

Аннотация

Объектом в работе выбрана трансформаторная подстанция ПС 110/35/6 кВ «Нефтяная» Пермского края, которая запитывает потребителей нефтяных месторождений.

В представленной работе мною были решены следующие задачи:

- определены электрические нагрузки ПС «Нефтяная»;
- произведен выбор понизительных трансформаторов: тип, мощность, общее количество;
- выбрано силовое первичное оборудование ПС «Нефтяная»: выключатели, разъединители;
- выбрана схема первичных соединений ГПП.

Представленная работа содержит:

- текстовую записку на 55 листах;
- 14 таблиц;
- 12 рисунков;
- чертежи в формате А1 в количестве 6 шт.

Annotation

The theme of the bachelor's thesis is "Reconstruction of the electrical part of the substation 110/35/6 kV "Neftyanaya" LLC "Lukoil-Perm".

Bachelor's thesis is devoted to the development of the project of reconstruction of the electrical part of 110/35/6 kV substation "Neftyanaya" of the Perm region.

The object of the thesis is the substation "Neftyanaya" with voltages 110/35/6 kV.

The petrochemical industry is a branch of the energy industry for the extraction and transportation of petroleum products. Oil production and transportation is the main link in determining the GDP of any country in the world. Oil products include: oil, associated petroleum gas, gas condensate, etc.

Oil and other petroleum products are the main item of Russian exports. Since this sector is the most strategically important for the integrated development of the country's economy, modern achievements in science and technology are used in the construction and modernization of the facilities of this sector.

LLC Lukoil-Perm and other companies involved in the extraction and transportation of oil products and gas are increasingly paying attention to the safety of operation of primary raw materials production facilities.

LUKOIL-Perm LLC is the leader - a "monopolist" in the extraction of petroleum products on the territory of Perm region.

The bachelor's thesis include the reconstruction of the electrical part of 110/35/6 kV Substation "Neftyanaya" of the Perm Region.

Loads of the step-down substation 110/35/6 kV "Neftyanaya" were calculated. Further, based on the loads calculations, the brand, power and type of power transformers, switches and disconnectors were selected. The technical and economic calculation has been carried out, two transformers of the type TDTN 6300/110/35/6 are accepted for installation. A choice was made of the electric circuit of the main step-down substation, which meets the modern maximum requirements for reliability of electricity supply.

A three-phase short-circuit current were calculated. The choice of electrical apparatus were made by the maximum current and the current of a three-phase short circuit, taking into account the way and location of their installation.

The work contains 55 pages, 14 tables, 12 figures, 6 drawings are presented on the A1 format.

Содержание

Введение.....	6
1 Основные показатели ПС 110/35/6«Нефтяная»	8
1.1 Краткое описание нефтяного месторождения	8
1.2 Климатическая характеристика района	9
1.3 Краткое описание электрической части объекта	10
2 Определение нагрузок трансформаторной 110/35/6 «Нефтяная».....	11
3 Подбор понижающих СТ.....	15
4 Выбор схемы первичных соединений ПС 110/35/6 кВ «Нефтяная»	21
5 Определение величин токов КЗ.....	24
6 Выбор современного оборудования ПС 110/35/6 кВ «Нефтяная»	28
6.1 Выбор оборудования для РУ-110 кВ ПС «Нефтяная»	28
6.2 Выбор оборудования для ЗРУ-35 кВ ПС «Нефтяная»	34
6.3 Ошиновка	38
6.4 Выбор оборудования РУ – 6 кВ.....	40
6.5 Защита от перенапряжений	42
7 Выбор и определение уставок средств РЗА	44
7.1 Защита вводных выключателей.....	45
7.2 Защита секционных выключателей.....	45
7.3 Защита отходящего фидера.....	46
7.4 Расчет уставок СИРИУС-ТЗ	46
7.5 Расчет уставок защиты от перегрузки трансформатора	50
Заключение	52
Список использованных источников	53

Введение

Добыча и транспортировка нефти является основным звеном в определении ВВП любого государства. К нефтепродуктам, специалисты относят различные продукты, получающиеся при переработке нефти.

Сегодня, нефть, является основной составляющей из общего объема экспорта России. Эта отрасль стратегически важна для развития экономики Российской Федерации в целом, по этой причине при строительстве крупные нефтяные холдинги используют самое современное оборудование последних лет.

ООО «Лукойл-Пермь», ПАО «Газпром», ПАО «Транснефть» и другие компании отвечающие за добычу и транспортировку нефтяных продуктов, большое внимание уделяют безопасности и надежности добывающих объектов.

Аварии на нефтяных объектах опасны для экологической обстановки того или иного региона. При крупных авариях нефтяные компании несут колоссальные финансовые потери на устранение последствий этих аварий.

Компания ООО «Лукойл-Пермь» является лидером – «монополистом» по добыче нефтепродуктов на территории Пермского края. Ей принадлежат крупные месторождения Пермского края, такие как:

- Павловское нефтяное месторождение;
- Уньвинское нефтяное месторождение;
- Западно – Чикулаевское месторождение;
- Южно – Калмиярское месторождение.

Одно из самых крупных месторождений является Уньвинское нефтяное месторождение. Данное месторождение было открыто в 1980 г. Установленное в то время электротехническое оборудование морально и физически устарело. В связи с этим вопрос реконструкции внешнего электроснабжения стоит крайне резко перед ООО «Лукойл – Пермь».

Основная цель представленной работы является надежное электроснабжение потребителей нефтяных месторождений 110/35/6 кВ «Нефтяная» ООО «Лукойл – Пермь».

На основании поставленной цели, к решению в работе выдвигаются следующие задачи:

1. Определить нагрузки потребителей месторождения;
2. Произвести выбор понизительных трансформаторов: тип, мощность, общее количество;
3. Выбрать оборудование первичных соединений на ПС;
4. Определить значения ТКЗ для последующей проверки устанавливаемого оборудования.

1 Основные показатели ПС 110/35/6«Нефтяная»

1.1 Краткое описание нефтяного месторождения

Уньвинское нефтяное месторождение располагается в 28 км от г. Березники Усольского района Пермского края (рисунок 1).

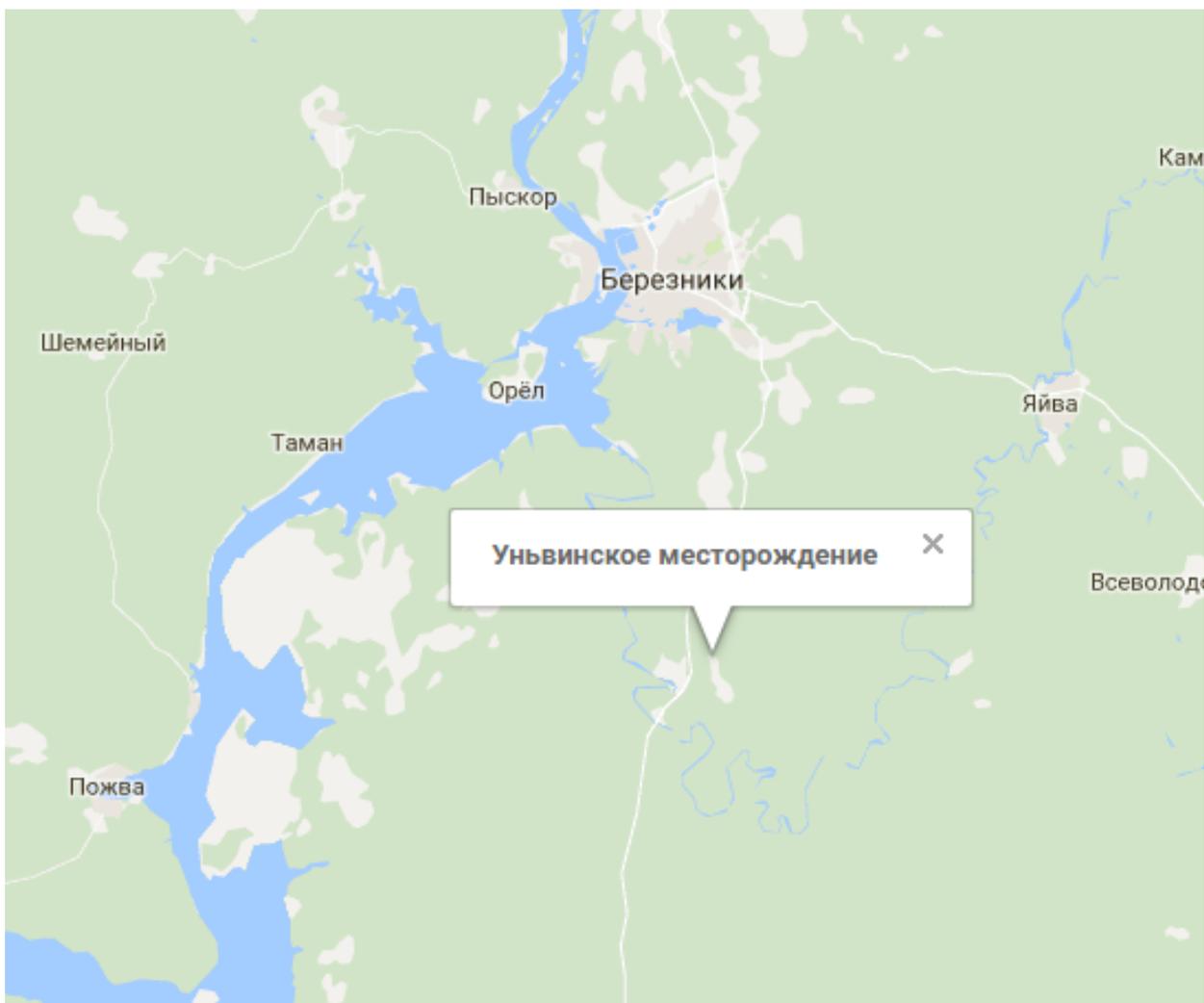


Рисунок 1 – Месторасположение Уньвинского нефтяного месторождения

Данное месторождение было обнаружено в 1980 г., а ввели в эксплуатацию в 1981 г., степень выработки запасов на сегодняшний день составляет 62%.

В тектоническом отношении данное нефтяное месторождение расположено на Березниковском пласте (Уньвинское и Палашерское тела)

Соликамской депрессии. Формы Уньвинского нефтяного месторождения можно отнести к тектоно-седиментационному сегменту. На сегодняшний день месторождение состоит из трех локальных участков: Уньвинского, Палашерского и Быстровского.

На первом этапе эксплуатации (разведки) данного месторождения были пробурены поисковая и четырнадцать разведочных скважин на шести кустах. Основной объем был сосредоточен в сводовой части Уньвинского участка. В те времена использовали профильные системы размещения поисково-разведочных скважин. Каждый профиль включает в себя от двух до пяти скважин, с расстояниями между ними составляет в среднем 2 км и между профилями – 1,5 км.

На втором этапе уже проводилась «доразведка» месторождения, т.е. оконтуривание залежей с опытно-промышленной эксплуатацией для подготовки месторождения к разработке. В связи с этим были еще пробурены тринадцать разведочных скважин с семи кустов.

Промышленная нефть на Уньвинском месторождении добывается в карбонатных и терригенных отложениях. Типы залежей: пластово-сводовые, пластово-массивные и массивные.

На текущий момент времени на Уньвинском нефтяном месторождении действует более 300 скважин. Геологические запасы нефти на январь 2010 г. составляет 72,5 млн. т., в том числе извлекаемые 13,4 млн. т.

Ближайшие населенные пункты к данному месторождению – Романово и Палашер.

1.2 Климатическая характеристика района

Климат рассматриваемой территории можно отнести к континентальному, с холодной зимой, и теплым летом, а также отличительная черта климата это ранние осенние и весенние заморозки. В зимнее время в уральском регионе зачастую наблюдаются низкие температуры окружающей среды.

Главный фактор данного климата, наличие циклонической деятельности, которая усиливает меридиональный обмен воздушных масс. Основными показателями температурного режима является среднемесячные, максимальная и минимальная температуры воздуха. Средняя температура за календарный год составляет +2 °С; холодный месяц в году – январь: - 16 °С. Абсолютный минимум за многие года составил - 47 °С.

Характеристика климата:

- среднегодовая температура воздуха - плюс 1,9 °С;
- температура воздуха (минусовая) - минус 47 °С;
- температура воздуха (плюсовая) – плюс 34 °С;
- средняя высота снежного покрова – 87 см;
- годовая сумма осадков – 670 мм;
- средняя годовая скорость ветра – 3,0 м/с;
- в период с декабря по февраль и с марта по апрель преобладают ветры южного направления, в период с июля по август преобладают ветры южного, западного и северного направления.

1.3 Краткое описание электрической части объекта

Согласно техническим условиям на реконструкцию ПС 110/35/6 кВ «Нефтяная» проектом предусматривается строительство подстанции рядом с действующей подстанцией.

Источником электроснабжения понизительной подстанции 110/35/6 кВ Нефтяная по стороне 110 кВ является ПС «Сильвинит» по ВЛ-110 кВ «Сильвинит - Уньва» через отпайку от указанной линии.

По стороне 35 кВ через ОРУ-35 кВ понизительной подстанции «Нефтяная» питаются ПС 35/6 кВ «Шершеневка» и ПС 35/6 кВ «Родыгинская» по ВЛ-35 кВ.

Подстанция 110/35/6кВ «Нефтяная» предназначена для питания потребителей Уньвинского нефтяного месторождения ЦДНГ-11 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на стороне 6кВ.

Месторасположение подстанции представлено на рисунке 2.



Рисунок 2 – Месторасположение подстанции 110/35/6 кВ «Нефтяная»

2 Определение нагрузок трансформаторной 110/35/6 «Нефтяная»

Потребителями электрической энергии ПС «Нефтяная» являются: ПС 35/6 кВ «Шершеневка», ПС 35/6 кВ «Родыгинская», потребители электрической энергии месторождения ЦДНГ-11. Технические характеристики потребителей, подключенных к ПС 110/35/6 кВ «Нефтяная» представлены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Объекты питаемые от ПС 110/35/6 кВ «Нефтяная»

№	Запитываемый объект	Установленная мощность, кВт	Показатель мощности	Тип линии	Напряжение линии, кВ
1	ГПП 35/6 кВ «Шершеневка»	2900	0,75	ВЛ	35
2	ГПП 35/6 кВ «Родыгинская»	800	0,8	ВЛ	35
3	Потребители СШ-6кВ	2300	0,75	ВЛ	6

Таблица 2 – Характеристика энергосистемы

№	Объект	Мощность КЗ на СШ ИП, МВА	Тип линии	Напряжение линии, кВ	Длина линии, км
1	Система	1960	ВЛ, 2, с тросом	110	29,1

Произведу расчет мощностей отдельных крупных потребителей ПС:
Для ГПП 35/6 «Шершеневка»:

$$S_1 = \frac{P_{XVI}}{\cos \phi_{XVI}} = \frac{2,9}{0,75} = 3,87 \text{ МВА.}$$

Для ГПП 35/6 «Родыгинская»:

$$S_2 = \frac{P_{XII}}{\cos \phi_{XII}} = \frac{0,8}{0,8} = 1 \text{ MVA}.$$

Для потребителей СШ-6кВ:

$$S_3 = \frac{P_{VII}}{\cos \phi_{VII}} = \frac{2,3}{0,8} = 2,875 \text{ MVA}.$$

По ПС 110/35/6 кВ «Нефтяная» в конечном итоге:

$$S_{\max}^{ПС} = \sum S_n^i = S_1 + S_2 + S_3 = 3,87 + 1 + 2,875 = 7,745 \text{ MVA}.$$

Потребление электрической энергии в разрезе каждого потребителя ПС:

$$W_n = \sum_{i=1}^n P_{in}(t) \cdot t_{in}.$$

ГПП «Шершеневка»:

$$\begin{aligned} W_1 &= 2,9 \cdot (1 \cdot 0,183 + 0,76 \cdot 0,366 + 0,69 \cdot 0,915 + 0,62 \cdot 1,098 + 0,58 \cdot 0,732 + 0,55 \cdot 0,914 + \\ &+ 0,48 \cdot 0,548 + 0,45 \cdot 0,364 + 0,34 \cdot 1,820 + 0,27 \cdot 0,546 + 0,24 \cdot 1,092 + 0,17 \cdot 0,182) \cdot 10^3 = \\ &= 2,9 \cdot (0,183 + 0,27816 + 0,63135 + 0,68176 + 0,42456 + 0,5027 + 0,26304 + 0,1638 + \\ &0,6188 + 0,14742 + 0,26208 + 0,03094) = 2,9 \cdot 4,18661 \cdot 10^3 = 12141,169 \text{ MВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

ГПП «Родыгинская»:

$$\begin{aligned} W_2 &= 0,8 \cdot (1 \cdot 0,183 + 0,875 \cdot 0,366 + 0,75 \cdot 0,914 + 0,625 \cdot 3,291 + 0,5 \cdot 1,640 + 0,375 \cdot 2,366) \\ &\cdot 10^3 = 0,8 \cdot (0,183 + 0,32025 + 0,6855 + 2,056875 + 0,82 + 0,88725) \cdot 10^3 = \\ &= 0,8 \cdot 4,952875 \cdot 10^3 = 3962,3 \text{ MВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Нагрузка на СШ-6кВ:

$$W_3 = 2,3 \cdot (1 \cdot 0,549 + 0,95 \cdot 0,549 + 0,87 \cdot 0,549 + 0,82 \cdot 0,732 + 0,78 \cdot 0,366 + 0,74 \cdot 0,915 + 0,7 \cdot 0,183 + 0,65 \cdot 0,366 + 0,61 \cdot 0,365 + 0,56 \cdot 0,546 + 0,52 \cdot 0,910 + 0,48 \cdot 0,910 + 0,43 \cdot 0,728 + 0,39 \cdot 0,910 + 0,35 \cdot 0,182) \cdot 10^3 = 2,3 \cdot 5,09805^3 = 11725,515 \text{ MBm} \cdot \text{ч}.$$

По ПС 110/35/6 кВ «Нефтяная» в конечном итоге:

$$W_{ПС} = \sum W_n = 12141,169 + 3962,3 + 11725,515 = 27828,984 \text{ MBm} \cdot \text{ч}.$$

Продолжительность годовой электрической нагрузки понизительной подстанции:

$$T_m = \frac{W_{ПС}}{P_{\max ПС}} = \frac{27828,984}{2,9 + 0,8 + 2,3} = 4638,164 \text{ ч}.$$

Коэффициент заполнения полученного графика составляет:

$$K_{зан} = \frac{T_m}{8760} = \frac{4638,164}{8760} = 0,529.$$

3 Подбор понижающих СТ

Для электроснабжения потребителей высшей категории (первая), согласно нормативным документам, на ПС 110/35/6 кВ «Нефтяная» выбираются два силовых трансформатора. Мощность выбираемых трансформаторов должна выбираться с учетом аварийной перегрузки работы подстанции (40%):

$$S_{номТ} \approx 0.7 \cdot S_{max ПС} = 0,529 \cdot 7,745 = 4,252 МВА .$$

Выберу по каталогам трансформаторы следующих марок:

ТДТН–6300/110/35/6;

ТДТН –10000/110/35/6.

На первом этапе рассмотрю вариант понизительной подстанции с СТ типа ТДТН–6300/110/35/6. Паспортные характеристики которого представлены в таблице 3.

Определю приведенные потери мощности, как:

$$P'_T = P'_x + k^2_{з.в.} \cdot P'_{к.в} + k^2_{з.с} \cdot P'_{к.с} + k^2_{з.н} \cdot P'_{к.н} ,$$

где потери холостого хода СТ, определяю как:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_x = 12 + 0,05 \cdot 69,3 = 15,965.$$

Показатели загрузки обмоток СТ (ВН;СН;НН), найду, как:

$$k_{з.в} = \frac{S_B}{S_{номТ}} = \frac{2,9}{6,3} = 0,46 ;$$

$$\kappa_{3.c} = \frac{S_C}{S_{ном.Т}} = \frac{0,8}{6,3} = 0,127;$$

$$\kappa_{3.H} = \frac{S_H}{S_{ном.Т}} = \frac{2,3}{6,3} = 0,365,$$

где S_B, S_C, S_H – нагрузки обмоток СТ ПС, согласно представленной таблице 1.

Таблица 3 – Данные из паспорта трансформатора ТДТН–6300/110/35/6

Тип	$S_{ном.Т}$ МВА	Технические характеристики								
		Напряжение обмоток, кВ			Напряжение КЗ, %			$\Delta P_{КЗ}$ Вт	ΔP_{XX} , Вт	I_{XX} , %
		(1)	(2)	(3)	1-2	1-3	2-3			
ТДТН	6,3	115	38,5	6,6	10,5	17	6	52000	12500	1,1

На втором этапе определяю потери мощности КЗ (активная составляющая) во всех обмотках СТ:

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.в} = 26 + 0,05 \cdot 661,5 = 33,075 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.с} = P_{к.с} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.с} = 26 + 0,05 \cdot 1071 = 79,55 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.н} = P_{к.н} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.н} = 26 + 0,05 \cdot 378 = 44,9 \text{ кВт}.$$

где $P_{к.в}, P_{к.с}, P_{к.н}$ – потери мощности КЗ, согласно паспорта трансформатора.

Показатель $\Delta P_{к.ВН-НН}$, найду как:

$$P_{к.в} = P_{к.с} = P_{к.н_2} = 0,5 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 0,5 \cdot 52 = 26 \text{ кВт},$$

Потери реактивной мощности в обмотках СТ в режиме установившегося КЗ, найду как:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{10,5}{100} \cdot 6300 = 661,5 \text{квар},$$

$$Q_{к.с} = \frac{U_{к.с}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{17}{100} * 6300 = 1071 \text{квар},$$

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{6}{100} * 6300 = 378 \text{квар},$$

где $U_{к.в} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-НН} + U_{к.ВН-СН} - U_{к.СН-НН}) = 0,5 \cdot (17 + 10,5 - 6) = 10,75\%$,

$U_{к.с} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-СН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-НН}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = 0$,

$U_{к.н} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-НН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-СН}) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25\%$.

В итоге приведённые потери мощности, рассчитываю, как:

$$\begin{aligned} P'_T &= P'_x + k^2_{з.в} \cdot P'_{к.в} + k^2_{з.с} \cdot P'_{к.с} + k^2_{з.н} \cdot P'_{к.н} = \\ &= 15,965 + (0,46)^2 \cdot 33,075 + (0,127)^2 \cdot 79,55 + (0,365)^2 \cdot 44,9 = 15,965 + 0,2116 \cdot \\ &33,075 + 0,016129 \cdot 79,55 + 0,133225 \cdot 44,9 = 15,965 + 6,99867 + 1,2830619 + \\ &5,9818025 = 30,228534 \approx 30,23 \text{кВт}. \end{aligned}$$

Потери электрической энергии в СТ, определяю:

$$\begin{aligned} \Delta W_{nc} &= \sum \Delta W_{xi} + \sum W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{к.в i} + \sum \Delta W_{к.с i} + \sum \Delta W_{к.н i} = \\ &= \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{к.в} \cdot k^2_{з.в i} \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.с} \cdot k^2_{з.с i} \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.н} \cdot k^2_{з.н i} \cdot T_i \right), \end{aligned}$$

где i – ступень ГЭН; n_i – количество СТ на ПС «Нефтяная»; $k_{з.в i} = \frac{S_{B_i}}{S_{ном.Т}}$,

$k_{з.н i} = \frac{S_{C_i}}{S_{ном.Т}}$, $k_{з.н2 i} = \frac{S_{H_i}}{S_{ном.Т}}$ – показатели загрузки обмоток трансформатора

(ВН, СН, НН); $S_{B_i}, S_{C_i}, S_{H_i}$ – нагрузки обмоток СТ; T_i – интервал по времени

нахождения нагрузки S_i на каждой ступени.

Финансовые затраты на потери в СТ за год:

$$I_9 = \Delta W_{nc} \cdot C_9 = 502307,33 \cdot 0,958 = 481127,68 \text{ руб.}$$

Определяю ставку за 1 кВт*ч ЭЭ:

$$C_9 = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{620,75}{4638,164} + 0,824 = 0,958 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

На последнем этапе определяю затраты на эксплуатацию СТ:

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 4000000 = 376000 \text{ руб.}$$

$$Z_{np} = E_H \cdot K + I = E_H \cdot K + I_o + I_9 = 0,15 \cdot 4000000 + 376000 + 481127,68 = 728569,152 \text{ руб.}$$

Потери электроэнергии в данном СТ, составляет:

$$W_{nc} = 502307.$$

Для сравнительного анализа, рассмотрю возможность установки на территории подстанции двух трансформаторов: ТДТН–10000/110/35/6. Данные из паспорта представлены в таблице 4.

Определяю приведенные потери мощности, как:

$$P'_T = P'_x + k^2_{з.в.} \cdot P'_{к.в} + k^2_{з.с} \cdot P'_{к.с} + k^2_{з.н} \cdot P'_{к.н},$$

где потери холостого хода СТ, определяю как:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_x = 17 + 0,05 \cdot 100 = 22.$$

Таблица 4 – Данные из паспорта трансформатора

Тип	$S_{ном.Т.}$ МВА	Технические характеристики								
		Напряжение обмоток, кВ			Напряжение КЗ, %			$\Delta P_{КЗ}$ Вт	ΔP_{XX} , Вт	I_{XX} , %
		(1)	(2)	(3)	1-2	1-3	2-3			
ТДТН	10	115	38,5	6,6	10,5	17,5	6,5	76000	17000	1

Показатели загрузки обмоток СТ (ВН; СН; НН), найду, как:

$$\kappa_{3.в} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{2,9}{10} = 0,29;$$

$$\kappa_{3.с} = \frac{S_C}{S_{ном.Т}} = \frac{0,8}{10} = 0,08;$$

$$\kappa_{3.н} = \frac{S_H}{S_{ном.Т}} = \frac{2,3}{10} = 0,23$$

где S_B, S_C, S_H – нагрузки обмоток СТ ПС, согласно представленной таблице 1.

На втором этапе определяю потери мощности КЗ (активная составляющая) во всех обмотках СТ:

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.в} = 22 + 0,05 \cdot 1050 = 74,5 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.с} = P_{к.с} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.с} = 22 + 0,05 \cdot 1750 = 109,5 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.н} = P_{к.н} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.н} = 22 + 0,05 \cdot 650 = 54,5 \text{ кВт}.$$

где $P_{к.в}, P_{к.с}, P_{к.н}$ – потери мощности КЗ, согласно паспорта трансформатора.

Показатель $\Delta P_{к.ВН-НН}$, найду как:

$$P_{к.в} = P_{к.с} = P_{к.н} = 0.5 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 0.5 \cdot 76 = 38 \text{ кВт},$$

Потери реактивной мощности в обмотках СТ в режиме установившегося КЗ, найду как:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{10.5}{100} \cdot 10000 = 1050 \text{ квар},$$

$$Q_{к.с} = \frac{U_{к.с}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{17.5}{100} \cdot 10000 = 1750 \text{ квар},$$

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{6.5}{100} \cdot 10000 = 650 \text{ квар},$$

где $U_{к.в} = 0.5 \cdot (U_{к.ВН-НН} + U_{к.ВН-СН} - U_{к.СН-НН}) = 0.5 \cdot (17.5 + 10.5 - 6.5) = 10.75\%$

,

$$U_{к.с} = 0.5 \cdot (U_{к.ВН-СН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-НН}) = 0.5 \cdot (10.5 + 6.5 - 17.5) = 0,$$

$$U_{к.н} = 0.5 \cdot (U_{к.ВН-НН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-СН}) = 0.5 \cdot (17.5 + 6.5 - 10.5) = 6.75\% .$$

Потери электрической энергии в СТ, определяю:

$$\begin{aligned} \Delta W_{nc} &= \sum \Delta W_{xi} + \sum W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{к.в i} + \sum \Delta W_{к.с i} + \sum \Delta W_{к.н i} = \\ &= \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{к.в} \cdot k_{з.вi}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.с} \cdot k_{з.с i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.н} \cdot k_{з.н i}^2 \cdot T_i \right) \end{aligned}$$

где i – ступень ГЭН; n_i – количество СТ на ПС «Нефтяная»; $\kappa_{з.вi} = \frac{S_{B_i}}{S_{ном.Т}}$,

$\kappa_{з.нi} = \frac{S_{C_i}}{S_{ном.Т}}$, $\kappa_{з.н2i} = \frac{S_{H_i}}{S_{ном.Т}}$ – показатели загрузки обмоток трансформатора

(ВН, СН, НН); $S_{B_i}, S_{C_i}, S_{H_i}$ – нагрузки обмоток СТ; T_i – интервал по времени нахождения нагрузки S_i на каждой ступени.

Потери электроэнергии в данном СТ, составляет:

$$W_{nc} = 810224.$$

Зная ставку за 1 кВт*ч определяем потери электрической энергии за год в СТ:

$$I_3 = \Delta W_{nc} \cdot C_3 = 810224,45 \cdot 0,957 = 776061,56 \text{ руб.}$$

На последнем этапе определяю затраты на эксплуатацию СТ:

$$I_o = p_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 4500000 = 423000 \text{ руб.},$$

$$Z_{np} = E_H \cdot K + I = E_H \cdot K + I_o + I_3 = 0,15 \cdot 4500000 + 423000 + 776061,56 = 854859,234 \text{ руб.}$$

Согласно полученным результатам, к установке приму трансформаторы с установленной мощностью 6300 кВА, т.к. для данного трансформатора сумма приведённых затрат ниже.

4 Выбор схемы первичных соединений ПС 110/35/6 кВ «Нефтяная»

На территории подстанции 110/35/6 кВ «Нефтяная» установлено первичное оборудование семидесятых годов. Данное оборудование морально устарело, его эксплуатация в настоящее время не целесообразна. Схема первичных соединений ТП на сегодняшний день представлена на рисунке 3.

Сегодня на территории подстанции работают силовые трансформаторы типа: ТДТН-6300/110/35/6.

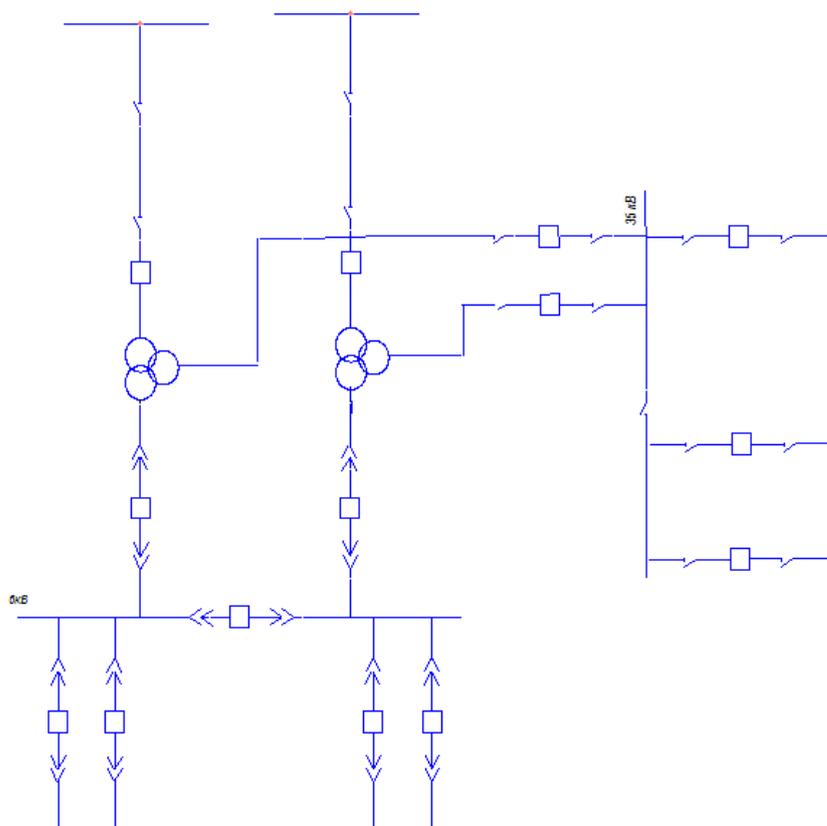


Рисунок 3 – Схема первичных соединений до реконструкции

Сегодня работает на подстанции следующее основное оборудование:

- выключатели баковые маслонеполненные: ВМБ-110-40/2500;
- выключатели баковые маслонеполненные: ВМБ-35/600;
- масляные выключатели ВМП -10/600А.

Для создания видимого разрыва, использованы разъединители следующих серий:

- РЛНД-2-110/1000;

- РЛНД-35/600;
- РЛНДЗ-1-35/600.

Для обеспечения основного оборудования от атмосферных перенапряжений используют разрядники РВС – 110/73 и РВП – 6.

Предлагаемые решения в работе, касающиеся новой схемы первичных соединений должны отвечать современным требованиям надежности электроснабжения.

Предлагаю взамен существующей схемы первичных соединений ПС 110/35/6 «Нефтяная» выбрать схему первичных соединений (рисунок 4) с силовыми выключателями и ремонтной перемычкой, в которой установлены два разъединителя. Данная схема гарантировано сможет обеспечить надёжность снабжения важных потребителей подстанции.

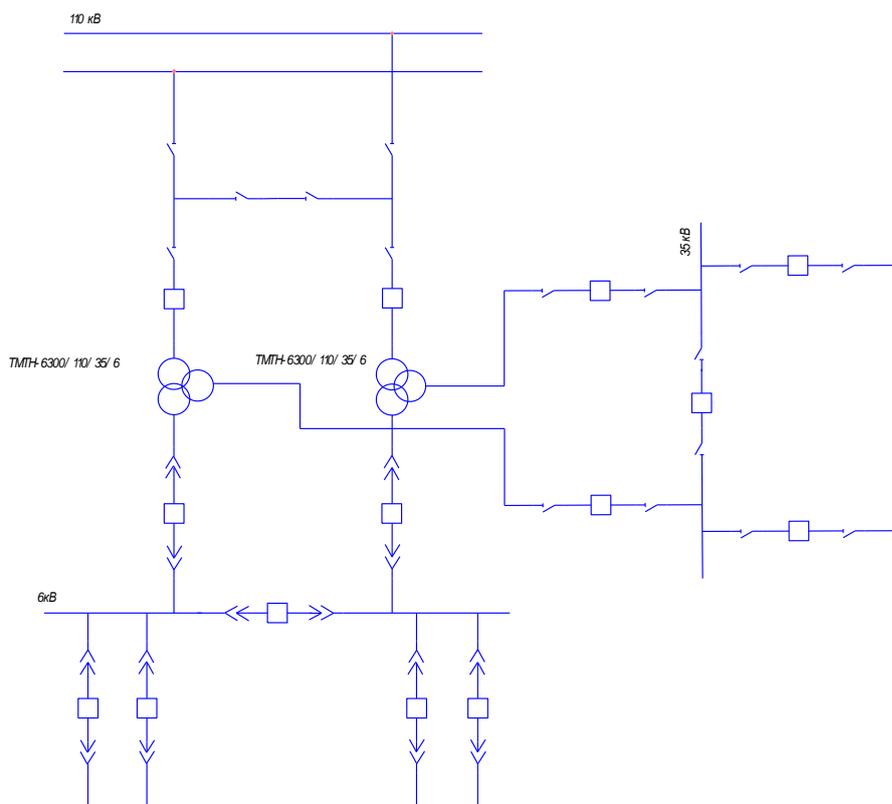


Рисунок 3 – Схема первичных соединений ПС после модернизации

5 Определение величин токов КЗ

Определение значений ТКЗ при проектировании электрической части подстанции необходимо прежде всего для дальнейшего выбора электротехнического оборудования. Для рассмотрения правильности выбора электрических аппаратов и жестких проводников совместно с опорными конструкциями используют расчётные данные КЗ, а именно значения трёхфазного КЗ в усиленном режиме электроэнергетической системы, это в свою очередь позволяет проверить выбранное оборудование на динамическую стойкость.

На первом этапе определяю расчетную величину мощности КЗ ИП: «Сильвинит»:

$$S_{\text{кз}}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_c \cdot I_{\text{кз, макс}}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 9,797 = 1950 \text{ МВА}.$$

Для установления значений токов КЗ необходимо разработать расчетную схему и схему замещения подстанции, в которой все электрические и магнитные связи представлены соответствующими сопротивлениями (рисунок 5).

Произведу расчет величин сопротивлений схемы замещения:

Для точки К1 (110 кВ) приму:

$$S_{\text{б1}} = 1000 \text{ МВА};$$

$$I_{\text{б}} = 115 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{б}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА};$$

Для точки К2 (35 кВ) приму:

$$U_{\delta 2} = 115 \cdot \frac{38,5}{115} = 38,5 \text{ кВ};$$

$$I_{\delta 2} = 5,02 \cdot \frac{115}{38,5} = 15 \text{ кА};$$

Для точки К3 (6 кВ) приму:

$$U_{\delta 3} = 115 \cdot \frac{6,6}{115} = 6,6 \text{ кВ};$$

$$I_{\delta 3} = 5,02 \cdot \frac{115}{6,6} = 87,5 \text{ кА}.$$

Найду сопротивление электроэнергетической системы:

$$x_{c,\delta} = \frac{S_{\delta}}{S_{к3}} = \frac{1000}{1950} = 0,512.$$

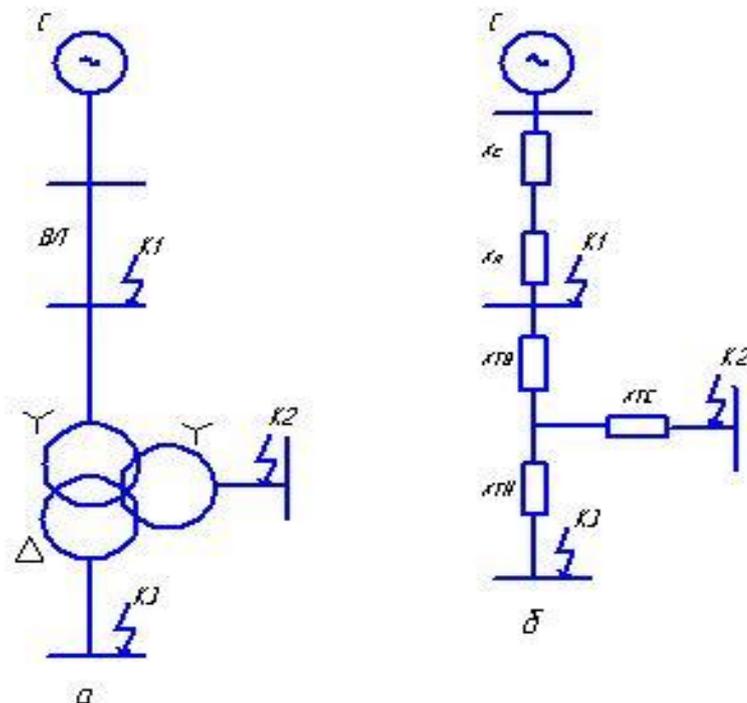


Рисунок 5 – Расчетная схема (а) и схема замещения (б)

Сопротивление питающей линии напряжением:

$$R_{0,уд} = 0,27 \text{ Ом} / \text{ км};$$

$$X_{0,уд} = 0,4 \text{ Ом} / \text{ км};$$

$$R = R_{0,уд} \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = 0,27 \cdot 29,1 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,594;$$

$$X_{\delta} = X_{0,уд} \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{2 \cdot U_{\delta}^2} = 0,4 \cdot 29,1 \cdot \frac{1000}{2 \cdot 115^2} = 0,44.$$

На следующем этапе определяю сопротивление применяемого трансформатора ТДТН-6300/110/35/6:

$$U_{к.в} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-НН} + U_{к.ВН-СН} - U_{к.СН-НН}) = 0,5 \cdot (17 + 10,5 - 6) = 10,75\% ,$$

$$U_{к.с} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-СН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-НН}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = 0 ,$$

$$U_{к.в} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-НН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-СН}) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25\% .$$

$$X_{\delta} = \frac{U_{к.в}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номТ}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{6,3} = 17,0;$$

$$X_c = \frac{U_{к.с}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номТ}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{1000}{6,3} = 0; \quad X_H = \frac{U_{к.в}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номТ}} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{1000}{6,3} = 9,9.$$

Расчёт токов КЗ в точке К1 СШ-110кВ ПС «Нефтяная».

$$\sum X_{к1,\delta} = X_{с\delta} + X_{1\delta} = 0,512 + 0,44 = 0,952;$$

$$I_{нo} = \frac{E}{X_{к1,\delta}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{0,952} \cdot 5,02 = 5,27 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{нo} \cdot K_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 5,27 \cdot 1,9 = 14,1 \text{ кА}.$$

Расчёт токов КЗ в точке К2 СШ-35кВ ПС «Нефтяная».

$$\sum K_{2\bar{6}} = \sum K_{1\bar{6}} + X_g + X_c = 0,952 + 17 + 0,4 = 18,352;$$

$$I_{no} = \frac{1}{18,352} \cdot 15 = 0,81 \text{ кА};$$

$$i_{y\bar{6}} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot K_{y\bar{6}} = \sqrt{2} \cdot 0,81 \cdot 1,9 = 2,17 \text{ кА}.$$

Расчёт токов КЗ в точке К2 СШ-6кВ ПС «Нефтяная».

$$\sum K_{3\bar{6}} = \sum K_{1\bar{6}} + X_g + X_n = 0,952 + 17 + 9,9 = 27,852;$$

$$I_{no} = \frac{1}{27,852} \cdot 87,5 = 3,14 \text{ кА};$$

$$i_{y\bar{6}} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot K_{y\bar{6}} = \sqrt{2} \cdot 3,14 \cdot 1,9 = 8,4 \text{ кА}.$$

6 Выбор современного оборудования ПС 110/35/6 кВ «Нефтяная»

6.1 Выбор оборудования для РУ-110 кВ ПС «Нефтяная»

В настоящее время научное сообщество и союз производителей высоковольтного оборудования, не стоят на месте, а из года в год создают более современное оборудование. Так, до не давнего времени повсеместно для распределительных устройств 35-220 кВ использовались выключатели – масляные; воздушные. На смену устаревшим выключателям пришли элегазовые выключатели, которые по своим техническим характеристикам «обошли» выключатели устаревших образцов.

Для сокращения площади ОРУ производители из начально пришли к использованию модульной конструкции РУ типа КБМ-110 кВ, где все коммутационные и измерительные аппараты установлены на едином металлическом модуле. Альтернативным решением по уменьшению площади РУ-110 кВ является применение КРУЭ.

КРУЭ имеет ряд существенных преимуществ перед ОРУ, а именно:

- надежность;
- компактность (использование КРУЭ по схеме 110-4Н позволяет сократить площадь РУ-110 кВ более 40%);
- увеличенный срок эксплуатации;
- длительный период работы без технического обслуживания.

При реконструкции к применению были выбраны КРУЭ типа PASS МО (рисунок 6) производства компании АBB, г. Екатеринбург. Основные элементы входящие в состав одной ячейки:

- дугогасительная камера типа LTB-D;
- привод типа BLK-222;
- шинный (шинные) и линейный разъединители/заземлители с приводами BES-7;
- устройство контроля первичного напряжения или быстродействующий заземлитель (для линейных ячеек);

- высоковольтные вводы элегаз-воздух;
- встроенные трансформаторы тока типа ТАТ или ICTB-0.66;
- шкаф управления;
- трансформаторы напряжения типа VTA;
- опорная металлоконструкция.



Рисунок 6 – Ячейка PASS MO производства ABB

Данные ячейки КРУЭ позволяют создать любую электрическую схему подстанции согласно стандарту организации ПАО «ФСК ЕЭС».

Для надежной и безопасной эксплуатации оборудования при температуре окружающего воздуха до минус 30⁰С оборудование заполняется элегазом. Для эксплуатации в диапазоне температур от минус 30⁰С до минус 60⁰С оборудование заполняется смесью элегаза и хладона.

Величину термической стойкости определяю:

$$B_{\kappa} = I_{n,o}^2 (t_{откл} + T_a) = 5,27^2 (0,05 + 0,2) = 6,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} .$$

Максимальную величину апериодической составляющей величины T , КЗ, нахожу, как:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 5,27 \cdot e^{-0,04/0,2} = 3,35 \text{ кА} .$$

Расчетные данные свожу в таблицу 7.

Таблица 7 – Сравнение параметров дугогасительной камеры

Дугогасительная камера типа ЛТВ-D (PASS M0)	
Расчет	Данные из паспорта
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 126 \text{ кВ}$
$I_{max} = 44,28 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{но}^3 = 5,027 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = 3,35$	$i_{a.ном} = 11,63 \text{ кА}$
$I_{n,o} = 5,27$	$I_{нр.с} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд.} = 14,1$	$i_{нрс} = 108 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 6,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0,05 = 80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

6.1.2 Линейный разъединитель с приводом BES-7

Используемый разъединитель в ячейке, выбирается по следующим параметрам:

Величина расчетного тока находится:

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 44,28 \text{ А} .$$

Величина термической стойкости определяется:

$$B_{\kappa} = I_{n,o}^2 (t_{откл} + T_a) = 0,81^2 (0,05 + 0,2) = 6,94 \kappa A^2 \cdot c.$$

Величина апериодической ТКЗ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 5,27 \cdot e^{-0,04/0,2} = 14,1 \kappa A.$$

Все данные сведу в таблицу 8.

Таблица 8 - Выбор разъединителя BES-7

Линейный разъединитель с приводами BES-7	
Расчет	Данные из паспорта
$U_{ном} = 110 \kappa B$	$U_{сет.ном} = 110 \kappa B$
$I_{max} = 44,28 A$	$I_{ном} = 2000 A$
$I_{n,o}^3 = 5.27$	$I_{np.c} = 80 \kappa A$
$i_{уд.} = 14.1$	$i_{np.c} = 108$
$B_{\kappa} = 6.94 \kappa A^2 \cdot c$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 59,535 \kappa A^2 \cdot c$

6.1.3 Выбор измерительного ТТ типа ТАТ

PASS M0 поставляется с встроенными измерительными трансформаторами тока. ИТТ работает по индуктивному принципу и предназначен для передачи сигналов измерительным приборам, устройствам коммерческого учета ЭЭ, устройствам защиты и управления в установках переменного тока промышленной частоты.

ИТТ устанавливаются на заземляемых частях оборудования (На высоковольтные вводы). Трансформатор состоит из металлического корпуса, внутри которого находятся одна или несколько вторичных обмоток. Вторичные обмотки равномерно намотаны на ленточные тороидальные

магнитопроводы и покрыты эпоксидным компаундом. Выводы вторичных обмоток и вывод заземления расположены на клеммнике в коробке вторичных выводов (рисунок 8). Переключения отпаяк предусмотрено только на вторичных обмотках.

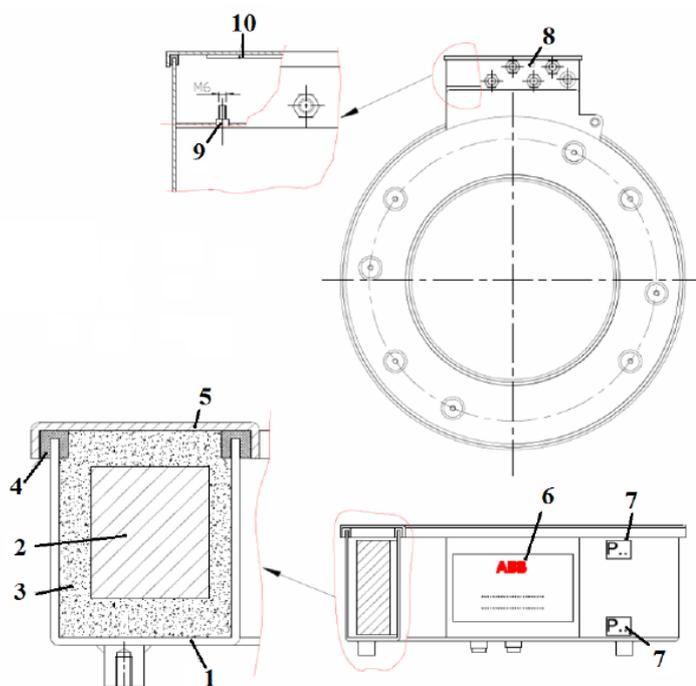


Рисунок 8 – Трансформатор тока ТАТ

Расчет вторичной нагрузки представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Нагрузка ТТ на вторичной обмотке

№	Измерительный аппарат	Паспортные значения		
		А	В	С
1	Амперметр для измерения тока	0,5	–	–
2	Ваттметр для измерения мощности активной	0,5	–	0,5
3	Варметр для измерения реактивной мощности	0,5	–	0,5
4	Счетчик ЭЭ – активная энергия	2,5	2,5	–
5	Счетчик ЭЭ – реактивная энергия	–	2,5	2,5
	Общая мощность, В·А	4	5	3,5

Сравнение параметров выбранных трансформаторов тока представлено в таблице 10.

Из таблицы 10 видно, что расчётные данные меньше данным из паспорта, следовательно измерительные ТТ тока могут быть использованы для установки.

Таблица 10 – Выбор измерительного трансформатора тока

Показатели	Расчёт	Равенство	Данные из паспорта
$U_{ном}$, кВ	$U_{ном} = 110$	=	$U_{ном} = 110$
I_n , А	44,8	<	$I_n = 200$
$B_{к.ном}$, кА ² ·с	$B_k = I_{\Sigma}^{(3)2} \cdot t_t =$ $= 0,164$	<	$B_{к.ном} = 40^2 \cdot 2 = 3200$
$i_{уд}$, кА	14,1	<	$i_{уд} = 100$
$Z_{2ном}$, Ом	$Z_{2ном} = 1,2$	-	-
$R_{приб}$, Ом	$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} =$ $\frac{5}{5^2} = 0,2$	-	Сопротивление подключенных приборов, Ом
R_{np} , Ом	$R_{np} \leq Z_{2ном} - R_{приб} - R_k$ $R_k = 0,1$ $R_{np} \leq 1,2 - 0,2 - 0,1 = 0,9$		-
s , мм ²	$s = \frac{\rho \cdot I_{np}}{R_{np}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{0,9} = 1,94$		1,94 ⇒ выбираем провода КВВГ 2,5

6.2 Выбор оборудования для ЗРУ-35 кВ ПС «Нефтяная»

Ранее на ПС «Нефтяная» для РУ-35кВ использовалось открытое распределительное устройство 35 кВ с масляными баковыми выключателями типа ВМ-35/600. Наличие масла в баке является главным недостатком данных выключателей. Наличие масла при эксплуатации, может привести к

утечки масла, а следовательно оперировать выключателем не представляется возможным. Также наличие масла несет в себе опасность возгорания паров масла, что может привести к пожару на территории подстанции.

В настоящее время от такого решения при проектировании уходят, и все чаще используют для РУ-35 кВ КРУ в блочно-модульном здании, такое решение позволяет сократить площадь подстанции, а также снизить затраты на строительные-монтажные работы. К установке для реализации РУ-35 кВ предлагается комплектно-распределительное устройство типа «Кедр» производства ООО «БЭМП» г. Москва (рисунок 9).



Рисунок 9 – Ячейка КРУ-35 кВ типа «Кедр»

КРУ-35 кВ скомпоновано из 10 ячеек. В ячейках установлены вакуумные выключатели, трансформаторы тока. На каждой секции устанавливаю по комплекту измерительных ТН.

6.2.1 Выбор выключателей типа VD4

Величина расчетного тока находится:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 1,4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 145 \text{ A}.$$

Величина термической стойкости определяется:

$$B_{\kappa} = I_{n,o}^2 (t_{\text{откл}} + T_a) = 0,81^2 (0,05 + 0,2) = 0,164 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Максимальное значение апериодической ТКЗ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 5,27 \cdot e^{-0,04/0,2} = 0,5 \text{ кА}.$$

Расчетные данные представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты выбора выключателя 35 кВ

VD4 (ABB)	
Расчет	Данные из паспорта
$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 145 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 630$
$I_{n,o}^3 = 0.81$	$I_{\text{откл.НОМ.}} = 25$
$i_{a,\tau} = 5.2$	7,07
$I_{n,o} = 0.81$	$I_{\text{пр.с}} = 64 \text{ кА}$
$i_{\text{уд.}} = 2.17$	$i_{\text{пр.с}} = 64$
$B_{\kappa} = 0.2025 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 25^2 \cdot 0,12 = 75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

6.2.2 Выбор измерительного ТТ

В качестве трансформаторов тока в ячейках КРУУ типа «Кедр» примем трансформатор тока типа ТОЛ-НТЗ производства ООО «Невский трансформаторный завод «Волхов».

Сравнение параметров выбранных трансформаторов тока представлено в таблице 12.

Все данные полученные расчётным путем равны данным из паспорта, следовательно ТТ подходит для установки.

Таблица 12 – Выбор измерительного трансформатора тока

Показатели	Расчёт	Равенство	Данные из паспорта
$U_{ном}, \text{кВ}$	$U_{ном} = 35$	=	$U_{ном} = 35$
$I_n, \text{А}$	145	<	$I_n = 200$
$B_{к.ном}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = I_{\Sigma}^{(3)^2} \cdot t_t =$ =0,164	<	$B_{к.ном} = 40^2 \cdot 2 = 3200$
$i_{уд}, \text{кА}$	2,17	<	$i_{уд} = 100$

6.2.3 Выбор вводных разъединителей на 35 кВ

Все расчеты свожу в таблицу 13.

Таблица 13 - Расчет разъединителей 35 кВ

Разъединитель РГПЗ-35	
Расчет	Данные из паспорта
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 145 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{n,o}^3 = 0.81$	$I_{пр.с} = 20$
$i_{уд.} = 2.17$	$i_{пр.с} = 50$
$B_k = 0.2025 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 60 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

6.2.4 Выбор измерительного ТН 35 кВ

В КРУ 35 кВ к установке принимаю в качестве измерительного ТН трансформатор типа 3хЗНОЛ-НТЗ. В таблице 14 представляю выбор измерительного ТН.

Таблица 14 - Проверка выбранного измерительного ТН

Технические показатели	Предполагаемые данные	Равенство	Данные из паспорта
Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном} = 35$	=	$U_{ном} = 35$
Вторичная нагрузка, ВА	$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} =$ $= \sqrt{31^2 + 7,05^2} = 31,08$	<	$S_{2\Sigma} = 200$

6.3 Ошиновка

Ошиновка на ПС выполняются проводами АС. Сечение ошиновки выбирается по следующим характеристикам:

Выбор ошиновки 110кВ:

Определяю плотность тока:

$$S = \frac{I_{раб.ном}}{j_{ЭК}} = \frac{31,7}{1} = 31,7 \text{ мм}^2, \text{ к установке выберу АС} - 50 \text{ мм}^2.$$

Определяю допустимые токовые нагрузки:

$$I_{max} = 31,7 \text{ А} \leq I_{дл.дон} = 44,38 \text{ А}.$$

Определение стойкости ошиновки к термическим процессам не производится, так как ошиновка устанавливается на открытом воздухе.

Коронирования:

$$1,07E \leq 0,8E_0,$$

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,45}} \right) = 35,92 \text{ кВ} / \text{см};$$

$$E = 0,354 \frac{U_{ном}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = 0,354 \frac{115}{0,45 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 400}{0,45}} = 1,37 \text{ кВ / см};$$

$$1,07 \cdot 1,37 \leq 0,8 \cdot 35,92;$$

$$1,4659 \leq 28,736.$$

Из расчетов установлено, что ошиновка не коронирует.

Выбор ошиновки 35кВ:

Определяю плотность тока:

$$S = \frac{I_{раб.ном}}{j_{эк}} = \frac{104}{1} = 104 \text{ мм}^2, \text{ выбираем АС} - 120 \text{ мм}^2.$$

Определяю допустимые токовые нагрузки:

$$I_{max} = 104 \text{ А} \leq I_{дл.дон} = 145,6 \text{ А}$$

Определение стойкости ошиновки к термическим процессам не производится, так как ошиновка устанавливается на открытом воздухе.

Коронирования:

$$1,07E \leq 0,8E_0;$$

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,7}} \right) = 33,73 \text{ кВ / см};$$

$$E = 0,354 \frac{U_{ном}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = 0,354 \frac{37}{0,7 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 300}{0,7}} = 1,91 \text{ кВ / см};$$

$$1,07 \cdot 1,91 \leq 0,8 \cdot 33,73;$$

$$2,0437 \leq 26,984.$$

6.4 Выбор оборудования РУ – 6 кВ

В настоящее время ЗРУ-6кВ на ПС 110/35/6 кВ «Нефтяная» кирпичное. При реконструкции принято установить КРУ-6 кВ в блочно-модульном здании (БМЗ).

К установке на ПС 110/35/6 кВ «Нефтяная» приму ячейки КРУ типа «Клен» производства компании ООО «БЭМП» г. Москва, с вакуумными выключателями Evolis 7P1 (рисунок 10) производства Schneider Electric, разъединителями, заземляющими ножами и встроенными трансформаторами тока.

КРУ-6 кВ для ПС «Нефтяная» скомпоновано из 19 ячеек. В ячейках установлены вакуумные выключатели, трансформаторы тока. На каждой секции устанавливаю по комплекту измерительных ТН. Первая категория надежности электроснабжения потребителей обеспечивается питанием щита от разных секций шин РУ-6кВ и наличием АВР.



Рисунок 10 - Вакуумные выключатели Evolis 7P1

Малые габариты и вес позволяют легко встраивать выключатели в КРУ и КСО, в нашем случае в ячейки КРУ типа «Клен» (рисунок 11).

Выбранные выключатели имеют все возможные сертификаты качества системы ГОСТ Р и международный сертификат качества, производства ISO 9002, выданный КЕМА (Голландия).

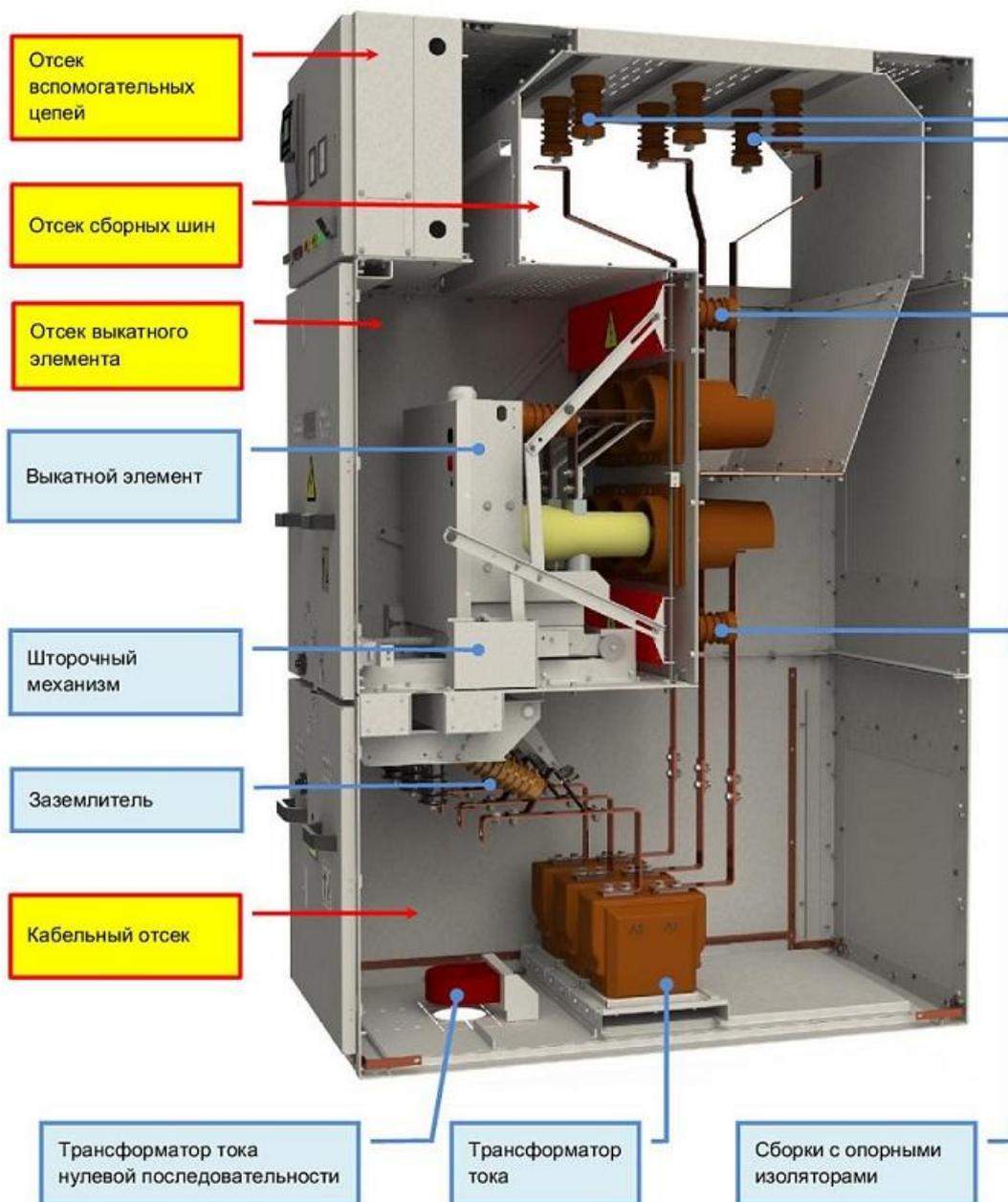


Рисунок 11 – Ячейка КРУ типа «Клен»

Выключатели монтируемые в ячейки, имеет такие достоинства, как:

- высокие показатели коммутационного ресурса;
- не сложная конструкция основных узлов,
- высокие показатели теплоотвода поверхностей.

В камерах КРУ типа «Клен» могут быть использованы выключатели разных производителей, в нашем случае:

- Evolis 7P1 производства Schneider Electric.

Все показатели выбранного выключателя свел в таблицу 15.

Таблица 15 – Результаты выбора выключателя

Выключатель Evolis 7P1	
Расчет	Данные из паспорта
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 606.35 \text{ А}$	2500 А
$I_{n,o}^3 = 7.372$	$I_{откл.ном.} = 20$
$i_{a,\tau} = 13,7$	$i_{a.ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор.} / 100) \cdot I_{откл.ном.} = 5.7$
$\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau} =$ $= \sqrt{2} \cdot 17,468 + 13.7 = 38,3 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном.} \cdot (1 + \beta_{ном.} / 100) =$ $= \sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + 0,45) = 42.3 \text{ кА}$
$I_{n,o} = 17,468$	$I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд.} = 19.72$	$i_{пр.с} = 51$
$B_k = 76.28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 51^2 \cdot 0,2 = 520,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

6.5 Защита от перенапряжений

Для РУ – 110 кВ на первом этапе сравним два ОПН: ОПН - П - 110/56/УХЛ1 и ОПН - Ф - 110/56 - УХЛ1, которые производятся ООО «Завод энергозащитных устройств».

ОПН предназначены прежде всего для защиты электротехнического оборудования подстанций от грозовых и коммутационных перенапряжений. Высокая степень эффективности использования ОПН достигается при монтаже аппаратов в следующих местах:

1. На шинных проводниках силовых трансформаторов;
2. На сборных шинах для защиты измерительных трансформаторов напряжения и тока;

3. На подходах к ПС.

Достоинства ОПН данного производителя:

- кремнеорганическая изоляция (внешняя) на основе специального силикона;
- стойкость к воздействию окружающей среды;
- высокие показатели взрывобезопасности, позволяют максимально защитить другое оборудование;
- огромный ассортимент по пропускном току и энергоемкости: 500, 650, 700, 800 А и др;
- интуитивно понятная программа контроля качества SbS,
- не первый год эксплуатируется: более 4500;
- пожароустойчивость (внешняя изоляция не воспламеняется);
- повышенная степень грязестойкости (IV по ГОСТ 9920);
- сокращенные сроки производства.

Для РУ–35 кВ выберу ограничитель перенапряжения: ОПН - П - 35/40,5/20 - УХЛ1 компании ООО «Завод энергозащитных устройств», г.Санкт-Петербург.

Предназначены для защиты электротехнического оборудования в электрических сетях с изолированной нейтралью, напряжением 35 кВ. ОПН данной серии характеризует:

- монолитный корпус, изготавливаемый литьевым методом позволяет сделать корпус герметичным;
- кремнеорганическая изоляция (внешняя) на основе специального силикона из Германияи;
- высокая механическая и термомеханическая прочность, устойчивость к перегреву до 200 градусов;
- исключительная стойкость к климатическим и химическим воздействиям;
- сегментарная система взрывобезопасности FFS16, не допускающая разлета осколков;

- огромный ассортимент по пропускном току и энергоемкости: от 300 до 700 А;

- пошаговая система контроля качества SbS, с полным входным контролем материалов и автономным контролем сборочных операций;

- пожароустойчивость (внешняя изоляция не воспламеняется);

- повышенная степень грязестойкости (IV по ГОСТ 9920);

Для РУ–35 кВ выберу ограничитель перенапряжения: ОПН - П - 10/12/20 - УХЛ1 компании ООО «Завод энергозащитных устройств», г.Санкт-Петербург.

Предназначены для защиты электрооборудования в сетях с изолированной нейтралью, напряжением 3, 6 и 10 кВ. ОПН данной серии характеризует:

7 Выбор и определение уставок средств РЗА

Выбираю микропроцессорные терминалы защит типа «Сириус» производства ЗАО «Радиус Автоматика» для надежного исполнения функций РЗА, управления и сигнализации на постоянном оперативном токе, в том числе с организацией центральной сигнализации.

7.1 Защита вводных выключателей

Релейная защита и автоматика вводных выключателей реализуется на базе микропроцессорного терминала «Сириус-2В». Данный терминал включает в себя следующие защиты:

- двухступенчатую максимальную токовую защиту (МТЗ) от междуфазных повреждений с контролем трех фазных токов (любая ступень может иметь комбинированный пуск по напряжению, первые две могут быть выполнены направленными);
- формирование сигнала АВР на включение секционного выключателя;
- защиту минимального напряжения;
- контроль исправности трансформатора напряжения;
- логическую защиту шин;
- УРОВ.

7.2 Защита секционных выключателей

Релейная защита и автоматика секционного выключателя реализуется на базе терминала «Сириус-УВ».

Данный терминал включает в себя:

- двухступенчатую ненаправленную максимальную токовую защиту от междуфазных КЗ с независимой выдержкой времени;
- исполнение входного сигнала УРОВ при отказах нижестоящих выключателей;
- логическую защиту шин;
- формирует и выдает сигналы на пуск МТЗ для организации логической защиты шин.

7.3 Защита отходящего фидера

Релейная защита и автоматика фидера присоединения 6 кВ реализовывается на базе терминала «Сириус-2МЛ».

Данный терминал включает в себя:

- двухступенчатую максимальную токовую защиту от междуфазных повреждений с контролем трёх фазных токов;
- защиту от замыканий на землю;
- формирование сигнала УРОВ.

7.4 Расчет уставок СИРИУС-ТЗ

Основная характеристика дифференциальной защиты Сириус-ТЗ представлена на рисунке 12.

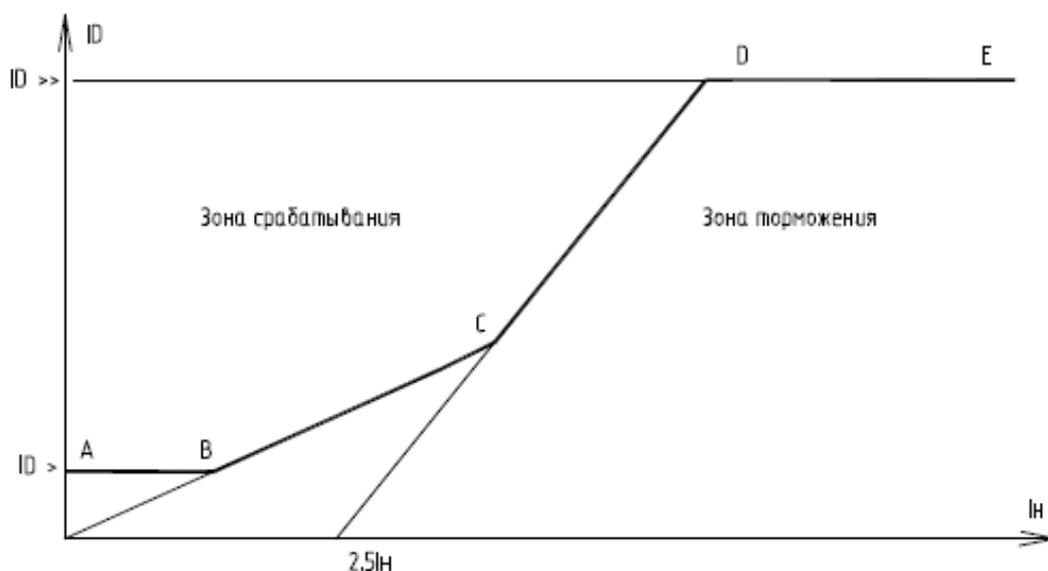


Рисунок 12 – Тормозная характеристика ДЗТ

Участок АВ на рисунке 12, является начальным. На данном участке ток срабатывания зависит от функции торможения. В точке В характеристика начального участка пересекается с первой тормозной характеристикой. Данная характеристика срабатывает при малых токах КЗ, когда погрешность

измерительных трансформаторов тока невелика. При токах больших на 50% от номинального тока, начинается 2-ая характеристика(тормозная), которая в свою очередь учитывает большую погрешность измерительных трансформаторов тока при больших токах КЗ. Отрезок DE – на данном участке ток срабатывания защиты уже не зависит от тормозного тока.

Кривая линия ABCDE описывает общую характеристику дифференциальной защиты. Блокировка током 2-ой гармоники предназначена прежде всего, для обеспечения отстройки защиты от броска намагничивающего тока при подаче напряжения на силовой трансформатор. Благодаря наличию таких блокировок, ток срабатывания защиты можно установить значительно меньше номинального тока силового трансформатора. Блокировка по 5-ой гармоники, дает возможность предотвратить ложное срабатывание ДЗТ от повышенного тока намагничивания.

Выбор уставок ДЗТ выполняется по следующим условиям:

- Реле градуировано в относительных единицах ко вторичному току измерительных трансформаторов тока стороны высокого напряжения;
- При выборе коэффициента торможения 1-го участка характеристики соответствующей малым токам КЗ, погрешность измерительных трансформаторов тока с учетом переходных процессов не должна превышать 5%;
- При выборе коэффициента торможения 2-го участка, в зоне значительных токов КЗ, погрешность измерительных трансформаторов тока с учетом всех переходных процессов принимается 6,5%.

Минимальная возможно допустимая уставка торможения, рассчитывается:

$$I_{\text{торм}} = 1,5(I_{\text{ТОРМ}} = I_{\text{баз}}).$$

Ток блокировки по 2-ой гармонике принимается установленный рекомендациям завода-изготовителя терминала – 12%.

Учитывая высокую точность работы терминалов микропроцессорной защиты, коэффициенты запаса при выборе уставок можно принять равными 1,2.

Предварительные результаты расчетов сводятся в таблицу 16.

Таблица 16 – Расчет предварительных данных

Наименование величины	110 кВ	35 кВ	6 кВ
Номинальная мощность обмоток, МВА	6,3	6,3	6,3
Номинальное напряжение обмоток, кВ	115	38,5	6,6
Номинальные первичные токи, А	31,7	94,59	551,8
Соединения трансформаторов тока	Звезда	Звезда	Звезда
Выбор коэффициента трансформации ТТ	6,34	18,92	110,4
Принятые коэффициенты трансформации	40	80	300
Базисный ток, А	0,8	1,2	1,84
Коэффициент коррекции по току	1,25	0,8	0,54
Номинальный ток трансформаторов с учетом коррекции	5	5	5
Максимальное значение тока КЗ	5270	810	3140

Отстройка от первичного тока небаланса в номинальном режиме:

$$I_{CЗ} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.ном.нагр},$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки равный 1,5.

$$I_{нб.ном.нагр} = I_{нб.ном.нагр} + I_{нб.ном.нагр} + I_{нб.ном.нагр} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot f_1 \cdot I_{баз} + \Delta U \cdot I_{баз} + \Delta f_{выр} = 0,24 \cdot I_{баз}$$

;

$$I_{CЗ.мин} = 1,5 \cdot 0,24 \cdot I_{баз} = 0,36 \cdot I_{баз};$$

$$I_{\text{ДДФ}} \geq I_{\text{сз.мин}} = 0,36 \cdot 0,8 = 0,3A.$$

Коэффициент торможения первого наклонного участка – в зоне малых токов от 0 до 1,5 в ном измерительных трансформаторов тока (принимается равно 6,5%):

$$K_{\text{торм}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч.перв}} - I_{\text{сз.мин}} / 0,5I_{\text{торм.расч}} - I_{\text{торм.нач}};$$

$$I_{\text{нб.расч.перв}} = (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot f1 + \Delta U + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{торм.м2}};$$

$$I_{\text{нб.расч.перв}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,065 + 0,16 + 0,03) \cdot 1,5 = 0,383;$$

$$I_{\text{торм.расч}} = 0,5 \cdot I_{\text{ДДФ}} = 0,5 \cdot 0,3 = 0,15(o.e);$$

$$K_{\text{торм}} = 1,5 \cdot 0,383 - 0,3 / 1,5 - 0,15 = 0,128;$$

Принимаем $T1=0,128$.

Коэффициент торможения второго участка:

$$I_{\text{нб.расч.перв.}} = (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot f1 + \Delta U + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{к.внеш}};$$

где $I_{\text{к.внеш}}(o.e) = I_{\text{кз.внеш}} / I_{\text{баз}}$ приведенный ток короткого замыкания в о.е:

$$I_{\text{к.внеш}}(o.e) = 5270 / 31,7 = 166,2$$

$$I_{\text{нб.расч.перв.}} = (2 \cdot 1 \cdot 0,01 + 0,16 + 0,03) \cdot 166,2 = 34,9;$$

$$I_{\text{ДДФ.м2}} = (I_{\text{торм.м2}} - I_{\text{торм.нач}}) / \text{artag}0,16 + I_{\text{сз.мин}};$$

$$I_{\text{ДДФ.м2}} = (1,5 - 0,36) / \text{artag}0,16 + 0,72 = 0,85;$$

$$I_{\text{торм.расч}} = 0,5 \cdot 0,85 = 0,425(o.e);$$

$$K_{\text{торм}} = (1,5 \cdot 34,9 - 0,85) / (166,54 - 0,425) = 0,3.$$

Принимаем $T1=0,3$.

Режим блокировки – также используется установленный заводом-изготовителем. Уставка блокировки током второй гармоники

устанавливается 12%:

$$I_{\text{ДИФ.м2}} \geq I_{\text{СЗ.мин}} = 0,36 \cdot I_{\text{баз}}.$$

Режим блокировки током 5 гармоника не используется.

Таким образом, уставки необходимые для выставления:

$$I_{\text{ДИФ.м2}} \geq 0,36 \cdot I_{\text{баз}};$$

$$T1=0,13;$$

$$I_{\text{торм.м2}} = 1,5I_{\text{баз}}$$

$$T2=0,3.$$

Для стороны ВН:

$$I_{\text{ДИФ.м2}} \geq 0,36 \cdot I_{\text{баз}} = 0,36 \cdot 0,8 = 0,288;$$

$$I_{\text{торм.м2}} = 1,5I_{\text{баз}} = 1,2.$$

Для стороны СН:

$$I_{\text{ДИФ.м2}} \geq 0,36 \cdot I_{\text{баз}} = 0,36 \cdot 1,2 = 0,432;$$

$$I_{\text{торм.м2}} = 1,5I_{\text{баз}} = 1,8.$$

Для стороны НН:

$$I_{\text{ДИФ.м2}} \geq 0,36 \cdot I_{\text{баз}} = 0,36 \cdot 0,54 = 0,19;$$

$$I_{\text{торм.м2}} = 1,5I_{\text{баз}} = 8,1.$$

7.5 Расчет уставок защиты от перегрузки трансформатора

Ток срабатывания защиты от перегрузки по стороне НН определяется по выражению:

$$I_{зн_ТП} = I_{ном.тр} \cdot \frac{k_{отс}}{k_g},$$

где $k_{отс}$ – равен 1,05, коэффициент отстройки ЗП; $k_g=0,95$ – коэффициент возврата реле тока ЗП.

$$I_{зн_ТП} = 31,7 \cdot \frac{1,05}{0,95} = 35,03 A.$$

Принимаем уставку ЗП по току 35,03 А.

Во вторичных величинах ток уставки равен:

$$I_{уст_зн_ТП} = \frac{35,03}{200/5} = 0,88 A.$$

Заключение

В представленной работе была проделана комплексная модернизация трансформаторной подстанции 110/35/6 «Нефтяная» Пермского края.

На первом этапе своей работы были проведены следующее: расчет электрических нагрузок подстанции на стороне 6 и 35 кВ; произведены расчеты величин токов КЗ, значения которых в дальнейшем были использованы для выбора современного электротехнического оборудования: на стороне 110 кВ, а также на сторонах 35 и 6 кВ: КРУЭ типа PASS MO производства АВВ; КРУ-35 и КРУ-6 кВ в блочно-модульных зданиях.

Решения принятые при проектировании позволят на этапе реализации данного проекта сократить площадь подстанции, а также снизить затраты на СМР.

В результате проделанной работе, трансформаторная подстанция 110/35/6 «Нефтяная» соответствует современным нормам и требованиям.

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок. 7-е издание / Ред. Л.Л. Жданова, Н. В. Ольшанская. М.: НЦ ЭНАС, 2013. – 104 с.
2. Ополева, Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов. Учебное пособие/ Г. Н. Ополева. - М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. - 416 с.
3. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования /ред. Б.Н. Неклепаев. М.: НЦ ЭНАС, 2013. – 144 с.
4. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ [Электронный ресурс]/ — Электрон. текстовые данные.— М.: Издательский дом ЭНЕРГИЯ, 2012.— 108 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/22738.html>.— ЭБС «IPRbooks»
5. Титков, В.В. Перенапряжения и молниезащита. Учебное пособие / В.В. Титков, Ф.Х Халилов. - Лань, 2016. – 224 с.
6. Сибикин, Ю.Д. Электрические подстанции. Учебное пособие / Ю.Д Сибикин. – РадиоСофт, 2014. – 416 с.
7. Старшинов В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А.— Электрон. текстовые данные.— М.: Издательский дом МЭИ, 2015.— 296 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/42262.html>.— ЭБС «IPRbooks»
8. Воропай, Н.И. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике. / Н.И. Воропай, Г.Ф. Ковалев. – Энергия, 2013. – 304 с.
9. Кудрин, Б.И. Электроснабжение. / Б.И. Кудрин. - М. : Academia, 2012. - 352 с.
10. Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Кузнецов С.М.—

Электрон. текстовые данные.— Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2013.— 92 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/45148.html>.— ЭБС «IPRbooks»

11. Кузнецов С.М. Электронная защита от токов короткого замыкания и автоматика в распределительных устройствах 6-10 кВ тяговых и трансформаторных подстанций [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Кузнецов С.М.— Электрон. текстовые данные.— Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2010.— 104 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/45456.html>.— ЭБС «IPRbooks»

12. Коломиец Н.В. Режимы работы и эксплуатация электрооборудования электрических станций [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Коломиец Н.В., Пономарчук Н.Р., Елгина Г.А.— Электрон. текстовые данные.— Томск: Томский политехнический университет, 2015.— 72 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/55206.html>.— ЭБС «IPRbooks»

13. Короткие замыкания и выбор электрооборудования [Электронный ресурс]: учебное пособие для вузов/ И.П. Крючков [и др.].— Электрон. текстовые данные.— М.: Издательский дом МЭИ, 2012.— 568 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/33170.html>.— ЭБС «IPRbooks»

14. Электрические станции и сети [Электронный ресурс]: сборник нормативных документов/ — Электрон. текстовые данные.— М.: ЭНАС, 2013.— 720 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/17820.html>.— ЭБС «IPRbooks».

15. Электроснабжение. Расчет токов короткого замыкания [Электронный ресурс]: методические указания к практическим и курсовой работам/ — Электрон. текстовые данные.— Липецк: Липецкий государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2014.— 47 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/55184.html>.— ЭБС «IPRbooks»

16. Филиппова Т.А. Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем [Электронный ресурс]: учебник/ Филиппова

Т.А.— Электрон. текстовые данные.— Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2014.— 294 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/45211.html>.— ЭБС «IPRbooks»

17. Коннов А.А. Электрооборудование жилых зданий [Электронный ресурс]/ Коннов А.А.— Электрон. текстовые данные.— Саратов: Профобразование, 2017.— 254 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/63811.html>.— ЭБС «IPRbooks»

18. Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные и методические материалы для выполнения квалификационных работ [Электронный ресурс]: учебно-справочное пособие для вузов/ Крючков И.П., Пираторов М.В., Старшинов В.А.— Электрон. текстовые данные.— М.: Издательский дом МЭИ, 2015.— 142 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/57019.html>.— ЭБС «IPRbooks»

19. Analysis of Power Transformer Insulation Design Using FEM [Электронный ресурс] / Tathagat Chakraborty, Akik Biswas, Sudha R. – Режим доступа : <http://www.ijscce.org/attachments/File/v2i3/C067305231..>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения: 17.05.2017).

20. Single phase AC-DC power factor corrected converter with high frequency isolation using buck converter [Электронный ресурс] / R. Ramesh, U. Subathra, M. Ananthi – Режим доступа: http://www.ijera.com/papers/Vol4_issue3/Version%206/M43067982.pdf., свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения: 17.05.2017).

21. Wireless Power Transfer [Электронный ресурс] / Abhijeet Orke, Arvind Rathod, Monali Waghmare, Vishakha Sahane, Pravin Sagoriya, – Режим доступа : http://www.ijera.com/papers/Vol4_issue3/Version%206/M43067982.pdf., свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения: 17.05.2017).

22. Improving Power System Transient Stability with Static Synchronous Series Compensator [Электронный ресурс] / Prechanon Kumkratug – Режим доступа : <http://thescipub.com/PDF/ajassp.2011.77.81.pdf>., свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения: 17.05.2017).

23. High-Power Transformer-Less Wind Energy Conversion System with Permanent Magnet Wind Generator [Электронный ресурс] / M. Ranjith Kumar, D. Kumaraswamy – Режим доступа : <http://www.ijesrt.com/issues%20pdf%20file/Archives-2014/September-2014/35.pdf>., свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения: 17.05.2017).
24. Wadhva, C. L. Electrical power systems (7th ed.)/ C. L. Wadhva – 7th ed - New Age International Publishers, 2016. – 970 p.
25. Rajput, Er. R.K. A Textbook of Power System Engineering / Er. R.K. Rajput – 2 ed - Laxmi Publications, 2015. – 1174 p.
26. Gowda, H.N.S. Power Transformers Technology and Practice / H.N.S. Gowda, P. Ramachandran - HNS Gowda, 2014. – 826 p.
27. Padilla, E. Substation Automation Systems: Design and Implementation / E. Padilla - Wiley-Blackwell, 2015. – 304 p.
28. Koch, H. J. Gas Insulated Substations / H. J. Koch - Wiley-Blackwell, 2014. – 490 p.