

Аннотация

В бакалаврской работе была решена задача по улучшению надёжности и качества электроснабжения потребителей Красноглинского района г. Самары. Объектом работы является ПС 110/35/6 кВ «Зольное».

Рассчитаны нагрузки понизительной ПС 110/35/6 кВ «Зольное». Далее, опираясь на расчёты, выбрана марка, мощность и тип силовых трансформаторов, выключателей и разъединителей. Произведён технико-экономический расчёт, приняты к установке два трансформатора типа ТМТН-6300/110/35/6. Произведён выбор электрической схемы ГПП, которая отвечает максимальным требованиям надёжности электроснабжения.

Рассчитан трёхфазный ток короткого замыкания. Выбор электрических аппаратов произведён по максимальному току и току трёхфазного короткого замыкания, учитывая при этом способ и место их установки.

Работа содержит 51 страницу, 11 таблиц, 10 рисунков, 6 чертежей представлены на формате А1.

Содержание

Введение.....	5
1 Расчёт электрических нагрузок понизительной ПС 110/35/6«Зольное».....	7
2 Выбор силовых трансформаторов.....	11
3 Выбор схемы подстанции.....	19
4 Расчёт токов КЗ.....	22
5 Выбор высоковольтного оборудования подстанции.....	25
6 Релейная защита и автоматика ПС.....	41
7 Расчёт заземления подстанции.....	45
Заключение.....	48
Список использованных источников.....	49

Введение

Электроэнергетика любого современного государства влияет на его развитие в целом: экономика, промышленность, сельское хозяйство и т.д.

Электросетевой комплекс России в настоящее время имеет высокую степень износа. По различным оценкам, этот показатель находится в пределах 60 – 70%, что значительно превышает аналогичные показатели электросетевых компаний США и стран Европы. Объемы инвестиционных средств, выделяемые на модернизацию всей электроэнергетической отрасли РФ катастрофически малы, что в свою очередь приводит к старению основных производственных фондов. Это в свою очередь привело к тому, что современные системы электроснабжения не отвечают основным требованиям: надежности, безопасности, эргономичности и т.д. Поэтому на данный момент реконструкция и модернизация электросетевого комплекса России является актуальным вопросом.

Подстанция 110/35/6 кВ «Зольное» является одним из энергоузлов, входящих в системообразующую сеть Жигулёвского производственного отделения. В бакалаврской работе рассмотрена возможность достижения бесперебойного электроснабжения потребителей запитанных от ПС 110/35/6 «Зольное».

Подстанция 110/35/6 кВ «Зольное» была введена в эксплуатацию в 1971 году. Подстанция запитывается по двум линиям электропередач: ВЛ-110-Жигулёвск-Зольное и ВЛ-35-Моркваши-Зольное. Данная подстанция прежде всего предназначается для электроснабжения потребителей промышленной зоны и части г. Жигулёвска, а также части Красноглинского района г. Самары. ВЛ-35-Моркваши-Зольное выполнена в габаритах ВЛ-110кВ и проходит совместной подвеской с ВЛ-110-Жигулёвск-Зольное. Это позволяет при относительно небольших затратах реконструировать её в ВЛ-110кВ и подать на подстанцию 110/35/6 «Зольное» два независимых питания 110кВ.

Подстанция 110/35/6 «Зольное» состоит в основном из оборудования выпуска начала 50гг - конца 60гг. За время эксплуатации всё высоковольтное оборудование, установленное на территории подстанции, выработало свой ресурс, а также морально и физически устарело. Поэтому целью бакалаврской работы является повышение надёжности электроснабжения потребителей подстанции, а также замена морально и физически изношенного оборудования.

В бакалаврской работе в рамках увеличения надёжности электроснабжения потребителей подстанции, рассматривались следующие мероприятия:

- 1) Использование элегазовых выключателей на стороне 110-35 кВ;
- 2) Замена и установка двух трансформаторов 110/35/6;
- 3) Замена разъединителей на более современные.

1 Расчёт электрических нагрузок понизительной ПС 110/35/6«Зольное»

Потребителями электрической энергии ПС «Зольное» являются: ПС 35/6 кВ «Богатырь», ПС 35/6 кВ «Стрельное», Энергонефть Самара, Ретранслятор, радиорелейная вышка. Технические характеристики потребителей подключенных к ПС 110/35/6 кВ «Зольное» приведён таблица 1 и 2.

Таблица 1 – Потребители ПС

№ п/п	Наименование потребителей	Категория потребителей	Потребляемая мощность, P_{max} , МВт	Коэффициент мощности, $\cos\varphi$	Тип линии ЛЭП (ВЛ, КЛ)	U, кВ
1.	Питание ПС 35/6 «Богатырь»	1	2,9	0,75	ВЛ	35
2.	Питание ПС 35/6 «Стрельное»	1	0,8	0,8	ВЛ	35
3.	Нагрузка на СШ-6кВ	1	2,3	0,75	ВЛ	6

Таблица 2 – Потребители ПС

№ п/п	Наименование источника	Расчетная мощность к.з. на шинах источника, $S_{кз}$, МВА	Тип линии ЛЭП, число цепей	U, кВ	Расстояние до подстанции, км
1.	Система	1960	ВЛ, 2, с тросом	110	29,1

Максимальная полная мощность для отдельных потребителей
– Питание ПС 35/6 «Богатырь»:

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

– Питание ПС 35/6 «Стрельное»:

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

– Нагрузка на СШ-6кВ:

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

– по подстанции «Зольное»:

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

Потребляемая электроэнергия для отдельных потребителей по:

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

– Питание ПС 35/6 кВ «Богатырь»:

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

– Питание ПС 35/6 кВ «Стрельное»:

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

– Нагрузка на СШ-6кВ:

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

– по подстанции «Зольное»:

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

Продолжительность максимальной годовой нагрузки ПС:

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

Коэффициент заполнения графика нагрузки ПС:

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

Годовой график нагрузки представлен на рисунок 1.

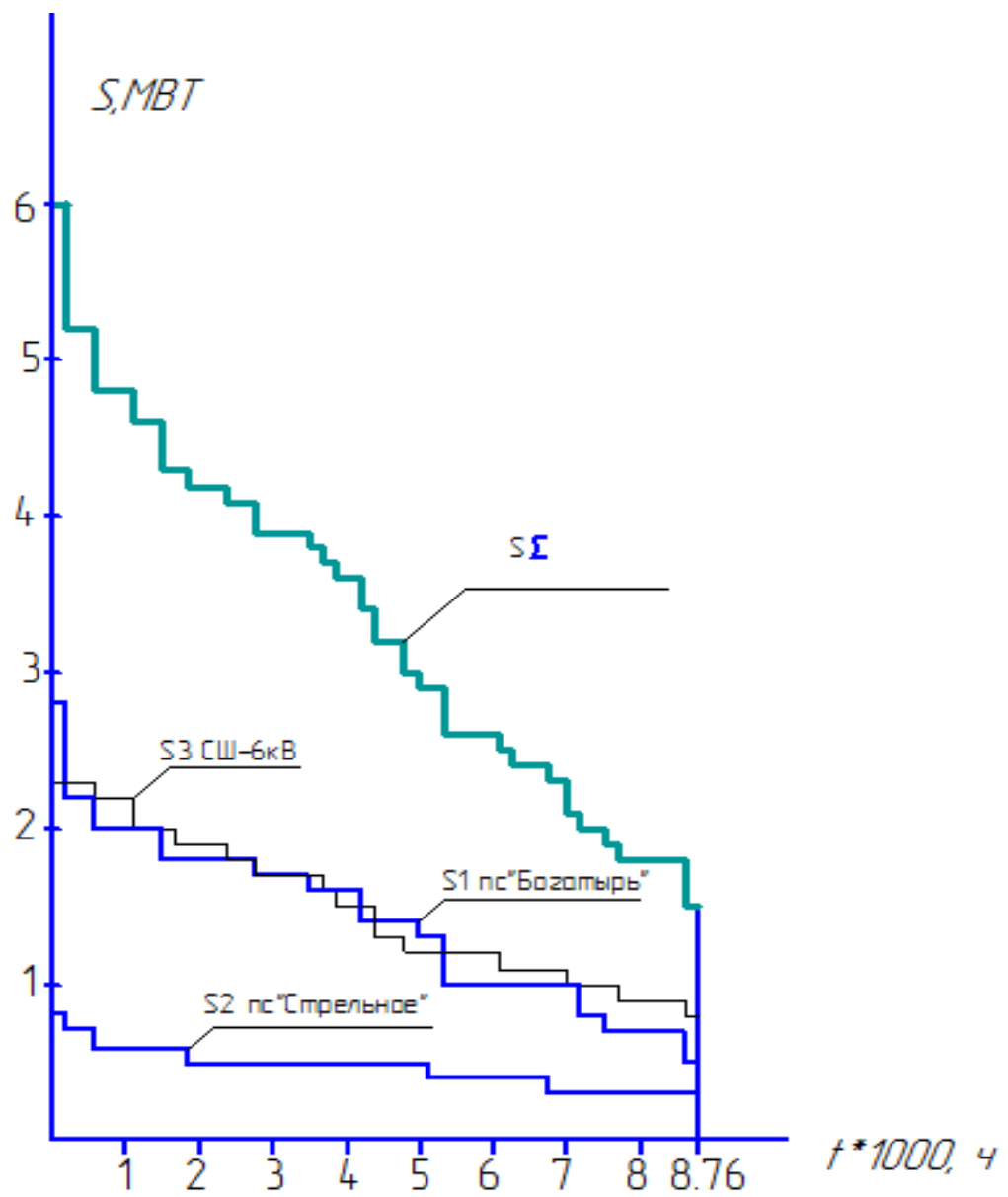


Рисунок 1 – Годовой график нагрузки

2 Выбор силовых трансформаторов

На подстанции установлены два трансформатора. На стороне 110 кВ ПС «Зольное» трёхобмоточный трансформатор ТДТН-16000/110 запитан от воздушной линии электропередач «Жигулёвск-Зольное», на стороне 35 кВ двухобмоточный ТМ-5600/35 получает питание от воздушной линии электропередач: «Моркваши-Зольное».

Предлагается заменить данные трансформаторы для питания общепромышленной нагрузки на трёхфазные трёхобмоточные трансформаторы с встроенным устройством РПН.

Для питания потребителей 1-й категории выбирается двухтрансформаторная подстанция. Мощность устанавливаемых трансформаторов рассчитывается с учетом 40% перегрузки:

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

Выбираем по справочнику трансформаторы марок: ТМТН–6300/110/35/6 и ТДТН –10000/110/35/6.

Рассмотрим вариант подстанции с трансформаторами типа ТМТН–6300/110/35/6, каталожные данные которых представлены в таблице 3.

Для трехфазных трансформаторов с обмоткой низшего напряжения расчеты приведенных потерь мощности определяются из выражения:

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

где $P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x = 12,5 + 0,05 \cdot 69,3 = 15,965$ кВт – потери на холостой ход трансформатора.

Коэффициенты загрузки обмоток трансформатора высшего и низшего напряжений:

$$K_{з.в} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{2,9}{6,3} = 0,46;$$

$$K_{з.с} = \frac{S_C}{S_{ном.Т}} = \frac{0,8}{6,3} = 0,127;$$

$$K_{з.н} = \frac{S_H}{S_{ном.Т}} = \frac{2,3}{6,3} = 0,365 .$$

где S_B, S_C, S_H – расчетные нагрузки обмоток трансформатора высшего, среднего и низшего напряжений

Таблица 3 – Паспортные данные ТМТН–6300/110/35/6

Тип	$S_{ном.Т}$ МВА	Каталожные данные								
		$U_{ном}$ обмоток, кВ			$u_k, \%$			$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x, \%$
		ВН	СН	НН	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН			
ТМТН– 6300/110/ 35/6	6,3	115	38.5	6,6	10,5	17	6	52	12,5	1,1

Приведённые потери активной мощности к.з. соответствующих обмоток трансформатора:

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

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

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

где $P_{к.в}$, $P_{к.с}$, $P_{к.н}$ – потери мощности к.з., которые при заданном в справочниках значении потерь активной мощности между обмотками трехфазного трёхобмоточного трансформатора, $\Delta P_{к.ВН-НН}$, можно определить из выражения:

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

а потери реактивной мощности соответствующих обмоток трехфазного трансформатора в режиме к.з. (квар) из выражений:

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

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

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

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

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

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

Приведённые потери мощности:

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

Потери энергии – ΔW_{nc} определяются из выражения:

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

где i – номер ступени графика нагрузки; n_i – число трансформаторов подстанции;

$$K_{з.вi} = \frac{S_{B_i}}{S_{ном.Т}}, K_{з.нi} = \frac{S_{C_i}}{S_{ном.Т}}, K_{з.н2i} = \frac{S_{H_i}}{S_{ном.Т}} - \text{коэффициенты загрузки обмоток}$$

ВН, СН и НН;

$S_{B_i}, S_{C_i}, S_{H_i}$ – нагрузка обмоток трансформаторов;

T_i – продолжительность нахождения нагрузки S_i на i -ой ступени.

Полученные данные по потерям в силовых трансформаторах отображены в таблице 4.

Стоимости потерь за год в трансформаторе ТМТН–6300/110/35/6:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{\text{э}} = 502307,33 \cdot 0,958 = 481127,68 \text{ руб.}$$

Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, руб/кВт·ч:

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

Экономическая целесообразность определяется методом приведенных затрат:

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

$$Z_{np} = E_H \cdot K + I = E_H \cdot K + I_o + I_3 = 0,15 \cdot 4000000 + 376000 + 481127,68 = 728569,152 \text{ руб.}$$

Потери электроэнергии в трансформаторах

$$W_{nc} = 502307.33/$$

Рассмотрим вариант подстанции с трансформаторами типа ТДТН–10000/110/35/6, справочные данные сведены в таблице 4.

Для трехфазных трансформаторов с обмоткой низшего напряжения расчеты приведенных потерь мощности определяются из выражения:

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

где $P'_x = \Delta P_x + \kappa_{ин} \cdot Q_x = 17 + 0,05 \cdot 100 = 22 \text{ кВт}$ – приведённые потери в режиме XX.

Таблица 4 – Каталожные данные трансформатора

Тип	$S_{ном.Т.}$ МВА	Каталожные данные								
		$U_{ном}$ обмоток, кВ			u_k , %			ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
		ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			
ТДТН– 10000/110/35/6	10	115	38,5	6,6	10,5	17,5	6,5	76	17	1

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

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

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

–коэффициенты загрузки обмоток силового трансформатора ВН, СН и НН.

Приведённые потери активной мощности к.з. соответствующих обмоток трансформатора:

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

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

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

$P_{к.в}$, $P_{к.с}$, $P_{к.н}$ – потери активной мощности к.з., которые при заданном в справочниках значении потерь активной мощности между обмотками трехфазного трёхобмоточного трансформатора, $\Delta P_{к.ВН-НН}$, можно определить из выражения:

$$P_{к.в} = P_{к.с} = P_{к.н} = 0,5 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 0,5 \cdot 76 = 38 \text{ кВт},$$

а потери реактивной мощности в режиме к.з. (квар) из выражений:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{10,5}{100} \cdot 10000 = 1050 \text{ квар},$$

$$Q_{к.с} = \frac{U_{к.с}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{17,5}{100} \cdot 10000 = 1750 \text{ квар},$$

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{6,5}{100} \cdot 10000 = 650 \text{ квар},$$

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 электроэнергии – ΔW_{nc} рассчитываются по следующему выражению:

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

где i – номер ступени ГН;

n_i – число трансформаторов подстанции;

$$k_{з.вi} = \frac{S_{B_i}}{S_{ном.Т}}, k_{з.нi} = \frac{S_{C_i}}{S_{ном.Т}}, k_{з.н2i} = \frac{S_{H_i}}{S_{ном.Т}} - \text{коэффициенты загрузки обмоток}$$

ВН, СН и НН;

$S_{B_i}, S_{C_i}, S_{H_i}$ – мощности нагрузки;

T_i – продолжительность нагрузки.

По потери в силовых трансформаторах:

$$W_{nc} = 810224.45.$$

Затраты на годовые потери электрической энергии в трансформаторе ТДТН–10000/110/35/6:

$$I_{э} = \Delta W_{nc} \cdot C_{э} = 810224,45 \cdot 0,957 = 776061,56 \text{ руб.}$$

Экономическая целесообразность определяется методом приведенных затрат:

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K = 0.094 \cdot 4500000 = 423000 \text{ руб.},$$

$$\begin{aligned} Z_{\text{пр}} &= E_H \cdot K + I = E_H \cdot K + I_o + I_s = 0,15 \cdot 4500000 + 423000 + 776061,56 = \\ &= 854859,234 \text{ руб.} \end{aligned}$$

По наименьшей сумме приведённых затрат из двух рассмотренных вариантов принимаем два трансформатора ТМТН–6300/110/35/6.

3 Выбор схемы подстанции

Действующая ПС 110/35/6 кВ «Зольное» состоит из основного оборудования выпуска шестидесятых годов.

В действующей схеме установлены трёхобмоточный трансформатор ТДТН-16000/110/35/6(Т-3), запитанный от ВЛ-110-Жигулёвск-Зольное и двухобмоточный трансформатор ТМ-5600/35/6 (Т-1), запитанный от ВЛ-35-Моркваши-Зольное (рисунок 2).

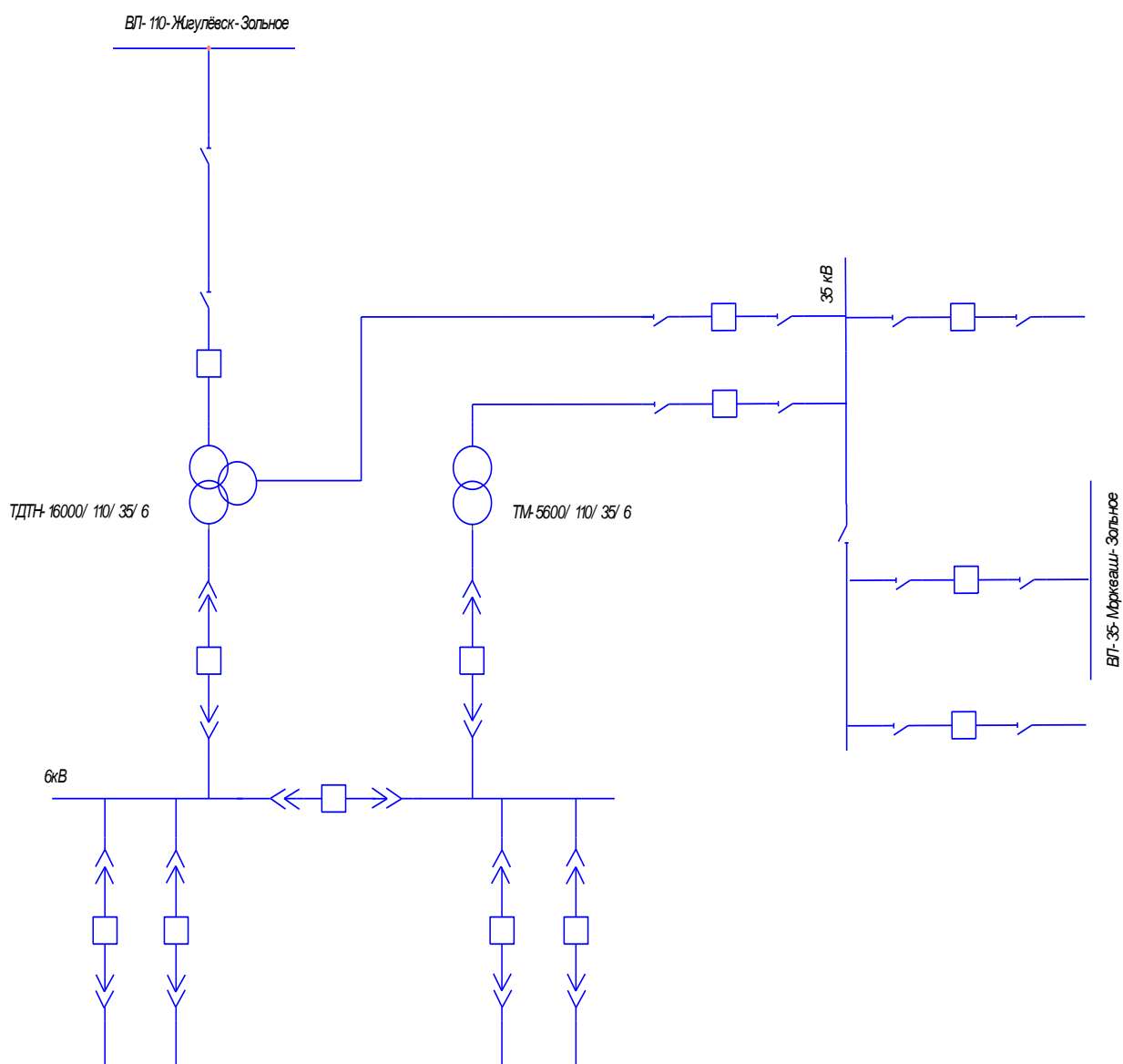


Рисунок 2 – Действующая схема ПС 110/35/6 «Зольное»

Питание 1 и 2 секции 6 кВ осуществляется от трансформатора Т-3. Секционный выключатель 6кВ включён. Секционный разъединитель 35кВ включён. Вводные выключатели 35кВ: ВЛ-35-Моркваши-Зольное, Т-1 и 2- СШ-6кВ отключены и находятся в автоматическом резерве (АВР). Это влечёт за собой сложную настройку АВР–селективность и надёжность.

Высоковольтные выключатели предназначены и рассчитаны на отключение номинальных токов нагрузки и токов КЗ. На стороне 110 кВ установлены элегазовый выключатели ВГТ-110-II-40/2500; на стороне 35 кВ масляные выключатели ВМ-35/600; на стороне 6 кВ масляные выключатели ВМП -10/600А.

На стороне 110 кВ установлены разъединители: РГНП-2-110/1000 и РЛНД-2-110/600, на 35кВ - РЛНД-35/600А и РЛНДЗ-1-35/600, на 6 кВ выкатные тележки с втычными контактами.

Для защиты оборудования от перенапряжений на стороне 110 кВ используют разрядники РВС – 110/73 – 10; на 10 кВ: РВП – 6.

Основные решения по электрической схеме подстанции принимающиеся в работе направлены на обеспечение надёжности электроснабжения, а также дальнейшего развития района, и т.д.

Предлагается в замен действующей схемы ПС 110/35/6 «Зольное» выбрать двухтрансформаторную схему подстанции (рисунок 3) с выключателями и неавтоматической перемычкой состоящей из двух разъединителей. Эта схема обеспечит надёжность электроснабжения потребителей 1-й категории.

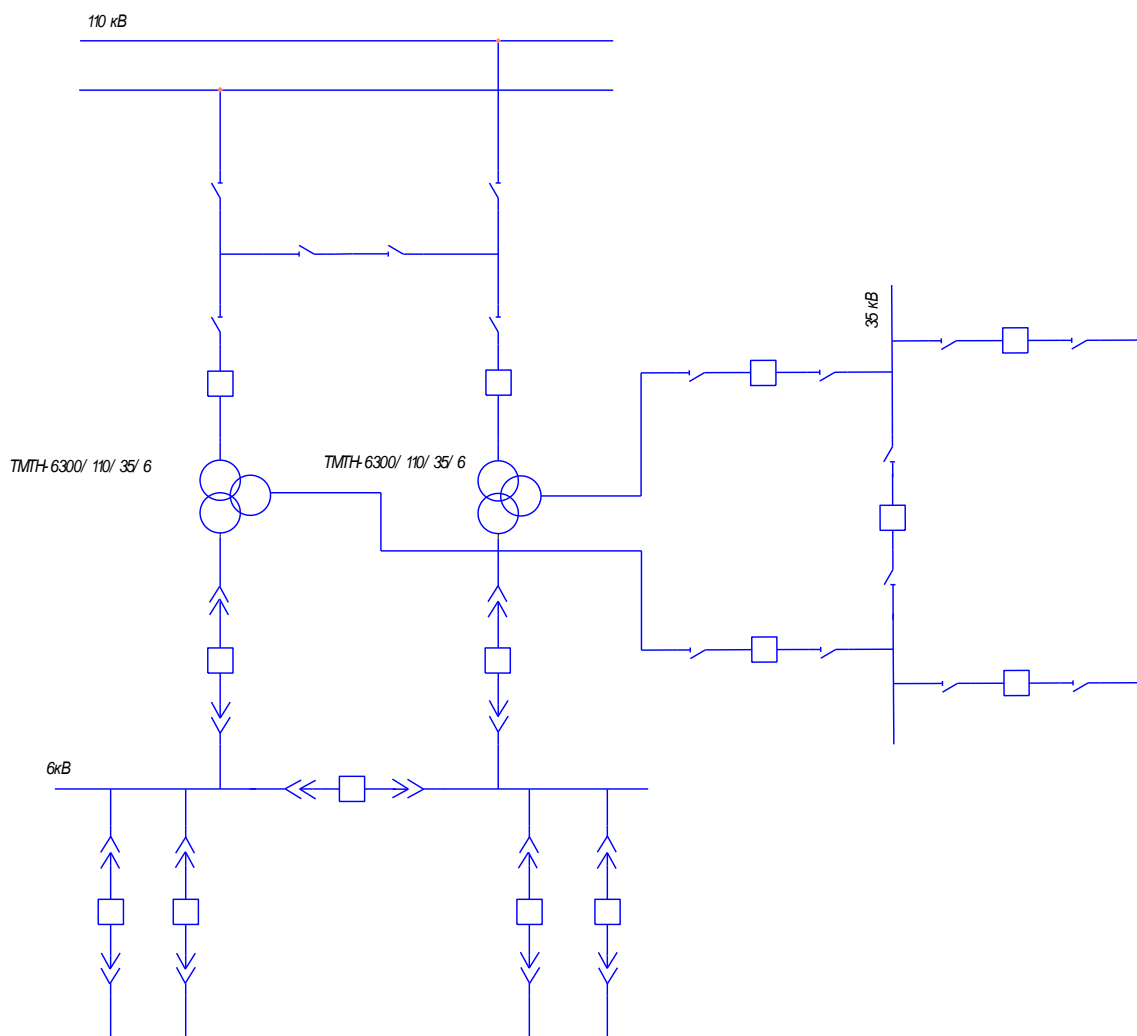


Рисунок 3 – Двухтрансформаторная ПС с блоком с выключателей

4 Расчёт токов КЗ

В режиме короткого замыкания, если оборудование недостаточно прочно, то оно может быть разрушено, а перегрев приведет к нарушению изоляции. Поэтому, для правильной эксплуатации электросетей и оборудования производят расчеты возможных аварийных режимов.

Мощность КЗ источника питания: СШ-110 ПС «ЖЭТЗ»:

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

Для расчёта трёхфазного тока короткого замыкания составляем расчётную схему и схему замещения (рисунок 4).

Расчет сопротивлений элементов схемы замещения прямой последовательности:

точку К1 принимаем:

$$S_{\text{б1}} = 1000 \text{ МВА}, \quad I_{\text{б}} = 115 \text{ кВ}, \quad I_{\text{б}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА};$$

точку К2 принимаем:

$$U_{\text{б2}} = 115 \cdot \frac{38,5}{115} = 38,5 \text{ кА}, \quad I_{\text{б2}} = 5,02 \cdot \frac{115}{38,5} = 15 \text{ кА};$$

точку К3 принимаем:

$$U_{\text{б3}} = 115 \cdot \frac{6,6}{115} = 6,6 \text{ кА}, \quad I_{\text{б3}} = 5,02 \cdot \frac{115}{6,6} = 87,5 \text{ кА};$$

сопротивление системы:

$$x_{c,\delta} = \frac{S_{\delta}}{S_{K3}} = \frac{1000}{1950} = 0.512.$$

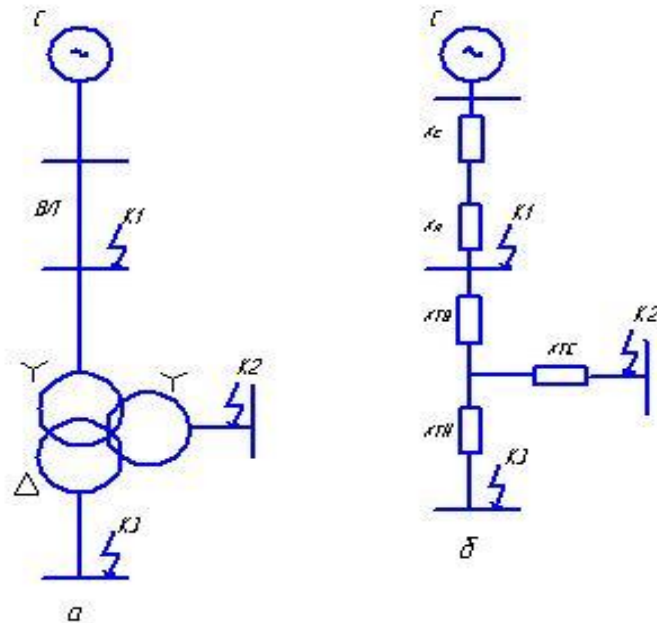


Рисунок 4 – Расчетная схема (а) и схема замещения (б)

ВЛ-110кВ «ЖЭТЗ-Зольное»: АС-120мм², L=29.1кМ-2^x цепная, с тросом.

$$R_{0,уд} = 0,27 \text{ Ом} / \text{ км}, \quad X_{0,уд} = 0,4 \text{ Ом} / \text{ км};$$

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

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

Трансформатор ТМТН-6300/110/35/6:

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

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

$$U_{\kappa.6} = 0,5 \cdot (U_{\kappa.BH-HH} + U_{\kappa.CH-HH} - U_{\kappa.BH-CH}) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25\% .$$

$$X_{\bar{6}} = \frac{U_{\kappa.6}, \%}{100} \frac{S_{\bar{6}}}{S_{\text{номТ}}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{6,3} = 17,0;$$

$$X_c = \frac{U_{\kappa.6}, \%}{100} \frac{S_{\bar{6}}}{S_{\text{номТ}}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{1000}{6,3} = 0; \quad X_H = \frac{U_{\kappa.6}, \%}{100} \frac{S_{\bar{6}}}{S_{\text{номТ}}} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{1000}{6,3} = 9,9.$$

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

$$\sum X_{\kappa 1, \bar{6}} = X_{c\bar{6}} + X_{1\bar{6}} = 0,512 + 0,44 = 0,952;$$

$$I_{\text{нo}} = \frac{E}{X_{\kappa 1, \bar{6}}} \cdot I_{\bar{6}} = \frac{1}{0,952} \cdot 5,02 = 5,27 \text{кА};$$

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

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

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

$$I_{\text{нo}} = \frac{1}{18,352} \cdot 15 = 0,81 \text{кА};$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нo}} \cdot K_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 0,81 \cdot 1,9 = 2,17 \text{кА} .$$

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

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

$$I_{\text{нo}} = \frac{1}{27,852} \cdot 87,5 = 3,14 \text{кА};$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нo}} \cdot K_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 3,14 \cdot 1,9 = 8,4 \text{кА} .$$

5 Выбор высоковольтного оборудования подстанции

На ПС 110/35/6 кВ «Зольное» на ОРУ-110 кВ установлен элегазовый выключатель ВГТ-110-П-40/2500. На ОРУ-35 кВ установлены масляные выключатели ВМ-35/600. В ЗРУ-6 кВ установлены масляные выключатели ВМП-10/600А.

5.1 Выбор выключателей

Выбор аппаратов и проводников для проектируемой установки начинается с определения расчетных условий, а именно: расчетных рабочих токов присоединений и токов КЗ.

Предлагается установить два колонковых элегазовых выключателя ВГП-110-П - 20/2500 УХЛ 1 на стороне 110кВ 1 и 2-СШ (рисунок 5). Коммутационный ресурс ВГП-110-П - 20/2500 УХЛ 1 составляет сорок отключений нормируемых токов короткого замыкания для каждого полюса. Дугогасительная камера ВГП-110, имеет особенности, защищенные патентом РФ №2255391 от 11.12.2003г.



Рисунок 5 – Выключатель элегазовый колонковый ВГП-110-П - 20/2500 УХЛ 1

Дугогасительное устройство имеет несколько модификаций по коммутационной способности для сетей с различными токами короткого замыкания, для различных минимальных температур эксплуатации.

Внутренняя изоляция сформирована при пониженном давлении элегаза для работы при низких температурах окружающей среды без применения смесей.

Механический ресурс привода составляет 10000 операций О-В, механический ресурс фазы выключателя не имеет ограничений в рамках разумной эксплуатации в течение срока службы.

Стойкость к любому воздействию внешней среды обеспечивается защитными покрытиями на весь срок эксплуатации.

Безопасность эксплуатации коммутационных аппаратов, как сосудов под давлением, обеспечивается защитным устройством.

Стабильность качества производства подтверждается периодическими испытаниями серийных изделий, включая коммутационные испытания, в Испытательном центре НИИВА.

Расчетные токи на стороне 110 кВ при аварийной перегрузке:

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

Термическая стойкость определяется:

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

Максимальное значение апериодической составляющей тока КЗ:

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

Полученные данные сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Выбор выключателя

Выключатель элегазовый колонковый ВГП-110-II - 20/2000 УХЛ 1	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 126 \text{ кВ}$
$I_{max} = 44.28 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{н,о}^3 = 5.27 \text{ кА}$	$I_{откл.ном.} = 20 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = 3.35 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор.} / 100) \cdot I_{откл.ном.} = \sqrt{2} \cdot 0,2 \cdot 40 = 11.28 \text{ кА}$
$I_{н,о} = 5.27 \text{ кА}$	$I_{нр.с} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд.} = 14.1 \text{ кА}$	$i_{нр.с} = 108 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 6.94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$t_{откл} < t_T, \text{ то } I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0,05 = 80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

На ОРУ-35кВ установлены масляные баковые выключатели ВМ-35/600. Их недостаток заключается в наличии масла в баках выключателя. Это грозит протечкой масла и в следствии этого невозможностью оперировать данным выключателем. Есть опасность возгорания паров масла и взрыв выключателя, что приводит к пожару на территории ОРУ-35кВ. Предлагается выбрать вакуумный выключатель ВВСТ-СЭЩ-Э(П)-35-25 (рисунок 6).

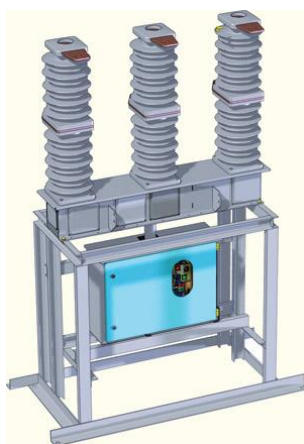


Рисунок 6 - Общий вид вакуумного выключателя ВВСТ-СЭЩ-Э(П)-35-25

Конструктивной особенностью выключателя ВВСТ-СЭЩ -35 является его универсальность – возможность установки электромагнитного или пружинно-моторного привода.

Возможность ручного взвода пружин для включения выключателя под нагрузку при отсутствии оперативного тока (только для пружинно-моторного выключателя).

Нечувствительность к посадкам напряжения, в том случае, когда выключатель выключает короткозамкнутую линию.

Достоинства устанавливаемого оборудования.

а) простота конструкции.

б) высокая надежность.

Выключатели соответствуют требованиям ГОСТ 687 и ТУ 3414-054-00110473-2003, поэтому среди всех отечественных и зарубежных выключателей это лучшее соотношение цена – качество.

Расчётный ток:

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

Термическая стойкость:

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

Максимальное значение апериодической тока КЗ:

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

Все данные расчета представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор выключателя на 35 кВ

Выключатель вакуумный ВВСТ-СЭЩ -Э(П)-35-25	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 145 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{н,о}^3 = 0.81 \text{ кА}$	$I_{откл.ном.} = 25 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = 5.2 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор.} / 100) \cdot I_{откл.ном.} = \sqrt{2} \cdot 0,2 \cdot 25 = 7.07 \text{ кА}$
$I_{н,о} = 0.81 \text{ кА}$	$I_{нр.с} = 64 \text{ кА}$
$i_{уд.} = 2.17 \text{ кА}$	$i_{нр.с} = 64 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 0.2025$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$t_{откл} \langle t_T, \text{то } I_T^2 \cdot t_{откл} = 25^2 \cdot 0,12 = 75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

5.2 Выбор разъединителей

На стороне 110 кВ установлены разъединители: РГНП-2-110/1000 и РЛНД-2-110/600; на стороне 35кВ- РЛНД-35/600А и РЛНДЗ-1-35/600. Так как они устарели и выработали свой ресурс, необходима их замена на более современные. Предлагается установить разъединитель типа РГП СЭЩ-110 кВ для стороны 110 кВ (рисунок 7).



Рисунок7 – Разъединитель типа РГП-СЭЩ-110 кВ

Разъединители серии РГП СЭЩ - 110 изготавливаются в трехполюсном исполнении..

Токоведущая система разъединителей выполнена в виде двух контактных ножей, установленных на верхних фланцах изоляторов. Токовый переход с основания контактного ножа на контактный вывод осуществляется через скользящий контакт розеточного типа защищенный от загрязнения кожухом.

Контактный нож представляет из себя две пары контактных ламелей, на концах которых имеются отгибы (ловители). Контактные ламели выполнены из бериллиевой бронзы и не требуют регулировки контактного нажатия в течение всего срока службы. На конце контактного ножа имеется контакт типа «кулачок», образованный отгибами двух параллельных шин и защищенный от обледенения кожухом. Все скользящие поверхности покрыты гальваническим серебром, а неподвижные - оловом. Контакты заземлителя также изготавливаются из двух пар ламелей из бериллиевой бронзы. На концах соединительных тяг расположены сферические подшипники скольжения, допускающие перекосы при повороте приводных валов и вала заземлителей.

Конструкция разъединителей предусматривает установку следующих типов приводов:

-для главных ножей – ПДС-СЭЩ (двигательный), ПР СЭЩ-П (ручной);

-для заземляющих ножей - ПДС-СЭЩ, ПР СЭЩ-П (ручной).

Данный разъединитель выбирается по следующим параметрам:

Расчётный ток:

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

Термическая стойкость:

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

Максимальное значение апериодической тока КЗ:

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

Расчетные данные представлены в таблице 9.

Таблица 9 - Каталожные и расчетные величины

Разъединитель РГП СЭЩ-110 кВ	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 110 \kappa B$	$U_{сет.ном} = 110 \kappa B$
$I_{max} = 44,28 A$	$I_{ном} = 2000 A$
$I_{n,o}^3 = 5,27 \kappa A$	$I_{np.c} = 80 \kappa A$
$i_{yд.} = 14,1 \kappa A$	$i_{np.c} = 108 \kappa A$
$B_{\kappa} = 6,94 \kappa A^2 \cdot c$	$t_{откл} \langle t_T, \text{ то } I_T^2 \cdot t_{откл} = 59,535 \kappa A^2 \cdot c$

На стороне 35 кВ установлены разъединители: РЛНД-35/600А и РЛНДЗ-1-35/600. Так как они устарели и выработали свой ресурс, необходима их замена на более современные.

Предлагается установить разъединитель типа РДЗ СЭЩ-35кВ для стороны 35кВ (рисунок 8).

Разъединитель РДЗ служит для заземления отключенных участков при помощи заземляющих ножей.

Конструктивно полюс разъединителя выполнен в виде двухколонкового аппарата с разворотом главного ножа на 90° в горизонтальной плоскости.



Рисунок 8 – Разъединитель типа РДЗ СЭЩ-35

Расчетные токи:

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

Термическая стойкость:

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

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$\tau = 0,01 + t_{c,e} = 0,01 + 0,03 = 0,04$ с. определяется по формуле:

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

Все каталожные и расчетные величины сведены в таблицу 10.

Таблица 10 - Каталожные и расчетные величины

Разъединитель РДЗ-СЭЩ 35	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 145 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{n,o}^3 = 0.81 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд.} = 2.17 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 50 \text{ кА}$
$B_k = 0.2025 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$t_{откл} \langle t_T, \text{ то } I_T^2 \cdot t_{откл} = 60 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

5.3. Выбор гибких шин

Гибкие шины выполняются в основном проводами АС. Сечение гибких шин выбирается по следующим параметрам:

Выбор гибких шин на стороне 110кВ:

1. по экономической плотности тока:

$$S = \frac{I_{раб.ном}}{j_{эк}} = \frac{31,7}{1} = 31,7 \text{ мм}^2, \text{ выбираем АС} - 50 \text{ мм}^2.$$

2. по длительно допустимому току

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

3. на термическую стойкость проверка не производится, так как шины расположены на открытом воздухе.

4. по условию коронирования:

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

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

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

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

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

Не коронирует.

Выбор гибких шин на стороне 35 кВ:

1. По экономической плотности тока:

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

2. длительно допустимому току:

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

3. на термическую стойкость проверка не производится, так как шины расположены на открытом воздухе.

4. по условию коронирования:

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

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

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

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

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

Не коронирует.

5.4. Выбор оборудования на стороне 6 кВ

ЗРУ-6кВ на ПС 110/35/6 кВ «Зольное» кирпичное. Разделённое на двадцать ячеек, с выкатными тележками и масляными выключателями марки ВМП -10/600А.

Взамен старых ячеек с масляными выключателями, к установке на подстанции принимаем ячейки КРУ-6 марки КСО-2001 МЭЩ, с вакуумными выключателями ВВ/TEL (рисунок 9), разъединителями, заземляющими ножами и встроенными трансформаторами тока. Благодаря своим малым размерам выключатели данной серии могут встраиваться во все существующие КРУ и КСО. Выключатели серии TEL имеют сертификаты соответствия стандартам МЭК.



Рисунок 9 - Вакуумные выключатели ВВ/TEL

Для выполнения такой функции блоком ВU/TEL-220-05А необходимо дополнительно применять блок питания ВР/TEL-220-02А.

Простая кинематическая схема выключателей и применение в приводе магнитной защелки обеспечивают им высокую механическую надежность и большой срок службы. Изоляция выключателей имеет повышенную электропрочность, что обеспечивает их надежную работу в самых тяжелых условиях. Малые габариты и вес позволяют легко встраивать выключатели в КРУ и КСО (рисунок 10). Выключатели имеют сертификат качества системы ГОСТ Р и международный сертификат качества и производства ISO 9002, выданный испытательным центром КЕМА (Голландия). Данный вид выключателей (производство «Таврида Электрик») имеет также такие достоинства:

- высокий коммутационный ресурс и высокая надежность,
- простота конструкции,
- хороший теплоотвод рабочих поверхностей.

В камерах КСО-2001 МЭЩ используются вакуумные выключатели:

- ВВ/TEL(«Таврида Электрик»).



Рисунок 10 – Камеры сборные одностороннего обслуживания КСО-2001 МЭЩ

Номинальные данные выключателя ВВ/TEL сведены в таблице 11.

5.5 Выбор ограничителей перенапряжения

На стороне 110 кВ для сравнения выбираем два ограничителя перенапряжения, ОПН - П - 110/56/20 - УХЛ1 и ОПН - Ф - 110/56/20 - УХЛ1 производимых ООО «Завод энергозащитных устройств».

ОПН класса 110 кВ в сетях с заземленной нейтралью предназначены для защиты электрооборудования подстанций от грозовых и коммутационных перенапряжений. Высокая эффективность применения ОПН обеспечивается при установке аппаратов в следующих местах:

1. На шинах силовых трансформаторов (обязательно);
2. На секциях шин для защиты трансформаторов напряжения, трансформаторов тока, проходных изоляторов (факультативно);

Таблица 11 – Каталожные и расчетные данные

Выключатель ВВ/TEL	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 606.35 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{н,о}^3 = 7.372 \text{ кА}$	$I_{откл.ном.} = 20 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = 13,7 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор.} / 100) \cdot I_{откл.ном.} = 5.7 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{н,\tau} + i_{a,\tau} =$ $= \sqrt{2} \cdot 17,468 + 13.7 = 38,3 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном.} \cdot (1 + \beta_{ном.} / 100) =$ $= \sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + 0,45) = 42.3 \text{ кА}$
$I_{н,о} = 17,468 \text{ кА}$	$I_{нр.с} = 20 \text{ кА}$
$i_{yд.} = 19.72 \text{ кА}$	$i_{нр.с} = 51 \text{ кА}$
$B_k = 76.28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 51^2 \cdot 0,2 = 520,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

3. На защищенных подходах к подстанциям вместо трубчатых разрядников (факультативно).

ОПН данной серии характеризует:

- кремнеорганическая внешняя изоляция на основе силикона фирмы WACER (Германия);
- высокая стойкость к климатическим и химическим воздействиям;
- система взрывобезопасности ЕХС, максимально защищающая окружающее оборудование;
- большой выбор модификаций по току пропускной способности и энергоемкости: 500, 650, 700, 800 А и т.д.;
- нестираемая, информативная маркировка;
- пошаговая система контроля качества SbS, с полным входным контролем материалов и автономным контролем сборочных операций;
- успешный опыт эксплуатации более 4500 аппаратов данной серии;
- пожароустойчивость (внешняя изоляция не воспламеняется);
- повышенная степень грязестойкости (IV по ГОСТ 9920);
- сжатые сроки изготовления;
- индивидуальный контрольный номер;
- наилучшее соотношение цены и качества.

На стороне 35 кВ для сравнения выбираем два ограничителя перенапряжения, ОПН - П - 35/40,5/20 - УХЛ1 и ОПН - Ф - 35/40,5/20 - УХЛ1 производимых ООО «Завод энергозащитных устройств».

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

- абсолютно герметичный, монолитный корпус, изготавливаемый литьевым методом;
- кремнеорганическая внешняя изоляция на основе силикона фирмы WACER (Германия);
- 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;

- большой выбор модификаций по току пропускной способности и энергоемкости: 300, 400, 420, 500, 550, 600, 650, 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);

На стороне 6 кВ для сравнения выбираем два ограничителя перенапряжения, ОПН - П - 10/12/20 - УХЛ1 и ОПН - Ф - 10/12/20 - УХЛ1 производимых ООО «Завод энергозащитных устройств».

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

- абсолютно герметичный, монолитный корпус, изготавливаемый литьевым методом;

- кремнеорганическая внешняя изоляция на основе силикона фирмы WACER (Германия);

- высокая механическая и термомеханическая прочность, устойчивость к перегреву до 200 градусов;

- исключительная стойкость к климатическим и химическим воздействиям;

- сегментарная система взрывобезопасности FFS, не допускающая разлета осколков;

- большой выбор модификаций по току пропускной способности и энергоемкости: 300, 400, 420, 500, 550, 600, 650, 700 А;

- пошаговая система контроля качества SbS, с полным входным контролем материалов и автономным контролем сборочных операций;
- успешный опыт эксплуатации более 25 000 аппаратов данной серии;
- пожароустойчивость (внешняя изоляция не воспламеняется);
- повышенная степень грязестойкости (IV по ГОСТ 9920).

6 Релейная защита и автоматика ПС

В качестве основного типа РЗА применяются микропроцессорные терминалы защит типа «Сириус» производства ЗАО «Радиус Автоматика» для выполнения функций РЗА, управления и сигнализации на постоянном оперативном токе, в том числе с организацией центральной сигнализации.

Выполнить релейную защиту, в данной работе, предлагается на базе микропроцессорной релейной защиты российской фирмы "РАДИУС Автоматика".

6.1 Защита выключателя ввода 6 кВ

Защита, управление и автоматика выключателя ввода 6 кВ реализована на базе микропроцессорного терминала «Сириус-2В». РЗА ввода 6 кВ включает:

- 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.

6.2 Защита секционного выключателя 6 кВ

Защита, управление и автоматика секционного выключателя 6 кВ реализована на базе микропроцессорного терминала «Сириус-УВ».

РЗА секционного выключателя 6 кВ включает:

- двухступенчатую ненаправленную максимальную токовую защиту от междуфазных КЗ с независимой выдержкой времени;

- исполнение входного сигнала УРОВ при отказах нижестоящих выключателей;

- логическую защиту шин;

- выдача сигнала пуска МТЗ для организации логической защиты шин;

- АВР.

6.3 Защита отходящего присоединения 6 кВ

Защита, управление и автоматика выключателя отходящей линии 6 кВ реализованы на базе микропроцессорного терминала «Сириус-2МЛ».

РЗА линейного выключателя 10 кВ включает:

- двухступенчатую максимальную токовую защиту от междуфазных повреждений с контролем трёх фазных токов;

- защиту от замыканий на землю;

- формирование сигнала УРОВ.

6.4 Расчет основной защиты трансформатора СИРИУС-ТЗ

Трансформатор ТДТН 115 ($\pm 16\%$) /38,5 ($\pm 5\%$)/6 (кВ) мощностью 6,3 МВА. Питание имеется осуществляется только со стороны ВН, на сторонах ВН и СН трансформаторы работают параллельно.

Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А:

$$I_H = \frac{S_{Т.Н}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 31,7.$$

Коэффициент трансформации трансформатора тока: 100/5.

Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора:

$$I_{ном.В} = \frac{I_H}{K_I} = 2.$$

Размах РПН %: $100 \times (126 - 96,5) / (2 \times 111,25) = 13.$

6.4.1 Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1)

Производим отстройку от срабатывания при КЗ на стороне НН:

$$I_{кз.нн.макс} = 1605/400=4,01;$$

$$I_{диф} / I_{ном} = K_{отс} K_{нб} I_{кз.нн.макс} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 11,5 = 9,7.$$

Принимаем уставку дифференциальной отсечки: $I_{диф} / I_{ном} = 10.$

Производим отстройку от срабатывания при КЗ на стороне СН:

$$I_{кз.сн.макс} = 274,4/60=4,57;$$

$$I_{диф} / I_{ном} = K_{отс} K_{нб} I_{кз.сн.макс} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 2,94 = 2,5.$$

Принимаем уставку дифференциальной отсечки: $I_{диф} / I_{ном} = 3.$

6.4.2 Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

Расчетный ток небаланса, определяется выражением:

$$I_{нб.расч} = (K_{пер} K_{одн} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{доб}) \cdot I_{скв} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04) \cdot I_{скв} = 0,37 I_{скв}$$

где $K_{Пер} = 2,0$ - коэффициент, учитывающий переходный режим; $K_{одн} = 1,0$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока; $\varepsilon = 0,1$ - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся

режиме; $\Delta U_{РПН}=13$ полный размах РПН; $\Delta f_{\text{доб}}=0,04$ метрологическая погрешность.

$$I_{\text{диф.}} = K_{\text{отс}} I_{\text{нб.расч}} = 1,3 \cdot 0,37 I_{\text{скв}} = 0,481,$$

$$K_{\text{СН.Т}} = \sqrt{1(1 - 0,37)} = 0,8,$$

$$K_{\text{ТОРМ}} \geq 100 \cdot I_{\text{ДИФ}} / I_{\text{ТОРМ}} = 100 \cdot K_{\text{отс}} (K_{\text{пер}} K_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{доб}}) / K_{\text{СН.Т}} = \\ = 100 \cdot 0,481 / 0,8 = 60$$

$$I_{\text{T1}}/I_{\text{НОМ}} = (I_{\text{д1}}/I_{\text{НОМ}}) \cdot 100/K_{\text{ТОРМ}} = 0,3 \cdot 100 / 60 = 0,5.$$

Принимаем $I_{\text{T1}}/I_{\text{НОМ}} = 1,5$.

Принимаем $I_{\text{д2}}/I_{\text{д1}} = 0,15$.

Рассчитаем коэффициент чувствительности для рассматриваемой сети.

Первичный ток срабатывания защиты при отсутствии торможения:

$$I_{\text{С.З}} = I_{\text{НОМ}}(I_{\text{д1}}/I_{\text{НОМ}}) = 80,32 \cdot 0,3 = 24,09 \text{ А.}$$

При проверке чувствительности защиты учитываем, что благодаря направленности торможения при внутренних КЗ тормозной ток отсутствует.

Чувствительность при двухфазном КЗ на стороне НН:

$$K_{\text{ч}} = 1605 \cdot 0,87 / 24,09 = 57,9.$$

Чувствительность при двухфазном КЗ на стороне СН:

$$K_{\text{ч}} = 274,4 \cdot 0,87 / 24,09 = 9,91.$$

7 Расчёт заземления подстанции

Длительность воздействия:

$$\tau = t_{p.з} + t_{o.в} = 0,14 + 0,06 = 0,2.$$

Следовательно $U_{пр.доп} = 400$ В.

$l_в = 5$ м - длина вертикального заземлителя;

$L_г = 1435$ м - длина горизонтальных заземлителей;

$a = 4$ м - расстояние между вертикальными заземлителями;

$$\beta = \frac{R_ч}{R_c + R_c} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot \rho_{в.с}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 26} = 0,96.$$

Коэффициент напряжения прикосновения:

$$k_{II} = \frac{M \beta}{\left(\frac{l_в L_г}{a \sqrt{S}} \right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,96}{\left(\frac{5 \cdot 205}{4 \cdot \sqrt{414}} \right)^{0,45}} = 0,154,$$

где $R_ч = 1000$ Ом, $R_c = 1,5 \cdot \rho_{в.с}$; $\rho_{в.с}$ – удельное сопротивление верхнего слоя земли, принимаем $\rho_{в.с} = \rho_з = 26$ Ом · м.

$$U_з = \frac{U_{пр.доп}}{k_{II}} = \frac{400}{0,154} = 2597 \text{ В}, \text{ что в пределах допустимого.}$$

$$R_{з.доп} = \frac{U_з}{I_з} = \frac{2597}{2398} = 1,083 \text{ Ом.}$$

Расчётная модель заземлителя представляет собой квадрат со стороной:

$$\sqrt{S} = \sqrt{18 \cdot 23} = 20,35 \text{ м.}$$

Число ячеек по сторонам квадрата:

$$m = \frac{L_z}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = 4,04.$$

Принимаем $m=4$.

Длина полос в расчётной модели:

$$L'_z = 2 \cdot \sqrt{S} (m + 1) = 2 \cdot 20,35 \cdot 5 = 203,5 \text{ м.}$$

Длина сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{20,35}{5} = 4,07 \text{ м;}$$

$$\frac{a}{l_g} = \frac{5}{5} = 1;$$

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_g} = 16,28.$$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_g = l_g \cdot n_g = 5 \cdot 16,28 = 80 \text{ м.}$$

Относительная глубина погружения вертикальных электродов:

$$\frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0.7}{20.35} = 0.288 > 0.1;$$

$$A = (0.385 - 0.25 \cdot 0.28) = 0.31.$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_g} = 0,31 \cdot \frac{26}{20,35} + \frac{26}{205 + 80} = 0,49 \text{ Ом.}$$

Напряжение прикосновения:

$$U_{np} = k_{II} I_3 R_3 = 0,154 \cdot 2398 \cdot 0,49 = 181 \text{ В, что удовлетворяет условию } 181 \text{ В} < 400 \text{ В.}$$

Заключение

В работе рассчитана понизительная подстанция 110/35/6 «Зольное», а именно: был произведён расчёт электрических нагрузок понизительной подстанции и выбраны к установке на подстанции два трансформатора марки ТМТН – 6300/110/35/6; определены токи трёхфазного короткого замыкания; выбрано оборудование подстанции: элегазовые выключатели марки ВГП-110-20УХЛ1, вакуумные выключатели типа ВВСТ-СЭЩ-Э(П)-35-25, ячейки КСО-2001 МЭЩ с вакуумным выключателем ВВ/TEL, разъединители марки РГП СЭЩ-110 кВ и РДЗ-СЭЩ -35кВ.

В результате произведённого проектирования главной понизительной подстанции она соответствует всем современным нормам и требованиям. Также повысилась надёжность и экономичность ПС 110/35/6 «Зольное» по сравнению с существующим вариантом.

Список использованных источников

1. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Энергоатомиздат, 2005.
2. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. СПб.: Энерготомиздат, 2003.
3. Сенько, В.В. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. Методические указания к курсовому проектированию. Тольятти, ТГУ, 2010.
4. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций/ Рожкова Л.Д., Козулин В.С. -М.: Энергомиздат, 2003.
5. Околович, М.Н. Проектирование электрических станций. –М.: Энергоатомиздат, 2005.
6. Петрова, С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций. –М.: Энергоатомиздат, 2003.
7. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- произв. изд. Т.2/ под ред. И.Т. Горюнова и др. – М. : Папирус Про, 2003.
8. Макаров. Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- произв. изд. Т.3/ под ред. И.Т. Горюнова и др. – М. : Папирус Про, 2004.
9. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- произв. изд. Т.5/ под ред. И.Т. Горюнова и др. – М. : Папирус Про, 2005.
10. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- произв. изд. Т.6/ под ред. гл. специалистов ОАО «Мосэнерго». – М. : Изд-во «Энергия», 2006.
11. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и

выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98/ под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.

12. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов / Б.И. Кудрин. – М.: Интермет Инжиниринг, 2005.

13. Свирен, С.Я. Электрические станции и подстанции: пособие по дипломному проектированию/ С.Я. Свирен - М.: Интермет Инжиниринг, 1990.

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

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

16. Справочник энергетика. Учебник./В.И. Григорьев – М.: Колос, 2006.

17. Mcdonald, J. D. Electric Power Substations Engineering / J. D. Mcdonald [и др.]. – Майями: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012. – 593 с

18. Hewitson, Leslie G. Practical System Protection (Practical Professional Books) / L. G. Hewitson. – Newnes, 2005. – 290 с.

19. Gers, J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering) / J. M. Gers, E. D. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2011. – 368 с.

20. Lakervi, E. Electricity Distribution Network Design, 2nd Edition (Energy Engineering) / E. Lakervi, E. J. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2005. – 338 с.

21. Bayliss, C. Transmission and Distribution Electrical Engineering / C. Bayliss, B. Hardly. – Newnes, 2012. – 1180 с.