

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

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

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части подстанции 110/35/10 кВ
«КПД» ПАО «МРСК Центра»

Студент	<u>К.О. Столяренко</u> (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)
Руководитель	<u>А.А. Кувшинов</u> (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)
Консультанты	_____ (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)
	_____ (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

« _____ » _____ 2017 г.

Тольятти 2017

Аннотация

В ПАО «МРСК Центра» совместно с ПАО «Костромаэнерго» поставлена задача реконструкции подстанции 110/35/10 кВ «КПД», которая осуществляет электроснабжение промышленной зоны г. Волгореченска Костромской обл.

Подстанция 110/35/10 кВ «КПД» расположена в промышленной зоне г. Волгореченска Костромской обл. От её безаварийной работы зависит надежное электроснабжение крупнейшего в области промышленного объекта - «Волгореченского трубного завода», на котором в настоящее время началось техническое перевооружение.

Целью работы является реконструкция электрической части подстанции 110/35/10 кВ «КПД», осуществляющей электроснабжение промышленной зоны г. Волгореченска Костромской области. Задачи работы: характеристика объекта проектирования – электрической части подстанции 110/35/10 кВ «КПД»; определение мощности подстанции; обоснование выбора электрооборудования подстанции 110/35/10 кВ «КПД»; экономическая эффективность работы.

Объект работы - подстанция 110/35/10 кВ «КПД» ПАО «МРСК Центра».

Предмет работы – электрическая часть подстанции 110/35/10 кВ «КПД».

Содержание

	стр.
Введение	4
1 Характеристика объекта проектирования подстанции 110/35/10 кВ «КПД»	6
2 Определение мощности подстанции 110/35/10 кВ «КПД»	10
3 Выбор напряжения подстанции «КПД»	15
4 Выбор типа, числа и мощности трансформаторов 110/35/10 кВ «КПД»	16
5 Расчёт токов короткого замыкания	20
6 Разработка мероприятий по реконструкции электрической части подстанции 110/35/10 кВ «КПД»	25
7 Выбор электрооборудования подстанции 110/35/10 кВ «КПД»	27
7.1 Выбор электрооборудования ОРУ 110 кВ	27
7.2 Выбор электрооборудования ОРУ 35 кВ	31
7.3 Выбор КРУН 10 кВ	35
7.4 Выбор ограничителей перенапряжения	38
7.5 Выбор трансформатора собственных нужд подстанции «КПД»	40
7.6 Выбор питающих воздушных линий 110 кВ и 35 кВ	41
8 Молниезащита подстанции 110/35/10 кВ «КПД»	42
Заключение	44
Список использованных источников	46

Введение

На любом предприятии, а тем более на предприятиях электроэнергетики, наступает момент, когда модернизация оборудования становится необходимостью, что связано с целым рядом причин: внедрение нового современного оборудования и технологий, изношенность оборудования, необходимость повышения рентабельности производства.

В стратегии развития до 2030 года ПАО «МРСК» отмечено, что «задача технического перевооружения электротехнического оборудования подстанций напряжением 110 кВ и 35 кВ и воздушных линий электропередач всех классов напряжений в связи с выработкой ресурса основного электрооборудования является одной из первостепенных» [22]. Для решения этой задачи ПАО «МРСК» должно иметь новое прогрессивное электротехническое оборудование, технико-экономические показатели которого соответствуют последним отечественным и зарубежным образцам, необходимо переходить на подстанции нового поколения, которые позволили бы виртуально управлять ими и передавать информацию, что также привело бы к улучшению технико-экономических показателей электрических сетей предприятия.

В ПАО «МРСК Центра» совместно с ПАО «Костроманерго» поставлена задача реконструкции подстанции 110/35/10 кВ «КПД», которая осуществляет электроснабжение промышленной зоны г. Волгореченска Костромской обл.

Подстанция 110/35/10 кВ «КПД» расположена в промышленной зоне г. Волгореченска Костромской обл. От её безаварийной работы зависит надежное электроснабжение крупнейшего в области промышленного объекта - «Волгореченского трубного завода», на котором в настоящее время началось техническое перевооружение.

Целью работы является реконструкция электрической части подстанции 110/35/10 кВ «КПД», осуществляющей электроснабжение промышленной зоны г. Волгореченска Костромской области.

Задачи работы:

- характеристика объекта проектирования – электрической части подстанции 110/35/10 кВ «КПД»;
- определение мощности подстанции;
- обоснование выбора электрооборудования подстанции 110/35/10 кВ «КПД»;
- расчет молниезащиты подстанции;
- экономическая эффективность работы.

В рамках реконструкции подстанции 110/35/10 кВ «КПД» предлагается установить современные элегазовые выключатели на стороне 110 кВ и 35 кВ, предназначенных для оперативных включений и отключений подстанционного оборудования и линий электропередачи 110 кВ и 35 кВ. Современные устройства снижают время переключений и надежны в эксплуатации. Также будут установлены ячейки с вакуумными выключателями на стороне 10 кВ. Также предлагается заменить установленные в настоящее время на подстанции 110/35/10 кВ «КПД» разъединители 110 кВ и 35 кВ. Реконструкция электрической части подстанции будет проводиться на действующем объекте, без ограничения электроснабжения потребителей.

1 Характеристика объекта проектирования подстанции 110/35/10 кВ «КПД»

Подстанция 110/35/10 кВ «КПД» размещается в промышленной зоне г. Волгореченска и является основным поставщиком электроэнергии для Волгореченского трубного завода. От подстанции 110/35/10 кВ «КПД» также осуществляется электроснабжение двух подстанций 35 кВ, через которые питаются потребители большей части Красносельского района Костромской области. Потребители электроэнергии Волгореченского трубного завода и потребители Красносельского района Костромской области относятся в основном ко второй категории, имеются потребители первой и третьей категории надежности.

Основные характеристики электрической части подстанции «КПД»:

1. На подстанции установлены силовые трансформаторы типа ТДТН 10000/110/35/10 в количестве двух шт. – Т1 и Т2. Питание Т1 осуществляется от воздушной линии 110 кВ «Кострома – 1», питание Т2 – от воздушной линии 110 кВ «Кострома – 2», которые приходят с узловой подстанции 220/110/36/6 кВ «Кострома».

2. Распределительные устройства 110 кВ и 35 кВ выполнены открытыми, распределительное устройство 10 кВ выполнено ячейками КРУ 10 кВ наружной установки.

3. ОРУ 110 кВ выполнено по упрощенной схеме «разъединитель-отделитель-короткозамыкатель», со стороны питающих ВЛ 110 кВ установлена ремонтная неавтоматизированная перемычка.

3. Схема ОРУ-35 кВ выполнена двухсекционной с установкой масляных выключателей.

4. Площадь, занимаемая подстанцией, размером 60,5 × 32 м.

5. Обслуживание подстанции осуществляется персоналом ПАО «МРСК Центра».

6. Питание подстанции осуществляется двумя воздушными линиями 110 кВ.

7. ОРУ 110 кВ подстанции выполнено по упрощенной схеме с отделителями и короткозамыкателями, в перемычке установлены разъединители.

8. ОРУ 35 кВ выполнено с двойной системой сборных шин с масляными выключателями 35 кВ. Установлен секционный выключатель 35 кВ.

9. На стороне 10 кВ также принята двойная система сборных шин с масляными выключателями 10 кВ. Установлен секционный выключатель 10 кВ.

10. Режим работы силовых трансформаторов со стороны 110, 35, 10 кВ принят отдельный.

На рисунке 1.1 приведена электрическая схема подстанции 110/35/10 кВ «КПД» до реконструкции.

В таблице 1.1 приведено электротехническое оборудование подстанции «КПД» до реконструкции.

Таблица 1.1 - Электротехническое оборудование подстанции «КПД» до реконструкции

Наименование оборудования	Тип	Год установки
1	2	3
Трансформаторы	ТДТН 10000/110/35/10	1983
Разъединители 110 кВ	РНДЗ – 110 - 1000	1983
Отделители	ОД - 10м/600	1983
Короткозамыкатели	КЗ - 110	1983
Разрядники 110 кВ	РВС - 110	1985
Трансформаторы тока 110 кВ	ТШЛ - 0,5	1983
Разъединители 35 кВ	РНД - 35/1000	1983

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3
Трансформаторы тока 35 кВ	ТФМ – 35 - 600/5	1989
Выключатели масляные 35 кВ	ВМ - 35/630	1983
Разрядники 35 кВ	РВС - 35	1985
Ячейки КРУ 10 кВ	К - 35 с масляными выключателями ВМПП -10	1983

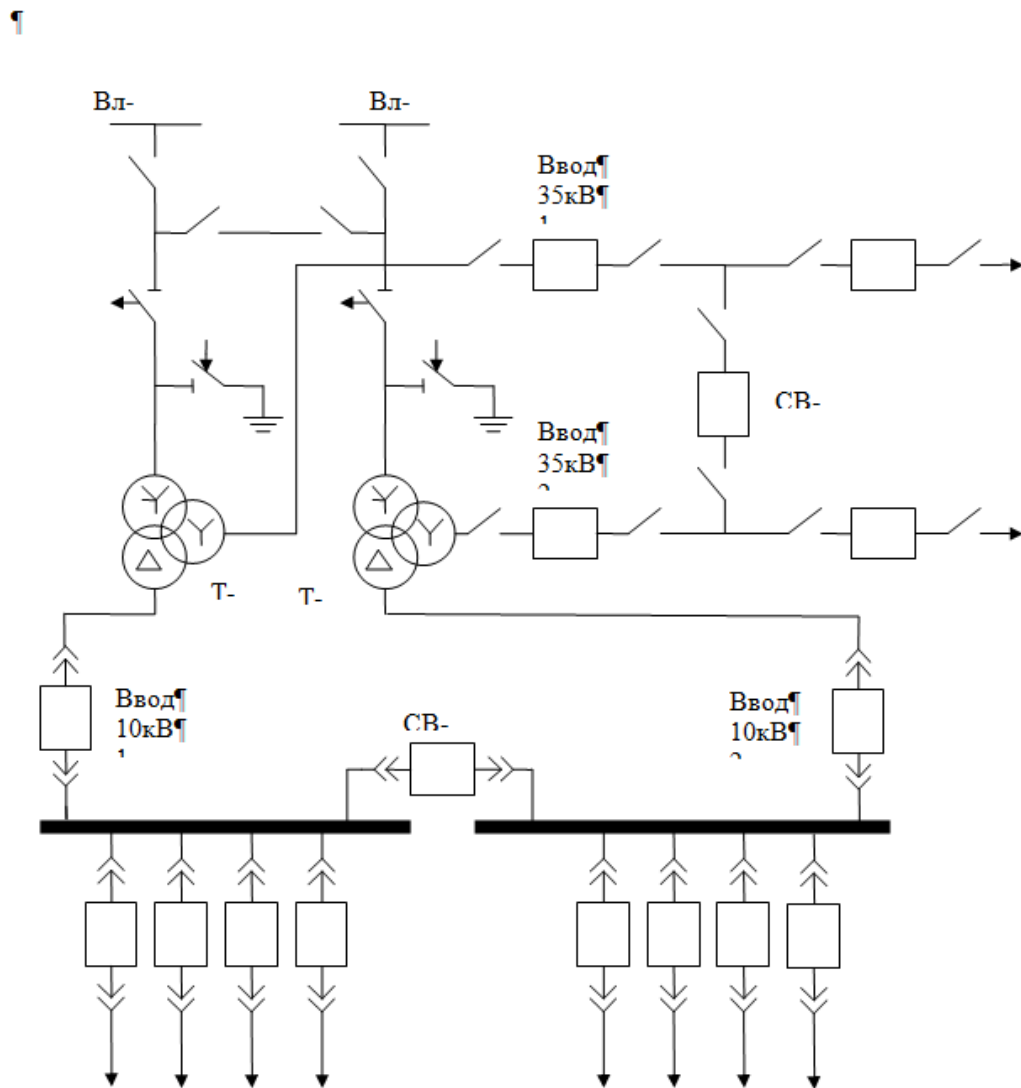


Рисунок 1.1 - Электрическая схема подстанции 110/35/10 кВ «КПД» до реконструкции

Основное оборудование подстанции «КПД» - трансформаторы, выключатели, разъединители, трансформаторы тока, разрядники, ячейки КРУ 10 кВ отработало более 35 лет, поэтому требуется реконструкция всего электротехнического оборудования.

Электрическая схема на стороне 110 кВ тоже требует реконструкции, т.к. в настоящее время взамен упрощенных схем нашли широкое применение автоматизированные с исполнением на выключателях, что позволяет повысить надежность электроснабжения потребителей, для которых подстанция «КПД» является единственным источником электроснабжения промышленной зоны г. Волгореченска.

2 Определение мощности подстанции 110/35/10 кВ «КПД»

От подстанции 110/35/10 кВ «КПД» с ОРУ 35 кВ получают питание воздушные линии 35 кВ «Красносельская - 1», «Красносельская - 2», «Красносельская - 3», «Красносельская - 4», «Красносельская - 5», «Красносельская - 6». Категория электроснабжения потребителей 2 и 3. От фидеров 4, 9 КРУН-10 кВ трансформатора Т1 и от фидеров 6, 12, 14, 19 с КРУН-10 кВ получают питание воздушные линии 10 кВ получают питание воздушные линии 10 кВ для электроснабжения потребителей «Волгореченского трубного завода». Категория электроснабжения потребителей 1,2,3.

По данным ПАО «МРСК Центра» и ПАО «Костромаэнерго» построены годовые графики нагрузок трансформаторов Т1 и Т2, получающих питание от ВЛ 110 кВ «Кострома - 1» и «Кострома - 2» (рисунки 2.1 и 2.2).

Данные графиков нагрузки позволяют рассчитать максимальные нагрузки отдельных потребителей, так и для подстанции «КПД» в целом.

Максимальная мощность потребителей подстанции «КПД»:

$$S_{\max in} = \frac{P_{in \max}}{\cos \varphi_{in}},$$

где $P_{in \max}$ - максимальная потребляемая активная мощность потребителя; $\cos \varphi_{in}$ - коэффициент мощности [3], в расчетах принимаем $\cos \varphi = 0,95$.

Максимальная мощность ВЛ 35 кВ «Красносельская - 1», «Красносельская-2»:

$$S_{\text{Кр1,2}} = \frac{700}{0.95} = 736 \text{ кВА.}$$

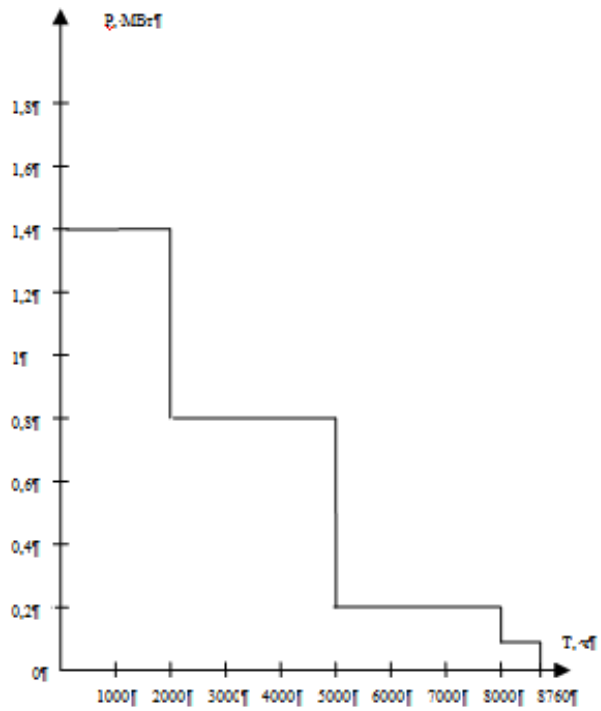


Рисунок 2.1 - Годовой график нагрузки ВЛ 110 кВ Кострома - 1

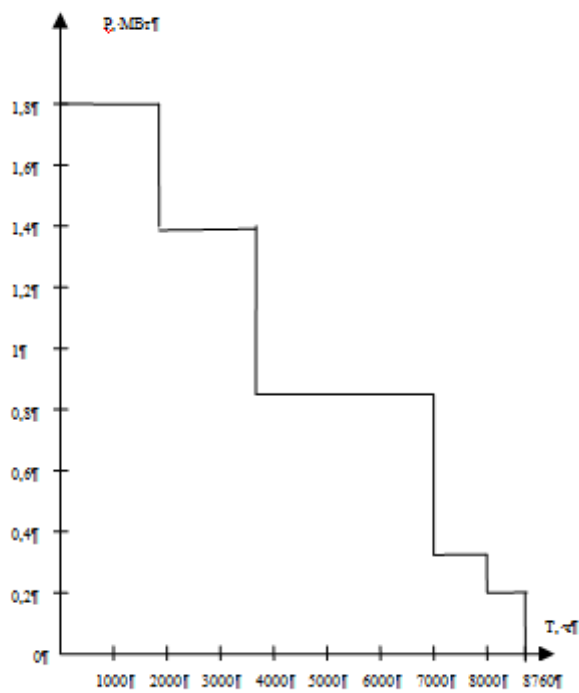


Рисунок 2.2 - Годовой график нагрузки ВЛ 110 кВ Кострома - 2

Максимальная мощность ВЛ 35 кВ «Красносельская - 3»,
Красносельская-4»:

$$S_{Кр3,4} = \frac{900}{0.95} = 947 \text{ кВА.}$$

Максимальная мощность ВЛ 35 кВ «Красносельская - 5»:

$$S_{Кр5} = \frac{800}{0.95} = 842 \text{ кВА.}$$

Максимальная мощность ВЛ 35 кВ «Красносельская - 6»:

$$S_{Кр6} = \frac{2700}{0.95} = 3000 \text{ кВА.}$$

Максимальная мощность Т1:

$$S_{T-1} = \frac{1400}{0.95} = 1473 \text{ кВА.}$$

Максимальная мощность Т2:

$$S_{T-2} = \frac{1800}{0.95} = 1894 \text{ кВА.}$$

Максимальная мощность подстанции «КПД» 110/35/10 кВ на стороне
110 кВ:

$$S_{maxPC} = \sum S_{max in} = 1473 + 1894 + 736 + 736 + 947 + 947 + 842 + 3000 = 9875 \text{ кВА.}$$

Максимальная мощность подстанции «КПД» 110/35/10 кВ на стороне 35 кВ:

$$S_{maxПС35} = \Sigma S_{max in} = 6600 \text{ кВА.}$$

Максимальная мощность подстанции «КПД» 110/35/10 кВ на стороне 10 кВ:

$$S_{maxПС10} = \Sigma S_{max in} = 3200 \text{ кВА.}$$

На рисунке 2.3 приведен с учетом графиков нагрузки потребителей подстанции 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ существующий годовой график нагрузок действующей подстанции 110/35/10 кВ «КПД».

Так как на предприятии «Волгореченский трубный завод» предполагается установка дополнительного оборудования, то мощность подстанции «КПД» с учетом расширения:

$$S_{max ПС расш} = \Sigma S_{max in} + S_{max расш} = 9857 + 5000 = 14875 \text{ кВА.}$$

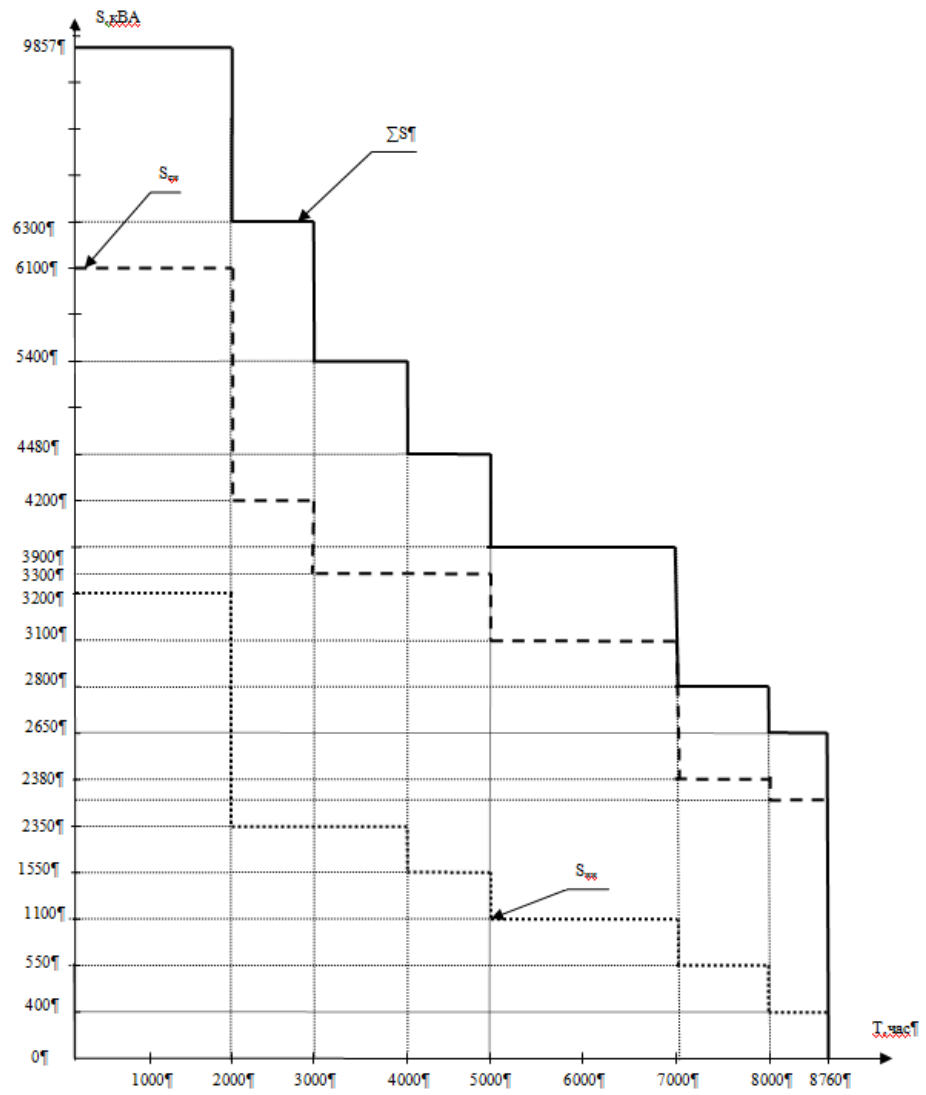


Рисунок 2.3 - Существующий годовой график нагрузок действующей подстанции

3 Выбор напряжения подстанции «КПД»

Питание подстанции 110/35/10 кВ «КПД» осуществляется воздушными линиями 110 кВ «Кострома – 1» и «Кострома – 2» от подстанции 220/110/36/6 кВ «Кострома», которая располагается на расстоянии 34 км.

Подстанция 110/35/10 кВ «КПД» размещается в промышленной зоне «Волгореченского трубного завода» и является основным поставщиком электроэнергии потребителей 10 кВ завода с КРУН-10 кВ. От подстанции 110/35/10 кВ «КПД» с ОРУ – 35 кВ осуществляется электроснабжение воздушных линий 35 кВ «Красносельская - 1», «Красносельская - 2», «Красносельская - 3», «Красносельская - 4», «Красносельская - 5», «Красносельская - 6», через которые питаются потребители г. Волгореченска Костромской области.

4 Выбор типа, числа и мощности трансформаторов подстанции 110/35/10 кВ «КПД»

Рассмотрим целесообразность замены установленных в настоящее время на подстанции 110/35/10 кВ «КПД» трансформаторов типа ТДТН - 10000/110/35/10. Подстанция «КПД» питает электрическую нагрузку «Волгореченского трубного завода». На предприятии выполняется реконструкция производства с установкой нового технологического оборудования.

Питание от подстанции получают потребители на 35 кВ и 10 кВ и имеются нагрузки 1, 2, 3 категории, поэтому к установке рассматриваем на подстанции два трансформатора.

Номинальная мощность силовых трансформаторов с учетом [15] выбирается по формуле:

$$S_{ном.Т} = \frac{S_{maxПС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot (n-1)} = \frac{14875 \cdot 0,9}{1,4} = 9562,5 \text{ кВА},$$

где K_{1-2} - коэффициент участия в нагрузке потребителей 1-й и 2-й категории, принимаем $K_{1-2} = 0,9$; $K_{пер}$ - коэффициент допустимой перегрузки трансформатора, для подстанции с двумя трансформаторами согласно [15] $K_{пер} = 1,4$.

Выбираем для сравнения трансформаторы марки ТДТН - 10000/110/35/10 и ТДТН - 16000/110/35/10 [13].

Вариант 1 - Технические характеристики трансформатора ТДТН - 10000/110/35/10:

$P_x = 39 \text{ кВт}$; $P_k = 150 \text{ кВт}$; $I_x = 1,2$; $U_{к.вн-сн} = 10,5 \%$; $U_{к.вн-нн} = 17 \%$; $U_{к.сн-вн} = 6 \%$.

Вариант 2 - Технические характеристики трансформатора ТДТН - 10000/110/35/10:

$$P_x = 36 \text{ кВт}; P_k = 145 \text{ кВт}; I_x = 1,0; U_{к.ВН-СН} = 10,5 \%; U_{к.ВН-НН} = 17 \%; U_{к.СН-ВН} = 6 \%.$$

Алгоритм расчета потерь мощности в трансформаторах ТДТН - 10000/110/35/10 (вариант 1) и ТДТН - 16000/110/35/10 (вариант 2) приведен в таблице 4.1.

При этом:

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

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

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

Таблица 4.1 - Расчет потерь мощности в трансформаторах ТДТН - 10000/110/35/10 (вариант 1) и ТДТН - 16000/110/35/10 (вариант 2), кВт

Расчетная формула	Вариант 1	Вариант 2
$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{ном.Т}$	120	160
$P_{к.в.} = P_{к.с.} = P_{к.н.}$	75	72,5
$Q_{к.в.} = \frac{U_{к.в.}}{100} \cdot S_{ном.Т}$	2322,1	2687,2
$Q_{к.с.} = \frac{U_{к.с.}}{100} \cdot S_{ном.Т}$	0	0
$Q_{к.н.} = \frac{U_{к.н.}}{100} \cdot S_{ном.Т}$	1227,2	1562,5

Продолжение таблицы 4.1

Расчетная формула	Вариант 1	Вариант 2
$P'_{к.в.} = P_{к.в.} + K_{и.п.} \cdot Q_{к.в.}$	195,1	211,2
$P'_{к.с.} = P_{к.с.} + K_{и.п.} \cdot Q_{к.с.}$	71,6	72,1
$P'_{к.н.} = P_{к.н.} + K_{и.п.} \cdot Q_{к.н.}$	212,5	234,1

Расчет потерь электроэнергии для трансформаторов вариантов 1 и 2 приведен в таблицах 4.2 и 4.3. Расчет выполнен в соответствии с рекомендациями [15].

Таблица 4.2 – Вариант 1 - Расчет потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ТДТН - 10000/110/35/10

№	S_i	n_i	T_i	$\Delta W_{x.i.}$	k_{3Bi}	k_{3Ci}	k_{3Hi}	$\Delta W_{KB.i}$	$\Delta W_{KC.i}$	$\Delta W_{KH.i}$
1	14875	2	2000	293350	0,74	0,37	0,37	8802,56	5840,4	5840,4
2	11300	2	1000	197006	0,565	0,28	0,28	17114,2	3643,9	3643,9
3	10400	2	1000	187033	0,52	0,26	0,26	11863,8	2651,2	2651,2
4	9480	2	2000	156750	0,474	0,23	0,23	19110	1291,2	1291,2
5	8900	2	2000	194000	0,45	0,22	0,22	2750,8	1100,1	1100,1
6	7800	2	1000	97000	0,39	0,2	0,2	1210,3	827,7	827,7
7	7650	2	760	73720	0,38	0,19	0,19	1110,1	777,6	777,6

$$\Sigma \Delta W_{x.i.} = 1020502 \text{ кВт} \cdot \text{час}; \quad \Sigma \Delta W_{кк} = 145332 \text{ кВт} \cdot \text{час}$$

Таблица 4.3 – Вариант 2 - Расчет потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ТДТН - 16000/110/35/10

№	S_i	n_i	T_i	$\Delta W_{x.i}$	$k_{3Вi}$	$k_{3Сi}$	$k_{3Нi}$	$\Delta W_{KB.i}$	$\Delta W_{KC.i}$	$\Delta W_{KH.i}$
1	14875	2	2000	353350	0,46	0,23	0,23	5550,6	3577,6	3577,6
2	11300	2	1000	221991	0,35	0,175	0,175	4995,6	3107,5	3107,5
3	10400	2	1000	210663	0,32	0,16	0,16	4734,37	2992,8	2992,8
4	9480	1	2000	194000	0,29	0,145	0,145	3529,68	1987,3	1987,3
5	8900	1	2000	189953	0,28	0,14	0,14	1734,56	1611,5	1611,5
6	7800	1	1000	152951	0,24	0,12	0,12	1517,34	9807,5	9807,5
7	7650	1	760	129342	0,23	0,115	0,115	1413,9	9807,5	9807,5

$$\Sigma \Delta W_{x.i} = 9222608 \text{ кВт} \cdot \text{час}; \quad \Sigma \Delta W_{kk} = 127346 \text{ кВт} \cdot \text{час};$$

Приведенные затраты на установку трансформаторов.

Вариант 1

$$Z_{пр1} = \varepsilon_n \cdot K_1 + I_{\Delta W_{пс1}} = 0,15 \cdot 14560000 + 2691150 = 4831,5 \text{ тыс. руб.}$$

Вариант 2

$$Z_{пр2} = \varepsilon_n \cdot K_2 + I_{\Delta W_{пс2}} = 0,15 \cdot 1725920 + 2129015 = 4337,9 \text{ тыс. руб.}$$

Здесь ε_n - нормативный коэффициент отчислений; K_1 и K_2 - стоимость трансформаторов по варианту 1 и 2; $I_{\Delta W_{пс1}}$ и $I_{\Delta W_{пс2}}$ - стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах по варианту 1 и 2.

Так как приведенные затраты по варианту 2 ниже, то к установке на подстанции «КПД» принимаем трансформаторы ТДТН - 16000/110/35/10.

5 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ при реконструкции подстанции необходим для выбора электрооборудования, заземляющих устройств, токоведущих частей [1,2,4]. Расчетная схема замещения для расчета токов КЗ представлена на рисунке 5.1.

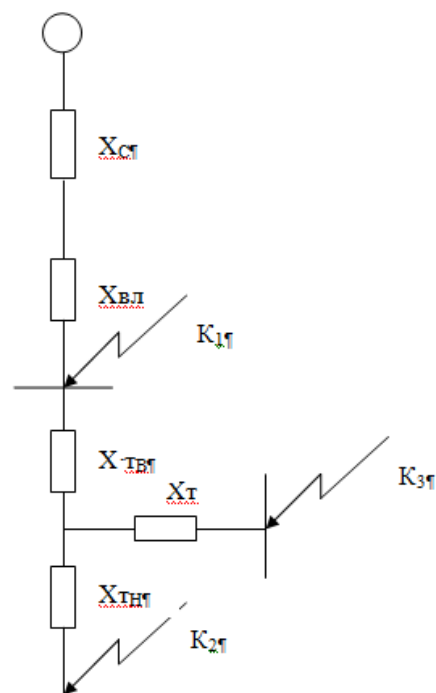


Рисунок 5.1 – Расчетная схема замещения для трансформатора Т1

Для выбора электрооборудования подстанции «КПД» в соответствии с требованиями [2] необходимо рассчитать токи трехфазного и однофазного КЗ. Расчет токов КЗ выполнен по методике [4,12].

Технические данные:

Система: $U_H = 115$ кВ; $S_6 = 1000$ МВА, $S_{КЗ\ 110} = 2000$ МВА

ВЛ 110 кВ «Костором-1»: $U_H = 115$ кВ, $X_0 = 0,2$ Ом/км, $l=34$ км.

Трансформатор: $S_H = 16000$ кВА

В расчетах принимаем:

$S_6 = 1000$ МВА;

$U_6 = 115$ кВ.

Расчет сопротивлений схемы замещения в относительных единицах:

$$X_c = \frac{S_{\bar{6}}}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{1000}{2000} = 0.5$$

$$X_{Bл} = \frac{X_0 \cdot l \cdot S_{\bar{6}}}{U_H} = 0.6$$

$$X_{\text{ТВ}} = \frac{U_{\text{КВ}}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{\text{ТНОМ}}} = 1.76$$

$$X_{\text{ТС}} = \frac{U_{\text{КС}}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{\text{ТНОМ}}} = 0$$

$$X_{\text{ТН}} = \frac{U_{\text{КН}}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{\text{ТНОМ}}} = 9.2$$

Суммарное сопротивление и токи и мощность КЗ для точки К₁

$$X_{\Sigma \text{К1}} = X_c + X_{Bл}$$

$$X_{\Sigma \text{К1}} = 0,5 + 0,6 = 1,1;$$

$$I_{\text{СК1}}'' = \frac{E_c}{X_{\Sigma \text{К1}}} = \frac{1}{1,1} = 0.9$$

$$I_{\bar{6}\text{К1}} = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5.02 \text{кА}$$

$$I_{\text{К1}} = I_{\text{СК1}}'' \cdot I_{\bar{6}\text{К1}} = 0,9 \cdot 5,02 = 4,51 \text{кА}$$

$$i_{y\vartheta} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\kappa 1} = \sqrt{2} \cdot 1,95 \cdot 4,51 = 12,4 \text{ кА}$$

где $K_y = 1,95$ – ударный коэффициент.

$$S_{\kappa 1} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{\kappa 1} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 4,51 = 898,3 \text{ МВА}$$

Ток однофазного КЗ:

$$I_{\kappa 1}^{(1)} = \frac{3}{X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} = \frac{3}{1,1 + 0,1 + 0,1} = 2,3$$

$$I_{\kappa 1}^{(1)} = I_{\kappa}^{(1)} \cdot \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 2,3 \cdot 5,02 = 11,55 \text{ кА}.$$

Суммарное сопротивление и токи и мощность КЗ для точки К₂

$$X_{\Sigma \text{К}2} = X_c + X_{B1} + X_{m6} + X_{m1}$$

$$X_{\Sigma \text{К}2} = 0,5 + 0,6 + 17,6 + 9,2 = 27,9$$

$$I_{\text{сК}2}'' = \frac{E_c}{X_{\Sigma \text{К}2}} = \frac{1}{27,9} = 0,035$$

$$I_{\delta \text{К}2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,9 \text{ кА}$$

$$I_{\kappa 2} = I_{\text{сК}2}'' \cdot I_{\delta \text{К}2} = 0,035 \cdot 54,9 = 2,9 \text{ кА}$$

$$i_{y\vartheta} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\kappa 2} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 2,9 = 10,1 \text{ кА}$$

где $K_y = 1,85$.

$$S_{k2} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{k2} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2,9 = 52,7 \text{ MVA}$$

Ток однофазного КЗ:

$$I_{k2}^{(1)} = \frac{3}{X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} = \frac{3}{27,9 + 0,1 + 0,1} = 0,27$$

$$I_{k2}^{(1)} = I_k^{(1)} \cdot I_{6K2} = 0,27 \cdot 54,9 = 14,8 \text{ кА} = 14,8 \text{ кА.}$$

Суммарное сопротивление и токи, мощность КЗ для точки К₃

$$X_{\Sigma K3} = X_c + X_{Bl} + X_{m6} + X_{mc}$$

$$X_{\Sigma K3} = 0,5 + 0,6 + 17,6 + 0 = 18,7.$$

$$I_{cK3}'' = \frac{E_c}{X_{\Sigma K3}} = \frac{1}{18,7} = 0,053$$

$$I_{6K3} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 15,4 \text{ кА}$$

$$I_{k3} = I_{cK3}'' \cdot I_{6K3} = 0,053 \cdot 15,4 = 0,82 \text{ кА.}$$

$$i_{y\theta} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{k3} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 0,82 = 2,09 \text{ кА}$$

где $K_y = 1,85$.

$$S_{k2} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{k3} = \sqrt{3} \cdot 37,5 \cdot 2,09 = 135,7 \text{ MVA}$$

Ток однофазного КЗ:

$$I_{k3}^{(1)} = \frac{3}{X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} = \frac{3}{18,7 + 0,1 + 0,1} = 0,158$$

$$I_{k3}^{(1)} = I_k^{(1)} \cdot I_{6K3} = 0,158 \cdot 15,4 = 2,43 \text{ кА}$$

Результаты расчета токов трехфазного и однофазного КЗ сведены в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 - Результаты расчета токов трехфазного и однофазного КЗ

Точка КЗ	$I_{кз}^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА	S_k , МВА	$I_{кз}^{(1)}$, кА
К1	4,51	12,4	898,3	11,5
К2	2,9	10,1	52,7	14,8
К3	0,82	2,09	135,7	2,43

6 Разработка мероприятий по реконструкции электрической части подстанции 110/35/10 кВ «КПД»

1 этап реконструкции подстанции 110/35/10 кВ «КПД» демонтаж силовых трансформаторов ТДТН - 10000/110/35/10 и установку ТДТН - 16000/110/35/10;

2 этап реконструкции подстанции 110/35/10 кВ «КПД» предполагает демонтаж существующих отделителей и короткозамыкателей нового открытого распределительного устройства ОРУ 110 кВ и установку современных элегазовых выключателей 110 кВ и установкой современной системы телемеханики и телеизмерений. Также предлагается заменить установленные в настоящее время на подстанции 110/35/10 кВ «КПД» разъединители 110 кВ, вентильные разрядники на ограничители перенапряжений на стороне 110 кВ [10,11]. На подстанции «КПД» планируется монтаж системы оперативного постоянного тока с аккумуляторной батареей для повышения надежности работы электрооборудования подстанции в нормальном и аварийном режимах;

3 этап реконструкции подстанции 110/35/10 кВ «КПД» предполагает демонтаж масляных выключателей на стороне 35 кВ и установка современных элегазовых выключателей;

4 этап реконструкции подстанции 110/35/10 кВ «КПД» предполагает демонтаж ячеек КРУН 10 кВ с масляными выключателями типа ВМПП и установку ячеек с вакуумными выключателями, замену вентильных разрядников на ограничители перенапряжений на стороне 35 кВ и 10 кВ [10,11].

Реконструкция электрической части подстанции будет проводиться на действующем объекте, без ограничения электроснабжения потребителей.

На рисунке 6.1 приведена электрическая схема подстанции «КПД» после реконструкции.

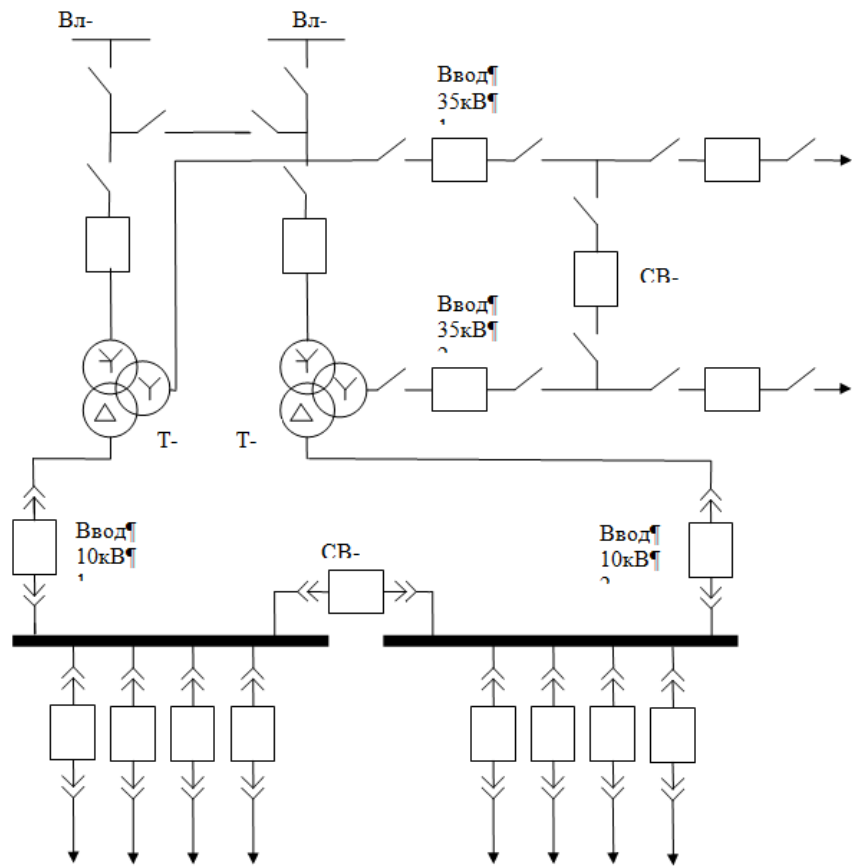


Рисунок 6.1 – Электрическая схема электроснабжения подстанции 110/35/10 «КПД» после реконструкции

7. Выбор электрооборудования подстанции 110/35/10 кВ «КПД»

7.1 Выбор электрооборудования ОРУ 110 кВ

7.1.1 Выбор выключателей 110 кВ

Взамен масляным выключателям на ОРУ 110 кВ подстанции «КПД» к установке принимаем элегазовые выключатели [18,19], которые обладают существенными преимуществами по сравнению с масляными и воздушными высоковольтными выключателями: высокая надежность при гашениях токов короткого замыкания, применение современных технологических и конструкторских решений. Основным недостатком элегазовых выключателей – их цена.

Для установки на ОРУ – 110 кВ выбираем выключатели типов:

1. ВГБУ - 110 - 40/2000 - У1, производимый АО ВО «Электроаппарат», г. Санкт-Петербург [19];
2. ВГП -110П - 40/2000 - У1, производимый ЗАО «Энергомаш», г.Екатеринбург [18].

Из анализа источников [18,19] можно сделать вывод, что выключатели имеет аналогичные технические характеристики, но рассматриваемые выключатели имеют разные цены:

$$K_1 = 2608 \text{ тыс. руб.}; K_1 = 852 \text{ тыс. руб.}$$

К установке принимаем элегазовый выключатель типа ВГП - 110П - 40/2000 - У1 (рисунок 7.1).

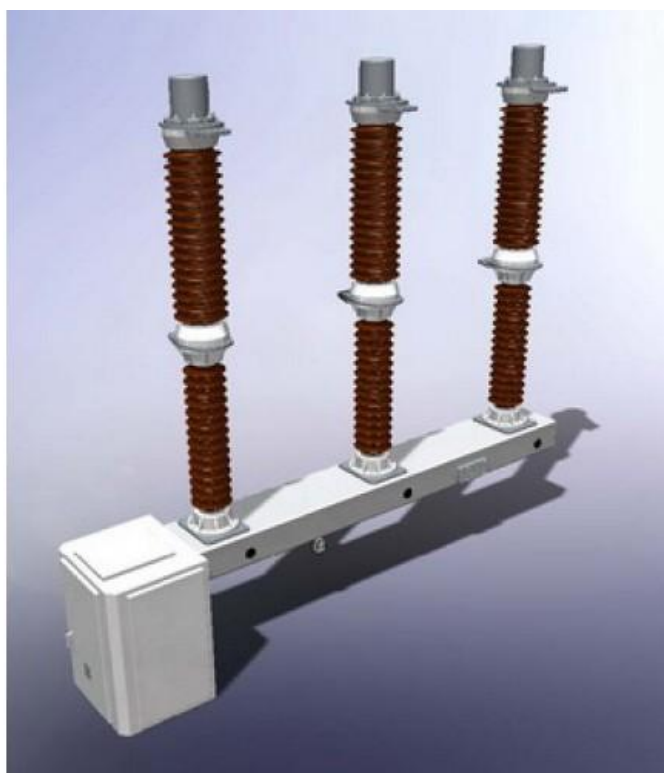


Рисунок 7.1 – Элегазовый выключатель ВГП - 110П - 40/2000 - У1

В таблице 7.1 приведены выбор и проверка выключателя ВГЛ - 110П - 40/2000 - У1.

Таблица 7.1 - Выбор и проверка выключателя ВГП - 110П - 40/2000 - У1 на подстанции «КПД»

Тип оборудования	Условия проверки	Расчетное значение	Паспортное значение
ВГП - 110	$U_{номс} \leq U_{ном}$	110 кВ	126 кВ
	$I_{ном, дл} \leq I_{ном}$	101,8 А	2000 А
	$I_{П.0} \leq I_{откл}$	4,51 кА	40 кА
	$i_{уд} \leq i_{ош}$	12,4 кА	104 кА
	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$	9,8 кА ² ·с	323 кА ² ·с

Вывод: элегазовый выключатель ВГП - 110П - 40/2000 - У1 производства ЗАО «Энергомаш» [18] подходит по всем параметрам.

7.1.2 Выбор разъединителей 110 кВ

На ОРУ 110 кВ к установке принимаем разъединители типа РНДЗ - 110/1000 [16]. Выбор разъединителей на подстанции «КПД» приведен в таблице 7.2. Внешний вид разъединителя типа РНДЗ - 110/1000 приведен на рисунке 7.2.

Таблица 7.2 - Выбор и проверка разъединителей 110 кВ на подстанции «КПД»

Тип оборудования	Условия проверки	Расчетное значение	Паспортное значение
РНДЗ - 110	$U_{номС} \leq U_{ном}$	110 кВ	126 кВ
	$I_{ном,дл} \leq I_{ном}$	101,8 А	1000 А
	$i_{уд} \leq i_{дин}$	12,4 кА	80
	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$	9,8 кА ² ·с	2972 кА ² ·с



Рисунок 7.2 - Внешний вид РНДЗ - 110/1000

Вывод: разъединители типа РНДЗ -110/1000 [16] подходят по всем параметрам для установки на ОРУ – 110 кВ подстанции «КПД».

7.1.3 Выбор и проверка трансформаторов тока 110 кВ

На силовых трансформаторах подстанции «КПД» к установке принимаем трансформаторы тока типа ТВТ - 110 [13]. Выбор трансформаторов тока приведен в таблице 7.3.

Таблица 7.3 - Выбор трансформаторов тока типа ТВТ - 110 на трансформаторах подстанции «КПД»

Тип оборудования	Условия проверки	Расчетное значение	Паспортное значение
Трансформатор тока ТВТ - 110	$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	110 кВ
	$I_p \leq I_{ном}$	101,8 А	1000 А
	Номинальный вторичный ток	5 А	
	$I_{откл} \leq I_K$	4,51 кА	40 кА
	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	12,4 кА	80 кА
	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_T$	9,8 кА ² ·с	2017 кА ² ·с
	Класс точности	0,5/10Р	
	$z_2 \leq z_{2ном}$	0,05 мм ²	2,5 мм ²
	Прибор	Амперметр	

Вывод: трансформаторы тока типа ТВТ -110 -110/1000 [13] подходят по всем параметрам для установки на ОРУ – 110 кВ подстанции «КПД».

7.2 Выбор электротехнического оборудования ОРУ 35 кВ

7.2.1 Выбор выключателей 35 кВ

Для установки на ОРУ – 35 кВ вместо масляных выключателей устанавливаем элегазовые выключатели:

1. «SENTRON 3VA», производимый компанией «Siemens» [20];
2. ВГБЭП - 35 - 12,5/630 - У1, производимый ЗАО «Энергомаш» [18].

Из анализа источников [18,20] можно сделать вывод, что выключатели имеет аналогичные технические характеристики, но рассматриваемые выключатели имеют разные цены:

$$K_1 = 1503 \text{ тыс. руб.}; K_1 = 492 \text{ тыс. руб.}$$

Выбираем 2 вариант - элегазовый выключатель типа ВГБЭП -35 - 12,5/630 - У1, имеющего меньшую цену.

Внешний вид элегазового выключателя ВГБЭП -35 - 12,5/630 - У1 приведен на рисунке 7.3. Выбор и проверка выключателя ВГБЭП - 35 - 12,5/630 - У1 на подстанции «КПД» приведен в таблице 7.4.



Рисунок 7.2 - Внешний вид ВГБЭП - 35 - 12,5/630 - У1

Таблица 7.4 - Выбор и проверка выключателя ВГБЭП - 35 - 12,5/630 - У1 на подстанции «КПД»

Тип оборудования	Условия проверки	Расчетное значение	Паспортное значение
ВГБЭП - 35	$U_{номС} \leq U_{ном}$	35 кВ	35 кВ
	$I_{ном,дл} \leq I_{ном}$	184 А	630 А
	$I_{П.0} \leq I_{откл}$	0,82 кА	12,5 кА
	$i_{уд} \leq i_{дин}$	2,09 кА	20 кА
	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$	3,4 кА ² ·с	10,2 кА ² ·с

Вывод: элегазовый выключатель ВГБЭП - 35 - 12,5/630 - У1 производства ЗАО «Энергомаш» [18] подходит по всем параметрам для установки на подстанции «КПД».

7.2.2 Выбор разъединителей 35 кВ

На ОРУ 35 кВ к установке принимаем разъединители типа РНДЗ - 35/630 [16]. Выбор разъединителей ОРУ 35 кВ на подстанции «КПД» приведен в таблице 7.5.

Таблица 7.5 - Выбор разъединителей типа РНДЗ -35/630 на подстанции «КПД»

Тип оборудования	Условия проверки	Расчетное значение	Паспортное значение
РНДЗ - 110	$U_{номС} \leq U_{ном}$	35 кВ	35 кВ
	$I_{ном,дл} \leq I_{ном}$	184 А	630 А
	$i_{уд} \leq i_{дин}$	2,09 кА	20 кА
	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$	3,4 кА ² ·с	10,2 кА ² ·с

Вывод: выбранные разъединители удовлетворяют условиям выбора. К

установке принимаем разъединители типа РНДЗ -35/630 [16].

Внешний вид разъединителя типа РНДЗ -35/630 приведен на рисунке 7.3.

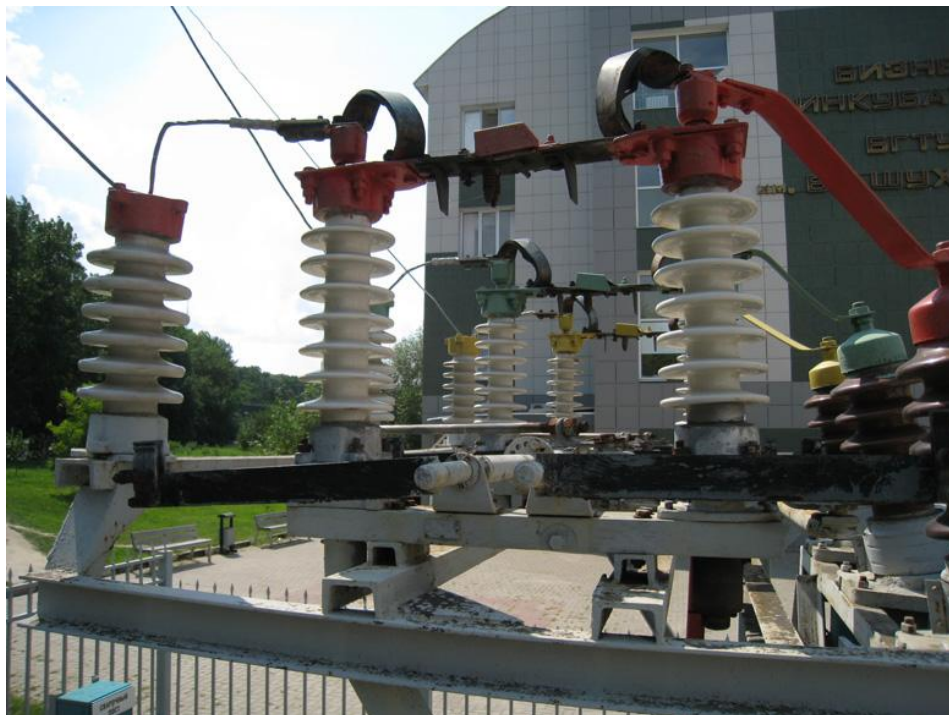


Рисунок 7.3 - Внешний вид разъединителя типа РНДЗ -35/630

7.2.3 Выбор и проверка трансформаторов тока 35 кВ

На силовых трансформаторах подстанции «КПД» к установке принимаем трансформаторы тока типа ТФН - 35 [13]. Выбор трансформаторов тока приведен в таблице 7.6.

Таблица 7.7 - Выбор трансформаторов тока типа ТФН - 35 подстанции «КПД»

Тип оборудования	Условия проверки	Расчетное значение	Паспортное значение
Трансформатор тока ТФН - 35	$U_{уст} \leq U_{ном}$	35 кВ	35 кВ
	$I_p \leq I_{ном}$	184 А	600 А
	Номинальный вторичный ток	5 А	
	$I_{откл} \leq I_K$	2,09 кА	20 кА
	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	12,4 кА	80
	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_T$	3,4 кА ² ·с	20,5 кА ² ·с
	Класс точности	0,5/10P	
	$z_2 \leq z_{2ном}$	0,05 мм ²	2,5 мм ²
	Приборы	Амперметр, ваттметр, варметр, цифровые счетчики энергии ЦЭ6850	

Вывод: трансформаторы тока типа ТФН-35 [13] подходят по всем параметрам для установки на подстанции «КПД».

7.3 Выбор КРУН 10 кВ

7.3.1 Выбор вакуумных выключателей 10 кВ

На подстанции «КПД» в настоящее время установлено КРУ 10 кВ наружной установки типа К – 35 с масляными выключателями типа ВМПП – 10. Рассмотрим КРУН с вакуумными выключателями следующих производителей:

1. ВБЧ-10 - СЭ, производства ЭТЗ «КНТ» [16];
2. ВВ/TEL - 10, производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит» [22].

Из анализа источников [16,22] можно сделать вывод, что выключатели имеют аналогичные технические характеристики, но рассматриваемые выключатели имеют разные цены:

$$K_1 = 280 \text{ тыс. руб.}; K_2 = 200 \text{ тыс. руб.}$$

К установке КРУН 10 кВ подстанции «КПД» принимаем элегазовый выключатель типа ВВ/TEL – 10, т.к. он имеет лучшие технические характеристики и меньшую стоимость. Внешний вид выбранного выключателя приведен на рисунке 7.5.

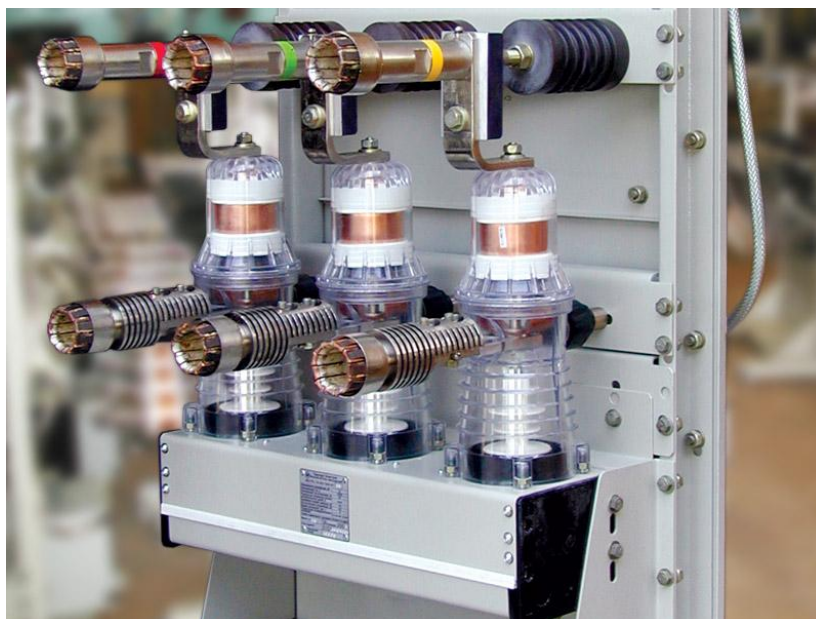


Рисунок 7.5 – Внешний вид ВВ/TEL - 10

Выключатель ВВ/TEL – 10 устанавливаем в ячейках КРУН – 10: на вводах в яч. 3 и яч.17, в секционной яч. - яч. 10, на отходящие фидера - яч. 5, яч. 6, яч. 7, яч. 8, , яч. 11., яч.12, яч. 13, яч. 14, яч. 16.

Выбор и проверка выключателей КРУН – 10 кВ на подстанции «КПД» приведены в таблицах 7.8 и 7.9.

Таблица 7.8 - Выбор выключателей КРУН – 10 кВ на вводах 10 кВ подстанции «КПД»

Тип оборудования	Условия проверки	Расчетное значение	Паспортное значение
ВВ/TEL – 10-20/1600	$U_{номс} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
	$I_{ном,дл} \leq I_{ном}$	1293 А	1600 А
	$I_{П.0} \leq I_{откл}$	2,9 кА	20 кА
	$i_{yд} \leq i_{дин}$	10,1 кА	31,5
	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$	3,4 кА ² ·с	10,2 кА ² ·с

Таблица 7.9 - Выбор секционных выключателей КРУН – 10 кВ подстанции «КПД»

Тип оборудования	Условия проверки	Расчетное значение	Паспортное значение
ВВ/TEL – 10-20/1000	$U_{номс} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
	$I_{ном,дл} \leq I_{ном}$	923 А	1000 А
	$I_{П.0} \leq I_{откл}$	2,9 кА	20 кА
	$i_{yд} \leq i_{дин}$	10,1 кА	31,5
	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$	3,4 кА ² ·с	10,2 кА ² ·с

Вывод: выключатели ВВ/TEL – 10 [22] подходят по всем параметрам для установки в ячейках КРУН – 10: на вводах в яч. 3 и яч.17, в секционной яч. - яч. 10, на отходящие фидера - яч. 5, яч. 6, яч. 7, яч. 8, , яч. 11., яч.12, яч. 13, яч. 14, яч. 16 на подстанции «КПД».

7.3.2 Выбор трансформаторов напряжения 10 кВ

На подстанции «КПД» к установке в ячейках К-35 рассмотрим варианты со следующими трансформаторами напряжениями с литой изоляцией:

1. три однофазных трансформатора напряжения ЗНОЛП – 10 производства «СлавЭнерго» [21];
2. три однофазных трансформатора напряжения ЗНОЛПМ - 10 производства «СлавЭнерго» [21].

Из анализа источника [21] можно сделать вывод, что трансформаторы напряжения имеют аналогичные технические характеристики, но имеют разные цены:

$$K_1 = 35,59 \text{ тыс. руб.}; K_2 = 33,99 \text{ тыс. руб.}$$

Выбираем 2 вариант – трансформатор напряжения три однофазных трансформатора напряжения ЗНОЛП – 10 производства «СлавЭнерго» [21], имеющего меньшую цену.

К трансформатору напряжения подключены следующие приборы: ваттметр - 1, варметр - 1, вольтметр - 2, цифровые счетчики энергии ЦЭ 6850-1, суммарная мощность приборов 7,3 ВА. Трансформаторы напряжения установлены в следующих ячейках КРУН-10 кВ: яч.4 и яч. 15.

Выбор и проверка трансформаторов напряжения на подстанции «КПД» приведен в таблице 7.10.

Таблица 7.10 - Выбор и проверка трансформаторов напряжения на подстанции «КПД»

Тип оборудования	Условия проверки	Расчетное значение	Паспортное значение
Трансформатор напряжения ЗНОЛП - 10	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
	$S_{\sum пр} \leq S_{НОМ}$	7,3 ВА	100 ВА

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет условиям выбора. К установке в ячейках КРУН-10 кВ яч.4 и яч. 15 на подстанции «КПД» принимаем трансформатор напряжения – 3 х ЗНОЛП – 10 производства «СлавЭнерго» [21].

7.4 Выбор ограничителей перенапряжения

В настоящее время на подстанции «КПД» установлены вентильные разрядники, которые отслужили свой нормативный срок службы [8]. Выберем вместо вентильных разрядников ограничители перенапряжения:

-в ОРУ 110 кВ подстанции «КПД»:

1. ОПН – Ф – 110 - 88/10 УХЛ1 производства ЗАО «Феникс» [14];
2. ОПН - П1 – 110 - 88/10 УХЛ1 производства ЗАО «Феникс» [14].

К установке принимаем ограничитель перенапряжения типа ОПН - П1 – 110 - 88/10.

-в ОРУ 35 кВ подстанции «КПД»:

1. ОПН - Ф - 35/45,5 УХЛ1 производства ЗАО «Феникс» [14];
2. ОПН - П - 35/45,5 УХЛ1 производства ЗАО «Феникс» [14].

К установке принимаем ограничитель перенапряжения типа ОПН - П - 35/40,5 УХЛ1 производства ЗАО «Феникс» [14].

-в КРУН 10 кВ подстанции «КПД»:

1. ОПН - Ф - 10/17,5 УХЛ1 производства ЗАО «Феникс» [14];
 2. ОПН - П - 10/17,5 УХЛ1 производства ЗАО «Феникс» [14].
- ОПН - П - 10/13,7 УХЛ1 производства ЗАО «Феникс» [14].

Проверку ОПН выполним на примере ограничителя перенапряжения типа ОПН - П - 10/17,5 УХЛ1.

Проверка ограничителя перенапряжения ОРУ 110 кВ подстанции «КПД» типа ОПН - П - 35/40,5 УХЛ1 приведена в таблицах 7.11 и 7.12.

Таблица 7.11 - Проверка ограничителя перенапряжения типа ОПН - П - 35/40,5 УХЛ1 на подстанции «КПД»

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_d \geq 1,15 U_{ном}$	73 кВ	110 кВ
$U_{ок} \leq \frac{U_{кн}}{a}$	225 кВ	286 кВ
$I_k = \frac{U_k - U_{ок}}{Z_B}$	2,2 кА	1 кА
$U_{ог} \leq \frac{U_{гн}}{a}$	321 кВ	400 кВ
$I_{г} = \frac{2,5U_{50\%} - U_{ог} \cdot n}{Z_B}$	1,6 кА	10 кА
$W_1 \leq W_2$	1,35 кДж	1,92 кДж
$I_{ср.опн} \geq 1,1 \cdot I_k$	7.5 кА	40 кА

Таблица 7.12 - Проверка ограничителя перенапряжения типа ОПН - П - 35/40,5 УХЛ1 в нейтрали силового трансформатора

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_d \geq 1,15 U_{ном}$	42 кВ	110 кВ
$U_{ок} \leq \frac{U_{кн}}{a}$	225 кВ	286 кВ
$I_k = \frac{U_k - U_{ок}}{Z_B}$	0,42 кА	1 кА
$U_{ог} \leq \frac{U_{гн}}{a}$	138 кВ	141 кВ
$I_{г} = \frac{2,5U_{50\%} - U_{ог} \cdot n}{Z_B}$	3,3 кА	10 кА
$W_1 \leq W_2$	0,191 кДж	0,276 кДж
$I_{ср.опн} \geq 1,1 \cdot I_k$	7.5 кА	40 кА

Таким образом, ОПН - П - 35/40,5 УХЛ1 подходит по всем параметрам.

Остальные ОПН на напряжения 110 кВ и 35 кВ выбираются аналогично.

ОПН - 110 кВ устанавливаются на вводах 110 кВ и в нейтрали силовых трансформаторов подстанции «КПД».

ОПН - 35 устанавливаются на вводах 35 кВ.

ОПН -10 установлены в следующих ячейках КРУН-10 кВ: яч.2 и яч. 17.

7.5 Выбор трансформатора собственных нужд подстанции «КПД»

На подстанции «КПД» для питания собственных нужд устанавливаем трансформаторы собственных нужд, которые подключаются к ячейкам КРУН – 10 кВ – яч.1 и яч. 18 кабелем 10 кВ.

Расчет мощности трансформаторов собственных нужд приведен в таблице 7.13.

Таблица 7.13 – Расчетная нагрузка ТСН

Наименование нагрузки	Количество приемников, шт.	Расчетная нагрузка на ТСН		
		P, кВт	Q, квар	S, кВА
Охлаждение трансформаторов Т1, Т2	2	5,08	4,11	15
РПН трансформаторов Т1 и Т2	2	8,0	4,15	9,01
Обогрев КРУН - 10	18	8,11	0	8,11
Питание приводов разъединителей 35 кВ и 110 кВ	2	4,2	1,2	4,36
Освещение ОРУ 110 кВ и 35 кВ	-	0,44	0,12	0,46
Аварийное освещение	-	0,4	0,1	0,41
Пожарно-охранная сигнализация	1	0,12	0,1	0,19
Сварочная установка	1	16	18	24
Итого				61,54

К установке принимаем два трансформатора типа ТМГ мощностью по 63 кВА каждый производства ООО «Тольяттинский трансформатор» [14].

7.6 Выбор питающих воздушных линий 110 кВ и 35 кВ

Подстанция «КПД» получает питание от двух воздушных линий 110 кВ – «Кострома - 1» и «Кострома - 2».

Для захода на подстанцию «КПД» предусмотрена установка портала 110 кВ. Крепление проводов ВЛ 110 кВ к portalу осуществляется подвесными стеклянными изоляторами типа ПСБ.

Воздушные линии 35 кВ «Красносельская - 1», «Красносельская - 2», «Красносельская - 3», «Красносельская - 4», «Красносельская - 5», «Красносельская - 6» выполнены неизолированными проводами марки АС 180/24 и АС 120/24. Заходы ВЛ 35 кВ на подстанцию «КПД» осуществляются:

- ВЛ 35 кВ «Красносельская - 1» ф. 3;
- ВЛ 35 кВ «Красносельская - 2» ф. 5;
- ВЛ 35 кВ «Красносельская - 3» ф. 7;
- ВЛ 35 кВ «Красносельская - 4» ф. 2;
- ВЛ 35 кВ «Красносельская - 5» ф. 4;
- ВЛ 35 кВ «Красносельская - 1» ф. 6.

8 Молниезащита подстанции 110/35/10 кВ «КПД»

Защита от ударов молнии подстанции «КПД» осуществляется молниеприемниками М1, М2, М3 и М4, установленными на порталах 110 кВ [1,2,6,17].

Высота защищаемого объекта $h_x = 12$ м (высота портала 110 кВ);

Высота молниеотвода $h = 25$ м.

Радиус зоны защиты на высоте $h_x = 12$ м:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_0 \cdot p}{1 + \frac{h_x}{h}} = \frac{1,6 \cdot 17 \cdot 1}{1 + \frac{12}{25}} = 18 \text{ м},$$

где $h_0 = h - h_x = 25 - 12 = 17$ м; $p = 1$.

Принимаем к установке 4 молниеотвода, план молниезащиты подстанции «КПД» приведен на рисунке 8.1.

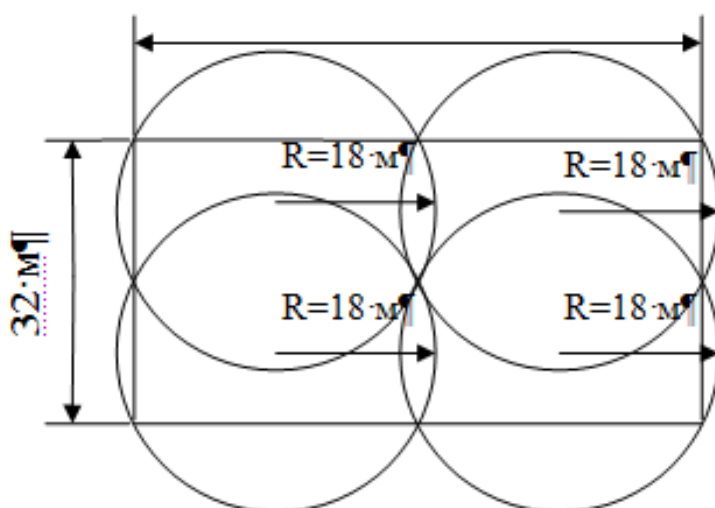


Рисунок 8.1 – План молниезащиты на подстанции «КПД»

Плотность ударов молнии:

$$N_g = \frac{6.7 \cdot T_d}{100} = \frac{6.7 \cdot 100}{100} = 6,1$$

где T_d – средняя продолжительность гроз для региона, $T_d = 100$ час.

Ожидаемое число поражений молнией в год при отсутствии молниезащиты на подстанции «КПД»:

$$N_1 = N_g \cdot S = 6,1 \cdot 0,001936 = 0,0118.$$

Число ударов молнии в год на группу молниеотводов М1, М2, М3 и М4:

$$N_2 = n \cdot T_d \cdot x \cdot \pi R^2 \cdot 10^{-6} = 3,5 \cdot 100 \cdot 4 \cdot \pi 3,5 \cdot 25 \cdot 10^{-6} = 10,1.$$

Таким образом, ожидаемая частота разрядов молнии при защите подстанции «КПД» группой молниеотводов М1, М2, М3 и М4 составляет 10,1 раз в год. В соответствии с [17] прорыв молниевых разрядов допускается не более 20 раз в год.

Заключение

В выпускной квалификационной работе разработаны мероприятия по реконструкции электрической части подстанции 110/35/10 кВ «КПД» ПАО «МРСК Центра».

Подстанция 110/35/10 кВ «КПД» расположена в промышленной зоне г. Волгореченска Костромской области. От её безаварийной работы зависит надежное электроснабжение крупнейшего в области промышленного объекта - трубного.

В ходе реконструкции подстанции «КПД» показана необходимость замены устаревшего оборудования на новое современное: замена силовых трансформаторов на подстанции в связи с введением новых мощностей на Волгореченском трубном заводе; замена электрооборудования на ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ, КРУН 10 кВ, а также реконструкция схемы ОРУ 110 кВ с установкой элегазовых выключателей.

На реконструируемой подстанции «КПД» приняты к установке:

- трансформаторы ТДТН - 16000/110/35/6;
- на ОРУ 110 кВ выключателей ВГП - 110, разъединители РНДЗ - 110/1000, трансформаторы тока ТВТ - 110, ограничители перенапряжения ОПН - П – 110;
- на ОРУ 35 кВ выключателей ВГБЭП - 35, трансформаторы тока ТФН-350, ограничители перенапряжения ОПН - П – 35,
- на КРУН 10 кВ выключателями ВВ/TEL – 10, ограничители перенапряжения ОПН - П – 10, трансформаторы напряжения ЗНОЛП – 10.

Современные устройства снизят время переключений и надежны в эксплуатации.

Реконструкция электрической части подстанции «КПД» будет проводиться на действующем объекте, без ограничения электроснабжения потребителей.

На основании расчета капитальных и эксплуатационных затрат на реконструкцию подстанции можно сделать вывод, что замена электрической схемы на ОРУ 110 кВ, силовых трансформаторов и электрооборудования подстанции «КПД» на современное позволит повысить надежность электроснабжения потребителей подстанции 110/35/10 кВ «КПД» - промышленной зоны г. Волгореченска Костромской области.

Список используемых источников

1. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: НЦ ЭНАС, 2014.
2. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). 7-ое издание. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009.
3. СО 153-34.20.122-2006. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. – М.: Издательство стандартов, 2006.
4. ГОСТ Р 52735-2007. Расчет токов КЗ в сетях выше 1 кВ. – М.: Издательство стандартов, 2007.
5. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: НЦ ЭНАС, 2004.
6. РД 34.21.122. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. Утв. Приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 280.
7. СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6 - 750 кВ.
8. Ограничители перенапряжения. Рекомендации к установке и эксплуатации в сетях 6 - 110 кВ. Методические рекомендации ПАО «МРСК», 2013.
9. Руководство по эксплуатации «Выключатели вакуумные серии ВВ/TEL». ИТЕА 674152 003 РЭ. Предприятие «Таврида Электрик», 2012.
10. Алешин, П.К. Нелинейные ограничители перенапряжения в электрических сетях высокого напряжения/ П.К. Алешин, А.К. Ануфриев, В.С. Стеклов. - М: НЦ ЭНАС, 2014.
11. Коротков, М.А. Особенности применения нелинейных ограничителей перенапряжений в электрических сетях высокого напряжения / Под общ. ред. М.А. - М.: Изд. «Высшая школа», 2013.

12. Короткие замыкания и выбор электрооборудования : учебное пособие для вузов / И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев и др.; под ред. И.П. Крючкова, В.А. Старшинова. – М. : Изд. дом МЭИ, 2012.

13. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учеб. пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – Энергоатомиздат, 2014.

14. Рекомендации по выбору и применению ограничителей перенапряжений для оптимальной защиты электрооборудования// Электротехнический рынок. – 2012. - № 3 - С.1-8.

15. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций/ Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. - М.: Энергомиздат, 2012.

16. Чунихин, А.А. Электрические аппараты в сетях высокого напряжения/ А.А. Чунихин, М.А. Жаворонков. – М.: Энергоатомиздат, 2014.

17. Каталог электрооборудования «СлавЭнерго» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.czt.ru> (28.04.2017).

18. Каталог продукции Таврида электрик [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.tavrida.ru> (28.04.2017).

19. Каталог продукции ЗАО «Энергомаш» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://zavodenergomash.com> (28.04.2017).

20. Каталог продукции АО ВО «Электроаппарат» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru> (28.04.2017).

21. Каталог продукции Siemens [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.siemens.com> (28.04.2017).

22. Официальный сайт ПАО «МРСК Центра» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.mrsk-1.ru> (28.04.2017).