

Аннотация

В бакалаврской работе представлен проект реконструкции электрической части подстанции «Город-2» 35/6 кВ.

Бакалаврская работа включает в себя следующие разделы:

- анализ существующей схемы подстанции «Город-2»;
- расчет ТКЗ;
- выбор высоковольтного оборудования;
- выбор средств релейной защиты и автоматики;

Работа состоит из пояснительной записки на 49 листах, содержащая 12 таблиц, 8 рисунков.

Графическая часть представлена на шести листах формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Анализ существующей схемы подстанции «Город-2»	6
2 Расчет токов короткого замыкания	10
3 Выбор аппаратов и проводников.....	15
4 Релейная защита и автоматика.....	28
Заключение	47
Список использованных источников	48

Введение

Электроэнергетика любого государства мира, влияет на его развитие: экономики, промышленности, агрокомплекса и т.д. Развитие электроэнергетики Российской Федерации в значительной мере определяет уровень развития всей страны в целом.

Износ электрохозяйства в электроэнергетике является серьезной проблемой в настоящее время. За последние годы большинство электроэнергетических компаний обновляет свое электрохозяйство через инвестиционные программы. Согласно последним статистическим данным тенденция в рамках износа сетей сохраняется, и составляет около 80%, в зависимости от региона страны.

Массовый процесс обновления электрохозяйства электроэнергетических систем связан с их физическим и моральным износом.

Физический износ – это устаревание фондов электроэнергетических систем в результате эксплуатации.

Моральный износ – это устаревание фондов ЭЭС в результате прорыва научного прогресса, т.е. установленное оборудование приводит к большим эксплуатационным затратам, по сравнению с современными аналогами.

Целью работы является повышение надежности электроснабжения потребителей подстанции «Город - 2» 35/6 кВ, которая находится в г.Сызрань. Необходимость реконструкции связана с тем что, установленное оборудование на подстанции «Город - 2» морально и физически устарело. Проведенная реконструкция позволит повысить работоспособность подстанции в целом, а также повысит надежность электроснабжения и качество электрической энергии для потребителей.

Для достижения обозначенной цели в работе, необходимо решить следующие задачи:

1. Расчет токов короткого замыкания для всех уровней напряжения.

2. Замена установленных коммутационно-защитных аппаратов на территории открытого распределительного устройства 35 кВ (короткозамыкатели, отделители, разъединители и т.д.).

3. Замена установленных комплектно распределительных устройств типа КРУН наружной установки напряжения 6 кВ.

4. Установка современных средств микропроцессорной релейной защиты и автоматики.

1 Анализ существующей схемы подстанции «Город-2»

1.1 Месторасположение и назначение подстанции

Подстанция «Город-2» была введена в эксплуатацию в 1966 году. В настоящее время подстанция находится на балансе и обслуживается ПАО «МРСК – Волги».

Подстанция «Город-2» 35/6 кВ расположена в черте города Сызрань, напротив торгового центра «Автобус» в переулке Короткий (рисунок 1). Рассматриваемая подстанция является тупиковой и служит для электроснабжения населения города Сызрань Самарской области, а также для электроснабжения близлежащих промышленных предприятий, типовая схема подстанции «Город-2» представлена на рисунке 2. В районе подстанции «Город-2» расположена Сызранская ГЭС (рисунок 1).

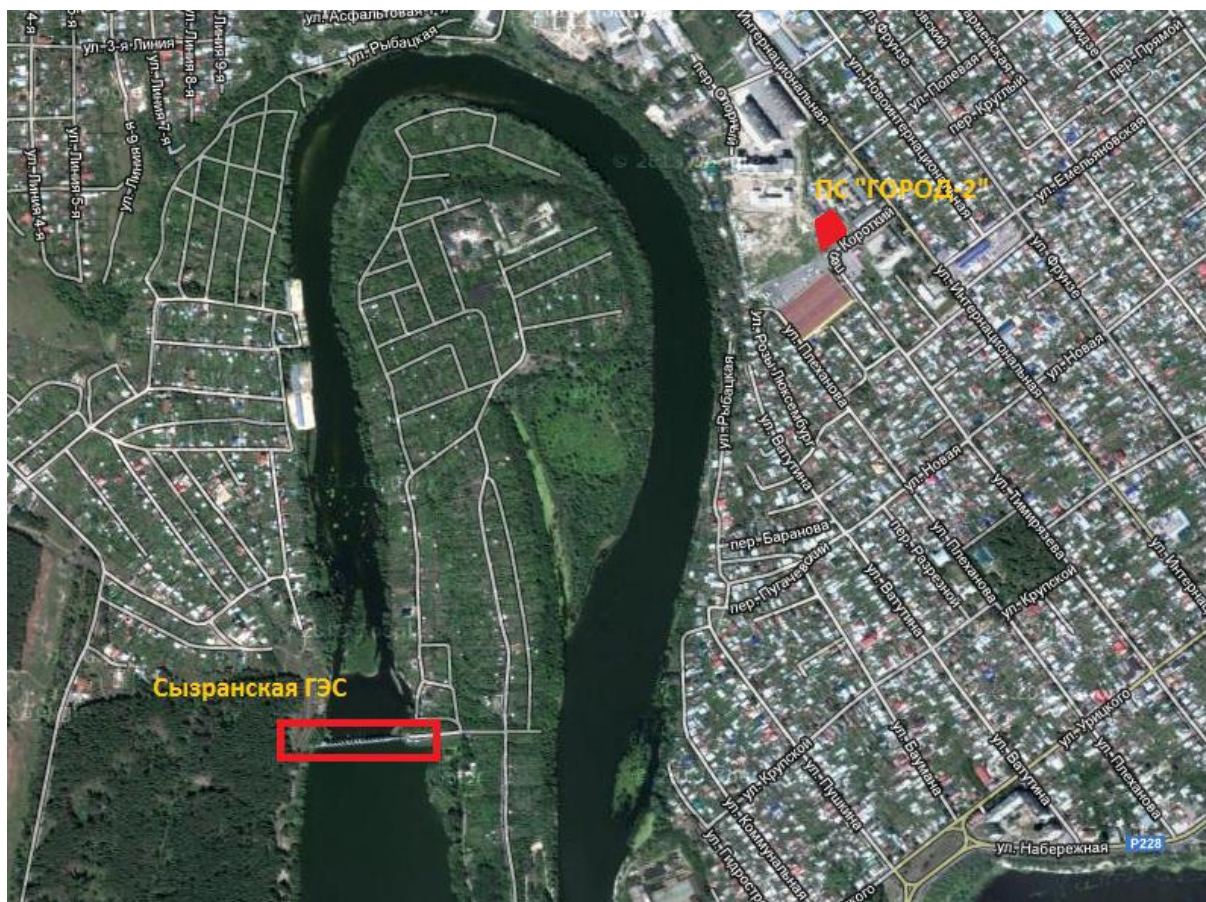


Рисунок 1 – Расположение подстанции «Город-2»

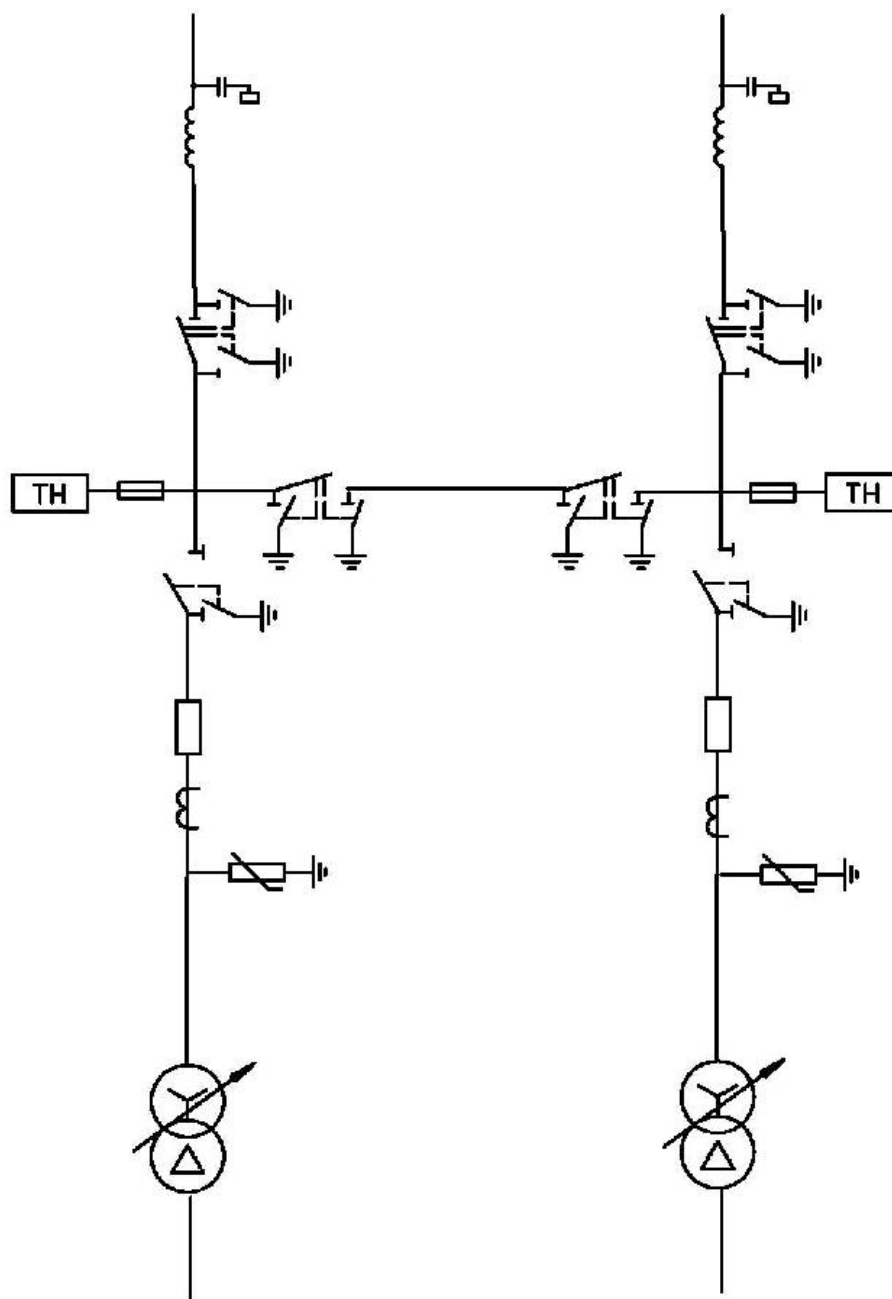


Рисунок 2 – Типовая схема подстанции «Город-2»

1.2 Основные характеристики подстанции

Подстанция «Город-2» 35/6 кВ питается от двухцепной воздушной линией 35 кВ, Город-1 и Город-2. На стороне ВН установлены масляные выключатели типа ВМ–35. С сборных шин 35 кВ через масляные выключатели питаются два трансформатора типа ТДНС – 16000/35/6 –У-1. Силовые трансформаторы защищаются от перенапряжений (атмосферных, коммутационных) на стороне 35 кВ – разрядниками типа РВС–35, а на стороне 6 кВ - разрядниками РВП–6.

Трансформаторы в свою очередь запитывают ЗРУ 6 кВ, которое состоит из системы сборных шин. Потребители ПС питаются по кабельным линиям. Также стоит отметить, что на каждой секции установлены трансформаторы собственных нужд (ТСН) типа ТМ – 630 6/0,23, через предохранители ПКТ–10.

Основные потребители подстанции «Город-2» представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Основные потребители ПС «Город – 2» 35/6 кВ

№ фидера	Наименование потребителя
6,17,28,29	ООО «Энергетик»
16	ООО «Криста»
3,15	ОАО «СМК»
1,2,4,11,12,21,23,24,25,26	СГЭС
5	ООО «Вега»
22	Сызранский водоканал

1.3 Необходимость рассмотрения вопросов реконструкции подстанции «Город-2»

Подстанция «Город-2» была построена в 1966 году. До настоящего времени на данной подстанции с определенным интервалом проводились капитальные и текущие ремонты.

Одним из основных и дорогостоящих элементов подстанции является силовой трансформатор. При перегрузках происходит нагрев обмоток изоляции.

На подстанции «Город-2» постоянно проводились осмотры силовых трансформаторов с проведением тепловизионного контроля распределения температуры по баку СТ. Проведенный контроль не выявил увеличения температуры бака силового трансформатора. Учитывая выше сказанное, а так же то, что в рассматриваемом районе не планируется рост нагрузки и коэффициент загрузки каждого трансформатора находится в пределах 0,7 рассматривать замену силового трансформатора не целесообразно.

В ячейках КРУ-6 кВ установлены масляные выключатели типа ВМП – 10. Данный тип выключателей имеет низкий уровень пожаробезопасности, а также давно сняты с производства. В связи с этим эксплуатирующие службы сталкиваются с проблемами в рамках приобретения запасных частей к выключателям. Привода выработали свой коммутационный ресурс. Поэтому в проекте необходимо рассмотреть замену морально устаревших масляных выключателей и приводов.

Из выше сказанного можно сделать вывод о необходимости выполнения следующих мероприятий во время реконструкции подстанции:

- установка ячеек КРУ с вакуумными выключателями;
- на ОРУ-35 кВ заменить старые масляные выключатели на элегазовые;
- установить новые трансформаторы тока и напряжения;
- модернизировать существующую схему подстанции «Город-2» путем установки выключателей в ремонтной перемычке.

2 Расчет токов короткого замыкания

В настоящем разделе необходимо произвести расчет токов КЗ на сборных шинах подстанции 35/6 кВ «Город-2». Результаты данного раздела позволят оценить насколько верно было выбрано высоковольтное оборудование на подстанции.

2.1 Составление расчетной схемы ПС и эквивалентной цепи замещения

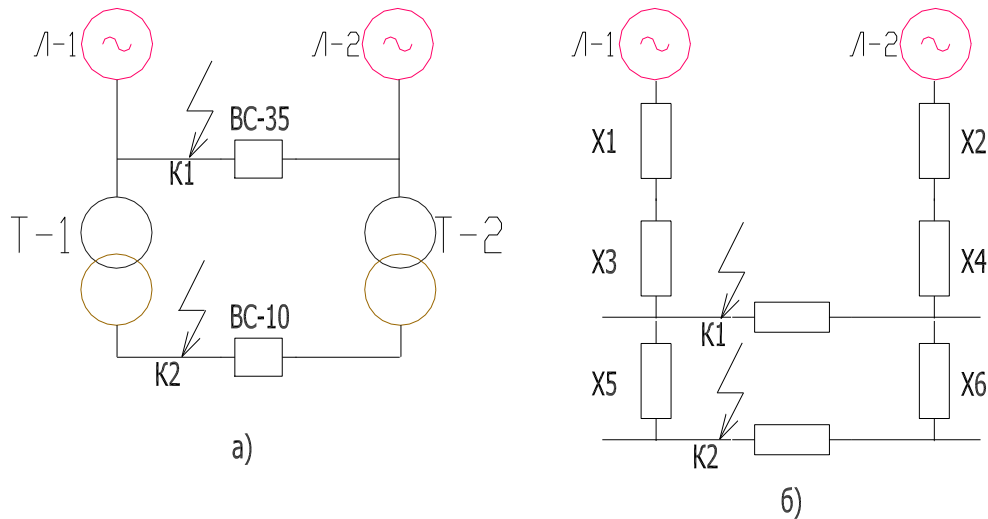


Рисунок 3 – Расчетная схема токов КЗ (а) и схема замещения (б)

Базисный ток для определения ТКЗ, определяется по следующему выражению:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3}U_{\sigma}},$$

где S_{σ} и U_{σ} - базисная мощность КЗ и напряжение, соответственно МВА и кВ.

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 15 \text{ кА};$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,6 \text{ кА}.$$

2.2 Определение сопротивлений схемы замещения

Сопротивления электрической системы X_1 и X_2 :

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{S_{кз}},$$

где $S_{кз}$ - мощность КЗ, которое в свою очередь определяется, как:

$$S_{кз} = I_{кз} \cdot U_{cp} \cdot \sqrt{3};$$

$$S_{кз} = 10 \cdot 38,5 \cdot \sqrt{3} = 667 \text{ МВА};$$

$$X_1 = X_2 = \frac{1000}{667} = 1,5.$$

Сопротивление ЛЭП:

$$X_l = x_{y0} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2};$$

$$X_3 = X_4 = 0,4 \cdot 15 \cdot \frac{1000}{38,5^2} = 4.$$

Определяем сопротивление трансформаторов:

$$X_{mp} = \frac{U_{кз\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{mp}};$$

$$X_5 = X_6 = \frac{8}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 5.$$

2.3 Определение ТКЗ в К1

Определение эквивалентного сопротивления:

$$X_7 = X_1 + X_3 = 1,5 + 4 = 5,5;$$

$$X_8 = X_2 + X_4 = 1,5 + 4 = 5,5;$$

$$X_{рез} = \frac{X_7 \cdot X_8}{X_7 + X_8} = \frac{5,5 \cdot 5,5}{5,5 + 5,5} = 2,75.$$

Трёхфазный ток КЗ в К1

$$I_{n0K1}^{(3)} = \frac{1}{2,75} \cdot 15 = 5 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К-1 определяется по формуле:

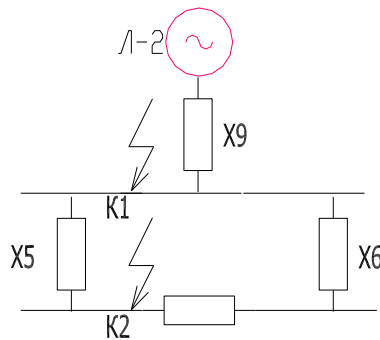


Рисунок 4 – Схема замещения

$$i_{y\partial K1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{n0K1}^{(3)},$$

где $k_{y\partial} = 1,9$

$$i_{y\partial K1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 5 = 13 \text{ кА};$$

$$I_{nrK1} = I_{n0K1}^{(3)} = 5 \text{ кА};$$

$$i_{arK1} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^3 \cdot e^{-\tau/Ta},$$

где $e^{-\tau Ta}=1,09$;

$$i_{атК1} = \sqrt{2} \cdot 5 \cdot 1,09 = 8 \text{ кА}.$$

2.4 Расчет токов КЗ в точке К2

$$X_{10} = X_7 + X_5 = 5,5 + 5 = 10,5;$$

$$X_{11} = X_8 + X_6 = 5,5 + 5 = 10,5.$$

Теперь параллельно складываются сопротивления X_{10} и X_{11} :

$$X_{рез} = \frac{X_{10} \cdot X_{11}}{X_{10} + X_{11}} = \frac{10,5 \cdot 10,5}{10,5 + 10,5} = 5,25.$$

Определяем трехфазный ток короткого замыкания в точке К-2:

$$I_{n0К2}^{(3)} = \frac{1}{5,25} \cdot 91,6 = 17 \text{ кА}.$$

Затем определяем ударный ток короткого замыкания в точке К-2:

$$i_{удК2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 17 = 46 \text{ кА};$$

$$I_{нрК2} = I_{n0К2}^{(3)} = 17 \text{ кА};$$

$$i_{атК2} = \sqrt{2} \cdot 17 \cdot 1,09 = 26 \text{ кА}.$$

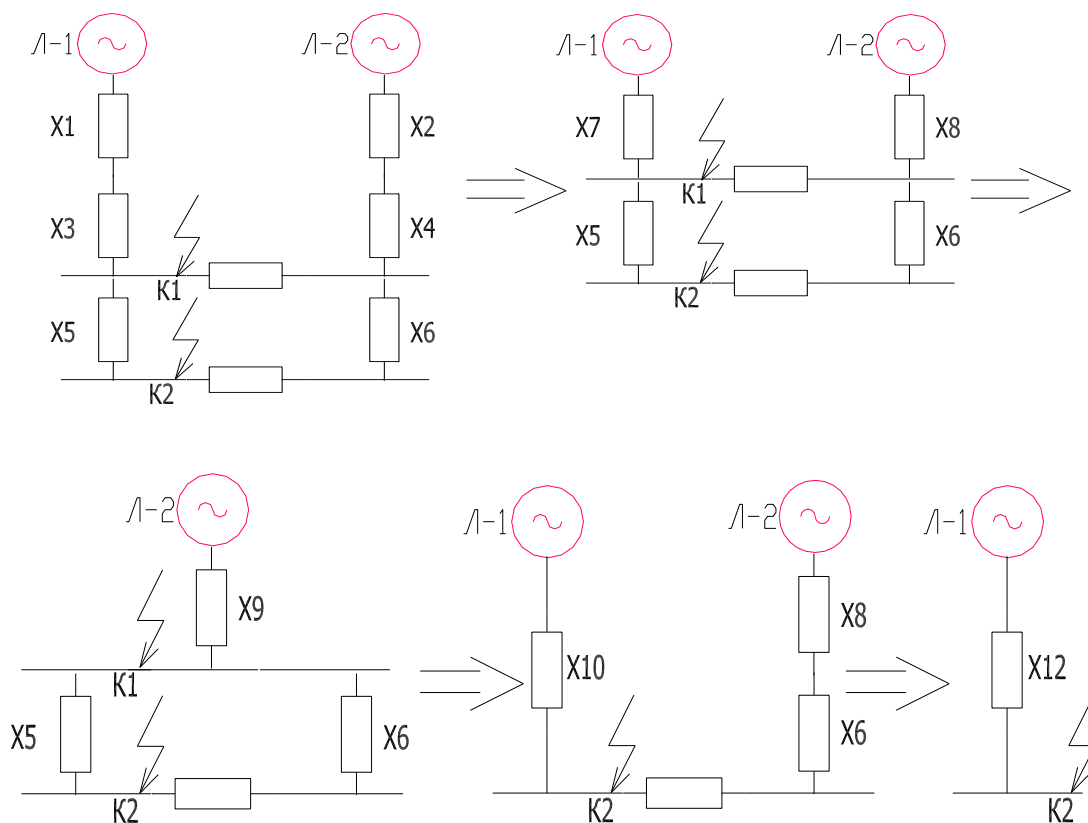


Рисунок 5 – Этапы преобразования схемы замещения

Результаты расчета токов КЗ в точках К1 и К2 сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Итоговая ведомость токов короткого замыкания

Точка КЗ	U_{cp}	$I_{п0}$, кА	$I_{пт}$, кА	$i_{уд}$, кА	i_{at} , кА
К-1 (35 кВ)	38,5	5	5	13	8
К-2 (6 кВ)	6,3	17	17	46	26

3 Выбор аппаратов и проводников

3.1 Выбор выключателей на стороне 35кВ

Для сравнения выбираем два выключателя, сравнительную характеристику можно пронаблюдать в таблице 3.

Таблица 3 – Параметры выключателей

№п/п	Наименование параметра	ВВСТ-35- 25/1600У1	ВБН-35- 20/1600У1
1	Номинальное напряжение, кВ	35	35
2	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5	40,5
3	Номинальный ток, А	1600	1600
4	Номинальный ток отключения, кА	25	20

Выбираем выключатель ВВСТ-35 по условиям более высоких технических характеристик, и более низкой стоимости

Проверяем выключатель по следующим параметрам:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$U_{уст} = 35 \leq U_{ном} = 35 \text{ (кВ)}.$$

2. По номинальному току:

$$I_{раб} \leq I_{ном};$$

$$I_{раб} = 240 \text{ А};$$

$$I_{ном} = 1600 \text{ А};$$

$$I_{раб} = 240 \text{ А} \leq I_{ном} = 1600 \text{ (А)}.$$

3. По отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{пт} \leq I_{откл.ном};$$

$$I_{пт} = 5 \text{ кА};$$

$$I_{откл.ном} = 25 \text{ кА};$$

$$I_{пт} = 5 \leq I_{откл.ном} = 25 \text{ (кА)}.$$

б) на отключение аperiodической составляющей тока к.з.:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.ном.} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном.} \cdot I_{откл.ном.},$$

где $i_{a,\tau}$ - номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ ; $\beta_{ном.}$ - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе (определяется по кривым ($\approx 0,35$))

$$\tau = t_{р.з.} + t_{с.в.} = 0,015 + 0,04 = 0,065 \text{ сек},$$

где $t_{р.з.} = 0,015$ с.- время действия релейной защиты; $t_{с.в.} = 0,04$ с. - собственное время отключения выключателя.

$$i_{a.ном.} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном.} \cdot I_{откл.ном.} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 25 = 12,4 \text{ кА};$$

$$\beta_{a.ном.} = \frac{i_{a,\tau}}{\sqrt{2} \cdot I_{п.\tau}} \Rightarrow i_{a,\tau} = \beta_{ном.} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п.\tau} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 5 = 2,47 \text{ кА};$$

$$i_{a,\tau} = 2,47 \leq i_{a.ном.} = 12,4 \text{ (кА)}.$$

3. По предельному сквозному току к.з. - на электродинамическую стойкость:

$$I_{п.о.} \leq I_{пр.с}, \quad I_{уд.} \leq I_{пр.с},$$

где $I_{пр.с} = 62,5$ кА – предельный сквозной ток (выбирается из справочника); $I_{п.о.} = 4,3$ – наибольшее начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.

$$I_{п.о.} = 4,3 \leq I_{пр.с} = 35 \text{ (кА)}.$$

4. По тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$B_k \leq B_{ном};$$

$$B_k = I_n^2 \cdot t = 5^2 \cdot 0,065 = 2,625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{ном} = I_{тер}^2 \cdot t_m = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где I_T – ток термической устойчивости; t_T – длительность протекания тока термической устойчивости

$$B_k = 2,625 \leq B_{ном} = 1875 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

3.2 Выбор разъединителя на стороне 35 кВ

Таблица 4 – Сравнительный анализ технических характеристик разъединителей

Наименование параметра	РДЗ.2 – 35Б/1000	РГП – СЭЩ – 35 кВ
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5	40,5
Номинальный ток, А	1000	1000
Ток термической стойкости, кА	16	20
Ток эл.динамической стойкости, кА	40	50

Разъединитель выбирается по следующим параметрам:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$U_{уст} = 35 \leq U_{ном} = 35 (\text{кВ}).$$

2. По номинальному длительному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном};$$

$$I_{ном} = 240 \text{ А};$$

$$I_{ном} = 630 \text{ А};$$

$$I_{норм} = 240 \text{ А} \leq I_{ном} = 630 (\text{А}).$$

3. По предельному сквозному току к.з. – на электродинамическую стойкость:

$$I_{п.о.} \leq I_{пр.с.}, \quad I_{уд.} \leq I_{пр.с.};$$

$$I_{уд.} = 4,3 \text{ кА};$$

$$i_{уд} = 4,3 \leq i_{пр.с.} = 64 (\text{кА}).$$

Выбираем разъединитель РГП – СЭЩ – 35 кВ.

3.3 Выбор трансформатора тока на стороне 35 кВ

Таблица 5 – Сравнительный анализ технических характеристик трансформаторов тока

Наименование параметра	ТФЗМ 35Б	ТОЛ-35 УХЛ1
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5	40,5
Номинальный первичный ток, А	300	300
Номинальная частота, Гц	50	50

1. По номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$U_{уст} = 35 \leq U_{ном} = 35 \text{ (кВ)}.$$

2. По номинальному длительному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном};$$

$$I_{норм} = 240 \text{ А};$$

$$I_{ном} = 300 \text{ А};$$

$$I_{норм} = 240 \leq I_{ном} = 300 \text{ (А)}.$$

3. На электродинамическую стойкость:

$$I_{у.} \leq I_{эд};$$

$$I_{у.} = 17,5 \text{ кА};$$

$$I_{эд} = 42 \text{ кА};$$

$$I_{у.} = 17,5 \text{ кА} \leq I_{эд} 42 \text{ кА}.$$

4. По тепловому импульсу - на термическую стойкость:

$$B_{к.} \leq B_{тер};$$

$$B_{к.} = I_n^2 \cdot t = 6^2 \cdot 1 = 36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{тер} = K_m^2 \cdot I_{ном}^2 \cdot t_m = 120^2 \cdot 0,3^2 \cdot 4 = 5184 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $K_T = 120$ термический коэффициент (по справочнику); t_T – длительность протекания тока термической устойчивости.

$$B_{к.} = 36 \leq B_{тер} = 5184 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\Sigma \text{пр}}}{I_2^2} = \frac{5,3}{5^2} = 0,212 \text{ Ом},$$

где I_2 – вторичный номинальный ток прибора; $S_{\Sigma \text{пр}}$ - мощность, потребляемая приборами.

Номинальное полное сопротивление нагрузки:

$$r_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} = 0,212 + 0,1 + 0,056 = 0,37 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{пр}} = R_2 - R_{\text{приб}} - 0,1 = 0,37 - 0,212 - 0,1 = 0,056 \text{ Ом};$$

$$S_{\text{пров}} = l \cdot \frac{\rho}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,283}{0,056} = 5,1 \text{ мм}^2,$$

где $R_{\text{к}} = 0,1$ – переходное сопротивление контактов; $R_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов

Выбираем трансформатор тока ТОЛ-35 УХЛ1.

Таблица 6 - Данные приборов

Прибор	Тип	Количество	Нагрузка (кВ·А)		
			А	В	С
Амперметр	Э-377	1	0,1		
Ваттметр	Д-365	1	0,1		
Варметр	Д-365	1	0,1		
Счетчик активной энергии	СА4У-И672М	3	2,5	2,5	2,5
Счетчик реактивной энергии	СР4У-И673М	3	2,5	2,5	2,5
			$S_{\Sigma \text{пр}} = 5,3 \text{ В} \cdot \text{А}$		

3.4 Выбор трансформатора напряжения на стороне 35 кВ

1. По номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$U_{уст} = 35 \leq U_{ном} = 35 \text{ (кВ)}.$$

2. По вторичной нагрузке:

$$S_{\Sigma пр} \leq S_{ном},$$

где $S_{\Sigma пр}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

$$S_{ном} = 6,2 \text{ В} \cdot \text{А};$$

$$S_{\Sigma пр} = 6,2 \leq S_{ном} = 150 \text{ (В} \cdot \text{А)}.$$

Выбираем трансформатор напряжения **ЗНОМ-35-65**.

Таблица 7 - Данные приборов

Прибор	Тип	Количество	S прибора (В·А)
Ваттметр	Д-305	1	0,5
Варметр	Д-305	1	0,5
Счетчик активной энергии	САЧУ-И672М	1	2,5
Счетчик реактивной энергии	СРЧУ-И673М	1	2,5
Вольтметр межфазный	Э-377	1	0,1
Вольтметр	Э-350	1	0,1
			$S_{\Sigma пр} = 6,2 \text{ В} \cdot \text{А}$

3.5 Выбор оборудования на стороне 6кВ

Выбираем комплектное распределительное устройство наружной установки типа К – 59ХЛ1.

При модернизации рассматривались только вакуумные выключатели, т.к они зарекомендовали себя коммутационными данными, и эксплуатационной надежностью, при относительно не высокой цене.

Сравнительная характеристика вакуумных выключателей представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Параметры выключателей

Параметр	ВВ/TEL-10-12,5/1000 У2	ВБКЭ-10-20/1000 УХЛ2
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Номинальный ток, А	1000	1000
Номинальный ток отключения, кА	12,5	20
Механический ресурс	150000	50000
Срок службы до списания, лет	30	30

Выбираем вакуумный выключатель типа ВВ/TEL-10-12,5/1000 У2, т.к он имеет меньшую цену.

Выключатель выбирается по следующим параметрам:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{уст.} \leq U_{ном};$$

$$U_{уст.} = 10 \leq U_{ном} = 10 (\text{кВ}).$$

2. По номинальному току:

$$I_{раб.} \leq I_{ном};$$

$$I_{раб.} = 840 \text{ А};$$

$$I_{ном} = 1000 \text{ А};$$

$$I_{раб.} = 840 \leq I_{ном} = 1000 (\text{А}).$$

3. По отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{пт} \leq I_{откл.ном};$$

$$I_{пт} = 7 \text{ кА};$$

$$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА};$$

$$I_{пт} = 7 \leq I_{откл.ном} = 20 \text{ (кА)}.$$

б) на отключение аperiodической составляющей тока к.з.:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном},$$

где $i_{a,\tau}$ - номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ ; $\beta_{ном}$ - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе (определяется по кривым ($\approx 0,35$))

$$\tau = t_{р.з.} + t_{с.в.} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ сек},$$

где $t_{р.з.} = 0,01$ с.- время действия релейной защиты; $t_{с.в.} = 0,05$ с. - собственное время отключения выключателя.

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 20 = 9,9 \text{ кА};$$

$$\beta_{a.ном} = \frac{i_{a,\tau}}{\sqrt{2} \cdot I_{п.\tau}} \Rightarrow i_{a,\tau} = \beta_{ном} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п.\tau} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 7 = 3,5 \text{ кА};$$

$$i_{a,\tau} = 3,5 \leq i_{a.ном} = 9,9 \text{ (кА)}.$$

4. По предельному сквозному току к.з. - на электродинамическую стойкость:

$$I_{п.о.} \leq I_{пр.с}, \quad I_{уд.} \leq I_{пр.с},$$

где $I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$ – предельный сквозной ток (выбирается из справочника); $I_{п.о.} = 11,1$ – наибольшее начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.

$$I_{п.о.} = 11,1 \leq I_{пр.с} = 20 (\text{кА}).$$

5. По тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$B_k = I_n^2 \cdot t = 7^2 \cdot 0,06 = 2,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{ном} = I_{тер}^2 \cdot t_m = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где I_T – предельный ток термической устойчивости (по справочнику); t_T – длительность протекания тока термической устойчивости.

$$B_k = 2,45 \leq B_{ном} = 1200 (\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

3.6 Выбор трансформатора тока

1. По номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$U_{уст} = 10 \leq U_{ном} = 6 (\text{кВ}).$$

2. По номинальному длительному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном};$$

$$I_{норм} = 840 \text{ А};$$

$$I_{ном} = 1500 \text{ А};$$

$$I_{\text{норм}}=840 \leq I_{\text{ном}}=1500 \text{ (A)}.$$

3. На электродинамическую стойкость:

$$I_{y.} \leq I_{\text{эд}};$$

$$I_{y.} = 40 \text{ кА};$$

$$I_{\text{эд}} = 100 \text{кА};$$

$$I_{y.} = 40 \text{ кА} \leq I_{\text{эд}} 100 \text{ кА}.$$

4. По тепловому импульсу - на термическую стойкость:

$$B_{\text{к.}} \leq B_{\text{тер}};$$

$$B_{\text{к}} = I_n^2 \cdot t = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\text{тер}} = K_m^2 \cdot I_{\text{ном}}^2 \cdot t_m = 120^2 \cdot 3^2 \cdot 3 = 388800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $K_T = 120$ термический коэффициент (по справочнику); t_T – длительность протекания тока термической устойчивости.

$$B_{\text{к.}} = 1600 \leq B_{\text{тер}} = 388800 (\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\Sigma \text{пр}}}{I_2^2} = \frac{5,3}{5^2} = 0,212 \text{ Ом},$$

где I_2 – вторичный номинальный ток прибора; $S_{\Sigma \text{пр}}$ - мощность, потребляемая приборами.

Номинальное полное сопротивление нагрузки:

$$r_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} = 0,212 + 0,1 + 0,056 = 0,37 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{пр}} = R_2 - R_{\text{приб}} - 0,1 = 0,37 - 0,212 - 0,1 = 0,056 \text{ Ом};$$

$$S_{\text{пров}} = l \cdot \frac{\rho}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,283}{0,056} = 5,1 \text{ мм}^2,$$

где $R_{\text{к}} = 0,1$ – переходное сопротивление контактов; $R_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов.

Выбираем трансформатор тока ТЛМ-10.

Таблица 9 - Данные приборов

Прибор	Тип	Количество	Нагрузка (кВ·А)		
			А	В	С
Амперметр	Э-377	1	0,1		
Ваттметр	Д-365	1	0,1		
Варметр	Д-365	1	0,1		
Счетчик активной энергии	СА4У-И672М	3	2,5	2,5	2,5
Счетчик реактивной энергии	СР4У-И673М	3	2,5	2,5	2,5
			$S_{\Sigma\text{пр}} = 5,3 \text{ В} \cdot \text{А}$		

3.7 Выбор трансформатора напряжения

1. По номинальному напряжению:

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

$$U_{\text{уст}} = 10 \leq U_{\text{ном}} = 10 (\text{кВ}).$$

2. По вторичной нагрузке:

$$S_{\Sigma\text{пр}} \leq S_{\text{ном}},$$

где $S_{\Sigma\text{пр}}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

$$S_{\text{НОМ}}=6,2\text{В}\cdot\text{А};$$

$$S_{\Sigma\text{пр}}=6,2\leq S_{\text{НОМ}}=120\text{ (В}\cdot\text{А)}.$$

Выбираем трансформатор напряжения **НАМИ-10** соответствующий классу точности 0,5.

Таблица 10 - Данные приборов

Прибор	Тип	Количество	S прибора (В·А)
Ваттметр	Д-305	1	0,5
Варметр	Д-305	1	0,5
Счетчик активной энергии	САЧУ-И672М	1	2,5
Счетчик реактивной энергии	СРЧУ-И673М	1	2,5
Вольтметр межфазный	Э-377	1	0,1
Вольтметр	Э-350	1	0,1
			$S_{\Sigma\text{пр}}=6,2\text{ В}\cdot\text{А}$

4 Релейная защита и автоматика

На основании ПУЭ, раздела «Защита трансформаторов (автотрансформаторов) с обмоткой высшего напряжения 3 кВ и выше и шунтирующих реакторов 500 кВ», а также согласно нормам технического проектирования для трансформаторов 35/6 кВ была составлена таблица 11.

Таблица 11 – Защита и автоматика трансформатора 35/6 кВ

Вид защиты (автоматики)	Исполнение	Примечание
ДЗТ	3-х фазная	
Газовая защита		
МТЗ		
Защита от перегрузки	3-х фазная	на сигнал
ТНЗНП		

4.1 Микропроцессорные комплексы РЗА ИЦ «Бреслер»

Исследовательский центр «Бреслер» г.Чебоксары основан в 2004 году.

Сегодня ИЦ «Бреслер» – одна из немногих российских компаний, способных выполнить полный спектр работ как по РЗА, так и по автоматизации технологических процессов для подстанций всех уровней напряжений, и готовых к выполнению проектов по комплексному оснащению подстанций. Более 170 специалистов. Более 100 изобретений защищены патентами и сертификатами.

ИЦ «Бреслер» российская компания, обеспечивающая комплексное решение автоматизации подстанций и станций.

Продукция представляемая предприятием:

- Серия ТЭМП 2501 – бюджетная версия терминалов защиты 6-35кВ
- Серия TOP 100 – реле защиты
- Серия TOP 200 – полный комплекс защит энергообъектов 6-35кВ
- Шкаф защиты линии 35 кВ (замена ПЗ 152, ПЗ 153)

- Шкафы защиты для элементов ПС 110-750 кВ
- Шкафы защиты генераторов
- Комплекты противоаварийной автоматики
- Система АСУ ТП UniSCADA

4.2 Микропроцессорные комплексы РЗА НТЦ «Механотроника»

Научно-технический центр «Механотроника» создан в 1990 году. В него вошли ведущие специалисты крупнейшего в Минприборе научно-производственного Объединения «Электронмаш», головного в области производства ЧПУ, счетчиков электроэнергии, АСУ и другого электронного оборудования для промышленности и энергетики.

С 1992 года НТЦ «Механотроника» специализируется в разработке и производстве микропроцессорных устройств РЗА, АСУ, а также сопутствующего оборудования и программного обеспечения.

Предприятие имеет развитую службу НИОКР, сборочное производство, службу качества, лабораторию метрологии и испытаний, аккредитованную Госстандартом на право калибровки, отделы маркетинга и внедрения продукции.

Предприятия поставляют шкафы защит, что упрощает монтаж. Микропроцессорные комплексы универсальны, функциональны, надежны, помехоустойчивы. Сохранена традиционная российская идеология построения и основные технические требования к устройствам защиты и автоматики, что облегчает настройку и обслуживание терминалов.

Научный центр предлагает – разработку и производство цифровых устройств релейной защиты, АСУ и сопутствующего оборудования для сетей класса от 0,4 до 220 кВ:

- Многофункциональный МП блок релейной защиты БМРЗ-100;
- Микропроцессорный блок РЗ и контроля напряжения БМРЗ-КН;
- Блок специальных защит электродвигателей БМРЗ-ДС;
- Комплект многофункциональных МП блоков РЗА БМРЗ-04;

- Микропроцессорный блок автоматической частотной разгрузки и автоматического повторного включения по частоте БМАЧР;
- Микропроцессорный блок – многофункциональное реле частоты БММРЧ;
- Блок микропроцессорной центральной сигнализации БМЦС;
- Блок питания комбинированный.

4.3 Микропроцессорные комплексы РЗиА НПП «Экра»

Научно-производственное предприятие «ЭКРА» – одно из ведущих в России предприятий – производителей устройств релейной защиты, автоматики и управления электрических присоединений 110-500 кВ для подстанций и электрических станций.

ООО НПП «ЭКРА» (г. Чебоксары) организовано в 1991 г. ведущими специалистами из «ВНИИР» в области релейной защиты и противоаварийной автоматики для электроэнергетики.

Основной вид деятельности – разработка и реализация инновационных научно-технических программ, в том числе: проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, внедрение новых и совершенствование существующих видов устройств, внедрение разработок по экономному использованию топливно-энергетических ресурсов, обеспечению качества электроэнергии, повышению надежности и безопасности обслуживания оборудования, сервисное обслуживание, обучение, проведение наладочных и ремонтных работ.

Специалисты ООО НПП "ЭКРА" имеют более чем 30-летний опыт работы в сфере своей деятельности, являются разработчиками подавляющего большинства сложных устройств защиты, выпускаемых в настоящее время ОАО «Чебоксарский электроаппаратный завод» и ряда устройств, выпускаемых в странах СНГ.

Номенклатура выпускаемых изделий, услуг и технических решений постоянно расширяется.

Их шкафы защит серии ШЭ2607 приняты межведомственной комиссией с участием представителей РАО «ЕЭС России», отраслевых институтов и эксплуатационных организаций. На основании актов МВК шкафы защит серии ШЭ 2607 соответствуют отраслевым требованиям по функциональным показателям и условиям эксплуатации и рекомендованы к применению в энергосистемах ЕЭС России.

4.4 Микропроцессорные комплексы РЗиА НПП «ЧЭАЗ»

Для защиты секции используется универсальный блок релейной защиты типа БЭМП ЗАО «Чебоксарский электроаппаратный завод» – это общее наименование ряда устройств, которые в зависимости от типа защищаемого присоединения разделяются на следующие группы:

- БЭМП 1-01- для воздушных и кабельных линий;
- БЭМП 1-02- для секционных выключателей;
- БЭМП 1-03- для выключателей вводов;
- БЭМП 1-05- для асинхронных двигателей;
- БЭМП 1-04- для синхронных двигателей;
- БЭМП 1-06- контроль напряжения на секции

Для напряжения 110-220 кВ применяются шкафы:

- ШЗЛ - шкаф защиты линии;
- ШЗТ – шкаф защиты трансформатора;
- ШЗП – шкаф защиты присоединения и автоматики управления обходным выключателем;
- ШЗСВ – шкаф защиты секционного выключателя;
- ШЗШ – шкаф защиты шин.

4.5 Выбор терминалов

Для защиты подстанции будем использовать терминалы фирмы ИЦ «Бреслер» г. Чебоксары.

Внешний вид терминалов TOP 200 показан на рисунке 6.



Рисунок 6 – Внешний вид терминалов TOP 200

Устройства TOP 200 выполнены с применением микропроцессорной элементной базы.

Терминалы серии «TOP 200» работают от источника постоянного, переменного или выпрямленного оперативного тока. Диапазон питающих напряжений - от 24 до 220 В (уточняется при заказе).

В таблице 12 приведены основные типоразмеры устройств TOP 200. Возможность выполнения устройств по индивидуальным требованиям заказчика.

Таблица 12 – Устройства TOP 200

Типоразмер устройства	Выполняемые функции защит, автоматики, измерения	Защищаемое присоединение
1	2	3
TOP 200-Л32 2хх2	$I>$, $I>>$, $I>>>$, $I_0>$, ΔI , УРОВ, ЛЗШ	КЛ, ВЛ, линия к ТСН
TOP 200-Л22 2хх2 TOP 200-Л62 2хх2	$I>\rightarrow$, $I>>\rightarrow$, $I>>>\rightarrow$, $I_0>\rightarrow$, ΔI , I_2 , АПВ, $U<$, $3U<$, $3U_0>$, $3U>$, ЛЗЩ, измерение P, Q, E, I, U	
TOP 200-Л22 3хх2	$I>\rightarrow$, $>>\rightarrow$, $>>>\rightarrow$, $I_0>\rightarrow$, ΔI , I_2 , АПВ, $U<$, $3U<$, $3U_0>$, ЛЗЩ, измерение P, Q, E, I, U	Линия к БСК

1	2	3
ТОР 200-Л28 3хх2 ТОР 200-Л68 3хх2	I>, I>>, I>>>, I ₀ >, ΔI, УРОВ, ЛЗШ, измерение P, Q, E, I, U. Для распределительных ПС	КЛ, ВЛ, линия к ТСН
ТОР 200-ДЗЛ29 3882 ТОР 200-ДЗЛ69 3882	Продольная ДЗЛ, I>, I>>, I>>>, ΔI, УРОВ, ЛЗШ, измерение P, Q, E, I, U	КЛ, ВЛ, шинопровод, ошиновка
ТОР 200-ДЗШ57 3882 ТОР 200-ДЗШ77 3882	Центральное устройство ДЗЛ I>, I>>, I>>>, I ₀ >, УРОВ, ЛЗШ	Секция шин 6-35 кВ
ТОР 200-С22 3хх2 ТОР 200-С62 3хх2	I>, I>>, I>>>, I ₀ >, ΔI, I ₂ , U<, УРОВ, ЛЗШ, АВР, ВНР, измерение P, Q, E, I, U. Для ПС с мощными двигателями.	Секционный выключатель резервный ввод
ТОР 200-С28 3хх2 ТОР 200-С68 3хх2	I>, I>>, I>>>, I ₀ >, ΔI, I ₂ , U<, УРОВ, ЛЗШ, АВР, ВНР, измерение P, Q, E, I, U. Для распределительных ПС.	Секционный выключатель резервный ввод
ТОР 200-С29 3хх2 ТОР 200-С69 3хх2	Z>, I>, I>>, I>>>, I ₀ >, ΔI, I ₂ , 3U<, 3U<<, УРОВ, ЛЗШ, АВР, ВНР, измерение P, Q, E, I, U	Резервный ввод с дистанционной защитой
ТОР 200-В22 3хх2 ТОР 200-В62 3хх2	ЗПП, I>→, I>>→, I>>>→, I ₀ >→, U<, U<<, 3U<, 3U<<, 3U>, ΔI, I ₂ , АПВ, пуск АВР, ЛЗШ, ВНР, измерение P, Q, E, I, U. Для ПС с мощными двигателями	Вводной выключатель (рабочий ввод)
ТОР 200-В28 3хх2 ТОР 200-В68 3хх2	ЗПП, I>, I>>, I>>>, I ₀ >, U<, U<<, 3U<, 3U<<, 3U>, ΔI, I ₂ , АПВ, пуск АВР, ЛЗШ, ВНР, измерение P, Q, E, I, U. Для распределительных ПС	Вводной выключатель (рабочий ввод)
ТОР 200-В29 3хх2 ТОР 200-В69 3хх2	Z>, I>, I>>, I>>>, I ₀ >, ΔI, I ₂ , 3U<, 3U<<, U>, УРОВ, ЛЗШ, пуск АВР, ЛЗШ, ВНР, измерение P, Q, E, I, U	Рабочий ввод с дистанционной защитой
ТОР 200-Н43 3хх2	U<, U<<, 3U<, 3U<<, U ₂ , 3U>, 3U ₀ >, f<, f<<, f<<<, f<<<<, df/dt, ЧАПВ, пуск АВР	Трансформатор напряжения секции
ТОР 200-КЧР22 4хх2	3 очереди по 2 ст. АЧР +1 ст. ЧАПВ + до 12 цепей включения присоединений; блок по НМ, частоте 2 СШ, df/dt	Контроллер частотной разгрузки

4.6 Защита трансформатора 35/6 кВ

Используем шкаф защиты трансформаторов 110-220 кВ «Бреслер ШТ 2108».

Шкаф защиты типа «Бреслер ШТ 2108» (рисунок 7) содержит основную защиту трансформатора с абсолютной селективностью, а также комплект основных и резервных защит, реализовано на базе терминала типа «Бреслер ШТ 2108». По требованию заказчика устройство может быть дополнено комплектом автоматики управления выключателем стороны ВН и резервных защит и/или комплектом автоматического регулирования напряжения трансформатора.

Комплект основных защит трансформатора.

Реализован на базе микропроцессорного терминала защиты 110 – 220 кВ типа «Бреслер ТТ 2108». Имеет входы для подключения токов с трех сторон трансформатора (ВН, СН и НН) и напряжения от сторон СН и НН. Имеет до 56 дискретных входов и 56 выходных реле.



Рисунок 7 – Внешний вид шкафа

Терминал содержит следующий набор защит:

- Дифференциальную защиту трехобмоточного трансформатора;

Уставка – от 20% от номинального тока трансформатора. Время срабатывания – 30 мс.

Дифференциальная токовая отсечка для мгновенного отключения замыканий с большим током КЗ.

Дифференциальный орган с торможением и отстройкой от бросков намагничивающего тока по критериям второй гармоники и формы тока – для отключения внутренних замыканий с малым током КЗ. Дополнительный критерий для отстройки от внешних замыканий. Цифровая компенсация группы соединения обмоток трансформатора и цифровое выравнивание токов плеч.

- Цепи отключения от газовой защиты трансформатора и РПН;

Сигнальная и отключающая ступень ГЗ трансформатора, отключающая ступень ГЗ РПН. Возможность перевода ступеней на сигнал и отключение.

- УРОВ стороны ВН;

С контролем тока, с возможностью действия на «свой» выключатель, с контролем положения РПВ, с возможностью пуска от внешних устройств РЗиА.

- ТЗНП стороны ВН;

Может быть отстроена от бросков намагничивающего тока по критерию второй гармоники.

- МТЗ сторон ВН;

Реагирует на разность фазных токов. С комбинированным пуском по напряжению СН и НН, с отстройкой от бросков намагничивающего тока по критерию второй гармоники.

- МТЗ сторон СН и НН;

Три ступени. С комбинированным пуском по напряжению. Ступень с направленностью. Ступень с автоматическим ускорением (при включении выключателя).

- Логическую защиту шин СН и НН;

- Цепи отключения от внешних устройств РЗиА;

Общий вход внешнего отключения. Отдельные входы для отключения трансформатора от устройств РЗиА сторон СН и НН с дополнительной выдержкой времени.

- Цепи сигнализации от датчиков трансформатора;
Сигнализация при повышении и понижении температуры масла, понижении уровня масла, неисправности системы охлаждения трансформатора.

- Защиту от перегруза;
Контроль токов с трех сторон.

- Реле тока для пуска охлаждения;
Контроль токов с трех сторон.

- Реле тока и напряжения для блокирования РПН.
Реализован на базе микропроцессорного терминала защиты и автоматики типа «ТОР 200-Л» (см. описание выше). Имеет входы для подключения трех фазных токов и тока в нейтрали трансформатора и трех междуфазных напряжений $3U_0$.

Терминал реализует следующий набор функций защиты и автоматики:

- Автоматика управления выключателем стороны ВН;
- Диагностика выключателя стороны ВН;
- Цепи отключения от газовой защиты трансформатора и РПН;
- ТНЗП стороны ВН;
- МТЗ стороны ВН с комбинированным пуском по напряжению;
- УРОВ стороны ВН;
- Защиту от обрыва фаз;
- Контроль изоляции стороны НН.

4.7 Расчет уставок защит

Коэффициент возврата всех максимальных измерительных органов в расчетах рекомендуется принимать равным 0,95, а минимальных – 1,05.

Коэффициент возврата ДЗТ – не ниже 0,8.

Номинальные токи для всех сторон n трансформатора определяются по выражению:

$$I_{\text{НОМ},n} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ},n}},$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора; $U_{\text{НОМ},n}$ – номинальное напряжение стороны n.

$$I_{\text{НОМВН}} = \frac{16 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} = 168,07 \text{ А};$$

$$I_{\text{НОМНН}} = \frac{16 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 10^3} = 980,4 \text{ А}.$$

Выбор уставок и проверка чувствительности дифференциальной защиты трансформатора.

Дифференциальная защита с торможением предназначена для отключения практически всех видов замыканий внутри защищаемой зоны, в том числе с малым током замыкания. В дифференциальной токовой защите для каждой фазы предусмотрены орган дифференциальной токовой отсечки и дифференциальный орган с торможением.

Формирование рабочих величин дифференциального органа с торможением (дифференциального о тормозного токов) происходит следующим образом.

Дифференциальный ток определяется, как сумма токов плеч основной гармоники соответствующего канала дифференциальной токовой защиты:

$$I_{\text{диф}} = I_1 + I_3,$$

где I_1 и I_3 – основные гармоники токов плеч рассматриваемого канала дифференциальной защиты (канала фазы А, В или С), приведенные к номинальному току наиболее мощной обмотки (базисному току).

Входной ток, равный току плеча с максимальным модулем, выходной и тормозной токи определяются в соответствии со следующими выражениями:

$$I_{\text{ВЫХ}} = I_{\text{ВХ}} - I_{\text{диф}}$$

$$I_{\text{Торм}} = \begin{cases} 0, & \text{при } 90^{\circ} \leq \varphi \leq 270^{\circ} \\ \sqrt{I_{\text{вх}} \cdot I_{\text{вых}} \cos \varphi}, & \text{при } -90^{\circ} \leq \varphi \leq 90^{\circ} \end{cases}$$

где φ – угол между входным $I_{\text{ВХ}}$ и выходным $I_{\text{ВЫХ}}$ токами.

Рассмотрим принцип формирования дифференциального и тормозного токов на примере двухобмоточного трансформатора с питанием со стороны при внешнем и внутреннем КЗ (рисунок 8). В качестве положительного принято направление к объекту защиты.

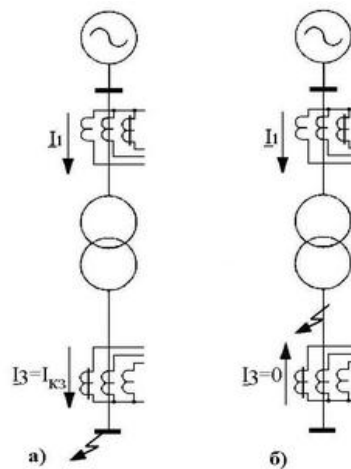


Рисунок 8 – Токораспределение в двухобмоточном трансформаторе при внешнем (а) и внутреннем (б) КЗ

Рассмотрим внешнее КЗ (рисунок 8а). В соответствии с описанными выше принципами дифференциальный ток равен:

$$I_{\text{диф}} = I_1 - I_3.$$

Входной ток $I_{ВХ}$ равен максимальному из токов I_1 и I_3 т.е. току $I_3 = I_{КЗ}$.

Выходной ток $I_{ВЫХ}$ равен:

$$I_{ВЫХ} = I_{ВХ} - I_{диф} = I_3 - 0 = I_{КЗ}.$$

Выходной и входной токи равны, значит угол между ними $\varphi = 0$. Тогда тормозной ток определяется по выражению:

$$I_{Торм} = \sqrt{I_{ВХ} \cdot I_{ВЫХ} \cos\varphi} = \sqrt{I_{КЗ} I_{КЗ} \cos 0} = I_{КЗ}.$$

При внутреннем КЗ (рисунок 8б). В данном примере предполагается, что со стороны НН подпитки нет, т.е. $I_3 = 0$. При этом дифференциальный ток равен:

$$I_{диф} = I_1 = I_{КЗ}.$$

Входной ток $I_{ВХ}$ равен максимальному из токов I_1 .

Выходной ток $I_{ВЫХ}$ равен:

$$I_{ВЫХ} = I_{ВХ} - I_{диф} = I_1 - I_1 = 0.$$

Токи, необходимые для расчета уставок, и сами уставки следует рассчитывать в относительных единицах, т.е. в долях от номинального тока наиболее мощной обмотки (базисный ток). Для задания в терминале значений уставок, полученных в относительных единицах, умножить на 100%.

В терминале предусмотрена защита для двух и трехобмоточных трансформаторов с разными группами соединения обмоток. Схема и группа

соединения задается в виде отдельной программной наклейки «Группа», которая может быть задана равной одному из значений:

«0 – Yy-00», «1 – Dd-00», «2 – Yd-11» - для двухобмоточных трансформаторов;

«3 – Yyy-00-00», «4 – Ddd-00-00», «5 – Yyd-00-11», «6 – Ydd-11-11» - для трехобмоточных трансформаторов.

Компенсация 11 группы соединения силового трансформатора производится цифровым способом, что позволяет использовать по всем сторонам ТТ, соединенные в группу «звезда». Предусмотрена возможность использования ДЗТ в схеме с измерительными ТТ на стороне ВН и СН, соединенными в группу «треугольник». В этом случае требуется задать уставку группы соединения равной Д/Д-0 или Д/Д/Д-0-0. Предусмотрена возможность использования ДЗТ в схеме с ТТ на стороне СН и/или НН, соединенными в группу «неполная звезда». В этом случае дифференциальная защита выполняется двух канальной. Для этого требуется вывести канал ДЗТ фазы В с помощью программной наклейки N10.

4.8 Выбор уставок дифференциального органа с торможением

Для торможения дифференциального органа в режимах внешнего замыкания, сопровождающихся насыщением измерительных трансформаторов тока, область тормозной характеристики $I_{\text{торм}} > I_{\text{блок}}$ выводится по критерию, что входной и/или выходной токи меньше уставки.

Также для дифференциального органа с торможением должны быть заданы:

- уставка блокировки по второй гармонике $K_{\text{гарм2}}$;
- ток автоматической активации блокировки по второй гармонике при обнаружении внешнего КЗ $I_{\text{акт.г2}}$.

Уставки характеристики выбираются по условию отстройки от тока небаланса:

$$I_{\text{нб.расч}}^* = I_{\text{нб.расч}}^{\prime} + I_{\text{нб.расч}}^{\prime\prime} + I_{\text{нб.расч}}^{\prime\prime\prime};$$

$$I_{\text{нб.расч}}^{\prime} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{расч}}^*;$$

$$I_{\text{нб.расч}}^{\prime\prime} = \Delta U_{\text{рег}} \cdot I_{\text{расч}}^*;$$

$$I_{\text{нб.расч}}^{\prime\prime\prime} = f_{\text{выр}} \cdot I_{\text{расч}}^*;$$

где $I_{\text{нб.расч}}^{\prime}$ - составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью ТТ;
 $k_{\text{пер}}$ - коэффициент учитывающий переходный режим, рекомендуется принимать 1; $k_{\text{одн}}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока; ε - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока, ε равна 0,1; $I_{\text{нб.расч}}^{\prime\prime}$ - составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием напряжения защищаемого трансформатора; $\Delta U_{\text{рег}}$ - погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой. Принимается равной максимальному отклонению напряжения от номинального при регулировании под нагрузкой в относительных величинах; $I_{\text{нб.расч}}^{\prime\prime\prime}$ - составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты; $f_{\text{выр}}$ - погрешность выравнивания токов плеч в терминале защиты.

$$I_{\text{нб.расч}}^{\prime} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{расч}}^* = 0,1 \cdot I_{\text{расч}}^*;$$

$$I_{\text{нб.расч}}^{\prime\prime} = 0;$$

$$I_{\text{нб.расч}}^{\prime\prime\prime} = 0,03 \cdot I_{\text{расч}}^*;$$

$$I_{\text{нб.расч}}^* = 0,1 \cdot I_{\text{расч}}^* + 0 + 0,03 \cdot I_{\text{расч}}^* = 0,13 \cdot I_{\text{расч}}^*.$$

Начальный дифференциальный ток срабатывания выбирается по условию отстройки от тока небаланса в нормальном режиме работы трансформатора:

$$I_{\text{диф.нач}} \geq k_{\text{отс}} \geq I_{\text{нб.расч}*}$$

где $k_{\text{отс}} = 1,1 \dots 1,3$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас.

$$I_{\text{диф.нач}} = 1,2 \cdot 0,13 = 0,16.$$

Уставка в устройстве обозначается « $I_{\text{диф.н}}$ » и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки. Для этого выбранное значение уставки $I_{\text{диф.н}*}$ необходимо умножить на 100%.

Начальный тормозной ток рекомендуется выбирать:

$$I_{\text{торм}} = 0,6 \dots 1.$$

Принимаем значение 1.

Уставка в устройстве обозначается « $I_{\text{торм}}$ » и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки. Для этого выбранное значение уставки $I_{\text{торм}}$ необходимо умножить на 100%.

Ток блокировки рекомендуется отстраивать от максимально возможного сквозного тока нагрузки. Уставку рекомендуется выбирать из диапазона:

$$I_{\text{блок}} = 1 \dots 2.$$

Принимаем 1,5.

Уставка в устройстве обозначается «I_{блок}» и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки. Для этого выбранное значение уставки I_{блок} необходимо умножить на 100%.

Коэффициент торможения рекомендуется рассчитывать по выражению:

$$K_{\text{торм}} = \frac{I_{\text{диф.расч}} - I_{\text{диф.нач}}}{I_{\text{торм.расч}} - I_{\text{торм}}},$$

где I_{диф.расч} - относительный расчетный дифференциальный ток срабатывания при расчетном внешнем КЗ;

$$I_{\text{диф.расч}} \geq k_{\text{отс}} \times I_{\text{нб.расч}*},$$

где k_{отс} - 1,1...1,3 – коэффициент отстройки; I_{нб.расч*} - ток, определяемый для режима внешнего КЗ. При этом коэффициент переходного режима k_{пер} рекомендуется принимать равным 1,5...2,0; величину I_{расч*} рекомендуется принимать равной максимальному относительному току при внешнем (как правило, трехфазном) КЗ.

$$I_{\text{расч}*} = \frac{I_{\text{КЗmax}}}{I_{\text{номВН}}} = \frac{1510}{168,07} = 8,98;$$

$$I'_{\text{нб.расч}*} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{расч}*} = 0,2 \cdot I_{\text{расч}*};$$

$$I_{\text{нб.расч}*} = 0,2 \cdot I_{\text{расч}*} + 0 + 0,03 \cdot I_{\text{расч}*} = 0,23 \cdot I_{\text{расч}*} = 0,23 \cdot 9 = 2,07;$$

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,2 \cdot 2,07 = 2,484,$$

где $I_{\text{торм.расч}}$ – тормозной ток в расчетном режиме. Принимается равным максимальному относительному току при внешнем (как правило, трехфазном) КЗ.

$$I_{\text{торм.расч}}=9;$$

$$K_{\text{торм}}=\frac{2,484-0,16}{9-1}=0,29.$$

Принимаем минимальную уставку 0,3.

Уставка в устройстве обозначается « $K_{\text{торм}}$ » и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки. Для этого выбранное значение уставки $K_{\text{торм}}$ необходимо умножить на 100%.

Блокировка по второй гармонике предусмотрена для отстройки дифференциального органа от БТН, а также для дополнительного торможения защиты в режиме внешнего КЗ. Она реагирует на отношение модуля второй гармоники дифференциального тока к модулю основной гармоники. Уставку « $K_{\text{гарм2}}$ » рекомендуется принимать равной 14%.

С помощью программной накладки N11 в устройстве защиты задается режим работы блокировки по второй гармонике:

- «1 - постоянная» - режим непрерывной работы;
- «2 - автоматическая» - режим автоматической активации.

В режиме автоматической активации блокировка находится в действии при выполнении хотя бы одного из условий:

- модуль входного тока $I_{\text{вх}}$ ниже 5% номинального тока трансформатора;
- модуль входного тока резко увеличился (стал больше уставки $I_{\text{актг2}}$), в то время как дифференциальный ток $I_{\text{диф}}$ остался достаточно малым.

Если значение программной накладки N11 принято равным «1 - постоянная», то предусмотрено продление работы блокировки при постановке силового трансформатора под напряжением в течении заданного времени с момента включения. Если значение программной накладки N11 принято

равным «2 - автоматическая», то блокировка вводится в действие на заданное время с момента обнаружения внешнего замыкания для дополнительного торможения дифференциального органа в данном режиме, а также в случае возможного режима броска намагничивающего тока, возникающего после отключения внешнего замыкания.

Уставку $I_{актг2}$ рекомендуется выбирать по условию отстройки от максимального сквозного тока в нагрузочном режиме:

$$I_{актг2} \geq k_{отс} \cdot I_{нагр.макс*},$$

где $k_{отс}=1,2\dots1,5$ – коэффициент отстройки; $I_{нагр.макс*}$ – относительный максимальный нагрузочный ток, так как нагрузку по линиям 35 кВ приняли равной номинальному току трансформатора;

$$I_{нагр.макс*} = \frac{I_{нагр}}{I_{номВН}} = \frac{168,07}{168,07} = 1,$$

где $I_{нагр}$ – максимальный нагрузочный ток, приведенный к стороне ВН защищаемого трансформатора; $I_{ном.ВН}$ – номинальный ток защищаемого трансформатора со стороны ВН.

Уставка в устройстве обозначается « $I_{актг2}$ » и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки. Для этого выбранное значение уставки $I_{актг2}$ необходимо умножить на 100%.

Для защиты «Бреслер ШТ 2108» проверку чувствительности производить не обязательно, т.к. она выполняется всегда.

4.9 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Эффективно использование отсечки на трансформаторах средней мощности.

Отстройка от бросков тока намагничивания обеспечивается при выполнении условия:

$$I_{\text{ДТО}} \geq 6.$$

По условию отстройки от максимального тока небаланса при внешних КЗ уставку рекомендуется рассчитывать по выражению:

$$I_{\text{ДТО}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч*}},$$

$$I'_{\text{нб.расч*}} = 0,35 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{расч*}} = 0,35 \cdot I_{\text{расч*}};$$

$$I_{\text{нб.расч*}} = 0,35 \cdot I_{\text{расч*}} + 0 + 0,03 \cdot I_{\text{расч*}} = 0,38 \cdot 9 = 3,42;$$

$$I_{\text{ДТО}} = 1,5 \cdot 3,42 = 5,13.$$

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению из полученных выше. Принимаем уставку 5,2. Уставка в устройстве обозначается « $I_{\text{ДТО}}$ » и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки. Для этого выбранное значение уставки $I_{\text{ДТО*}}$ необходимо умножить на 100%.

Заключение

В работе проведен анализ подстанции «Город-2» и произведен выбор электрооборудования, необходимого для ее реконструкции. Было принято решение не проводить замену силовых трансформаторов на рассматриваемой подстанции. При выборе электрооборудования рассматривались различные типы оборудования и выбрано такое, которое удовлетворяет всем требованиям как в номинальном, так и в аварийном режимах. Замена электрооборудования подстанции было обусловлено его моральным и физическим износом.

Рассмотрен раздел «Релейной защиты и автоматики». В этом разделе был произведен анализ микропроцессорных комплексов для защиты высоковольтного оборудования. Для защиты силовых трансформаторов подстанции «Город-2» был выбран шкаф защиты типа «Бреслер ШТ 2108».

Список использованных источников

1. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Энергоатомиздат, 2005.
2. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. СПб.: Энерготомиздат, 2003.
3. Сенько, В.В. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. Методические указания к курсовому проектированию. Тольятти, ТГУ, 2010.
4. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учеб. пособие для вузов/ Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. – Энергоатомиздат, 2011.
5. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций/ Рожкова Л.Д., Козулин В.С. -М.: Энергомиздат, 2003.
6. Справочник по проектированию электроснабжения/ Под ред. Барыбина Ю.Г. и др. - М.: Энергоатомиздат, 2000.
7. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования./ Под ред. Барыбина Ю.Г. и др. - М.: Энергоатомиздат, 1990.
8. Белецкий, О.В. Обслуживание электрических подстанций/ Белецкий О.В., Лезнов С.И., Филатов А.А. –М.: Энергоатомиздат,1990.
9. Клементьев, В.Р. Монтаж внутризаводских электроустановок/ Клементьев В.Р. Магазинник Л.Т. –М.: Энергоатомиздат, 2006.
10. Околович, М.Н. Проектирование электрических станций. –М.: Энергоатомиздат, 2005.
11. Петрова, С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций. –М.: Энергоатомиздат, 2003.
12. Проектирование электрической части станций и подстанций/ Ю.Г. Гук, В.В. Кантан, С.С. Петрова. –Л.: Энергоатомиздат,2005.

13. Усов, В.И. Электрическая часть электростанций. –М.: Энергоатомиздат, 2007.
14. Макаров. Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ: в 6 т.: учеб.-произв. изд. Т.1/ под ред. И.Т. Горюнова и др. – М. : Папирус Про, 2000.
15. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- произв. изд. Т.2/ под ред. И.Т. Горюнова и др. – М. : Папирус Про, 2003.
16. Макаров. Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- произв. изд. Т.3/ под ред. И.Т. Горюнова и др. – М. : Папирус Про, 2004.
17. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- произв. изд. Т.5/ под ред. И.Т. Горюнова и др. – М. : Папирус Про, 2005.
18. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- произв. изд. Т.6/ под ред. гл. специалистов ОАО «Мосэнерго». – М. : Изд-во «Энергия», 2006.
19. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98/ под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.
20. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов / Б.И. Кудрин. – М.: Интермет Инжиниринг, 2005.
21. Камнев, В.Н. Чтение схем и чертежей электроустановок/ В.Н. Камнев. – М.: Энергоатомиздат, 2006.
22. Свирен, С.Я. Электрические станции и подстанции: пособие по дипломному проектированию/ С.Я. Свирен - М.: Интермет Инжиниринг, 1990.
23. Мукосеев, Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий/ Ю.Л. Мукосеев. – М.: Энергия, 2003.
24. Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок/ Б.Ю. Липкин – М.: Высшая школа, 2000.

25. Двоскин, Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств/ Л.И. Двоскин - М.: Энергоатомиздат, 2005.

26. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций/ Л.Д.Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – М.: Изд. центр «Академия», 2004.

27. Басс, Э.И. Релейная защита электроэнергетических установок/ Э. И. Басс – М.: Энергоатомиздат, 2002.