

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 «Техническое перевооружение ОРУ 220 кВ Жигулевской ГЭС»

Студент(ка)

А.В. Гулидов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.А. Романов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

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

«_____» _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

В данной выпускной квалификационной работе был разработан проект технического перевооружения для ОРУ-220 кВ, Жигулевской ГЭС с заменой существующих воздушных выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения на более перспективные элегазовые, имеющие большую отключающую способность токов короткого замыкания, что позволит увеличить надежность системы в целом, уменьшить капитальные затраты на установку и обслуживание элегазовых выключателей и всего элегазового оборудования.

Во введении кратко описано существующее положение в отрасли и предпринята попытка спрогнозировать, что будет с электроэнергетикой в ближайшие 10-15 лет.

В основной части диплома были рассчитаны токи короткого замыкания и по ним произведен выбор оборудования, трансформаторов СН; указаны конструкции, принцип действия, технические характеристики и преимущества элегазового оборудования, а также дана краткая характеристика релейной защиты и автоматики, применяемой на ОРУ и отходящих линиях.

В разделе «Безопасность и экологичность» была дана краткая характеристика элегаза, указаны меры безопасности при обслуживании подстанции, монтаже воздушных линий, а также тушении электроустановки. В этом же разделе был выполнен расчет заземления и молниезащиты ОРУ-220 кВ.

Пояснительная записка содержит 65 страниц, в том числе 6 таблиц и 12 рисунков. Графическая часть занимает 6 листов.

Содержание

Введение.....	5
1 Выбор схемы ОРУ-220 кВ.....	10
2 Расчет токов короткого замыкания ОРУ-220кВ.....	11
3 Выбор оборудования	13
3.1 Выбор выключателей.....	13
3.2 Выбор разъединителей	15
3.3 Выбор трансформаторов тока.....	17
3.4 Выбор трансформаторов напряжения.....	18
3.5 Выбор реактора.....	19
3.6 Выбор ограничителей перенапряжения.....	19
3.7 Выбор шин.....	20
4 Релейная защита и автоматика	23
4.1 Назначение и цели создания системы автоматизированного управления.....	23
4.2 Характеристика объекта автоматизации.....	25
4.3 Предупредительная и аварийная сигнализация.....	26
4.4 Управление коммутационной аппаратурой.....	28
4.5 Устройства релейной защиты и автоматики.....	31
4.6 Панели управления ОРУ-220 кВ.....	46
5 Собственные нужды ОРУ-220 кВ.....	47
6 Безопасность и экологичность.....	54
6.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	54
6.2 Безопасность при монтаже и ремонте воздушных линий электропередачи...	55
6.5 Защита от электромагнитных полей и излучений	59
Заключение.....	62
Список использованных источников	64

Введение

Электроэнергетическая отрасль Российской Федерации является одной из основополагающих отраслей промышленности, и после развала Советского Союза она продолжала являться гарантом поддержки экономики и снабжения населения страны электрической и тепловой энергией.

Вместе с этим в отрасли ускоренными темпами увеличиваются объемы оборудования электростанций и электрических сетей, выработавших свой проектный ресурс. К 2015 г. парковый ресурс выработали почти 70 % генерирующих мощностей.

В наше время привлечение инвестиций, повышение энергоёмкости их использования, а также принятие стратегически важных решений по развитию электроэнергетики, структурам и органам ее управления имеют ключевое значение для будущего не только электроэнергетики, но и всей экономики страны в целом.

Энергетическим институтом им. Г. М. Кржижановского с привлечением ведущих инженеров Института систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН, института Энергосетьпроект, ЦЦУ ЕЭС России, при использовании результатов совместных с исполкомом Электроэнергетического совета СНГ разработок выполнена крупная научно-исследовательская работа, которая охватывает все стратегические вопросы перспективы развития электроэнергетики России.

Рассмотрены три основных варианта роста уровня электро- и теплопотребления: высокий, низкий и базовый. Уровни электропотребления по России в целом для этих вариантов характеризуются данными табл. 1.

Таблица 1 - Рост уровня электро- и теплопотребления

Уровень	Электропотребление, млрд. кВт • ч				
	1998 г.	2005 г.	2010г.	2015г.	2020г.
Высокий	809,1	970	1210	1460	1660
Низкий	809,1	890	1010	1160	1340
Базовый	809,1	930	1110	1310	1510

Кроме того, рассмотрен предельно пессимистический вариант, при котором уровень электро- и теплopotребления 1998 г. принимался неизменным до 2015г.

Суммарные объемы вводов новых, замещающих и реконструируемых мощностей для рассмотренных вариантов роста уровней электро- и теплopotребления на период до 2015 г. в случае, когда после исчерпания паркового ресурса осуществляется полная замена или реконструкция АЭС и ТЭС, приняты соответственно равными 200, 172, 129 и 78 ГВт. В случае продления за счет модернизации паркового ресурса на 10 лет всех АЭС и 50 ГВт ТЭС суммарные вводы новых, замещающих и реконструируемых генерирующих мощностей в период до 2015 г. снижаются в зависимости от варианта уровня электро- и теплopotребления соответственно до значений 146, 118, 75 и 27 ГВт. Основная часть вводов генерирующих мощностей должна быть осуществлена на тепловых электростанциях.

Структура расходуемого топлива на ТЭС будет изменяться в сторону уменьшения доли мазута до 3 - 4 % и соответственно увеличения доли других первичных энергоресурсов — угля и газа, причем соотношение между газом и углем будет определяться складывающейся конъюнктурой цен на природный газ и уголь и политикой государства в использовании различных видов топлива для электроэнергетики.

Показано, что даже для базового сценария роста электропотребления требуются значительные ресурсы как газа, так и угля, которые могут быть получены при существенном развитии газовой и угольной отраслей, а также повышении эффективности функционирования электроэнергетики за счет применения современных высокоэффективных технологий. Поэтому основным направлением развития теплоэнергетики является техническое перевооружение и реконструкция ТЭС путем замещения вырабатывающих свой ресурс энергоустановок новыми передовыми высокоэффективными технологиями и оборудованием, которое размещается в действующих или новых главных корпусах на тех же площадках: для ТЭС на газе — это установки

комбинированного цикла; для ТЭС на угле — установки со сжиганием топлива в циркулирующем кипящем слое. В более отдаленном будущем перспективными станут угольные технологии комбинированного цикла с предварительной газификацией угля или его сжиганием в котлах кипящего слоя под давлением.

Для развития гидроэнергетики в России на период до 2020 г. могут рассматриваться следующие основные направления: реконструкция и техническое перевооружение действующих ГЭС; завершение строительства ГЭС, сооружение которых уже начато. В более дальней перспективе — сохранение экономически оправданных темпов гидроэнергетического строительства (ввод 2-3 ГВт мощностей ГЭС за пятилетку).

ПКМ (Программа комплексной модернизации) - долгосрочная программа (с периодом реализации 2012-2020 гг. с перспективой до 2025 года) направленная на техническое перевооружение генерирующих объектов РусГидро. Планируется заменить 55% турбин, 42% генераторов и 61% трансформаторов от общего парка РусГидро. Это позволит переломить тенденцию старения оборудования, обновить все генерирующие мощности, отработавшие нормативные сроки, а также снизить эксплуатационные затраты за счет уменьшения объёмов ремонтов и автоматизации процессов. Реализация ПКМ позволит к моменту её окончания заменить генерирующее оборудование общей мощностью 12618 МВт и увеличить установленную мощность объектов компании на 779 МВт. Планируемый прирост выработки за счет мероприятий в рамках программы составит 1375,6 млн кВт ч.

Развитие атомной энергетики в ближайшей перспективе связано с завершением строительства и вводом в эксплуатацию блоков высокой степени готовности, а также с проведением работ по продлению срока службы АЭС на экономически оправданный период времени. В более долгосрочной перспективе вводы мощности на АЭС должны вестись путем замены демонтируемых блоков на энергоблоки нового поколения, отвечающие современным требованиям по безопасности. Будущее развитие атомной энергетики в стране обусловлено решением ряда проблем, основными из

которых являются достижение полной безопасности действующих и новых АЭС, закрытие отрабатывающих свой ресурс АЭС; обеспечение экономической конкурентоспособности атомной энергетики по сравнению с альтернативными энергетическими технологиями.

Важным направлением в электроэнергетике для современных условий является развитие сети распределенных генерирующих мощностей путем строительства небольших электростанций, в первую очередь ТЭЦ небольшой мощности с ПГУ и ГТУ.

Развитие электрических сетей в предстоящие годы будет связано с необходимостью удовлетворения потребностей развивающегося рынка электроэнергии и мощности в России, создания условий использования свободных существующих генерирующих мощностей и обеспечения выдачи мощностей вновь вводимых электростанций, повышения надежности электроснабжения потребителей. Все это потребует значительного объема реконструкции и технического перевооружения электросетевых объектов, а также нового сетевого строительства. Для формирования конкурентоспособного рынка электроэнергии в России необходимо усиление значительного числа слабых электрических связей, особенно там, где сложилась наиболее неблагоприятная ситуация — в ОЭС Северо-Запада, Сибири, Урала и Поволжья, а также укрепление межсистемных связей, особенно между ОЭС Сибири и Урала.

По результатам оптимизационных исследований и исследований устойчивости и надежности ЕЭС России первоочередными задачами развития системообразующих связей в Единой энергосистеме России должны быть:

- развитие сетей 500 кВ и создание двухцепного транзита Сибирь — Урал из линий электропередачи этого класса напряжения, проходящих по территории России;
- дальнейшее развитие системообразующих связей 500 кВ между ОЭС Поволжья, Центра и Северного Кавказа;

- усиление системообразующих связей 500 кВ между ОЭС Урала, Поволжья и Центра, в первую очередь за счет ввода ВЛ 500 кВ "северного транзита" Ильково - БАЗ - Северная - Вятка, которая позволит увеличить выдачу дешевой электроэнергии от электростанций Тюменского региона; эта ВЛ также даст возможность вовлечь в энергобаланс страны попутный газ нефтяных месторождений, а в перспективе — и низконапорный газ, остающийся в вырабатываемых месторождениях природного газа;

- усиление системообразующих связей между ОЭС Северо-Запада и Центра путем строительства дополнительной ВЛ напряжением 750 кВ;

- создание электрической связи 500 кВ между ОЭС Сибири и Востока и объединение этих ОЭС на параллельную работу.

Ввод названных линий электропередачи позволит значительно повысить пропускную способность связей между энергообъединениями России и существенно усилит структуру ЕЭС России в целом.

Одной из основных проблем развития электроэнергетики страны в современных условиях является обеспечение надежности ЕЭС России и надежности электроснабжения потребителей. При наличии многих собственников энергетических объектов, работающих в составе ЕЭС России, обязательства по выполнению этих требований должны быть распределены между различными собственниками, в том числе и частными.

1 Выбор схемы ОРУ-220 кВ

На ОРУ-220 кВ применяется одна секционированная, через реактор система шин с обходной системой шин (показана на рисунке 1.1). Схема с реактором – это техническое решение, примененное при строительстве ГЭС, так как в то время не было выключателей, рассчитанных на данное напряжение, способных отключать такие токи короткого замыкания. К настоящему времени такие выключатели появились и в перспективе отказ от реактора возможен после получения опыта эксплуатации новых выключателей. На рисунке 1.1 показана схема электрических соединений главных цепей ОРУ 220 кВ.

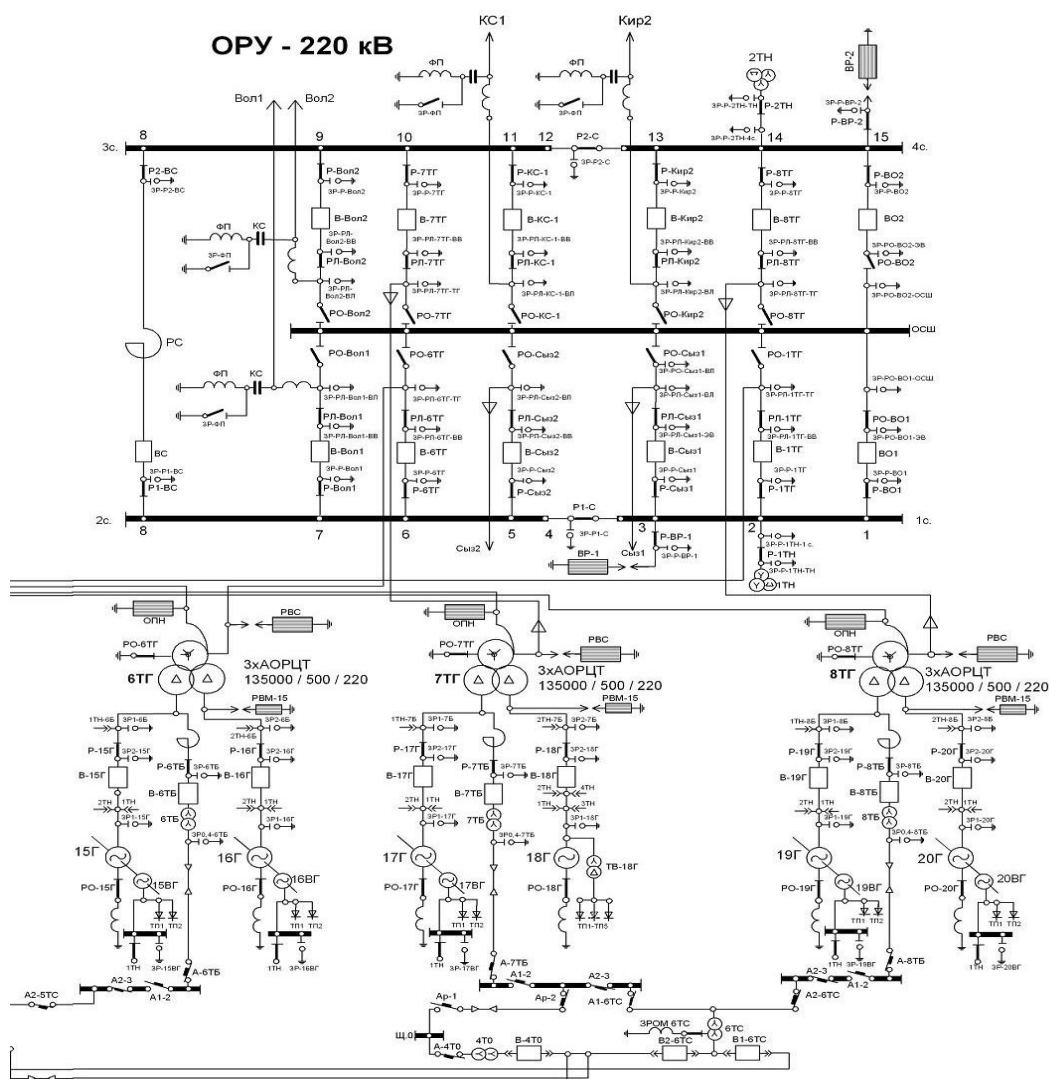


Рисунок 1.1 – Схема электрических соединений главных цепей.

2 Расчет токов короткого замыкания ОРУ-220кВ

Для выбора оборудования, необходимого для реконструкции подстанций, сначала надо просчитать токи КЗ, по которым и будет затем произведено сравнение технических характеристик оборудования и выбрано наиболее подходящее по условиям эксплуатации.

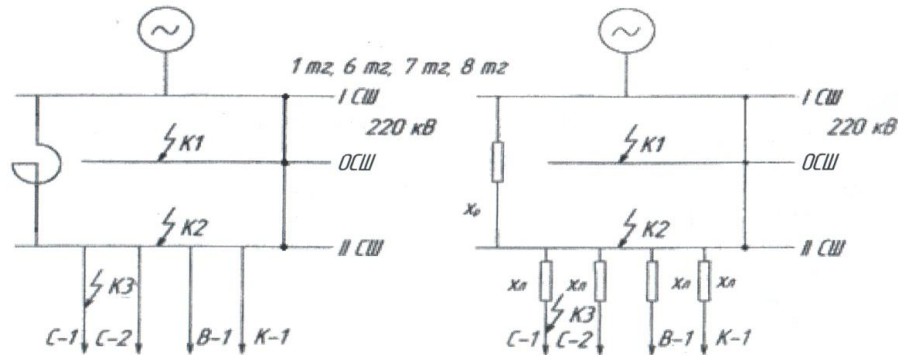


Рисунок 2.1- Расчетная схема и схема замещения для расчета токов КЗ

В качестве базисных величин принимаем:

$$S_0 = 300 \text{ МВА}, \quad U_0 = 230 \text{ кВ},$$

$$I_a = \frac{S_a}{\sqrt{3} \cdot U_a} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,75 \text{ кА},$$

$$\dot{A}_a'' = \frac{U_a}{U_i} = \frac{230}{14,5} = 15,86 \text{ о.е.}$$

Произведен расчет сопротивлений схемы замещения:

$$X_{d1}'' = X_{d2}'' = 1/2 \cdot X_d'' \cdot \frac{S_a}{S_{i\Sigma}} = 1/2 \cdot 0,2 \cdot \frac{300}{240} = 0,125 \text{ о.е.}$$

$$X_{e1} = X_{e2} = 1/2 \cdot X_0 \cdot 1 \cdot \frac{S_a}{U_i^2} = 1/2 \cdot 0,08 \cdot 0,2 \cdot \frac{300}{14,5^2} = 0,011 \text{ о.е.}$$

$$X_{0f1} = 1/200 \cdot (U_{\hat{e}\hat{A}-\hat{f}} + U_{\hat{e}\hat{N}-\hat{f}} - U_{\hat{e}\hat{A}-\hat{N}}) \cdot \frac{S_a}{S_{i0}} = 1/200 \cdot (15,3 + 10 - 4,41) \cdot \frac{300}{90} = 0,35 \text{ о.е.}$$

$$X_{0N1} = 1/200 \cdot (U_{\hat{e}\hat{A}-\hat{N}} + U_{\hat{e}\hat{N}-\hat{f}} - U_{\hat{e}\hat{A}-\hat{f}}) \cdot \frac{S_a}{S_{i0}} = 1/200 \cdot (4,41 + 10 - 15,3) \cdot \frac{300}{90} = 0,015 \text{ о.е.}$$

$$X_{0f2} = 1/200 \cdot (U_{\hat{e}\hat{A}-\hat{f}} + U_{\hat{e}\hat{N}-\hat{f}} - U_{\hat{e}\hat{A}-\hat{N}}) \cdot \frac{S_a}{S_{i0}} = 1/200 \cdot (30 + 19,07 - 9,19) \cdot \frac{300}{135} = 0,44 \text{ о.е.}$$

$$X_{0N2} = 1/200 \cdot (U_{\hat{e}\hat{A}-\hat{N}} + U_{\hat{e}\hat{N}-\hat{f}} - U_{\hat{e}\hat{A}-\hat{f}}) \cdot \frac{S_a}{S_{i0}} = 1/200 \cdot (9,19 + 19,07 - 30) \cdot \frac{300}{135} = 0,019 \text{ о.е.}$$

$$X_{\hat{A}\hat{E}1} = X_0 \cdot 1 \cdot \frac{S_{\hat{a}}}{U_i^2} = 0,4 \cdot 0,7 \cdot \frac{300}{230^2} = 0,0016 \text{ о.е.}$$

$$X_{\hat{A}\hat{E}2} = X_0 \cdot 1 \cdot \frac{S_{\hat{a}}}{U_i^2} = 0,4 \cdot 0,3 \cdot \frac{300}{230^2} = 0,0007 \text{ о.е.}$$

$$X_{1\Sigma} = X_{d1}'' + X_{\hat{e}1} + X_{\hat{o}i1} + X_{\hat{o}\hat{n}1} + X_{\hat{A}\hat{E}1} = 0,125 + 0,011 + 0,35 + 0,015 + 0,0016 = 0,5026 \text{ о.е.}$$

$$X_{2\Sigma} = X_{d2}'' + X_{\hat{e}2} + X_{\hat{o}i2} + X_{\hat{o}\hat{n}2} + X_{\hat{A}\hat{E}2} = 0,125 + 0,011 + 0,44 + 0,019 + 0,0007 = 0,5957 \text{ о.е.}$$

$$X_{\Sigma} = \frac{X_{1\Sigma} \cdot X_{2\Sigma}}{X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma}} = \frac{0,5026 \cdot 0,5957}{0,5026 + 0,5957} = 0,273 \text{ о.е.}$$

$$X_{\delta} = \frac{X_{\delta, \%}}{100} \cdot \frac{S_{\hat{a}}}{\sqrt{3} \cdot U_i \cdot I_i} = \frac{12}{100} \cdot \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 325} = 0,29 \text{ о.е.}$$

Вычисление тока КЗ в точке К1 произведен по методу расчетных кривых

$$X_{d*}'' = X_d'' \cdot \frac{S_{i\Sigma}}{S_{\hat{a}}} = 0,2 \cdot \frac{240}{300} = 0,16 = X_{\hat{o}\hat{a}\hat{n}*}$$

Начальный ток КЗ:

$$I_0 = k_t \cdot I_{\Sigma}$$

Для $X_{\text{расч}}=0,16$ $k_t=6,2$

$$I_{\Sigma} = \frac{S_{\hat{a}}}{\sqrt{3} \cdot U_i} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 14,5} = 11,9 \text{ кА}$$

$$I_0 = 6,2 \cdot 11,9 = 73,78 \text{ кА}$$

Мощность КЗ:

$$S_{\hat{e}} = k_t \cdot S_{i\Sigma} = 6,2 \cdot 240 = 1488 \text{ МВА}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{\hat{o}} = \hat{E}_{\hat{o}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_0 = 1,93 \cdot \sqrt{2} \cdot 73,78 = 201,4 \text{ кА}$$

Расчет тока короткого замыкания для точки К2:

$$I_{\hat{e}2}^{(3)} = \frac{\hat{A}_{\hat{a}}'' \cdot I_{\hat{a}}}{X_{\Sigma}} = \frac{15,86 \cdot 0,75}{0,273} = 43,45 \text{ кА}$$

Расчет тока короткого замыкания для точки К3 с учетом реактора:

$$I_{\hat{e}3}^{(3)} = \frac{\hat{A}_{\hat{a}}'' \cdot I_{\hat{a}}}{X_{\Sigma} + X_{\delta}} = \frac{15,86 \cdot 0,75}{0,273 + 0,29} = 21,12 \text{ кА}$$

Из проделанных расчетов делаем вывод, что отказ от реактора ведет к значительному увеличению токов короткого замыкания в энергосистеме.

3 Выбор оборудования

3.1 Выбор выключателей

Для установки на подстанциях выбраны колонковые элегазовые выключатели типа GL314X производства компании ALSTOM, обусловленные требованием управляющей компании Волжским каскадом с целью унификации оборудования на всех станциях каскада, а также как наиболее простые по конструкции и удобные и надежные в эксплуатации. На рисунке 3.1 показан внешний вид выключателя GL314X.



Рисунок 3.1 - Внешний вид элегазового выключателя GL314X

Произведем проверку выбранного выключателя:

1. По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad 220 \text{ кВ} \leq 220 \text{ кВ}$$

Предварительно выбираем элегазовый выключатель GL314X с пружинным приводом FK3-2

2. По длительному току:

$$I_{расч} \leq I_{ном}$$

$$I_{дАН \times} = \frac{S_{iii}}{\sqrt{3} \cdot U_{iii}} = \frac{135000}{1,73 \cdot 220} = 354,7 \text{ А} < I_{ном} = 2000 \text{ А}$$

3. Симметричный ток отключения:

$$I_{nt}=6,81 \text{ кА} < I_{откл.ном}=50 \text{ кА}$$

4. Отключение апериодической составляющей тока КЗ:

$$\tau = t_3+t_{c.B.}=0,01+0,03=0,04 \text{ с}$$

$$\beta_H=40\%$$

$$i_{a, \text{расч}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_i \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100} = 1,63 \text{ кА}$$

$$i_{a, \text{ном}} = \frac{1,414 \cdot 40 \cdot 50}{100} = 28,28 \text{ кА}$$

$$i_{a, \text{расч}} < i_{a, \text{ном}}$$

5. Электродинамическая стойкость.

$$I_{уд} \leq i_{\text{дин}} \quad 18,3 \text{ кА} < 125 \text{ кА}$$

6. Термическая стойкость.

$$W_{e, \text{ном}} = I_{\text{откл.ном}}^2 \cdot t_{\text{откл.ном}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$\hat{A}_{e, \text{расч}} = I_{nt}^2 \cdot t_{\text{откл.расч}} + I_a^2 \cdot t_{\text{откл.расч}} = 6,81^2 \cdot 0,1 + 0,1 = 190,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$W_{k, \text{расч}} < W_{k, \text{ном}}$$

Окончательно выбран GL314X

Основные электротехнические характеристики воздушного выключателя ВВ-220 и элегазового GL314X.

Таблица 3.1 - Элегазовый выключатель GL314X

Номинальное напряжение	Наибольшее рабочее напряжение	Номинальный ток	Масса элегаза	Избыточное давление при +20С	Масса выключателя с приводом
кВ	кВ	А	кг	МПа	кг
220	252	2000	20	0,4	4000

Таблица 3.2 - Воздушный выключатель ВВ-220

Номинальное напряжение	Наибольшее рабочее напряжение	Номинальный ток	Мощность отключения т.кз	Номинальное давление сжатого воздуха	Вес одного полюса
кВ	кВ	А	МГВА	атм	кг
220	230	1000	7000	20	5000

3.2 Выбор разъединителей

Для установки на ОРУ выбраны разъединители серии S2DA (без заземляющих ножей), S2DAT (с одним заземляющим ножом) и S2DA2T (с двумя заземляющими ножами) производства компании ALSTOM. Они относятся к разъединителям двухколонкового типа с центральным разрывом.

Разъединители этой серии предназначены для создания видимых разрывов в электрических цепях и заземления отключенных участков. Они также пригодны для коммутации малых токов или таких токов, при которых на их выводах не происходит значительного изменения напряжения.

Двухколонковые разъединители серии SDA горизонтально-поворотного типа применяются на высоковольтных подстанциях любого типа, с номинальным напряжением 110, 150, 220, 330, 500 кВ. Они выпускаются на номинальные токи от 1600 до 4000 А (в зависимости от типа). Для заземления отключенных участков цепи каждый полюс разъединителя оборудуется одним или двумя заземляющими ножами.

Преимущества разъединителей серии SGF:

- Это сварные алюминиевые токопроводы с минимумом контактных точек, подверженных коррозии; их электрическая проводимость не изменяется в течение всего срока службы.
- Отсутствие дополнительных пружин в контактных узлах, что повышает их надежность.
- Прочные поворотные основания обеспечивают отсутствие деформаций при высоких статических и механических нагрузках на высоковольтные выводы.
- Повышенная механическая прочность позволяет осуществлять переключения при толщине льда до 20 мм.
- Фиксирование приводных механизмов в крайних положениях, исключающее возможность переключения от внешних воздействий, таких как ураганы, вибрации и землетрясения.

– Низкие эксплуатационные затраты обеспечиваются применением специальных материалов, закрытой конструкцией поворотных оснований и высоковольтных выводов в сочетании с долговременной смазкой; разъединители практически не требуют ухода при эксплуатации.

– Отсутствие лакокрасочных покрытий – защита всех стальных элементов конструкции от коррозии выполнена методом горячего цинкования.

Произведем проверку выбранных разъединителей:

1. По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad 220 \text{ кВ} < 220 \text{ кВ}$$

Предварительно выбираем разъединитель SDA

2. По длительному току:

$$I_{расч} \leq I_{ном}$$

$$I_{дл} = \frac{S_{фн}}{\sqrt{3} \cdot U_{фн}} = 354,7 \text{ А} < I_{ном} = 1600 \text{ А}$$

3. Электродинамическая стойкость.

$$I_{уд} \leq i_{дин} \quad 86,6 \text{ кА} < 125 \text{ кА}$$

4. Термическая стойкость.

$$B_{э,т} = I_{от}^2 \cdot t_{от} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$\hat{A}_{э,т} = I_{от}^2 \cdot t_{от} + I_{от}^2 \cdot t_{от} = 73,1^2 \cdot 0,26 = 22763,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{к, расч} < B_{к, ном}$$

Окончательно выбран SDA.

На рисунке 3.2 показан внешний вид разъединителей.

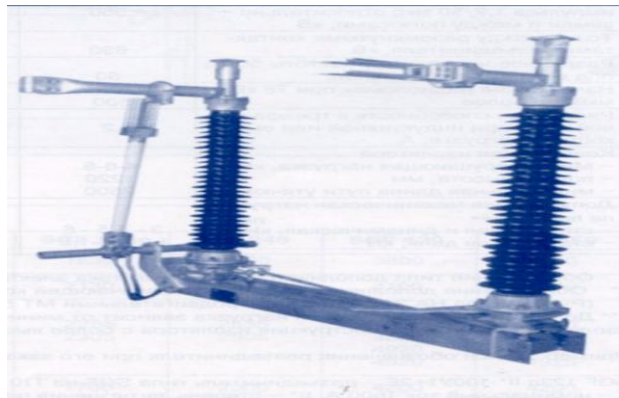


Рисунок 3.2 - Внешний вид разъединителя

3.3 Выбор трансформаторов тока

Для установки на ОРУ выбираем трансформаторы тока типа ТГФМ производства ОАО ВО «Электроаппарат».

Класс точности трансформаторов тока 0,2 что соответствует новым требованиям ГОСТа.

Произведем проверку трансформаторов тока.

1. По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad 220 \text{ кВ} < 220 \text{ кВ}$$

Предварительно выбираем трансформатор тока ТГФМ-220У1

2. По длительному току:

$$I_{расч} \leq I_{ном}$$

$$I_{ра\acute{a}} = \frac{S_{111}}{\sqrt{3} \cdot U} = 354,7 \text{ А} < I_{ном} = 600 \text{ А}$$

3. Электродинамическая стойкость.

$$I_{уд} \leq i_{дин} \quad 14,85 \text{ кА}^2 < 125 \text{ кА}^2$$

4. Термическая стойкость.

$$B_{\epsilon, \text{т}} = I_{\acute{a}\acute{a}}^2 \cdot t_{\acute{a}\acute{a}} = 31,5^2 \cdot 4 = 3970 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$3970 < 24,25 \quad B_{к, \text{расч}} < B_{к, \text{ном}}$$

Окончательно выбран ТГФМ-220У1

На рисунке 3.3 показан внешний вид трансформатора тока ТГФМ-220 У1



Рисунок 3.3 - Внешний вид трансформаторов тока ТГФМ-220У1

3.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбирают по номинальному напряжению первичной цепи, классу точности и схеме соединения обмоток. Соответствие классу точности следует проверить сопоставлением номинальной нагрузки вторичной цепи с фактической нагрузкой от подключенных приборов.

По номинальному напряжению первичной цепи:

$$U_{\text{ном.тн}} \geq U_{\text{ном}}$$

Класс точности трансформаторов напряжения принимаем равное 0,5.

Определим нагрузку на один трехфазный комплект трансформаторов [1, таб. 9.18]

№ п/п	Наименование прибора	Кол-во	Потребляемая мощность ВА	Общая мощность ВА
1	Вольтметр электромагнитный	2	2,6	5,2
2	Ваттметр ферродинамический	6	0,5	3
3	Счетчик трехфазный	6	1,5	9
4	Реле напряжения	5	0,2	1
	Итого:			18

Приравниваем полученную нагрузку к номинальной вторичной нагрузке выбранного трансформатора напряжения:

$$S_p \leq S_{\text{ном.тн}}$$

$$18 \leq 400$$

Для установки на ОРУ выбираем трансформаторы напряжения типа НАМИ 220 с характеристиками: $U=220/100/100 \sqrt{3}$, $S_{\text{ном}}=400$ ВА, $K_T=0,5$

Окончательно выбран НАМИ-220У1.

3.5 Выбор реактора

Для реконструкции ОРУ-220 кВ берем токоограничивающий реактор производства австрийской фирмы TRENCH серии CLR-1050/325/149.3. Внешний вид реактора показан на рисунке 3.4



Рисунок 3.4 - Внешний вид реактора CLR – 1050/325/149.3

3.6 Выбор ограничителей перенапряжения

Для установки на ОРУ выбираем нелинейные ограничители перенапряжений серии EXLIM производства компании «ABB Электроинжиниринг».

Выбор поставщика и типа ОПН обусловлен требованием управляющей компании Волжским каскадом с целью унификации оборудования на всех станциях каскада.

Нелинейные ограничители перенапряжений предназначены для защиты электротехнического оборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений в сетях переменного тока с частотой 50 Гц с заземленной нейтралью, с номинальным напряжением 110-750 кВ.

В таблице 3.3 указаны технические характеристики нелинейных ограничителей перенапряжения (ОПН).

Таблица 3.3 - Технические характеристики нелинейных ограничителей перенапряжения

	EXLIM R	EXLIM Q	EXLIM P	EXLIM T
Напряжение сети, кВ	110-150	110-220	110-500	220-750
Номинальное напряжение ОПН, кВ	90-168	90-228	90-444	180-624
Номинальный разрядный ток 8/20мкс, кА	10	10	20	20
Выдерживаемый импульсный ток:- 4/10мкс, кА - ,2/2, 5 мс, А - прямоугольный импульс 2000 мкс, А	100 550 550	100 900 900	100 1350 1350	150 1900 1900
Класс разряда линии по МЭК 99-4	2	3	4	5
Удельная поглощаемая энергия, кДж/кВUном	2,5	4,5	7,0	10,0
Ток взрывобезопасности, кА	50	65	50-65	50-65
Изгибающий момент, Нм	7500	7500	18000	18000
Диапазон рабочих температур, °С*	-60 до +45	-60 до +45	-60 до +45	-60 до +45
Высота установки над уровнем моря, м**	До 1000	До 1000	До 1000	До 1000

К установке принимаем 12 ограничителей перенапряжений серии Exlim P.

3.7 Выбор шин

МП-240

$$S_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{ддд}}}{j_{\text{уд}}} = 354,7 \text{ мм}^2$$

1) По допустимому току КЗ

$$2) I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{доп}} \quad 354,7 \text{ А} \leq 3200 \text{ А}$$

3) На термическую стойкость:

$$q = \frac{\sqrt{\hat{A} \hat{e}}}{\tilde{N}} = 55,95 \text{ мм}^2 \quad q = 480 \text{ мм}^2$$

$$55,95 \text{ мм}^2 \leq 480 \text{ мм}^2$$

4) На механическую прочность:

$$f_0 \leq \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}} = 3 \quad f_0 = 200 \text{ Гц}$$

5) Определяем пролет l (расстояние между соседними изоляторами)

$$l^2 \leq \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}} = 3 \text{ м}^2$$

где $J = \frac{b \cdot h^3}{b} = 288 \text{ см}^2$ - момент инерции шин, расположенных площадью,

при числе полос на фазу = 2.

$$q = 480 \text{ мм}^2 = 4,8 \text{ см}^2$$

$$l \leq \sqrt{l^2} = 1,73 \text{ принимаем } l = 1,7 \text{ м}$$

Расстояние между фазами $a = 0,5 \text{ м}$

6) Определяем расстояние между прокладками:

$$l_{\pi} \leq 0,216 \sqrt{\frac{\hat{a}_i}{i_{\phi}^{(3)}}} \cdot \sqrt{\frac{\hat{A} \cdot J_i}{\hat{E}}} = 1,1 \text{ м}$$

где $a_{\pi} = 2 \cdot b = 2 \text{ см}$ – расстояние между осями полос

$E = 7 \cdot 10^{10} \text{ Па}$ – модуль упругости материала шин (Al)

J_{π} – момент инерции полосы

$$l_{\pi} = 0,133 \cdot \sqrt[4]{\frac{\hat{A} \cdot J_i}{m_i}} = 0,51 \text{ м}$$

$$m_{\pi} = \rho \cdot b \cdot h \cdot l = 0,0027 \cdot 1 \cdot 12 \cdot 100 = 3,24 \text{ кг/м}$$

Принимаем меньшее значение $l_{\pi} = 0,51 \text{ м}$, тогда число прокладок в пролете:

$$N = \frac{l}{l_i} - 1 = 2,33 \quad N = 3$$

При трех прокладках:

$$l_{\pi} = \frac{l}{N+1} = \frac{1,7}{3+1} = 0,425 \text{ м},$$

7) Определяем силу взаимодействия между полосами:

$$f_{\pi} = \frac{\hat{E} \hat{\phi} \cdot i_{\phi}^2}{4 \cdot \hat{a}} \cdot 10^{-7} = 1527 \text{ Н}$$

$$b = 10 \text{ мм} = 0,01 \text{ м},$$

Напряжение в материале полос:

$$\sigma_i = \frac{f_i \cdot l_i^2}{12 \cdot W_i} = 11,5 \text{ МПа},$$

$$W_i = \frac{b^2 \cdot h}{6} = 2 \text{ см}^3 \text{ момент сопротивления одного провода.}$$

Напряжение в материале от взаимодействия фаз:

$$\sigma_i = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{l^2 \cdot i_o}{a \cdot W_o} = 3,36 \text{ МПа,}$$

$$W_o = \frac{b \cdot h^2}{3} = 48 \text{ см}^3 \text{ момент сопротивления пакета проводов.}$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\text{ф}} + \sigma_{\text{п}} = 3,36 + 11,5 = 14,86 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$$

$$14,86 \text{ МПа} < 75 \text{ МПа}$$

Механически устойчивы.

4 Релейная защита и автоматика

4.1 Назначение и цели создания системы автоматизированного управления

Целью создания САУ ОРУ-220кВ являются:

- повышение надежности и эффективности систем управления благодаря использованию новых возможностей, предоставляемых микропроцессорной техникой;
- повышение информационной оснащенности эксплуатационного персонала в процессе ведения нормального режима, при возникновении и анализе аварийных событий;
- повышение степени автоматизации оперативного управления вследствие использования дополнительных алгоритмов (дистанционного управления и блокировки разъединителей, составления оперативных документов и т.д.);
- снижение затрат на эксплуатационное обслуживание оборудования и его систем управления;
- повышение эффективности информационного обмена с вышестоящими уровнями САУ ОРУ-220кВ (станции, энергосистемы, РДУ, системного оператора - СО ОДУ, ЦДУ).

САУ ОРУ-220 кВ предназначена для выполнения следующих функций:

- обеспечения оперативного дистанционного управления коммутационной аппаратурой ОРУ-220кВ;
- сбора информации о состоянии оборудования ОРУ-220кВ, выявления отклонений параметров от допустимых значений, документирования и сигнализации ненормальных режимов;
- обеспечения защиты оборудования ОРУ-220кВ и всех отходящих присоединений с выполнением опережающих отключений, блокировок управления и дальнего резервирования объектов управления по заданию служб релейной защиты и автоматики - РЗА - РДУ (ОДУ);

- обеспечения противоаварийного управления по заданию служб РЗА РДУ (ОДУ) - автоматической частотной разгрузки, разгрузки при повышении частоты, разгрузки при перегрузке по току; отключения выключателей от устройств РЗА удаленных объектов;

- обеспечения автоматического управления коммутационной аппаратурой для уменьшения неблагоприятных последствий произведенных отключений - повторного включения, в том числе автосборки, включения резерва с учетом заданных условий контроля (наличия или отсутствия напряжения, синхронизма) по согласованию со службами РЗА РДУ (ОДУ);

- сбора информации о протекании аварийных процессов (осциллографирование, определение места повреждения, составление ведомости отключений и т.п.);

- отображения состояния и положения оборудования ОРУ-220кВ в удобной для оперативного управления форме, документирования процесса оперативного управления и повышения степени его автоматизации;

- автоматизации задач, выполняемых персоналом ЭТЛ, по заданию уставок и контролю за состоянием микропроцессорных устройств - МП защит и автоматики, анализу аварийных ведомостей и осциллограмм, учету всех отключений оборудования с оценкой его остаточного ресурса, составлению технической документации (протоколов проверок МП защит и автоматики, заключений о срабатывании МП устройств защит и автоматики, программ выполнения работ и т.п.);

- информационного обмена со смежными уровнями САУ (других объектов, станции в целом, энергосистемы, СО ОДУ и ЦДУ).

Результатом создания САУ ОРУ-220кВ станет оснащение объекта управления микропроцессорными устройствами защит и автоматики, объединение различных средств автоматизации в единую информационную и управляющую систему, являющуюся главным средством ведения оперативным персоналом технологического процесса и обеспечивающую требуемый уровень

надежности и эффективности эксплуатации основного оборудования во всех режимах функционирования ОРУ-220кВ.

4.2 Характеристика объекта автоматизации

ОРУ-220кВ «Жигулевской ГЭС» обеспечивает получение и распределение электроэнергии, передачу ее в энергосистему и питание потребителей.

Объектом автоматизации является ОРУ-220кВ в полном объеме.

В объем автоматизируемого оборудования ОРУ-220кВ входят:

1. Линии электропередачи с выключателями - В - 220 кВ:
220 кВ - Волжская-1, Волжская-2, Сызрань-1, Сызрань-2, КС-1, Кировская-2;
2. Стороны высокого (среднего) напряжения 220 кВ трансформаторных групп (трансформаторов) с выключателями соответствующей стороны:
220кВ - 1ТГ, 6ТГ, 7ТГ, 8ТГ.
3. Шиносоединительное оборудование:
220кВ - реактор 220кВ с секционным выключателем - ВС.
4. Обходные выключатели ВО-1-220кВ, ВО-2-220кВ с защитами линий электропередачи 220 кВ.
5. Высоковольтные кабели 220кВ с системой контроля температуры и давления масла, температуры кабеля и автоматикой разгрузки.
Системы шин 220 кВ:
220кВ - четыре секционированные системы шин с обходной с реактором и секционным выключателем между второй и третьей секциями;
Разъединители и заземляющие разъединители всех присоединений ОРУ-220кВ.
Автоматика цепей напряжения.
Устройства системной и противоаварийной автоматики.
Устройства контроля питания (постоянного тока, СН, показателей качества электроэнергии).
Источниками информации для САУ ОРУ-220кВ являются:

– Однофазные трансформаторы тока - ТТ - с четырьмя вторичными кернами класса точности 0,2/Д по три на каждое присоединение за исключением обходных выключателей - ВО - с шестью ТТ на каждом ВО (кern с классом точности 0,2 используется в системе коммерческого учета электроэнергии - АСКУЭ);

– Однофазные четырех обмоточные трансформаторы напряжения - ТН - (класс точности 0,2) по три на каждой секции (системе шин) 220 кВ и по одному на каждой обходной системе шин 220 кВ;

– Технологические датчики (уточняются при составлении технического задания);

4.3 Предупредительная и аварийная сигнализация

Сигнализация обеспечивает извещение оперативного персонала о возникновении нарушений в работе электротехнического оборудования, о срабатывании автоматических устройств, срабатывании защит, автоматики и т.п.

Сигнализация САУ ОРУ-220кВ делиться на предупредительную и аварийную по характеру неисправности, центральную и локальную по месту действия; звуковую и световую по способу действия.

Центральная сигнализация реализуется в пределах щита управления ОРУ-220кВ. Звуковая центральная сигнализация обеспечивает оповещение оперативного персонала также в местах его периодического пребывания (ОРУ, все помещения ППУ и т.п.). Световая центральная сигнализация обеспечивает привлечение внимания оперативного персонала к факту неисправности. Расшифровка неисправности производится на экране АРМ оператора или по дисплею на МП терминале защиты присоединения.

Локальная сигнализация реализуется на АРМ оператора и МП терминалах защиты. Для воспроизведения звуковой сигнализации компьютеры АРМ оснащены звуковой платой и внешними динамиками.

Действие аварийной и предупредительной сигнализации сопровождается специальными звуковыми сигналами, различающимися между собой (один –

для аварийной, другой – для предупредительной сигнализации), а на дисплеях – разным цветом (для предупредительной и аварийной сигнализации).

Сигнализация включает в себя:

предупредительные сигналы о выходе за установленные пределы отдельных параметров;

сигналы об аварийном отклонении параметров и о срабатывании защит;

предупредительные сигналы об обнаруженных неисправностях технических средств: МП терминалов, регистраторов, преобразователей и т.д.

Деление сигналов на аварийные и предупредительные осуществляется путем присвоения каждому сигналу определенного класса тревог. Разбиение сигналов по классам тревог должно согласовываться с заказчиком при оформлении технического задания.

Сигналы заносятся в список событий с отметкой признака сигнала (класса тревог) и указанием метки времени. Программное обеспечение - ПО - обеспечивает выгрузку списка событий (с признаками класса тревог и метками времени) в текстовый файл или в базу данных в формате, согласованном с заказчиком на этапе рабочего проектирования. Сигналы, сформированные в САУ ОРУ-220кВ, при необходимости могут передаваться в другие системы или подсистемы автоматизации.

Квитирование сигнала (признак того, что оператор обратил на него внимание) выполняется оператором путем установки курсора на текст сигнала в ведомости, на строку аварии или мнемосимвол объекта и нажатием клавиши на манипуляторе. При этом прекращается мигание меток сигнализации объекта.

ПО аварийной сигнализации использует протокол TCP/IP в качестве основного протокола для связи рабочих мест САУ ОРУ-220кВ с ее базовым сервером.

Дополнительно к сигнализации САУ ОРУ-220кВ на ППУ-220кВ выполнена упрощенная схема световой и звуковой сигнализации объекта: предупредительная – при неисправности терминалов МП защит и автоматики,

устройств связи с объектом - УСО - и сервера самой системы, аварийная – при срабатывании терминалов МП защит и автоматики.

4.4 Управление коммутационной аппаратурой

Данная функция САУ ОРУ-220кВ предусматривает дистанционное управление электротехническим оборудованием - выключателями и разъединителями, в том числе заземляющими - в соответствии с программно-аппаратными средствами, поставляемыми по контракту. Для управления коммутационной аппаратурой предусмотрены два «сухих контакта» устройств МП защит и автоматики или контроллеров, формирующих импульсные команды – «Включить» и «Отключить» заданной длительности. Коммутационная способность контактов выходных реле в цепях постоянного тока с индуктивной нагрузкой и постоянной времени до 0,04с при напряжении 220В должна быть 0,2А. Контакты должны допускать включение цепей с током до 40А в течение 0,03с. Длительно допустимый ток через контакты должен составлять 5А. Терминалы системы обеспечивают постоянный контроль целостности цепей управления коммутационными аппаратами и наличие напряжения на схеме управления. Выходные реле схемы управления обладает коммутационной износостойкостью контактов не менее 2000 циклов.

Правильность операции управления контролируется по сигналу обратной связи от блок-контакта коммутационного аппарата с контролем длительности операции, а также от датчиков (измерительных преобразователей) по наличию тока (напряжения). Положение каждого коммутационного аппарата отображается на мнемосхеме объекта с повышением детализации представления информации: на мнемосхеме ОРУ отображается положение всех выключателей и обходных разъединителей; на мнемосхеме секции (системы шин) - положение выключателей и разъединителей всех ячеек, а также заземляющих разъединителей секции (системы шин); на мнемосхеме ячейки – положение выключателя и всех разъединителей ячейки, в том числе и заземляющих.

Управление выключателями 220кВ производится через терминалы МП защит и автоматики (резервных защит при наличии такого разделения) присоединений; управление разъединителями, в том числе и заземляющими - через терминал электромагнитной блокировки.

Схема предусматривает возможность управления коммутационными аппаратами как через верхний уровень САУ ОРУ-220кВ, так и воздействием на объект через терминалы (схемы) управления.

Оперативное управление выключателями присоединений выполняется от ключей управления, расположенных на специальных панелях управления ОРУ-220кВ, оснащенных мнемосхемой и приборами прямого включения, а также через схему САУ ОРУ-220кВ с ЦПУ или ППУ путем воздействия на мнемосимвол объекта управления и выбора команды управления из диалога (окна) управления; управление разъединителями, в том числе и заземляющими - кнопками с агрегатного шкафа присоединения или через схему САУ ОРУ-220кВ с ЦПУ или ППУ аналогично управлению выключателем.

При управлении электротехническим оборудованием (местное, дистанционное) предусмотрена программная и(или) аппаратная блокировка, исключающая одновременное управление с нескольких рабочих мест.

Местное и ручное дистанционное управление объектом сохраняет работоспособность вне зависимости от состояния САУ ОРУ-220кВ.

4.4.1 Программная блокировка управления коммутационной аппаратурой

Данная функция предусматривает программную блокировку управления (блокировку отдельно включения и отключения, а также полную блокировку управления) коммутационной аппаратурой в зависимости от следующих условий, формируемых из соответствующих сигналов:

- положение других коммутационных аппаратов;
- активное состояние аварийных и (или) предупредительных сигналов;
- отсутствие/присутствие напряжения на шинах;
- выполнение условий синхронного включения;

– отсутствие/присутствие тока через присоединение.

Все сигналы, участвующие в программе блокировки, привязаны к реальным физическим объектам и проверяться на достоверность (критерии достоверности должны согласовываться с заказчиком на этапе рабочего проектирования). В случае недостоверности информации по одному или более блокирующим сигналам управление запрещается.

Система обеспечивает функцию электромагнитной блокировки схем управления разъединителями и заземляющими разъединителями ОРУ-220кВ, при этом дополнительными источниками информации о положении коммутационных аппаратов на трансформаторных группах используются системы автоматизированного управления смежных ОРУ и МП системы управления генераторов (по мере их создания), на линиях электропередачи – устройства отбора напряжения с конденсаторов связи (при реконструкции высокочастотных РЗА линий); до выполнения системы в полном объеме предусмотрен частичный ввод информации в терминал электромагнитной блокировки вручную (алгоритм блокировки должен согласовываться с заказчиком на этапе рабочего проектирования).

В САУ ОРУ-220кВ предусмотрена возможность принудительной деблокировки схемы оператором с помощью функции «Принудительная операция» диалога управления с отражением этого факта в качестве события в протоколе событий.

Схема блокировки учитывает нормальные и ремонтные режимы работы оборудования и исключать блокирование опробования устройств, выведенных в ремонт.

Входящий в САУ ОРУ-220кВ терминал электромагнитной блокировки имеет возможность полноценного функционирования как в составе САУ ОРУ-220кВ, так и в автономном режиме. Изменение алгоритмов блокировки управления осуществляется только обслуживающим персоналом с разрешения главного инженера и с уведомлением оперативного персонала.

4.4.2 Функции определения места повреждения - ОМП и осциллографирования

Функции ОМП и осциллографирования для присоединений 220 кВ выполняется как отдельно стоящими устройствами, так и терминалами МП защит. Результаты работы функции ОМП фиксируются в списке событий САУ ОРУ-220кВ и отображаться на автоматизированном рабочем месте оперативного персонала.

Осциллограммы со всех МП устройств передаются на базовый сервер САУ ОРУ-220кВ автоматически (по событию) и/или вручную (по опросу). Система предоставляет возможность отображения на одном экране осциллограмм, полученных из разных источников.

4.5 Устройства релейной защиты и автоматики

Выбор средств релейной защиты в работе не производился и в соответствии с заданием руководителя производился выбор силового оборудования.

МП устройства должны соответствовать "Общим техническим требованиям к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем" (РД 34.35.310-97), требованиям электромагнитной совместимости, принятым при проектировании, а также испытаны в соответствии с ГОСТ 29280-92 (МЭК 1000-4-91).

Терминалы МП защит и автоматики имеют следующие номинальные параметры:

- номинальный ток - 1А;
- номинальное напряжение переменного тока - 100В;
- номинальная частота - 50 Гц.

МП устройства сохраняют защитные функции без изменения параметров и характеристик срабатывания при длительных перерывах питания. Контакты выходных реле не должны замыкаться ложно при подаче и снятии оперативного постоянного тока с перерывом любой длительности.

Комплект МП защит и автоматики присоединения 220 кВ содержат:

- автоматику управления выключателем;
- резервные защиты;
- основные защиты (для линий 220кВ);
- автоматику контроля факта отключения выключателя - ФОВ.

При этом каждый терминал МП защит и автоматики имеет:

- оперативные элементы местного контроля, управления и сигнализации со встроенным интерфейсом общения "человек-машина": жидкокристаллический дисплей с клавиатурой для считывания текущего состояния защит, их уставок, параметров входных токов и напряжений, текущих значений времени, расчетных аналоговых величин, дискретных сигналов, параметров для ОМП, служебных параметров, информации для регистратора и осциллографа;
- индикацию текущего состояния терминала;
- интерфейс, обеспечивающий подключение и связь с внешним ПК (последовательный порт) с целью ввода и вывода информации для дистанционного контроля и управления;
- интерфейс для подключения к САУ ОРУ-220кВ по волоконно-оптическому каналу.

В случае, если комплект МП защит и автоматики присоединения состоит из двух или более терминалов, каждый терминал должен быть полностью независим от другого, чтобы при коротком замыкании - КЗ - в защищаемой зоне никакой отказ в одном терминале не приводил к отказу или к недопустимому увеличению времени отключения повреждения другим терминалом. При этом рекомендуется выполнение независимых систем защиты с разными принципами действия.

Независимые МП устройства защиты и автоматики присоединений в максимальной степени разделены по цепям трансформаторов тока и напряжения, источникам питания и цепям управления на постоянном оперативном токе, по дискретным входам и выходам.

Входящие в САУ ОРУ-220кВ терминалы МП защит и автоматики обеспечивают полноценное выполнение функций как в составе системы, так и в автономном режиме.

В каждом терминале МП защит и автоматики предусматривается максимально возможная автономность выполнения различных функций, входящих в терминал, чтобы отказ выполнения одной функции не приводил к отказу выполнения другой функции.

Терминалы МП защит и автоматики совместимы с существующими традиционными электромеханическими устройствами (по логике входных/выходных дискретных сигналов) для целей стыковки заменяемого и временно остающегося в рамках присоединения (устройства защиты, автоматики, ПА) оборудования.

МП устройства защит и автоматики выполняются с программируемой логикой взаимодействия как между различными функциями защиты, управления и контроля, входящими в состав МП защит и автоматики (внутренними функциями), так и между этими функциями и внешними устройствами других защит, управления и контроля ОРУ-220кВ (электростанции), что позволяет в процессе эксплуатации реализовывать различные конфигурации схем защит, автоматики и управления, отвечающие различным первичным схемам электрических соединений, условиям эксплуатации и требованиям режима. С этой целью терминалы МП защит и автоматики обеспечивают необходимое количество различных логических функций в сочетании с таймерами и предусматривать возможность использования необходимого числа модулей дискретных входов (выходов).

Взаимодействие терминалов МП защит и автоматики между собой (ускорение отдельных видов защит, УРОВ, отключение от ДЗШ, запрет АПВ, опережающее действие и т.д.) выполняется напрямую через контактные выходы/входы терминалов (или с применением стандартного протокола обмена по шине связи) с отображением прохождения сигналов управления в САУ ОРУ-220кВ как дополнительных дискретных сигналов.

Входные и выходные цепи МП устройств обеспечивают коммутацию цепей оперативного тока с номинальным напряжением 220В, 0,2А.

МП устройства защиты и автоматики предусматривают возможность использования блокирующих и разрешающих сигналов для ускорения отдельных ступеней резервных защит: дистанционной защиты - ДЗ и токовой защиты нулевой последовательности - ТЗНП.

МП устройства защиты и автоматики обеспечивают:

- просмотр параметров настройки и задание логики работы и уставок защит и автоматики, факторов пуска осциллографа в диалоговом режиме со встроенного терминала, с переносного компьютера и по сети SCADA с рабочих станций системы управления с защитой от несанкционированного доступа;
- сигнализацию срабатывания каждой защиты с идентификацией ступени и каждого устройства автоматики;
- регистрацию (осциллографирование) аварийных и предаварийных процессов защищаемой электрической сети (перечень пусковых аналоговых и дискретных сигналов уточняется на этапе создания ТЗ);
- сохранение всех параметров настройки в отдельном файле настройки, возможность экспорта / импорта файлов настройки, параметров из файла / в файл в диалоговом режиме с рабочих станций САУ ОРУ-220кВ с обеспечением защиты от несанкционированного доступа;
- дистанционный сброс регистров устройств МП защит в диалоговом режиме с рабочих станций САУ ОРУ-220кВ;
- полную самодиагностику внутренних цепей с выдачей диагностического сигнала «готовность» или «нет готовности». Отсутствие готовности сопровождается выдачей предупредительного сигнала с одновременной расшифровкой причины неисправности. Неисправность должна однозначно идентифицироваться до отдельного функционального узла, расшифровка не должна требовать применения дополнительных справочных данных (таблиц соответствия и т.п.) и должна быть доступна со встроенного терминала, с

переносного компьютера и по сети SCADA. Цикл самодиагностики периодический и не влияет на работоспособность устройства;

- функцию регистрации аварийных режимов - цифровой осциллограф;
- регистрацию дискретных и аналоговых событий;
- функцию определения места повреждения;
- функцию изменения групп уставок;
- вывод из МП терминала защиты (передачу данных на верхний уровень САУ ОРУ-220кВ по запросу) необходимого объема информации (включая файлы записи цифрового осциллографа) для анализа правильности действия защиты и для создания координированных систем контроля и управления в САУ ОРУ-220кВ.

Факт срабатывания каждой из защит формирует аварийный сигнал.

Предупредительный сигнал формирует следующие события:

- факт выявления неисправности защит при проведении самодиагностики;
- факт появления любого сбоя в работе защит;
- факт исчезновения напряжения питания;
- выход параметров режима за зону уставок предупредительной сигнализации.

Программные средства терминала МП защит и автоматики обеспечивают проверку функционирования защиты путём эмуляции входных воздействий.

При проектировании и выборе аппаратуры следует использовать МП устройства защит, автоматики и ПА одной фирмы со стандартными международными протоколами обмена данными. Фирма - производитель соответствует требованиям стандарта качества ISO9001 и иметь необходимый сертификат.

Терминалы имеют русифицированный интерфейс, описание работы терминалов, схемы логики встроенных в них функций, схемы логики взаимодействия функций внутри терминала, схемы подключения, техническую документацию по наладке и обслуживанию на русском языке, а также

методические указания по расчету уставок и техническому обслуживанию на русском языке.

Фирмы поставщики выбранного оборудования имеют в России технический центр по оказанию необходимой помощи при проектировании, наладке, ремонте и эксплуатации применяемых устройств системы управления и защит. Терминалы МП защит и автоматики имеют опыт эксплуатации в энергосистемах России не менее пяти лет.

Для подключения внешних цепей шкафы МП РЗА укомплектованы клеммниками Weidmuller.

4.5.1 Устройства релейной защиты ВЛ-220 (110) кВ

На линиях 220кВ выполнены основные и резервные (дистанционные и токовые) защиты от всех видов замыканий, выполненные на разных принципах действия; на линиях 110кВ - только дистанционные и токовые защиты.

4.5.1.1 Основная защита линий 220 кВ

В качестве основной защиты на линиях - ВЛ - 220 кВ предусмотрена микропроцессорная направленная высокочастотная защита, основанная на сравнении направления мощности по концам защищаемой ВЛ посредством высокочастотных - ВЧ - сигналов, передаваемых по каналу связи. В качестве канала связи использовать ВЧ канал, образуемый по одной из фаз защищаемой ВЛ и организованный на базе современных приемопередатчиков.

Защита имеет функции автоматического контроля высокочастотного канала и автоматической блокировки при неисправности высокочастотного канала с возможностью оперативного вывода данной блокировки.

Направленная высокочастотная основная защита отходящей линии 220кВ содержит следующие функции:

- действие на отключение выключателя при всех видах коротких замыканий на защищаемой линии с использованием двух электромагнитов отключения;
- выдачу сигнала высокочастотной блокировки полуккомплекту защиты на другом конце линии, при коротком замыкании вне защищаемой зоны;

- действие на отключение по цепи ускорения при включении выключателя;
- остановка высокочастотного поста для отключения линии на другом конце при действии на отключение выключателя и приеме внешних сигналов срабатывания;
- пуск УРОВ во всех случаях действия на отключение выключателя с действием на отключение системы шин через ДЗШ; запрет АПВ выключателя от УРОВ; запрет выдачи сигнала ВЧ блокировки;
- пуск противоаварийной автоматики (факта отключения линии - ФОЛ);
- выдачу сигналов «Срабатывание» или «Неисправность» в цепи внешней сигнализации;
- исключение ложного срабатывания при нарушении цепей напряжения;
- возможность подключения к цифровым аварийным осциллографам для записи параметров ВЧ канала, сигналов пуска и срабатывания защиты.

При реконструкции рассмотрена возможность оснащения направленными микропроцессорными высокочастотными защитами линий 220кВ, имеющих кабельные вставки - Сызрань-1 и Сызрань-2 – с установкой оборудования ВЧ обработки фазы линии на территории ОРУ-500кВ; при невозможности применения высокочастотных защит заменить существующие резервные защиты на микропроцессорные.

При реконструкции ВЧ защит предусмотрена замена устройств высокочастотной обработки всех фаз линий 220кВ, используемых для целей релейной защиты и автоматики, с отбором напряжения от конденсатора связи для выполнения функций контроля в САУ ОРУ-220(110).

Обязанность обоснования типа применяемого МП терминала основной защиты ВЛ 220кВ, логики работы, набора уставок, параметров аппаратуры ВЧ канала, а также согласования этих решений с собственником противоположного конца ВЛ возлагается на фирму-поставщика оборудования.

4.5.1.2 Резервные МП защиты линий 220 кВ

Резервные защиты линий 220 (110) кВ состоят из двух МП комплектов с возможностью независимого обслуживания.

В состав первого комплекта резервных защит линии входят:

- не менее трех ступеней дистанционной защиты - ДЗ - от междуфазных коротких замыканий с блокировками при качаниях и неисправностях в цепях напряжения;
- не менее четырех ступеней токовой направленной защиты нулевой последовательности - ТНЗНП - от коротких замыканий на землю;
- междуфазная токовая отсечка – МТО;
- устройство резервирования отказа выключателя - УРОВ.

В состав второго комплекта резервных защит линии должны входить:

- не менее трех ступеней ДЗ от междуфазных коротких замыканий с блокировками при качаниях и неисправностях в цепях напряжения;
- не менее четырех ступеней ТНЗНП от коротких замыканий на землю;
- междуфазная токовая отсечка;
- автоматика разгрузки при перегрузке по току - АРПТ;
- цепи ускорения действия ДЗ и ТНЗНП от оперативных ключей управления – КУ, сигналов телеотключения или автоматики управления;
- УРОВ.

В одном из перечисленных комплектов содержаться также функции автоматики управления выключателем - АУВ и автоматического повторного включения – АПВ.

Дистанционная защита линии 220 кВ содержит:

- три основных направленных и дополнительную ненаправленную ступени;
- оперативное ускорение;
- устройство блокировки при качаниях;
- устройство блокировки при неисправности в цепях напряжения;
- цепи логики ДЗ.

Каждая ступень ДЗ имеет по три реле сопротивления, включенные на разности фазных токов и соответствующие междуфазные напряжения.

Ступени ДЗ с характеристикой, проходящей через начало координат, сохраняют работоспособность при близких трехфазных замыканиях в начале линии.

ДЗ блокируется при неисправности цепей переменного напряжения.

Быстродействующие ступени блокируются при возникновении качаний и деблокируются при отключении выключателя.

Токовая направленная защита нулевой последовательности от замыканий на землю - ТНЗНП - содержит:

- не менее четырех ступеней реле тока каждой ступени;
- два реле направления мощности нулевой последовательности - РНМНП - от линии к шинам - разрешающее и от шин в линию - блокирующее;
- цепи логики ТНЗНП.

Схема ТНЗНП предусматривает возможность автоматического и оперативного вывода направленности отдельных ступеней защиты и их оперативного ускорения.

Междофазная токовая отсечка содержит три реле максимального тока, объединенные по схеме ИЛИ, и логические цепи.

Выходные реле защит действуют на оба электромагнита отключения.

Схема УРОВ действует на отключение резервируемого выключателя без выдержки времени при срабатывании:

- внешних устройств РЗА;
- дифференциальной защиты шин - ДЗШ;
- защит своих комплектов - ДЗ, ТНЗНП, МТО;
- защиты от неполнофазного режима - ЗНФР.

Схема УРОВ действует с выдержкой времени при действии устройств защиты и наличии тока через выключатель:

- в схему ДЗШ;
- на запрет АПВ выключателя и шин;
- на останов ВЧ передатчика направленной защиты;
- в схему центральной сигнализации.

Питание комплектов основных и резервных защит линий 220 (110) кВ выполнено следующим образом:

- по цепям переменного тока - от разных сердечников трансформаторов тока;
- по цепям оперативного тока – от разных аккумуляторных батарей или от разных сборок, питающихся от разных головных автоматов.

4.5.2 Устройства МП защиты ВО-1(2)-220 кВ

На каждом обходном выключателе предусмотрено по два комплекта микропроцессорных защит, аналогичных комплектам резервных защит ВЛ с функциями управления выключателем, УРОВ и АПВ. Терминал МП защит обходного выключателя имеет возможность задания, хранения и оперативного выбора не менее восьми групп уставок.

Функции защит, автоматики и ПА присоединений 220 кВ при переводе их на работу через обходной выключатель обеспечивается в полном объеме - автоматическое ускорение, автоматическая разгрузка при перегрузке по току - АРПТ, автоматическая частотная разгрузка - АЧР, отключающий импульс от защит трансформаторов, отключение и запрет АПВ по каналу АНКА-АВПА (ВЛ КС1), запрет АПВ присоединений 1 - 2 секций от реле контроля допустимого тока короткого замыкания по стороне 220кВ 6ТГ.

Основные защиты линий 220 кВ имеют возможность перевода всех цепей на обходной выключатель - цепей ТТ, ТН, отключения, пуска УРОВ, действия УРОВ от ДЗШ на останов ВЧ передатчика.

Резервные защиты стороны 220 кВ трансформаторных групп имеют возможность перевода на обходной выключатель цепей ТН, отключения, пуска УРОВ, действия УРОВ от ДЗШ на отключение группы со всех сторон, а на первом этапе реконструкции - также цепей ТТ.

Основные защиты стороны 220 кВ трансформаторных групп имеют возможность перевода на обходной выключатель цепей ТТ, отключения, пуска УРОВ.

Перевод токовых цепей основных защит линий и основных защит стороны 220 кВ трансформаторных групп на трансформаторы тока обходного выключателя выполнена с использованием разных кернов ТТ ВО, соединенных в звезду и в треугольник. Для обеспечения наличия необходимого количества кернов ТТ ячейки обходных выключателей укомплектованы двумя трансформаторами тока.

При переводе на работу через обходной выключатель линии 220кВ используются защиты ВО, настроенные на уставки переводимой линии, и основные защиты (для ВЛ-220кВ), при переводе трансформаторной группы по стороне 220кВ - резервные защиты стороны 220 кВ этой группы. При этом на ОРУ-220кВ обеспечивается перевод любого присоединения на работу через любой ВО.

Схема перевода присоединений 220 кВ на работу через ВО выполнена с помощью специальной кросс-панели, расположенной на ППУ-220кВ.

САУ ОРУ-220кВ имеет предупредительную сигнализацию, действующую в режиме перевода присоединения на работу через обходной выключатель в случае, когда токи не распределяются поровну между параллельно включенными выключателями – ВО и выключателем переводимого присоединения.

4.5.3 Устройства МП защит и автоматики стороны 220 кВ трансформаторных групп (трансформаторов)

На стороне 220 кВ трансформаторной группы предусмотрен один комплект защит с функциями автоматики управления выключателем, УРОВ, АПВ и защитами:

- четырехступенчатой дистанционной направленной защитой с блокировкой по напряжению и блокировкой при неисправности в цепях напряжения (1 и 2 ступени направлены в сторону трансформаторной группы, 3 и 4 ступени – в сторону системы шин) - уточняется при проектировании;
- пятиступенчатой токовой направленной защитой нулевой последовательности (1 и 2 ступени направлены в сторону трансформаторной

группы, 3 - 5 ступени – в сторону системы шин) - уточняется при проектировании;

- междуфазной токовой отсечкой;
- двухступенчатой АРПТ с действием во внешние цепи;
- защитой от неполнофазного режима с действием на повторное отключение выключателя и последующим действием на отключение трансформаторной группы со всех сторон (при наличии пуска чувствительных ступеней защит) - уточняется при проектировании;

- максимальной токовой защитой - МТЗ - с пуском по напряжению от стороны 220 кВ, а так же по дискретному входу контроля напряжения стороны низкого и высокого (среднего) напряжения, (предусмотреть возможность контроля напряжения стороны низкого напряжения для МТЗ с подведением данных цепей к терминалу - необходимость уточняется при проектировании);

- выдачей дискретного сигнала о снижении напряжения стороны 220 кВ для МТЗ с блокировкой по напряжению других сторон трансформаторной группы.

Защиты стороны 220 кВ трансформаторной группы действуют с первой выдержкой времени на отключение секционного (шиносоединительного) выключателя, со второй - своего выключателя, с третьей – на отключение ТГ со всех сторон.

Защиты стороны 220 кВ трансформаторной группы имеют оперативное ускорение при выводе ДЗШ или дифференциальной защиты трансформатора - ДЗТ - и автоматическое ускорение при включении выключателя.

Трехфазное автоматическое повторное включение (включение резерва) стороны 220 кВ ТГ должно выполняться одним из следующих режимов:

- с контролем напряжения на шинах 220 кВ и стороне низкого напряжения трансформаторной группы;
- с контролем отсутствия напряжения на шинах - АПВ (АВР) шин;
- с контролем синхронизма напряжений на шинах и ТГ;
- без контроля этих напряжений («слепое» АПВ).

Схема предусматривает цепи запрета АПВ (ABP) от УРОВ, от ДЗШ, от ключей управления, от выходных реле других внешних устройств. (Необходимость использования функций АПВ и АВР уточняется при рабочем проектировании).

Схема предусматривает запрет АПВ выключателей линий 1 и 2 секций и ВО-1-220кВ от реле контроля допустимого тока короткого замыкания по стороне 220кВ 6ТГ. При этом контроль допустимого тока короткого замыкания по стороне 220кВ 6ТГ производится в каждой фазе присоединения с использованием МП терминала защит стороны 220кВ 6ТГ. (На стадии рабочего проектирования должна уточняться необходимость выполнения подобных цепей на стороне 220кВ 1ТГ, 7ТГ, 8ТГ).

При переводе трансформаторной группы по стороне 220 кВ на работу через обходной выключатель необходимо обеспечить перевод действия резервных защит ТГ на отключение ВО, предусмотрев при этом возможность вывода в ремонт, а так же режим опробования своего выключателя (если функции автоматики управления этого выключателя находятся в МП терминале, который выполняет при этом находящиеся в работе функции защиты).

Выходные реле защит действуют на оба электромагнита отключения.

Питание защит трансформаторной группы по стороне 220 кВ выполнено следующим образом:

- по цепям переменного тока - от ТТ, встроенных во вводы ТГ (до установки встроенных ТТ - от выносных ТТ);
- по цепям переменного напряжения - от ТН соответствующей секции стороны 220 кВ с учетом резервирования от ТН смежной секции (системы шин для стороны 110кВ трансформатора).

4.5.4 Устройства релейной защиты и автоматики секционного (шиносоединительного) выключателя

МП комплект защит и автоматики секционного (шиносоединительного) выключателя 220кВ содержит следующие устройства:

- автоматику управления выключателем;
- УРОВ и АПВ (необходимость уточняется при рабочем проектировании);
- двухступенчатую МТЗ от междуфазных коротких замыканий;
- трехступенчатую токовую защиту нулевой последовательности - ТЗНП от коротких замыканий на землю;
- логическую часть схемы газовой защиты (предупредительных и отключающих комплектов трех фаз), контроля уровня масла, температуры и т.д. (для секционного реактора 220кВ).

4.6.6 МП устройства ДЗШ и УРОВ ОРУ - 220 кВ

ОРУ-220кВ оснащена следующими МП комплектами дифференциальной защиты шин - ДЗШ и УРОВ:

- ДЗШ и УРОВ 1 - 2 секций 220кВ;
- ДЗШ и УРОВ 3 - 4 секций 220кВ.

Необходимость установки комплектов ДЗШ на ОСШ-220кВ рассматривается на стадии проектирования.

Комплекты дифференциальной защиты шин 220кВ выполнены с фиксированным присоединением элементов, число присоединений, подключаемых к схеме ДЗШ 220кВ - не менее восьми,

Каждый комплект ДЗШ содержит пусковой орган, чувствительный орган, реле контроля максимального и минимального напряжения, контроля исправности токовых цепей, логику «очувствления» ДЗШ, логику опробования, логику запрета АПВ, цепи отключения, пуска УРОВ и запрета АПВ.

Необходимость установки чувствительных комплектов ДЗШ, использования торможения и АПВ шин 220 кВ уточняется при рабочем проектировании.

Цепи пуска УРОВ выключателей 220кВ выполняется для каждого выключателя с использованием терминалов защит присоединений.

Пусковые цепи УРОВ выполнены от выходных реле защит, действующих на отключение данного выключателя, с повторением соответствующего действия на отключение выключателя, а затем с выдержкой времени при

наличии тока через выключатель - на отключение смежных элементов и запрет АПВ. Схема предусматривает возможность оперативного вывода действия на отключение резервируемого выключателя.

Выходные реле схемы ДЗШ и УРОВ действуют на оба электромагнита отключения каждого выключателя.

При срабатывании комплекта УРОВ от ДЗШ секций 220кВ производится останов ВЧ передатчиков направленной защиты линий, подключенных к этим секциям.

4.5.5 Устройства противоаварийной автоматики - ПА

При реконструкции устройств вторичной коммутации 220 кВ предусмотрена:

- замену аппаратуры АНКА-АВПА ВЛ КС-1 и Кировская-2 на аппаратуру с использованием современной элементной базы;
- совмещение автоматики разгрузки при перегрузке по току – АРПТ - 6ТГ ÷ 8ТГ с резервными защит стороны 220кВ соответствующей трансформаторной группы в МП терминале;
- реконструкцию пусковых цепей автоматики разгрузки генераторов станции при повышении частоты - АРПЧ.

4.5.6 Цепи ТН

В нормальном режиме цепи напряжения всех присоединений 220 кВ присоединены к трансформаторам напряжения «своей» секции (системы шин). При этом выполнено разделение по питанию от разных обмоток ТН:

- цепей устройств защит, автоматики и ПА - МП терминалы защит, автоматики, ПА, регистраторы, ИМФ;
- цепей измерений – счетчики электроэнергии, универсальные преобразователи.

Цепи напряжения каждого присоединения ОРУ-220кВ имеют возможность подключения к резервному источнику напряжения по питанию цепей защит, автоматики, ПА и измерения:

- для присоединений 1 (2) секции 220кВ – ТН 2 (1) секции 220кВ;

- для присоединений 3 (4) секции 220кВ – ТН 4 (3) секции 220кВ.

Подвод цепей напряжения к отдельным устройствам вторичной коммутации присоединений 220 кВ выполняется посредством испытательных блоков, установленных на панелях устройств, переключение источников напряжения - ключами, размещенными на панелях управления.

Для основных защит линий 220кВ и резервных защит стороны 220кВ ТГ предусмотрена возможность перевода цепей напряжения на обходной выключатель другой пары секций.

Возможность и последовательность автоматического перевода цепей напряжения устройств вторичной коммутации присоединений ОРУ-220кВ на резервный источник уточняется на этапе разработки ТЗ.

4.6 Панели управления ОРУ-220 кВ

На ППУ-220кВ размещены панели управления присоединениями 220кВ, объединённые мнемосхемой, соответствующей главной схеме электрических соединений ОРУ-220кВ в развернутом виде. При этом на каждой панели управления следует разместить мнемосхему двух смежных присоединений

Для каждого присоединения панель управления включает:

- Стрелочные приборы прямого включения на фазные токи присоединения, необходимость установки ваттметров и варметров определяется на стадии составления ТЗ;
- Сигнализацию положения выключателей;
- Ключи (кнопки) ручного управления коммутационными аппаратами;
- Ключи (кнопки) синхронизации.
- Дополнительно на панелях управления 220кВ установлены вольтметры и частотомеры в цепях каждого трансформатора напряжения.
- Цепи сигнализации положения и управления выключателями присоединений 220кВ независимы от цепей верхнего уровня САУ ОРУ-220кВ.

На центральной панели управления присоединениями 220кВ размещены устройства центральной аварийной и предупредительной сигнализации - звуковые и табло.

5 Собственные нужды ОРУ-220 кВ

В зависимости от типа, мощности подстанции, питание потребителей собственных нужд осуществляется от специально установленных двух трансформаторов.

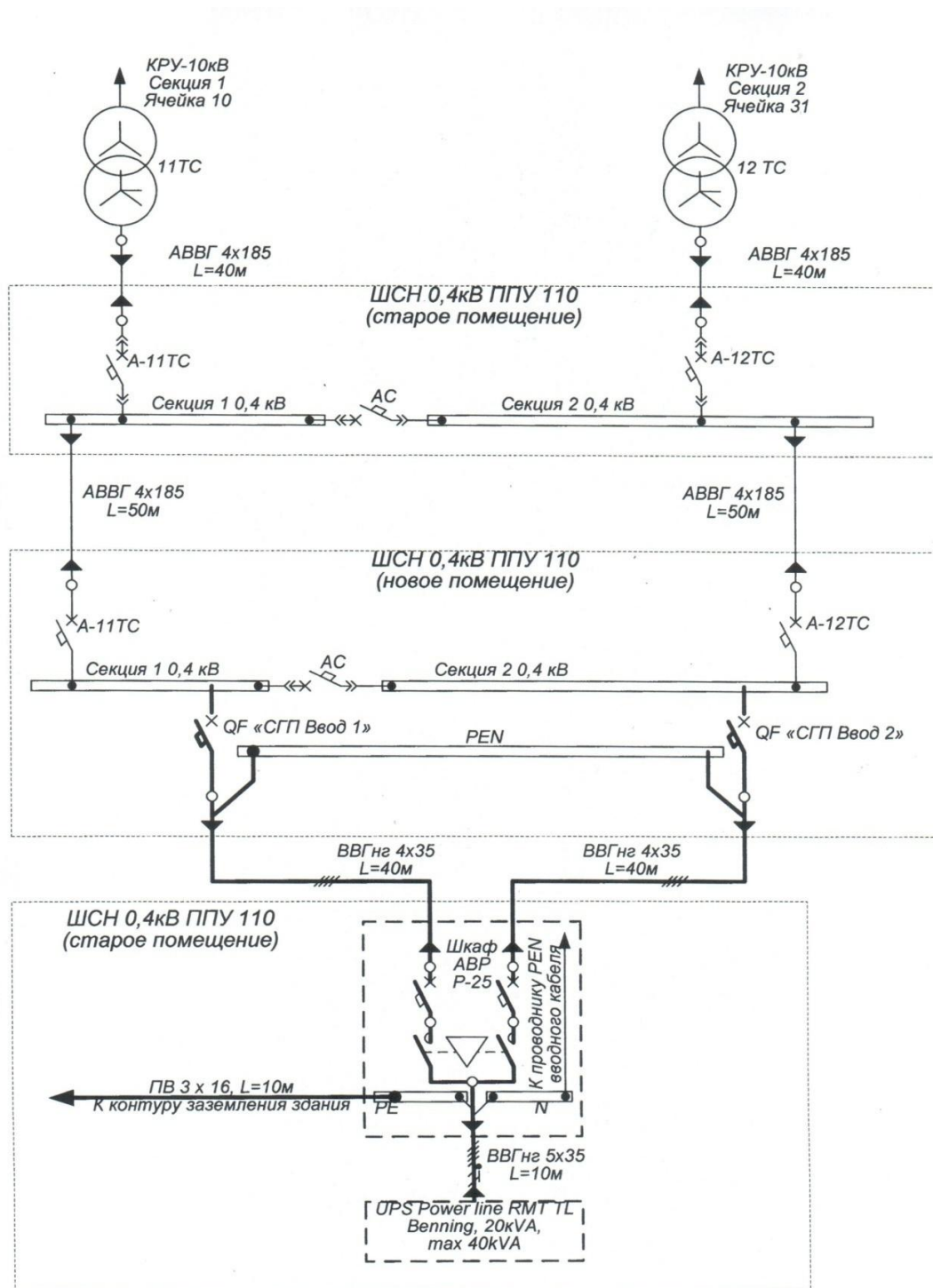


Рисунок 5.1 Схема собственных нужд ОРУ 220 кВ

Таблица 5.1 - Выбор мощности трансформатора СН ОРУ 220 кВ

№ п/п	Наименование	Мощ един. кВт	Количество		Мощность кВт		
			шт.		Уст	Одновремен. работ	
			Уст	Однов раб		Зима	Лето
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Компрессор	20	8	3	160	60	60
2	Привод разъединителей:						
	а) основных ножей	2,8	156	1	436,8	2,8	2,8
	б) заземляющих ножей	1,7	192	1	326,4	1,7	1,7
3	Связь	25	—	—	—	12,5	12,5
4	Вентиляция помещений	—	—	—	—	28	28
5	Сварочный агрегат	15	—	—	—	—	—
6	Электролебёдка	22	—	—	—	—	22
ИТОГО:						112	135

7	Обогрев разъединителей	1	348	348	348	348	—
8	Обогрев ВВН	1	26	26	26	26	—
9	Обогрев конденсац. Трубок	1	20	20	20	20	—
10	Отопление помещений	—	—	—	222	222	—
11	Освещение:						
	а) здания	32	—	—	32	25,6	25,6
	б) ОРУ	—	—	—	160	40	40
	в) тоннелей	—	4	—	6	6	6
	г) охранное помещения	—	—	—	12	12	12
	д) дежурное помещение	—	—	—	36	36	36
ИТОГО:						735,6	119,6

Нагрузка на трансформатор:

$$\text{Зимой} - D = \frac{\hat{E}_{\zeta} \cdot D_{\text{ЕАО}}}{\cos \varphi \cdot \eta} = \frac{0,9 \cdot 112}{0,8 \cdot 0,9} = 140 \text{ кВа}$$

$$\text{Летом} - D = \frac{\hat{E}_{\zeta} \cdot D_{\text{ЕАО}}}{\cos \varphi \cdot \eta} = \frac{0,9 \cdot 135}{0,8 \cdot 0,9} = 168,75 \text{ кВа}$$

K_3 – Коэффициент загрузки электродвигателей

$$\text{Зимой} - P_{\text{ОБЩ}} = 140 + 735,6 = 875,6 \text{ кВа}$$

$$\text{Летом} - P_{\text{ОБЩ}} = 168,75 + 119,6 = 288,35 \text{ кВа}$$

Принимается к установке два трансформатора по 400 кВа (один из них – резервный). Зимой предусматривается работа двух трансформаторов одновременно.

Расчёт параметров схемы замещения сети питания ИБП в ППУ-220 с питанием от трансформатора 9ТС

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{U_{\text{HВН}}}{\sqrt{3} I_{\text{КВН}}} \cdot \frac{U_{\text{HНН}}}{U_{\text{HВН}}} \cdot 10^3 = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 4465} \cdot \frac{0,4}{10,5} \cdot 10^3 = 1,97 \text{ мОм}$$

Сопротивление трансформатора 9ТС:

$$R_{9\text{ТС}} = \frac{P_{\text{КЗ}} U_{\text{HНН}}^2}{S_{\text{H}}^2} \cdot 10^6 = \frac{3,3 \cdot 0,4^2}{400^2} \cdot 10^6 = 3,3 \text{ мОм}$$

$$Z_{9\text{ТС}} = \frac{U_{\text{К}} U_{\text{HНН}}^2}{S_{\text{H}}} \cdot 10^4 = \frac{5,7 \cdot 0,4^2}{400} \cdot 10^4 = 22,8 \text{ мОм}$$

$$X_{9\text{ТС}} = \sqrt{Z_{9\text{ТС}}^2 - R_{9\text{ТС}}^2} = \sqrt{22,8^2 - 3,3^2} = 22,561 \text{ мОм}$$

$$R_{09\text{ТС}} = 3,3 \text{ мОм}$$

$$X_{09\text{ТС}} = 22,561 \text{ мОм}$$

Сопротивление контактов в схеме замещения до точки короткого замыкания

$$R_{\text{К}} = 6,66 \text{ мОм}$$

Сопротивление кабельной линии КЛ1-9ТС

$$R_0 = 0,167 \text{ мОм/м} \quad X_0 = 0,0596 \text{ мОм/м} \quad l = 40 \text{ м}$$

$$R_{\text{КЛ1-9ТС}} = R_0 l = 0,167 \cdot 40 = 6,68 \text{ мОм}$$

$$X_{\text{КЛ1-9ТС}} = X_0 l = 0,0596 \cdot 40 = 2,384 \text{ мОм}$$

$$R_{\text{ОК}} = 0,208 \text{ мОм/м} \quad X_{\text{ОК}} = 0,063 \text{ мОм/м}$$

$$R_{\text{ОКЛ1-9ТС}} = R_{\text{ОК}} l = 0,208 \cdot 40 = 8,32 \text{ мОм}$$

$$X_{\text{ОКЛ1-9ТС}} = X_{\text{ОК}} l = 0,063 \cdot 40 = 2,52 \text{ мОм}$$

Сопротивление автомата А1-9ТС

$$R_{\text{А1-9ТС}} = 0,25 \text{ мОм}$$

$$X_{\text{А1-9ТС}} = 0,1 \text{ мОм}$$

Сопротивление шинпровода Ш1-9ТС

$$R_0 = 266 \text{ мОм/м} \quad X_0 = 0,062 \text{ мОм/м} \quad l = 5 \text{ м}$$

$$R_{III1-9TC} = R_0 l = 0,226 \cdot 5 = 1,13 \text{ МОм}$$

$$X_{III1-9TC} = X_0 l = 0,062 \cdot 5 = 0,31 \text{ МОм}$$

$$R_{0III} = 0,12 \text{ МОм/м} \quad X_{0III} = 0,21 \text{ МОм/м}$$

$$R_{0III1-9TC} = R_{0III} l = 0,12 \cdot 5 = 0,6 \text{ МОм}$$

$$R_{0III1-9TC} = X_{0III} l = 0,21 \cdot 5 = 1,05 \text{ МОм}$$

Сопротивление автомата АВ1-9ТС

$$R_{AB-9TC} = 0,65 \text{ МОм} \quad X_{AB1-9TC} = 0,17 \text{ МОм}$$

Сопротивление кабельной линии КЛ2-9ТС

$$R_0 = 0,167 \text{ МОм/м} \quad X_0 = 0,0596 \text{ МОм/м} \quad l = 50 \text{ м}$$

$$R_{KL2-9TC} = R_0 l = 0,167 \cdot 50 = 8,35 \text{ МОм}$$

$$X_{KL2-9TC} = X_0 l = 0,0596 \cdot 50 = 2,98 \text{ МОм}$$

$$R_{0K} = 0,208 \text{ МОм/м} \quad X_{0K} = 0,063 \text{ МОм/м}$$

$$R_{0KL2-9TC} = R_{0K} l = 0,208 \cdot 50 = 10,4 \text{ МОм}$$

$$X_{0KL2-9TC} = X_{0K} l = 0,063 \cdot 50 = 3,15 \text{ МОм}$$

Сопротивление автомата А2-9ТС

$$R_{A2-9TC} = 0,65 \text{ МОм} \quad X_{A2-9TC} = 0,17 \text{ МОм}$$

Сопротивление шинпровода Ш2-9ТС

$$R_0 = 0,266 \text{ МОм/м} \quad X_0 = 0,062 \text{ МОм/м} \quad l = 5 \text{ м}$$

$$R_{Ш2-9TC} = R_0 l = 0,226 \cdot 5 = 1,13 \text{ МОм}$$

$$X_{Ш2-9TC} = X_0 l = 0,062 \cdot 5 = 0,31 \text{ МОм}$$

$$R_{0Ш} = 0,12 \text{ МОм/м} \quad X_{0Ш} = 0,21 \text{ МОм/м}$$

$$R_{0Ш2-9TC} = R_{0Ш} l = 0,12 \cdot 5 = 0,6 \text{ МОм}$$

$$X_{0Ш2-9TC} = X_{0Ш} l = 0,21 \cdot 5 = 1,05 \text{ МОм}$$

Сопротивление автомата QF «Ввод1»

$$R_{QF \text{ «Ввод-1»}} = 1,25 \text{ МОм} \quad X_{QF \text{ «Ввод-1»}} = 0,33 \text{ МОм}$$

Сопротивление кабельной линии КЛЗ-9ТС

$$R_0 = 0,52 \text{ мОм/м} \quad X_0 = 0,0637 \text{ мОм/м} \quad l=40 \text{ м}$$

$$R_{\text{КЛЗ-9ТС}} = R_0 l = 0,52 \cdot 40 = 20,8 \text{ мОм}$$

$$X_{\text{КЛЗ-9ТС}} = X_0 l = 0,0637 \cdot 40 = 2,548 \text{ мОм}$$

$$R_{0\text{К}} = 0,61 \text{ мОм/м} \quad X_{0\text{К}} = 0,086 \text{ мОм/м}$$

$$R_{0\text{КЛЗ-9ТС}} = R_{0\text{К}} l = 0,61 \cdot 40 = 24,4 \text{ мОм}$$

$$X_{0\text{КЛЗ-9ТС}} = X_{0\text{К}} l = 0,086 \cdot 40 = 3,44 \text{ мОм}$$

Сопротивление автомата АВЗ-9ТС

$$R_{\text{АВЗ-9ТС}} = 1,25 \text{ мОм} \quad X_{\text{АВЗ-9ТС}} = 0,33 \text{ мОм}$$

Сопротивление контактора К-11ТС

$$R_{\text{К-9ТС}} = 1,49 \text{ мОм} \quad X_{\text{К-9ТС}} = 0,2 \text{ мОм}$$

Сопротивление кабельной линии КЛ4

$$R_0 = 0,52 \text{ мОм/м} \quad X_0 = 0,0637 \text{ мОм/м} \quad l=10 \text{ м}$$

$$R_{\text{КЛ4-9ТС}} = R_0 l = 0,52 \cdot 10 = 5,2 \text{ мОм}$$

$$X_{\text{КЛ4-9ТС}} = X_0 l = 0,0637 \cdot 10 = 0,637 \text{ мОм}$$

$$R_{0\text{К}} = 0,61 \text{ мОм/м} \quad X_{0\text{К}} = 0,086 \text{ мОм/м}$$

$$R_{0\text{КЛ4-9ТС}} = R_{0\text{К}} l = 0,61 \cdot 10 = 6,1 \text{ мОм}$$

$$X_{0\text{КЛ4-9ТС}} = X_{0\text{К}} l = 0,086 \cdot 10 = 0,86 \text{ мОм}$$

Суммарные сопротивления до точки К71

$$\begin{aligned} R_{1\Sigma} = & R_{9\text{ТС}} + R_{\text{К}} + R_{\text{КЛ1-9ТС}} + R_{\text{А1-9ТС}} + R_{\text{Ш1-9ТС}} + R_{\text{КЛ2-9ТС}} + R_{\text{А2-9ТС}} + R_{\text{Ш2-9ТС}} + \\ & + R_{\text{QF «Ввод-1»}} + R_{\text{КЛЗ-9ТС}} + R_{\text{АВЗ-9ТС}} + R_{\text{К-9ТС}} + R_{\text{КЛ4-9ТС}} = 16,296 + 6,66 + 6,68 + 0,25 + \\ & + 1,13 + 8,35 + 0,65 + 1,13 + 1,25 + 20,8 + 1,25 + 1,49 + 5,2 = 69,616 \text{ мОм} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X_{1\Sigma} = & X_{\text{С}} + X_{9\text{ТС}} + X_{\text{К}} + X_{\text{КЛ1-9ТС}} + X_{\text{А1-9ТС}} + X_{\text{Ш1-9ТС}} + X_{\text{КЛ2-9ТС}} + X_{\text{А2-9ТС}} + X_{\text{Ш2-9ТС}} + \\ & + X_{\text{QF «Ввод-1»}} + X_{\text{КЛЗ-9ТС}} + X_{\text{АВЗ-9ТС}} + X_{\text{К-9ТС}} + X_{\text{КЛ4-9ТС}} = 1,97 + 47,975 + 2,384 + \\ & + 0,1 + 0,31 + 2,98 + 0,17 + 0,31 + 0,33 + 2,548 + 0,33 + 0,2 + 0,637 = 60,208 \text{ мОм} \end{aligned}$$

$$Z = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2} = \sqrt{69,616^2 + 60,208^2} = 92,04 \text{ мОм}$$

$$\frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}} = \frac{60,208}{69,616} = 0,865$$

Расчёт токов короткого замыкания до точки К1

Трёх фазное короткое замыкание

Ток трёх фазного короткого замыкания

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_{HHH}}{\sqrt{3} Z_{\Sigma}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 92,04} = 2,509 \text{ kA}$$

Апериодическая составляющая короткого замыкания

$$i_{a0} = \sqrt{2} I_{K1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 2,509 = 3,548 \text{ kA}$$

Ударный ток короткого замыкания

$K_y = 1,047$ - согласно графика зависимости $K_y = f \frac{X}{R}$

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K1}^{(3)} = 1,047 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,509 = 3,714 \text{ kA}$$

Ток трёх фазного дугового короткого замыкания

$K_{C1}=0,877$ – снижающий коэффициент дугового короткого замыкания в начале процесса $t_{K3}<0,05\text{с}$, найден из графиков зависимости $K_C = f(Z_{\Sigma})$.

$K_{C2}=0,783$ – снижающий коэффициент дугового короткого замыкания в начале процесса $t_{K3}<0,05\text{с}$, найден из графиков зависимости $K_C = f(Z_{\Sigma})$.

$$I_{Kd1-1}^{(3)} = K_{C1} I_{K1}^{(3)} = 0,877 \cdot 2,509 = 2,2 \text{ kA}$$

$$I_{Kd2-1}^{(3)} = K_{C2} I_{K1}^{(3)} = 0,783 \cdot 2,509 = 1,966 \text{ kA}$$

Двух фазное короткое замыкание

Сопротивление цепи:

$$Z = \frac{2}{\sqrt{3}} \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2} = \frac{2}{\sqrt{3}} \sqrt{69,616^2 + 60,208^2} = 106,279 \text{ мОм}$$

Ток двух фазного короткого замыкания:

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{U_{HHH}}{\sqrt{3} Z_{\Sigma}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 106,279} = 2,173 \text{ kA}$$

Ток двух фазного дугового короткого замыкания:

$K_{C1} = 0,894$ – снижающий коэффициент дугового короткого замыкания в начале процесса $t_{K3}<0,05\text{с}$, найден из графиков зависимости $K_C = f(Z_{\Sigma})$.

$K_{C2} = 0,8$ – снижающий коэффициент дугового короткого замыкания в начале процесса $t_{K3} < 0,05$ с, найден из графиков зависимости $K_C = f(Z_\Sigma)$.

$$I_{KD1-1}^{(2)} = K_{C1} I_{K1}^{(2)} = 0,894 \cdot 2,173 = 1,942 \text{ kA}$$

$$I_{KD2-1}^{(2)} = K_{C2} I_{K1}^{(2)} = 0,8 \cdot 2,173 = 1,738 \text{ kA}$$

Однофазное короткое замыкание на землю

Сопротивление цепи нулевой последовательности:

$$R_{0\Sigma} = R_{09TC} + R_{0KЛ1-9TC} + R_{0Ш1-9TC} + R_{0KЛ2-9TC} + R_{0Ш2-9TC} + R_{0KЛ3-9TC} + R_{0KЛ4-9TC} = \\ = 16,296 + 8,32 + 0,6 + 10,4 + 0,6 + 24,4 + 6,1 = 66,716 \text{ мОм}$$

$$X_{0\Sigma} = X_{09TC} + X_{0KЛ1-9TC} + X_{0Ш1-9TC} + X_{0KЛ2-9TC} + X_{0Ш2-9TC} + X_{0KЛ3-9TC} + X_{0KЛ4-9TC} = \\ = 47,975 + 2,52 + 1,05 + 3,15 + 1,05 + 3,44 + 0,86 = 60,075 \text{ мОм}$$

$$Z_\Sigma = \frac{1}{3} \sqrt{(2R_\Sigma + R_{0\Sigma})^2 + (2X_\Sigma + X_{0\Sigma})^2} = \frac{1}{3} \sqrt{(2 \cdot 69,616 + 66,716)^2 + (2 \cdot 60,208 + 60,075)^2} = 91,202 \text{ мОм}$$

Ток одно фазного короткого замыкания на землю

$$I_{K1}^{(1.1)} = \frac{U_{HH}}{3 Z_\Sigma} = \frac{400}{3 \cdot 91,282} = 2,53 \text{ kA}$$

Ток одно фазного дугового короткого замыкания на землю

$K_{C1} = 0,876$ – снижающий коэффициент дугового короткого замыкания в начале процесса $t_{K3} < 0,05$ с, найден из графиков зависимости $K_C = f(Z_\Sigma)$.

$K_{C2} = 0,783$ – снижающий коэффициент дугового короткого замыкания в начале процесса $t_{K3} < 0,05$ с, найден из графиков зависимости $K_C = f(Z_\Sigma)$.

$$I_{KD1-1}^{(1.1)} = K_{C1} I_{K1}^{(1.1)} = 0,876 \cdot 2,53 = 2,215 \text{ kA}$$

$$I_{KD2-1}^{(1.1)} = K_{C2} I_{KM20}^{(1.1)} = 0,783 \cdot 2,53 = 1,98 \text{ kA}$$

Расчёт токов короткого замыкания проведён согласно ГОСТ 28249-93 «Методы расчёта в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ».

6 Безопасность и экологичность

6.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Краткая характеристика элегаза.

В связи с внедрением на предприятии элегазовых выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и т.д. возникла проблема безопасности при работе с элегазом (хранение, заполнение и опорожнение оборудования)

Электроотрицательными называются газы, молекулы которых обладают сродством к электрону, это означает, что при захвате электрона и превращении молекулы в отрицательный ион выделяется энергия. Этот процесс приводит к явлению прилипания электронов, и уменьшению, тем самым, эффективного коэффициента ударной ионизации на значение коэффициента прилипания h .

$$\hat{a}_{y0} = \hat{a} - h$$

Поэтому электроотрицательные газы имеют повышенную электрическую прочность.

Из электроотрицательных газов с высокой электрической прочностью наибольшее применение нашел элегаз SF_6 . Свое название он получил от сокращения электрический газ. Уникальные свойства элегаза были открыты в России, его применение также началось в России. В 30-х годах известный ученый Б.М. Гохберг исследовал электрические свойства ряда газов и обратил внимание на некоторые свойства шестифтористой серы SF_6 . Электрическая прочность при атмосферном давлении и зазоре 1 см составляет $E=89$ кВ/см. Молекулярная масса составляет 146, характерным является очень большой коэффициент теплового расширения и высокая плотность. Это важно для энергетических установок, в которых проводится охлаждение каких-либо частей устройства, т.к. при большом коэффициенте теплового расширения легко образуется конвективный поток, уносящий тепло. Из теплофизических свойств: температура плавления равна -50°C при 2 атм, температура кипения (возгонки) -63°C , что означает возможность применения при низких температурах.

Из других полезных свойств отмечу следующие: химическая инертность, нетоксичность, негорючесть, термостойкость (до 800° С), взрывобезопасность, слабое разложение в разрядах, низкая температура сжижения. В отсутствие примесей элегаз совершенно безвреден для человека. Однако продукты разложения элегаза в результате действия разрядов (например, в разряднике или выключателе) токсичны и химически активны.

6.2 Безопасность при монтаже и ремонте воздушных линий электропередачи

Работы по монтажу и ремонту воздушных линий электропередачи (ВЛ) связаны с подъемом людей и материалов на значительную высоту, с применением грузоподъемных машин и механизмов. Отсюда возникает опасность травмирования в случаях падения с конструкций опор, ушибов и ранений, а также не исключено поражение током молнии при работе во время грозы или наведенным напряжением от соседних ВЛ.

Как правило, подъем и опускание (при монтаже и демонтаже) одностоечных опор ВЛ производятся с помощью стреловых грузоподъемных кранов.

Если подъем одностоечной деревянной опоры осуществляется вручную, то необходимо пользоваться баграми и ухватами, а для удержания поднятой опоры – оттяжками из прочных веревок. Во время опускания нижнего конца опоры в котлован никто из рабочих не должен в нем находиться. Оставлять котлован с установленной опорой с незаконченной их засыпкой грунтом не разрешается.

При сооружении ВЛ в населенной местности руководитель работ должен обеспечить ее охрану таким образом, чтобы на участке производства работ никто из посторонних не находился.

Электромонтажники должны быть обучены сигналам, согласно которым регулируется подъем грузов на высоту или их опускание. При отсутствии телескопической вышки или гидравлического подъемника монтажники поднимаются на деревянную опору с помощью монтерских когтей, а на

железобетонную – с помощью лазов. При подъеме на сложные стальные опоры при отсутствии вышки или подъемника допускается применение лестниц, которые должны быть надежными и устойчивыми.

Во избежание ушибов и ранений в результате падения с высоты каких-либо деталей или инструментов запрещается находиться под опорой, люлькой подъемника или корзиной вышки во время производства работы, а также не разрешается сбрасывать какие-либо предметы с высоты опоры. При подъеме на опору тяжелых деталей оборудования (арматуры, кабельных муфт, разъединителей и др.) необходимо пользоваться специальной веревкой, перекинутой через блок, при этом подъем груза производит рабочий, стоящий внизу и находящийся несколько в стороне от поднимаемого предмета.

При раскатке голого провода с барабана во избежание ранения рук необходимо надевать брезентовые рукавицы.

На время работ по монтажу и демонтажу ВЛ большой протяженности отдельные смонтированные участки длиной 3 км и более необходимо замыкать накоротко и заземлять на случай появления на данном участке линии наведенного напряжения от соседних ВЛ, находящихся в работе, или от грозового облака (иногда находящегося вне поля зрения электромонтажников).

6.4.2 Расчет заземления ОРУ-220 кВ

Параметры заземлителя:

Длина и диаметр стержня: $l=5$ м; $d=12$ мм.

Расстояние между стержнями: $a=5$ м.

Сопротивление заземлителя: $R=0,5$ Ом.

Глубина заложения полосы: $t=0,5$ м.

Удельное сопротивление грунта (суглинок): $\rho=100$ Ом·м.

Периметр подстанции: $L=2 \cdot (A+B)=2 \cdot (160,96+148,14)=618,2$ м.

Ширина и высота (толщина) заземляющей полосы: $c \cdot b=40 \cdot 4$ мм.

Решение:

Сопротивление одного заземляющего стержня:

$$R_c = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{ддн}}}{1} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot l}{d} + 0,5 \cdot \lg \frac{4 \cdot T + 1}{4 \cdot T - 1} \right),$$

где $T = t + l/2 = 0,5 + 2,5 = 3$ м,

$\rho_{\text{расч}} = \rho \cdot K_c$, где $K_c = 1,25$ (для второй климатической зоны).

$R_c = 28,5$ Ом

Необходимое число вертикальных стержней:

$$N'_{\tilde{n}} = \frac{R_{\tilde{n}}}{R_{\zeta} \cdot \eta_{\tilde{n}}}, \text{ где } \eta_c = 0,3$$

$N_c' = 190$ шт.

Сопротивление заземляющей полосы:

$$R_{\tilde{i}} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{ддн}}}{L} \cdot \lg \frac{2 \cdot L^2}{b \cdot t}$$

$R_{\Pi} = 0,6$ Ом

Сопротивление заземляющей полосы в контуре:

$$R_{i \cdot \epsilon} = \frac{R_n}{\eta_n}, \text{ где } \eta_{\Pi} = 0,14$$

$R_{\Pi.k.} = 4,3$ Ом

Необходимое сопротивление вертикальных заземлителей:

$$R = \frac{R_{\tilde{i}} \cdot \hat{\epsilon} \cdot R_{\zeta}}{R_{\tilde{i}} \cdot \hat{\epsilon} + R_{\zeta}}$$

$R = 0,45$ Ом

Уточненное количество стержней:

$$N_{\tilde{n}} = \frac{R_{\tilde{n}}}{R \cdot \eta_{\tilde{n}}}$$

$N_c = 238$ шт.

6.4.3 Расчет молниезащиты ОРУ-220 кВ

Здание и сооружения ОРУ с достаточной степенью надежности должны защищаться молниеотводами от поражения прямыми ударами молнии.

Расчет защиты от прямых ударов молнии заключается в определении зон защиты. Для этого необходимо знать размеры площади, занимаемой ОРУ, высоты защищаемых объектов.

Задана высота отдельностоящих молниеотводов $h=30$ м, их количество – 5 и расположение.

Определим активную высоту молниеотвода:

$$h_a = h - h_x = 30 - 8 = 22 \text{ м},$$

Определим зону защиты:

$$r_x = \frac{1.6 \cdot h_a \cdot p}{1 + \frac{h_x}{h}} = \frac{1.6 \cdot 22 \cdot 1}{1 + \frac{8}{30}} = 27,7 \text{ м},$$

где p – коэффициент для различных высот молниеотвода
при $h \leq 30$ м, $p=1$

Высота молниеотводов, расположенных на шинных порталах также равна 30 м.

Высота защищаемого объекта также равна 8 м, из этого следует вывод что расчет будет идентичным.

ОРУ-220 кВ защищается полностью 7-ю молниеотводами.

На рисунке 7.3 представим зоны защиты ОРУ-220 кВ.

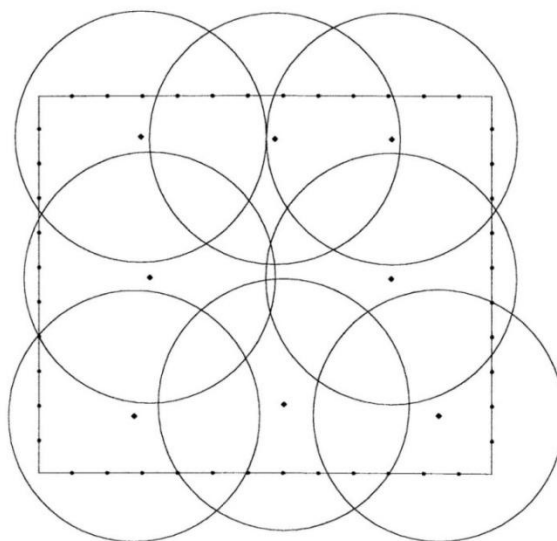


Рисунок 6.1 - Зоны защиты ОРУ-220 кВ

6.5 Защита от электромагнитных полей и излучений

Для защиты от электромагнитных полей и излучений применены следующие методы и средства: уменьшение мощности излучения непосредственно в его источнике, в частности за счет применения поглотителей электромагнитной энергии; увеличение расстояния от источника излучения; подъем излучателей и диаграмм направленности излучения; блокирование излучения или снижение его мощности для сканирующих излучателей (вращающихся антенн) в секторе, в котором находится защищаемый объект (населенная зона, рабочее место); экранирование излучения; применение средств индивидуальной защиты.

Экранируют либо источники излучения, либо зоны, где может находиться человек. Экраны могут быть замкнутыми или незамкнутыми, различной формы и размеров, выполненными из сплошных, перфорированных, сотовых или сетчатых материалов. На рис. и показаны примеры экранирования излучения промышленной частоты с помощью козырька из металлической сетки и навеса из металлических прутков. Сотовые решетки, изображенные на рис.19, применяют для экранирования мощных высокочастотных излучений. Для исключения электромагнитного загрязнения окружающей среды окна помещений, в которых проводятся работы с электромагнитными излучателями, экранируют с помощью сетчатых или сотовых экранов (рис.6.2,6.3,6.4,6.5).

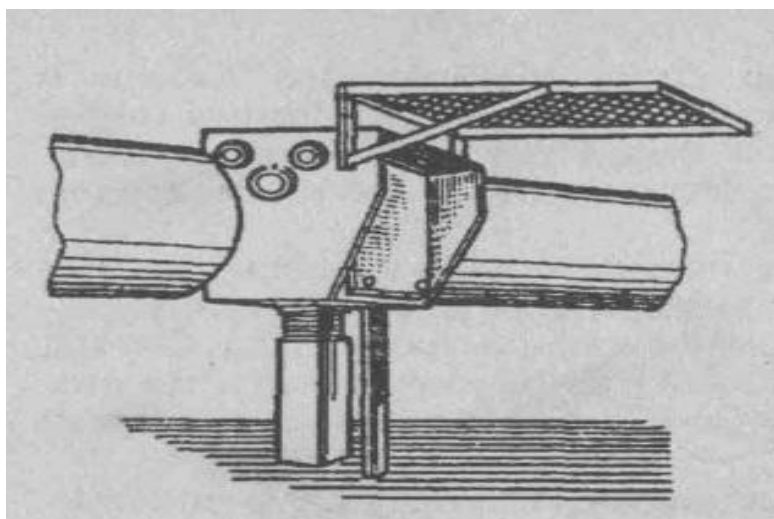


Рисунок 6.2 - Экранирующий козырек над шкафом управления выключателем

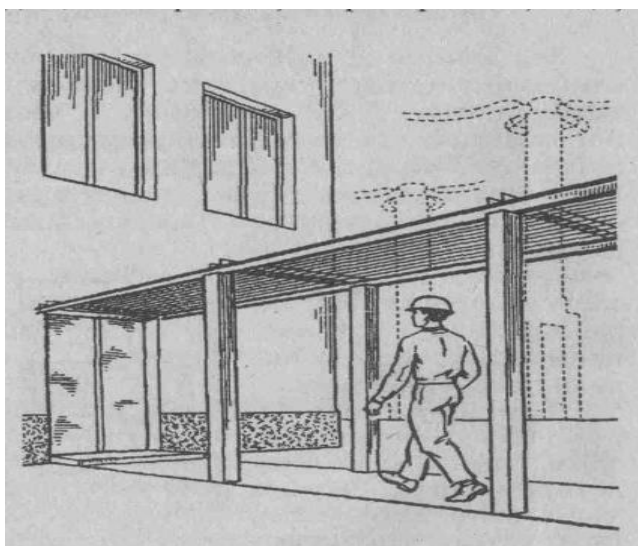


Рисунок 6.3 - Экранирующий навес над проходом в здание

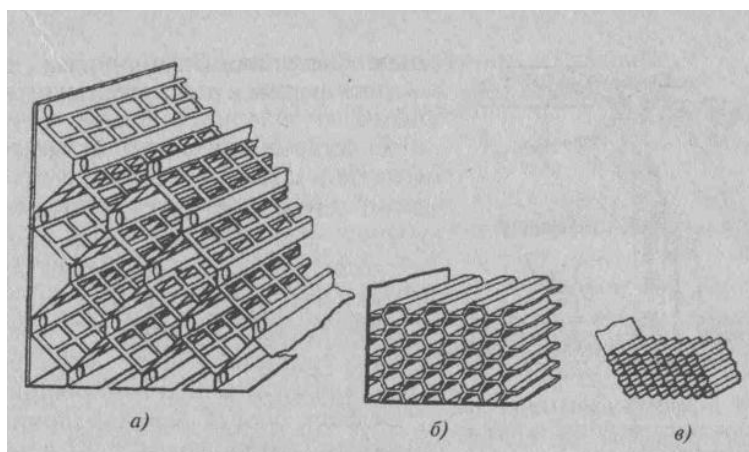


Рисунок 6.4 - Сотовые решетки, применяемые для экранирования ЭМП в частотных диапазонах: а — до 1 ГГц; б — 10 ГГц; в — до 35 ГГц

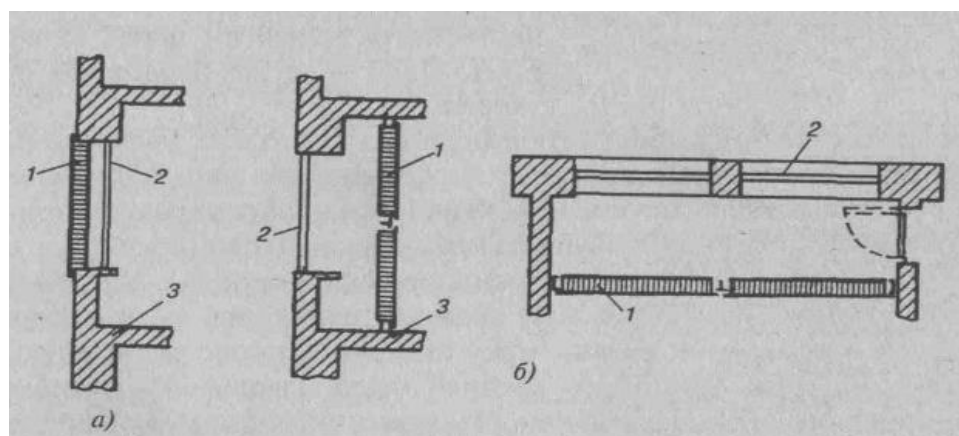


Рисунок 6.5 - Установка сотовых решеток на окна:

а — с наружной стороны; б — с внутренней стороны; 1 — сотовая решетка; 2 — оконное стекло; 3 — пол

Экраны частично отражают и частично поглощают электромагнитную энергию. По степени поглощения и отражения их условно разделяют на поглощающие и отражающие. Отражающие экраны выполняют из хорошо проводящих материалов, например, стали, меди, алюминия толщиной не менее 0,5 мм. Толщина назначается из конструктивных и прочностных соображений. Кроме сплошных, перфорированных, сетчатых и сотовых экранов, могут применяться: фольга, наклеиваемая на несущее основание; токопроводящие краски (для повышения проводимости красок в них добавляют порошки коллоидного серебра, графита, сажи, оксидов металлов, меди, алюминия), которыми окрашивают экранирующие поверхности; экраны с металлизированной поверхностью со стороны падающей электромагнитной волны.

Поглощающие экраны выполняют из радиопоглощающих материалов. Естественных материалов с хорошей радиопоглощающей способностью нет, поэтому их выполняют с помощью различных конструктивных приемов и введением различных поглощающих добавок в основу. В качестве основы используют каучук, поролон, пенополистирол, пенопласт, металлокерамические композиции и т.д. В качестве добавок применяют сажу, активированный уголь, порошок карбонильного железа и т.д. Все экраны обязательно должны заземляться для обеспечения стекания образующихся на них зарядов в землю. Как поглощающий экран можно рассматривать лес и лесозащитные полосы.

Часто в технике защиты от электромагнитных полей применяют металлические сетки. Они легки, прозрачны, поэтому обеспечивают возможность наблюдения за технологическим процессом и излучателем, обеспечивая возможность охлаждения оборудования за счет естественной или искусственной вентиляции.

Заключение

Проект технического перевооружения ОРУ-220 кВ предусматривал замену всего основного электротехнического оборудования. Изоляция электрооборудования принята усиленной с учетом атмосферы типа 2 по ГОСТ 15-150.

Воздушные выключатели 220 кВ заменены на элегазовые типа GL314X с пружинным приводом на ток отключения 50 кА фирмы ALSTOM. Разъединители заменены на разъединители двухколонковые типа S2DA с двигательным приводом для главных ножей и заземлителей фирмы ALSTOM. ТА заменены на элегазовые типа ТГФМ-220У1. Трансформаторы напряжения на секциях К1Е и К2Е4 сборных шин заменены на ТН НАМИ-220, на секциях К1Е2 и К2Е3 сборных шин установлены два трехфазных комплекта трансформаторов напряжения типа НАМИ-220, которые присоединены к СШ через разъединители с двумя заземлителями. На обходной системе шин КВ1Е установлен трансформатор напряжения НАМИ-220 в фазе А без разъединителя. Разрядники заменены на ограничители перенапряжений ОПН-220/146-УХЛ1. Предусмотрена установка устройства для измерения тока проводимости и регистратора срабатывания.

Вместо выработавших срок службы токоограничивающих реакторов 220 кВ установлены новые – типа CLR 1050/325/149,3 (элегазовые). Для обеспечения требуемых ПУЭ расстояний между фазами реакторов установка их в один ряд в ячейке невозможна без переустройства кабельного канала и дороги вдоль ячейки №8, поэтому средняя фаза вынесена за шинный портал и для нее предусмотрены пути перекачки до существующего портала для ревизии реакторов.

Заземляющее устройство выполнено с соблюдением требований к его сопротивлению и должно иметь в любое время года сопротивление естественных заземлителей. Заземляющее устройство выполнено электродами из круглой стали 16 мм и соединительной полосой 40х4 мм, уложенной на глубине 0,7 м.

В целом можно сделать вывод, что спроектированное ОРУ-220 кВ с заменой коммутационного оборудования будет находиться в работоспособном состоянии и отвечать условия безопасности, что позволит Жигулевской ГЭС полноценно выполнять регулирующие и общесистемные функции.

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. – Москва: НЦ ЭНАС, 2009.
2. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник для студ. учреждений высшего образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – 8-е изд., стер. – М. : Издательский центр «Академия», 2012. – 448 с.
3. Вахнина, В.В. Требования к выпускной квалификационной работе бакалавров : учебно-методическое пособие / В.В. Вахнина, Ю.В. Степкина, О.В. Самолина. – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2012. 32 с. :обл
4. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов / Б.И. Кудрин. – М: Интермет Инжиниринг, 2007. – 672 с.
5. Лыкин, А.В. Электрические системы и сети / А.В. Лыкин. –М.: Логос, 2006. - 256 с.
6. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. – М. : ЭНАС, 2015. – 168 с.
7. Салтыкова, О.А. Релейная защита понизительной трансформаторной подстанции: учеб. пособие для курсового и дипломного проектирования/ О.А. Салтыкова, В.В. Вахнина, О.В. Самолина. – Тольятти: ТГУ, 2007. – 47 с.
8. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов: учебное пособие для студентов. Москва: «Мастерство», 2002. – 320 с.
9. Кужеков, С.Л. Практическое пособие по электрическим сетям и электрооборудованию / С.Л. Кужеков, С.В. Гончаров. – Изд. 6-е. - Ростов- на-Дону: Феникс, 2012. – 492 с.
10. Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: справочник. Москва: Инфра - М, 2006. – 480 с.
11. Блок, В.М. Электрические сети и системы / В.М. Блок. - М.: Высшая школа, 2007.

12. Сенько, В.В. Электромагнитные переходные процессы в СЭС: учебно-методическое пособие / В.В. Сенько. - Тольятти: ТГУ, 2007.
13. Иванов, В.М. Электрические станции, подстанции, сети и питающие системы: учеб.-метод. пособие / В.М. Иванов, Е.А. Печагин, А.В. Баранов. – Тамбов: ТГТУ, 2002. – 32 с.
14. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: учеб. пособие для вузов / Б.Н. Неклеаев, И.П. Крючков. - М.: Энергоатомиздат, 2004.
15. Файбисовича, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей – 3-е изд. – Москва: НЦ ЭНАС, 2009. – 236 с.
16. Свиридов, Ю.П. Проектирование электрических станций и подстанций: методические указания к курсу проектированию / Ю. П. Свиридов, С. М. Пестов. – Ульяновск: УлГТУ, 2011. – 26 с.
17. Соловьёв, А.Л. Трансформаторы и Автотрансформаторы 35-220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчёт уставок: методическое указание. Санкт-Петербург: ООО «НТЦ «Механотроника»», 2013. – 55 с.
18. Купцова, Г.А. Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10: техническая информация, справочная ОПТ.135.038 ТИ. Самара: ЗАО «Электрощит», 2011. – 38 с.
19. GE Grid Solutions. [Электронный ресурс] <http://www.gegridsolutions.com>.
20. Oil Circuit Breaker Bulk and Minimum Oil Circuit Breaker [Электронный ресурс]. <http://www.electrical4u.com>
21. Power Engineering - Power generation technology and news for the power industry [Электронный ресурс]. <http://www.power-eng.com/index.html>
22. Stromleitungen_ Eine Schneise durch die Landschaft [Электронный ресурс]. <http://www.handelsblatt.com>
23. Vortrag_Hofmann [Электронный ресурс]. <http://www.efzn.de>