} > 105 \text{ А},$$

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

$$185 \text{ А} > 79 \text{ А},$$

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

$$185 \text{ А} > 56 \text{ А},$$

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

$$185 \text{ А} > 31 \text{ А}.$$

Все выбранные кабели напряжением 10 кВ подходят проверку по нагреву и пригодны для дальнейшего использования в проекте.

Выполним проверку выбранных сечений кабелей по току в послеаварийном режиме:

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

$$I_{i\partial on.ав.} > I_{iав},$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Выбранные кабели напряжением 10 кВ подходят проверку по нагреву. Выполним проверку по потерям напряжения для наиболее длинной ЛЭП. Потери напряжения определим по формуле:

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

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

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

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

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

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

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

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

Максимальные потери в линии составляют 3,2%. Таким образом, сечения жил кабелей проходят по проверке потерь напряжения.

5 Расчёт токов короткого замыкания

Для нахождения токов короткого замыкания (КЗ) составляем расчетную схему, приведенную на рисунке 2 и схему замещения, приведенную на рисунке 3. Для каждой из выбранных точек расчета токов короткого замыкания определяем результирующие сопротивления.

Исходные данные:

$$S_6 = 1000 \text{ МВА};$$

Система:

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

Воздушная линия 110 кВ:

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

Кабельные линии 10 кВ:

- до РП:

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

- до ТП-1:

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

- до ТП-2:

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

- до ТП-3:

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

- до ТП-4:

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

- до ТП-5:

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

- до ТП-6:

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

Трансформатор:

$$S_H = 25 \text{ МВА}.$$

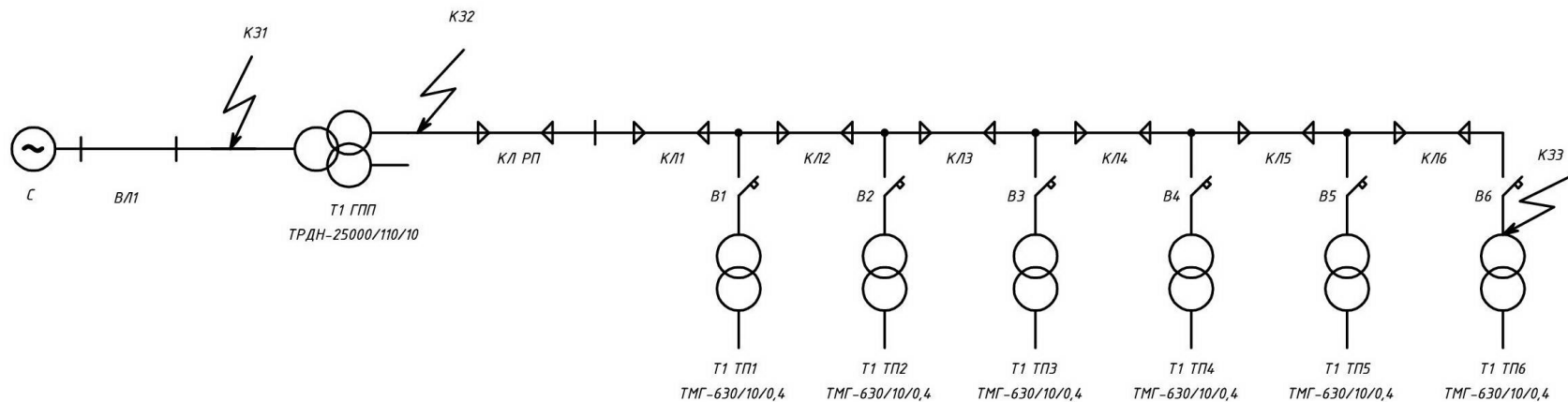


Рисунок 2 – Электрическая схема для определения токов КЗ

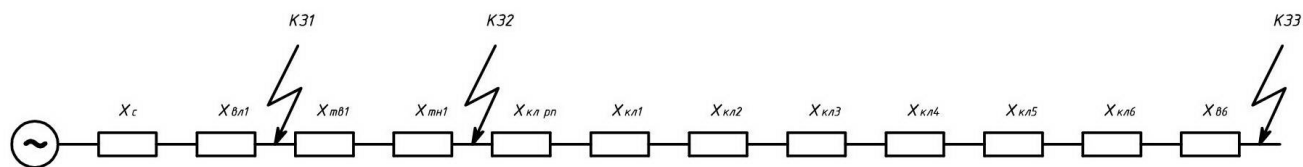


Рисунок 3 – Схема замещения для определения токов КЗ

Найдем сопротивления схемы замещения:

$$x_C = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{K3}}, \quad (61)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$x_{\kappa l1} = 0,253 \cdot 0,58 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,331,$$

$$x_{\kappa l2} = 0,32 \cdot 0,39 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,132,$$

$$x_{\kappa l3} = 0,32 \cdot 0,32 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,929,$$

$$x_{\kappa l4} = 0,443 \cdot 0,25 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,005,$$

$$x_{\kappa 75} = 0,443 \cdot 0,36 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,447,$$

$$x_{\kappa 76} = 0,443 \cdot 0,23 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,924.$$

Для точки К1:

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

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

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

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

Ток трехфазного короткого замыкания:

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

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

Сверхпереходной ток:

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

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

Ударный ток:

$$i_{y\kappa 1} = \sqrt{2} \cdot k_{y\sigma} \cdot I^{(3)}_{\kappa 3}, \quad (71)$$

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

Действующее значение ударного тока:

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

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

Мощность КЗ для точки К1:

$$S_{k_1} = \sqrt{3} \cdot I^3_{\kappa 3} \cdot U_n; \quad (73)$$

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

Однофазный ток КЗ:

$$I_{\kappa 3}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{1}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}, \quad (74)$$

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

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

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

Для точек К2:

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

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

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

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

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

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

Сверхпереходной ток:

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

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

Ударный ток:

$$i_{y \kappa 2} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa 3}^3, \quad (80)$$

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

Действующее значение ударного тока:

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

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

Мощность КЗ:

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

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

Однофазный ток КЗ:

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

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

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

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

Для точки КЗ:

$$x_{\Sigma 3} = x_c + x_l + x_m + x_{\kappa l \text{ пн}} + x_{\kappa l 1} + x_{\kappa l 2} + x_{\kappa l 3} + x_{\kappa l 4} + x_{\kappa l 5} + x_{\kappa l 6}, \quad (85)$$

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

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

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

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

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

Сверхпереходной ток:

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

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

Ударный ток:

$$i_{y\kappa3} = \sqrt{2} \cdot k_{y0} \cdot I_{\kappa3}^{(3)}, \quad (89)$$

$$i_{y\kappa3} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 2,871 = 7,794 \text{ кА}.$$

Действующее значение ударного тока:

$$I_{y\kappa3} = I_{\kappa3}^3 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y0} - 1)^2}; \quad (90)$$

$$I_{y\kappa3} = 2,871 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,92 - 1)^2} = 4,711 \text{ кА}.$$

Мощность КЗ для точки КЗ:

$$S_{k3} = \sqrt{3} \cdot I_{\kappa3}^3 \cdot U_H; \quad (91)$$

$$S_{k3} = \sqrt{3} \cdot 2,871 \cdot 10,5 = 52 \text{ МВА}.$$

Однофазный ток КЗ:

$$I_{\kappa3}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{1}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}; \quad (92)$$

$$I_{\kappa3}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{2 \cdot 19,155 + 41,743} = 0,037;$$

$$I_{\kappa3}^{(1)} = I_{\kappa3}^{(1)} \cdot I_{\sigma} = I_{\kappa3}^{(1)} \cdot \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}; \quad (93)$$

$$I_{\kappa3}^{(1)} = 0,166 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,034 \text{ кА}.$$

6 Выбор и проверка электрических аппаратов и проводников

6.1 Выбор разъединителей

Определим рабочий ток:

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

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

Условие выбора по напряжению:

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

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

Условие выбора по номинальному длительному току:

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

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

Условие проверки по электродинамической стойкости:

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

$$28 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА.}$$

Условие проверки по термической стойкости:

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

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

К установке на подстанции принимаем разъединитель типа РГПЗ-2-110/1000УХЛ1.

6.2 Выбор выключателей на стороне 110 кВ

Условие выбора по напряжению:

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

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

Условие выбора по номинальному длительному току:

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

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

Условие проверки по отключающей способности:

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

$$11 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}.$$

Условие проверки по электродинамической стойкости:

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

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

Условие проверки по термической стойкости:

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

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

Выбираем элегазовый высоковольтный выключатель типа ВЭБ-110-40/2500 УХЛ.

6.3 Выбор выключателей на стороне 10 кВ

Выполним выбор и проверку высоковольтных выключателей на напряжение 10 кВ на вводе в ячейках КРУ ГПП и между секциями шин.

Условие выбора по напряжению:

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

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

Условие выбора по номинальному длительному току:

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

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

Условие проверки по отключающей способности:

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

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

Условие проверки по электродинамической стойкости:

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

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

Условие проверки по термической стойкости:

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

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

Выбираем высоковольтный выключатель ВВ/TEL-10-20/1000 У2 .

В качестве высоковольтных выключателей на отходящих линиях выбираем выключатели ВВ/TEL-10-20/1000 У2 , ВВ/TEL-10-12,5/630У2 .

Выключатели устанавливаем в ячейки КРУ-СЭЩ-63 .

6.4 Выбор заземлителя

Для заземления нейтрали силового трансформатора используется однополюсный заземлитель.

Условие выбора по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

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

Условие проверки по электродинамической стойкости:

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

$$28 \text{ кА} \leq 32 \text{ кА}.$$

Условие проверки по термической стойкости:

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

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

Выбираем однополюсный заземлитель ЗОН-СЭЩ-110 УХЛ1 .

6.5 Выбор трансформаторов тока

Сторона 110 кВ.

Приборы, устанавливаемые на стороне 110 кВ - амперметр типа Э-377 с полной мощностью $S = 0.1 \text{ ВА}$.

Условие выбора по напряжению:

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

Условие выбора по номинальному длительному току:

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

Условие проверки по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{пр.с},$$
$$28 \text{ кА} \leq 29,5 \text{ кА}.$$

Условие проверки по термической стойкости:

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

Условие проверки по величине вторичной нагрузки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном},$$

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

Определим сопротивление приборов:

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

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

Найдем полное вторичное сопротивление:

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

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

По расчетному сечению $q = \frac{2,83}{1.096} = 2,6 \text{ мм}^2$ выбираем алюминиевые

провода сечением $q = 4 \text{ мм}^2$.

Выбираем трансформатор тока ТВТ 110–III–200/5.

Сторона 10 кВ.

Условие выбора по напряжению:

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

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

Условие выбора по номинальному длительному току:

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

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

Условие проверки по электродинамической стойкости:

$$i_{y\partial} \leq i_{np.c},$$
$$17,9 \text{ кА} \leq 254,6 \text{ кА}.$$

Условие проверки по термической стойкости:

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

На стороне 10 кВ ГПП устанавливаются амперметр, ваттметр, варметр, счетчик активной энергии и счетчик реактивной энергии.

Определим сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2},$$
$$R_{\text{приб}} = \frac{64,1}{5^2} = 0,16 \text{ Ом}.$$

Найдем полное вторичное сопротивление:

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

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

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

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

Выбираем трансформатор тока ТПОЛ – СЭЩ – 10 – 1000 / 5 .

6.6 Выбор трансформаторов напряжения

К трансформатору напряжения (ТН) подключаются 2 вольтметра, ваттметр, варметр, 7 счётчиков активной энергии и 7 счётчиков реактивной энергии суммарной мощностью $S_{\text{приб}} = 42 \text{ ВА}$.

Условие выбора по напряжению:

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

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ.}$$

Условие выбора по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}},$$

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

Выбираем трансформатор напряжения НАЛИ – СЭЩ – 10 У2 , класса точности 0,5.

6.7 Выбор ограничителей перенапряжений

Условие выбора по напряжению:

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

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

Выбираем ограничители перенапряжений на стороне 110 кВ – ОПН-П-110УХЛ1; на стороне 10 кВ – ОПН-П-10УХЛ2 . В нейтраль силового

трансформатора устанавливаем ОПНН – П – 110УХЛ1.

6.8 Выбор предохранителей

Предохранители необходимы для защиты измерительных ТН.:

Условие выбора по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

Условие выбора по номинальному току:

$$I_n \leq I_{ном},$$

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

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

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

Выбираем предохранитель ПКТ101–10–40 УЗ.

6.9 Выбор гибких шин

Выбираем гибкие шины на стороне 110 кВ. В качестве гибких шин используем провода марки АС.

1. Определяем сечение по экономической плотности тока:

$$q = \frac{I_{раб.ном}}{j_{эк}},$$

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

Выбираем провод марки АС – 185.

2. Проверяем по длительно допустимому току

$$I_{\text{раб. max}} < I_{\text{дон}},$$
$$175,7 \text{ A} < 510 \text{ A}.$$

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

3. Выполним проверку на коронирование:

$$1,07E \leq 0,9E_0,$$
$$E_0 = 24,8 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right),$$
$$E_0 = 24,8 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{9,4}} \right) = 27,2 \text{ кВ / см},$$
$$E = 0,354 \frac{U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_0}},$$
$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{9,4 \cdot \lg \frac{400}{9,4}} = 2,65 \text{ кВ/см},$$

Данное условие выполняется:

$$1,07E \leq 0,9E_0,$$
$$2,8 \leq 24,4.$$

Провод марки АС –185 проходит проверку и может быть использован на ПС в качестве гибкой ошиновки.

6.10 Выбор изоляторов

На стороне ВН для крепления гибких шин используются подвесные изоляторы, количество которых находится в зависимости от номинального напряжения $U_n = 110$ кВ.

Выбираем подвеску из 8 изоляторов типа *ПС – СА*.

На стороне НН выберем опорные изоляторы:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

$$F_{расч} \leq 0,6F_{разр},$$

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

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{10.97^2}{130} \cdot 10^6 \cdot 0.5 \cdot 10^{-7} = 1.68 \text{ Н},$$

$$1,68 \text{ Н} \leq 3 \text{ Н}.$$

Выбираем опорные изоляторы типа *ОНШ – 10 – 5 УХЛ1*.

Выбираем проходные изоляторы на стороне НН:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

$$F_{расч} \leq 0,6F_{разр},$$

$$F_{расч} = 0.865 \frac{1.97^2}{130} \cdot 10^6 \cdot 0.5 \cdot 10^{-7} = 0.084 \text{ Н},$$

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

Выбираем проходные изоляторы типа *ИП – 10/1600 – 4350 У*.

7 Организация автоматизированного учета электрической энергии на главной понизительной подстанции с использованием средств АСКУЭ «ТОК»

7.1 Общие принципы организации и технические требования к АСКУЭ на главной понизительной подстанции

АСКУЭ главной понизительной подстанции должна отвечать следующим основным критериям:

- первичной информацией для АСКУЭ служат данные об электропередачи, поступающие счетчиков электроэнергии по интерфейсу EIA-485;
- сбор, хранение и передача собранной информации об объеме переданной электроэнергии, необходимой для коммерческих расчетов выполняется при помощи сертифицированных и имеющих защиту от несанкционированного доступа технических средств;
- данные об электропотреблении снимаются с использованием единого времени, что позволяет обеспечить единство измеренных данных во времени;
- АСКУЭ защищена от несанкционированного доступа посредством пломб и парольной защиты, что позволяет управлять системой и полученными данными только авторизованным сотрудникам электроснабжающей организации;
- измерительные ТТ и ТН, которые входят в АСКУЭ, соответствуют требованиям раздела 1.5 правил устройства электроустановок;
- проектом предусматривается комплекс мероприятий защите измерительных цепей от несанкционированного доступа.

АСКУЭ подстанции должно отвечать ряду технических требований:

- устройства сбора и передачи данных и счетчики электрической энергии должны иметь сертификацию;
- АСКУЭ должна выполнять свои функции во всех режимах работы системы электроснабжения;

- АСКУЭ должна быть защищена от негативного влияния ЭМП и механических воздействий;

- вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (ТН) к которым подключаются счетчики электрической энергии не должна превышать паспортных допустимых значений;

- вторичные цепи измерительных ТН присоединяются к измерительным цепям электросчетчиков при помощи отдельных кабелей, проходящих через автоматический выключатель.

Микропроцессорные счётчики электрической энергии должны отвечать следующим требованиям:

- позволять измерять электроэнергию и определять средние значения мощности за получасовые промежутки времени;

- позволять хранить профиль нагрузки с получасовыми интервалами на протяжении месяца;

- иметь цифровой интерфейс;

- иметь энергонезависимую память для сохранения установленных параметров счетчика и записи последних данных при провалах напряжения;

- иметь внутренний журнал событий для записи служебной информации;

- иметь защиту от изменения параметров недопущенными лицами;

- позволять проводить внутреннюю самодиагностику.

7.2 Структура автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии на ГПП «Южная»

Проектируемая АСКУЭ строится по иерархическому принципу и включает в себя 3 уровня.

I уровень включает в себя установленные на главной понизительной подстанции измерительные ТТ, ТН и электронные счетчики электрической энергии с цифровым интерфейсом.

Проектом предусматривается установка во всех точках учета электросчетчиков модели ЦЭ6850М с классом точности 0,2 по активной

энергии и 0,5 по реактивной. Все используемые счетчики электрической энергии присоединяются к трансформаторам тока и напряжения.

Счетчики ЦЭ6850М входят в госреестр средств измерений (СИ). Средняя наработка на отказ электросчетчика составляет не менее 160000 ч. Расчетный срок службы тридцать лет. Диапазон рабочих температур от -40°C до +55 °C.

Для передачи информации от счетчиков электрической энергии до устройства сбора и передачи данных (УСПД) применяется витая пара.

II уровень системы учета включает в себя УСПД.

Выбираем УСПД-М программно-технического комплекса «ТОК-С», производства ООО Амрита. Устройства сбора и передачи данных обеспечивают сбор первичной информации со счетчиков, расчет и архивирование данных об электропотреблении в энергонезависимой памяти и передачу этой информации на III уровень системы АСКУЭ.

III уровнем системы является энергосбыт электроснабжающей организации.

В энергосбыт электроснабжающей организации информация поступает на существующие серверы баз данных через серверы опроса.

Передача информации осуществляется автоматически в ночное время суток по двум взаимнорезервируемым каналам. Для этого в УСПД предусмотрена установка модема, подключенного к абонентской линии Ростелеком и резервный канал сотовой связи с использованием внешнего GSM-модема.

Установка системы точного времени реализована на модуле коррекции часов, входящего в комплект УСПД и сервера опроса энергосбытовой организации. Модули подключены к городской радиотрансляционной сети и по сигналам точного времени осуществляют один раз в календарные сутки коррекцию часов УСПД. УСПД производит коррекцию времени у счетчиков электрической энергии.

УСПД оснащены импульсными источниками питания с двумя гальванически развязанными сетями постоянного или переменного тока

напряжением от 90В до 270В. Основное и резервное электропитание УСПД осуществляется от двух секций шин собственных нужд подстанции после АВР. Потребляемая мощность при этом не превышает 50 Вт. Переход с основного на резервный источник питания происходит автоматически, без перерыва работы УСПД.

Станция опроса информации защищена от несанкционированного доступа путем разграничения доступа средствами операционной системы.

Аппаратные средства системы должны обеспечивать защиту от неправомерного изменения параметров системы и от негативного влияния окружающей среды.

8 Расчёт защитного заземления и молниезащиты главной понизительной подстанции «Южная»

8.1 Расчёт защитного заземления главной понизительной подстанции «Южная»

Для нахождения необходимого числа вертикальных заземлителей принимаем:

- длина вертикальных стержней $l = 5$ м;
- диаметр стержней $d = 0,95 \cdot b = 0,0475$ м;
- расстояние между соседними стержнями $a = 10$ м;
- сопротивление заземлителя согласно ПУЭ $R_z = 0,5$ Ом;
- в качестве горизонтального заземлителя используется стальная полоса размерами 40х4 мм;
- глубина заложения полосы под поверхность земли $t = 0,7$ м;
- удельное сопротивление грунта $\rho = 100$ Ом·м;
- периметр подстанции равен

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

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

Найдем сопротивление растеканию вертикального заземлителя:

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

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

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

$$\rho_{расч} = \rho \cdot K_c,$$

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

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

Определим необходимое число вертикальных заземлителей:

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

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

Определим сопротивление растеканию заземляющей полосы:

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

$$\rho_{расч.г.} = \kappa'_c \cdot \rho_{гп},$$

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

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

Определим действительное сопротивление растеканию заземляющей полосы:

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

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

Найдем сопротивление растеканию заземлителей, учитывая сопротивление горизонтального заземлителя:

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

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

Определим уточненное количество стержней:

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

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

Окончательно принимаем 61 вертикальный стержень.

8.2 Молниезащита ГПП «Южная»

Здания и сооружения ГПП защищаются молниеотводами от попадания молний.

Расчет защиты от попаданий молний заключается в определении зоны защиты и параметров молниеотвода.

Порядок расчета стержневого молниеотвода:

1. Найдем активную высоту молниеотвода, приняв его высоту равной $h = 30$ м:

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

$$h_a = 30 - 12 = 18 \text{ м},$$

Найдем зону защиты стержневого молниеотвода:

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

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

Принимаем к установке 4 стержневых молниеотвода.

Заключение

Разработка проекта по реконструкции системы электроснабжения группы кварталов Центрального района г. Тольятти направлена на повышение надежности всей системы электроснабжения города.

В результате выполнения работы были определены нагрузки жилой застройки, общественных зданий и учреждений в южной части Центрального района города, произведен выбор и обоснование схемы электроснабжения КТП, выбраны КТП для размещения на территории района, произведено технико-экономическое сравнение и выбор оптимальной по затратам мощности силовых трансформаторов главной понизительной подстанции, произведен расчет токов КЗ, выбраны высоковольтные аппараты на ГПП (высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, нелинейные ограничители перенапряжений) и кабели.

Выполнен расчет молниезащиты и заземления на подстанции.

Произведен анализ требований к автоматизированной системе коммерческого учета электрической энергии на главной понизительной подстанции.

Список использованных источников

1. Нормативы для определения расчётных электрических нагрузок зданий (квартир), коттеджей, микрорайонов (кварталов) застройки и элементов городской распределительной сети. - М.: Министерство топлива и энергетики, 1999.
2. Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.185-94. М.: Энергоатомиздат, 1995.
3. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-е издание. М.: ДЕАН, 2014.
4. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений. Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова – Москва: Форум, 2014.
5. Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях. Учебное пособие / Е.Ф. Щербаков – Москва: Форум, 2014.
6. Гвоздев, С.М. Энергоэффективное электрическое освещение. Учебное пособие / С.М. Гвоздев, Д.И. Панфилов, Т.К. Романова – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.
7. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин – М.: Academia, 2015.
8. Старшинов, В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. Учебное пособие / В.А. Старшинов, М.В. Пираторов, М.А. Козинова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2015.
9. Соколов, Б.А. Монтаж электрических установок/ Б.А. Соколов, Н.Б. Соколова. - М.: Энергоатомиздат, 2012.
10. Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промыш. предприятий / Э.А. Киреева - М.: КноРус, 2013.
11. Вахнина, В.В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: учеб. пособие для вузов/ В.В. Вахнина. - Тольятти: ТГУ, 2006.

12. Вахнина, В.В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учеб.- метод. пособие для практ. занятий и курсового проектирования/ В.В. Вахнина, А.Н. Черненко. - Тольятти: ТГУ, 2007.

13. Кудрин, Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы. Учебное пособие для вузов / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.

14. Шведов, Г.В. Потери электроэнергии при ее транспорте по электрическим сетям: расчет, анализ, нормирование и снижение. Учебное пособие / Г.В. Шведов, О.В. Скрипачева, О.В. Савченко – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.

15. Сибикин, Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин – Москва: Форум, 2015.

16. Хорольский, В.Я. Прикладные методы для решения задач электроэнергетики. Учебное пособие/ В.Я. Хорольский – Москва: Форум, 2015.

17. Дьяков, А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов / А.Ф. Дьяков – Москва: МЭИ, 2015.

18. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин – Москва: Форум, 2015.

19. Электроэнергетика. Учебное пособие / под ред. Ю.В. Шарова. – М.: Форум, 2013.

20. Дьяков, А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов / А.Ф. Дьяков – Москва: МЭИ, 2015.

21. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии/ под общ. ред. В.Г. Герасимова и др. - М.: МЭИ, 2002.

22. Алиев, И.И. Кабельные изделия: Справочник/ И.И. Алиев. - М.: ИП РадиоСОФТ, 2011.

23. Zhang, H. Research of HEV power driving system based on synergic electric power supply / H. Zhang, Y. H. Wang. - Control Conference, 2011 30th

Chinese, 2011, pp. 5195-5198.

24.Varganova, A. V. Mathematical modeling of synchronous generators in out-of-balance conditions in the task of electric power supply systems optimization / A. V. Varganova, E. A. Panova, N. A. Kurilova, A. T. Nasibullin. - 2015 International Conference on Mechanical Engineering, Automation and Control Systems (MEACS), 2015, pp. 1-6.

25.Vicenzutti, A. High voltage ship-to-shore connection for electric power supply support in landing operations: An analysis / A. Vicenzutti, F. Tosato, G. Sulligoi, G. Lipardi and L. Piva. - Electric Ship Technologies Symposium (ESTS), 2015 IEEE, 2015, pp. 364-369.

26.Bin, Q. Optimization model for electric power supply chain operation based on system engineering / Q. Bin, L. Lu. - Engineering Design and Manufacturing Informatization (ICSEM), 2011 International Conference, 2011, pp. 77-80.

27.Chiosa, N. Power quality monitoring for electric substation ancillary services supplying / N. Chiosa, S. Kilyeni, C. Barbulescu and D. Jigoria-Oprea. - Proceedings of 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power - ICHQP 2010, 2010, pp. 1-6.