

АННОТАЦИЯ

В данной бакалаврской работе произведена реконструкция электроснабжения группы литейных цехов машиностроительного завода, за счет модернизации электрической части понизительной подстанции «Даниловская» 35/6 кВ, от которой запитаны данные литейные цеха. Данная подстанция расположена в Свердловской области, в северном промышленном районе города Екатеринбург.

Принимая в расчёт и основываясь на имеющихся исходных данных, произведён анализ объекта реконструкции, расчёт мощности потребителей произведён по имеющимся графикам годовых нагрузок ПС, на базе технического и экономического расчётов выбран один из 2х наиболее соответствующих силовых трансформаторов в качестве главного оборудования на подстанции, в количестве двух штук.

Разработана и спроектирована новая электрическая схема подстанции, которая соответствует всем современным нормам и требованиям и включает в себя новое оборудование и коммутационные аппараты

Произведен расчёт токов короткого замыкания, значения, и на их основании осуществлён выбор по справочникам электрических аппаратов, оборудования и проводников. Релейная защита ПС выбрана согласно ПУЭ по расчётным и имеющимся справочным и документальным данным.

На основании технических регламентов правил и основных гостов осуществлён выбор оперативного тока подстанции. По расчётам и правилам осуществлено создание заземляющего контура на подстанции, и молниезащиты подстанции.

В пояснительной записке: 57 страниц, 16 таблиц, 4 рисунка.

Графическая часть состоит из 6 чертежей формата А1.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Анализ объекта реконструкции	7
2 Расчёт электрических нагрузок понизительной подстанции	10
3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов.....	13
3.1 Выбор типа силовых трансформаторов	13
3.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	13
3.3 Техничко-экономический выбор номинальной мощности трансформаторов по годовым графикам нагрузки подстанции	14
4 Выбор электрической схемы подстанции	21
5 Расчёт токов короткого замыкания	23
6 Выбор электрических аппаратов	26
6.1 Выбор выключателей на стороне 35 кВ.....	26
6.2 Выбор разъединителей, отделителей, короткозамыкателей.....	27
6.3 Выбор трансформаторов тока на стороне 35 кВ.....	28
6.4 Выбор трансформаторов напряжения 35 кВ	30
6.5 Выбор оборудования на стороне низшего напряжения 6 кВ	31
6.6 Выбор выключателя на стороне 6 кВ.....	31
6.7 Выбор трансформатора тока на стороне 6 кВ.....	33
6.8 Выбор трансформатора напряжения на стороне 6 кВ.....	36
6.9 Выбор кабелей присоединенных к шинам 6 кВ.....	38
6.10 Выбор шины в цепи трансформатора ТМН-10000 35/6 со стороны 6кВ и изоляторы к ним	39
6.11 Выбор изоляторов на стороне 6кВ	41
6.12 Выбираем шины 35 кВ до трансформатора ТМН – 10000/35	42
7 Релейная защита	44
8 Выбор оперативного тока.....	45
9 Выбор основных конструкторских решений по понизительной подстанции	46

10 Расчет заземления подстанции	48
11 Молниезащита подстанции	51
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	53
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	55

ВВЕДЕНИЕ

Российская Федерация является страной с огромной территорией, поэтому для нашей родины очень важно развитие электроэнергетики, бесперебойное электроснабжение потребителей, и качество электрической энергии. Для распределения и преобразования электрической энергии используются подстанции. В данной бакалаврской работе подробно и досконально будет рассмотрена подстанция с классом напряжения 35/6 кВ. Она питает таких потребителей как:

1. Чугунолитейный цех
2. Большой сталелитейный цех
3. Малый сталелитейный цех

Энергетическая сеть России, соединена в единую систему по всей стране, поэтому необходимо задумываться о качественной поставке электрической энергии. В нашем случае все потребители являются первой и второй группы по надежности электроснабжения, следовательно, перерыв в их питании может привести к тяжелым авариям и гибели людей, поэтому необходимо грамотно спроектировать электрическую часть понизительной подстанции. В бакалаврской работе будут выполнены следующие задачи:

1. Проанализировано состояние подстанции 35/6 кВ, которая снабжает электроэнергией литейные цеха «Уральского завода горнодобывающего машиностроения».

2. С соблюдением правил и по необходимым формулам будет произведён анализ и расчет мощности потребителей.

3. С соблюдением правил и по необходимым формулам будет произведён выбор силового трансформатора в качестве главного оборудования на электрической подстанции, путем сравнения нескольких трансформаторов.

4. С соблюдением правил и по необходимым формулам будет произведена разработка и принята новая электрическая схема подстанции

5. С соблюдением правил и по необходимым формулам будет произведён расчет токов короткого замыкания на высокой и низкой стороне

6. С соблюдением правил и по необходимым формулам будет произведён выбор вспомогательного электрического оборудования для корректного электроснабжения потребителей.

7. С соблюдением правил и по необходимым формулам будет произведён расчет собственных нужд электрической подстанции 35/6 кВ.

8. С соблюдением правил и по необходимым формулам будет произведён расчет молниезащиты подстанции 35/6 кВ

9. С соблюдением правил и по необходимым формулам будет произведён расчет и обоснование создания заземляющего контура на подстанции.

10. С соблюдением правил и по необходимым формулам будет произведён расчет новой молниезащиты подстанции.

1 Анализ объекта реконструкции

Подстанция «Даниловская» 35/6 кВ снабжающая электроэнергией группу литейных цехов машиностроительного завода в настоящее время известного как ОАО «Уральский завод горнодобывающего машиностроения». Завод располагается в северном промышленном районе города Екатеринбург.

Филиалы и другие производственные мощности предприятия располагаются по всему Уральскому федеральному округу и дополнительно еще и в таком городе как Уфа. Подстанция является одной из трех подстанций снабжающих предприятие в целом, в частности она отвечает за электроснабжение группы литейных цехов: малого сталелитейного цеха, большого сталелитейного цеха и чугунолитейного цеха.

Предприятие было основано в 1987 году, подстанция была введена в эксплуатацию в 1988 году. За всё время существования подстанции на ней не проводилось серьезных работ по замене или реконструкции оборудования. По техническому регламенту допустимый эксплуатационный срок оборудования составляет 25 лет. Если посмотреть документацию по проведению профилактических и ремонтных работ, то можно увидеть что в 2008 году на рассматриваемой подстанции проводился небольшой капитальный ремонт отдельных видов оборудования. Из полученной информации об инженерной инфраструктуре северной промышленной зоны города Екатеринбург, можно увидеть, что подстанция питающая литейные цеха получает электроснабжение от линий подстанции «Литейная» 110/35 кВ.

Общая мощность всех потребителей (литейных цехов) подключённых к ПС «Уральского завода горнодобывающего машиностроения» 35/6 кВ, в настоящее время имеет значение в 13 мВА. Трансформаторы подстанции в настоящее время представлены в виде двух ТДН- 8000/35/6. Так же имеющиеся данные по коэффициенту загрузки имеют значение $K_z = 0,8$.

Данный коэффициент загрузки является приемлемым и допустимым лишь в нормальном режиме работы. В случае чрезвычайной ситуации и выходе из строя одного из трансформаторов, коэффициент загрузки оставшегося в работе силового трансформатора будет приблизительно равен $K_z = 1,55$.

При разработке и построении проекта реконструкции подстанции необходимо выполнить оценку произошедшего прироста нагрузки с момента основания и введения в строй понизительной подстанции «Уральского завода горнодобывающего машиностроения» 35/6 кВ и дополнительно учесть длительный срок службы силовых трансформаторов (более 30 лет). Составить новую схему ПС, заменив в ней современными аналогами и добавив новые элементы, в соответствии с современными стандартами, все старые приборы и оборудование такие как, выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжения, реакторы (если потребуется), трансформаторы собственных нужд ПС, весь перечень оборудования для собственных нужд ПС, релейную защиту, кабели, шины.

Потребителями подстанции являются объекты и оборудование литейных цехов, оно относится по степени надёжности электроснабжения к классу потребителей I и II категории (литейные печи, мостовые краны, конвейерные ленты, лифты, противопожарные устройства, охранные сигнализации итп).

Цеха непосредственно занимаются выплавкой деталей и частей узлов для таких видов техники и оборудования как:

- Горное оборудование;
- Дробильно-размольное оборудование;
- Перегрузочное и усреднительное оборудование;
- Коксохимическое оборудование;
- Доменное оборудование;
- Сталеплавильное оборудование;
- Обжиговое оборудование;

- Агломерационное оборудование;
- Машины непрерывного литья заготовок;
- Комплексы оборудования для горячей прокатки;
- Прокатное оборудование;
- Станы и оборудование для холодной прокатки листа;
- Кузнечно-прессовое оборудование;
- Подъемно-транспортное оборудование;
- Брикетировочное оборудование;
- Нефтегазовое буровое оборудование;
- Отдельные машины и системы;
- Валки для станов холодной и горячей прокатки;
- Оборудование для цветной металлургии ;
- Оборудование для цементной отрасли;
- Ленточные конвейеры для транспортировки сыпучих материалов, горной массы;
- Ленточные шахтные конвейеры;
- Породопогрузочная машина на рельсовом ходу 1ППН5;
- Редукторы цилиндрические двухступенчатые и червячные одноступенчатые;
- Пластинчатые питатели для подачи крупных камней в дробилку;
- Ограждения дорожные односторонние металлические барьерного типа;
- Грузовая шахтная вагонетка;
- Пресс-вулканизатор;
- Центробежный секционный насос;
- Контактные электровозы;
- Дизелевозы;
- Запчасти;

2 Расчёт электрических нагрузок понизительной подстанции

«На каждой ступени распределительного напряжения проектируемой подстанции (ПС) заданы нагрузки потребителей в виде максимальных значений активной мощности P_{\max} , которые соответствуют 100% максимальной ступени для суточных графиков и годовых графиков по продолжительности. Значения мощностей для других ступеней нагрузки по графикам определяются пропорционально в виде $P_{in}(t)$.»[3].

Для того что бы провести правильный и обоснованный расчет нагрузок ПС, необходимо воспользоваться имеющимися данными такими как, годовые графики продолжительности нагрузок. По ним мы определим характер полной мощности. Так же есть необходимость и возможность определить максимальную полную мощность для каждого потребителя

Для определения будут применяться все необходимые знания и формулы, с их применением будет произведён расчет для объекта «Чугунолитейный цех»:

$$S_{\text{ци}} = \frac{P_{\text{ци}}}{\cos\varphi_{\text{ци}}} = \frac{4}{0,88} = 4,54\text{МВА}$$

По необходимым формулам будет произведён расчет для объекта «Большой сталелитейный цех»:

$$S_{\text{бси}} = \frac{P_{\text{бси}}}{\cos\varphi_{\text{бси}}} = \frac{6}{0,93} = 6,45\text{МВА}$$

По необходимым формулам будет произведён расчет для объекта «Малый сталелитейный цех»:

$$S_{\text{мси}} = \frac{P_{\text{мси}}}{\cos\varphi_{\text{мси}}} = \frac{2}{0,94} = 2,12\text{MBA}$$

Далее после получения благодаря расчетам, сделанным выше, всех необходимых данных полной мощности для каждого потребителя, будет произведён расчет для подстанции в целом, с использованием формулы необходимой для такого расчёта:

$$S_{\text{max}}^{ПС} = \sum S_n^i = S_{\text{ци}} + S_{\text{бси}} + S_{\text{мси}} = 13,11\text{MBA}$$

Потребляемая электроэнергия для каждого потребителя:

По необходимым формулам будет произведён расчет для объекта «Чугунолитейный цех»:

$$W_{\text{ци}} = 4 \cdot (1 \cdot 1 + 0,8 \cdot 1,5 + 0,7 \cdot 2 + 0,4 \cdot 2 + 0,2 \cdot 2,26) \cdot 10^3 = 19408\text{MBт} \cdot \text{ч}$$

По необходимым формулам будет произведён расчет для объекта «Большой сталелитейный цех»:

$$W_{\text{бси}} = 6 \cdot (1 \cdot 2 + 0,8 \cdot 2,5 + 0,6 \cdot 2,5 + 0,35 \cdot 1,76) \cdot 10^3 = 36696\text{MBт} \cdot \text{ч}$$

По необходимым формулам будет произведён расчет для объекта «Малый сталелитейный цех»:

$$W_{\text{мси}} = 2 \cdot (1 \cdot 0,5 + 0,9 \cdot 1,5 + 0,6 \cdot 3 + 0,5 \cdot 3 + 0,4 \cdot 0,76) \cdot 10^3 = 10908\text{MBт} \cdot \text{ч}$$

Расчёт для ПС в целом:

$$W_{ПС} = \sum W_n = 19408 + 36696 + 10908 = 67012 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Расчёт продолжительности максимальной годовой нагрузки ПС:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{\sum P_{\max}} = \frac{67012}{4 + 6 + 2} = 5584,33 \text{ ч}$$

Расчёт для нахождения коэффициента заполнения графика нагрузки ПС:

$$K_{\text{зан}} = \frac{W_{ПС}}{8760 \cdot \sum P_{\max}} = \frac{T_M}{8760}$$

$$K_{\text{зан}} = \frac{T_M}{8760} = \frac{5584,33}{8760} = 0,637$$

Теперь можно построить суммарный годовой график нагрузки, изображённый на рисунке 1.

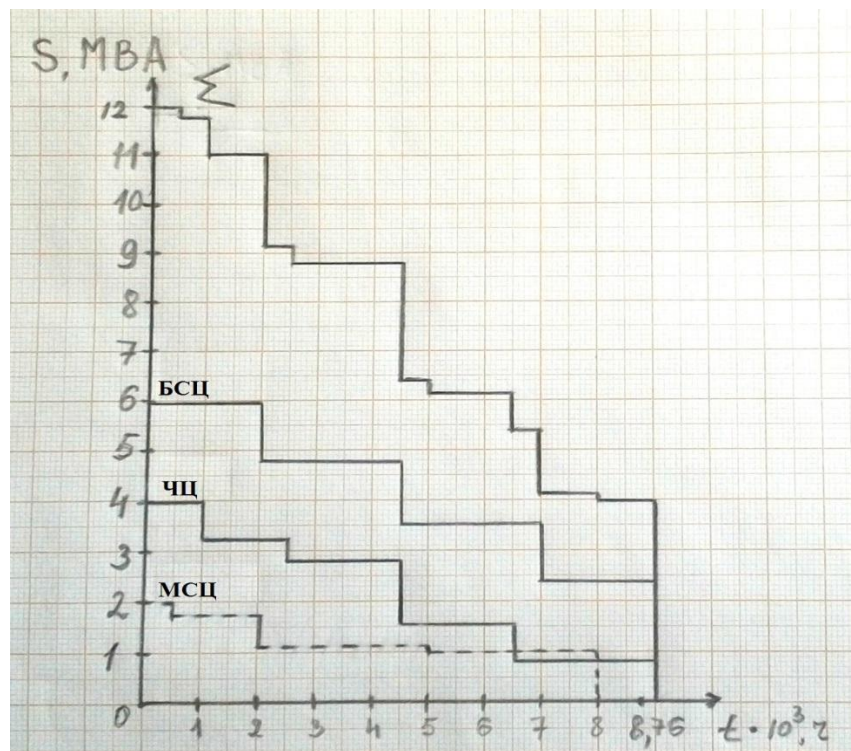


Рисунок 1 - Суммарный годовой график нагрузки

3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

3.1 Выбор типа силовых трансформаторов

Требования при проектировании ПС гласят следующее, при подборе силовых трансформаторов обязательно учитывается: тип трансформаторов (желательно трёхфазный или автотрансформатор), необходимо учитывать количество уровней напряжений (в нашем случае имеем два уровня), следовательно, трансформаторы должны быть двухобмоточными, так же трансформаторы обязательно должны быть оборудованы встроенным устройством регулировки напряжения под нагрузкой (РПН).

3.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

По имеющейся документации предприятия можно определить, что все потребители относятся к 1-й и 2й категории требований по надежности электропитания (плавильные печи, сигнализации, вытяжки, краны итп), значит исходя из этих данных, чтобы обеспечить надежное питание таких потребителей необходимо выбрать двухтрансформаторную ПС.

«Для потребителей 1-й категории или 2-й категории без резервирования по стороне низшего напряжения выбирают многотрансформаторную ПС, как правило, двухтрансформаторную ПС, для которой допустимая номинальная мощность каждого трансформатора $S_{ном.Т}$ с учетом допустимой перегрузки в аварийном режиме, в общем виде, определяется по выражению:» [3]

$$S_{ном.Т} \geq \frac{S_{max}^{ПС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер}(n-1)} \quad (3.1)$$

$$\frac{S_{max}^{ПС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер}(n-1)} = \frac{13,11 \cdot 0,75}{1,4 \cdot (2-1)} = 7,02 МВА$$

где K_{1-2} - значение коэффициента участия в нагрузке потребителей 1-й и 2-й категории (принимается равным 0,75-0,85);

$K_{пер} = 1,4$ - коэффициент приближенной допустимой аварийной перегрузки трансформатора;

n - то количество трансформаторов которые работают параллельно на данной ПС.

$$S_{ном.Т} \approx 0,7 \cdot S_{max}^{ПС} \equiv 0,7 \cdot 13,11 = 9,177 \text{ МВА}$$

$9,177 \geq 7,02$ - после проведения расчетов и сравнения значений видно, что условие выполняется.

«Трансформаторы, выбранные по условию (3.2), обеспечивают питание всех потребителей в нормальном режиме при оптимальной загрузке трансформаторов $0,7 \cdot S_{max.пс}$, а в аварийном режиме оставшийся трансформатор обеспечивает питание потребителей с учетом допустимой аварийной или систематической перегрузки трансформаторов.» [3]

3.3 Техничко-экономический выбор номинальной мощности трансформаторов по годовым графикам нагрузки подстанции

Перебрав множество подходящих вариантов, останавливаемся на самых соответствующих.

Далее выбираем по справочнику трехфазные трансформаторы марок ТМН-10000/35/6 и ТДН-16000/35/6.

Для начала берем к рассмотрению и последующему сравнению со вторым выбранным трансформатором, вариант подстанции с трансформатором ТМН-10000/35/6, каталожные данные которого представлены в таблице 1.

Таблица 1 –Каталожные данные

Марка	$S_{ном.Т}, МВА$	Каталожные данные					
		$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_{к}, \%$	$\Delta P_{к}, кВт$	$\Delta P_{х}, кВт$	$I_{х}, \%$
		ВН	НН				
ТМН-10000/35/6	10	36,75	6,3	7,5	65	14,5	0,8

Расчёт приведенных потерь мощности:

$$P'_T = P'_x + \kappa_3^2 \cdot P'_к = 18,5 + 1,31^2 \cdot 102 = 193,5 кВт$$

Потери мощности трансформатора в режиме х.х.:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{ин} \cdot Q_x = 14,5 + 0,05 \cdot 80 = 18,5 кВт$$

где для расчетов принимаем $\kappa_{ин} = 0,05 кВт / квар$

По необходимым формулам рассчитываем потери реактивной мощности трансформатора в режиме х.х.:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{0,8}{100} \cdot 10000 = 80 квар$$

По необходимым формулам рассчитываем приведенные потери активной мощности К.З. трансформатора:

$$P'_{к.г} = P_{к.г} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.г} = 65 + 0,05 \cdot 750 = 102 кВт$$

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$K_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном.т}} = \frac{13,1}{10000} = 1,31$$

Потери реактивной мощности трансформатора:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{7,5}{100} \cdot 10000 = 750 \text{квар}$$

Потери электроэнергии для двухобмоточных трехфазных трансформаторов:

$$\begin{aligned} \Delta W_{nc} &= \sum \Delta W_{xi} + \sum W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{к.в.i} + \sum \Delta W_{к.н1i} + \sum \Delta W_{к.н2i} = \\ &= \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{к.в} \cdot k_{з.в.i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.н1} \cdot k_{з.н1i}^2 \cdot T + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.н2} \cdot k_{з.н2i}^2 \cdot T \right) \end{aligned} \quad (3.2)$$

Расчетные данные по потерям электроэнергии в трансформаторе ТМН-10000/35/6 сведены в таблицу 2.

Таблица 2– Значения, полученные и показывающие потери электроэнергии.

i	S_{B_i}, MBA	n_i	$T_i, \text{ч}$	$K_{з.вi}$	$\Delta W_{xx.i}, \text{кВт} \cdot \text{ч}$	$\Delta W_{кз.i}, \text{кВт} \cdot \text{ч}$
1	13,11	2	500	1,31	18500	43760
2	12,89	2	500	1,29	18500	42434
3	12,02	2	1000	1,2	37000	73440
4	10,05	2	500	1	18500	25500
5	9,61	2	2000	0,96	74000	94003
6	6,99	2	500	0,7	18500	12495
7	6,77	2	1500	0,67	55500	34340

Продолжение таблицы 2

8	5,9	2	500	0,59	18500	8876
9	4,59	2	1000	0,46	37000	10791
<i>к</i>	4,37	2	760	0,43	28120	7166
					$\sum \Delta W_{xx} = 324120$	$\sum \Delta W_{кз} = 352805$
$\Delta W_{nc} = 676925$						

По необходимым формулам рассчитываем стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_3 = \Delta W_{nc} \cdot C_3 = 676925 \cdot 1,2 = 812310 \text{ руб}$$

По необходимым формулам рассчитываем приведённые затраты:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_o + I_3$$

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 12000000 + 1128000 + 812310 = 2613438 \text{ руб}$$

Второго варианта подстанции с трансформатором ТДН-16000/35/6, каталожные данные которого представлены в таблице № 3.

Таблица 3- Каталожные данные

Марка	$S_{ном.Т}, МВА$	Каталожные данные					
		$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_k, \%$	$\Delta P_k, кВт$	$\Delta P_x, кВт$	$I_x, \%$
		<i>ВН</i>	<i>НН</i>				
ТДН-16000/35/6	16	36,75	6,3	8	90	21	0,6

Расчёт приведенных потерь мощности:

$$P'_T = P'_x + \kappa_3^2 \cdot P'_\kappa = 25,8 + 0,819^2 \cdot 154 = 129 \text{ кВт}$$

По необходимым формулам рассчитываем приведенные потери мощности трансформатора в режиме х.х.:

$$P'_x = \Delta P_\kappa + \kappa_{ин} \cdot Q_x = 21 + 0,05 \cdot 96 = 25,8 \text{ кВт}$$

где для расчетов принимаем $\kappa_{ин} = 0,05 \text{ кВт / квар}$

По необходимым формулам рассчитываем потери реактивной мощности трансформатора в режиме х.х.:

$$Q_x = \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{0,6}{100} \cdot 16000 = 96 \text{ квар}$$

По необходимым формулам рассчитываем приведенные потери активной мощности К.З. трансформатора:

$$P'_{\kappa.в} = P_{\kappa.в} + \kappa_{ин} \cdot Q_{\kappa.в} = 90 + 0,05 \cdot 1280 = 154 \text{ кВт}$$

$$\text{где } Q_{\kappa.в} = \frac{U_{\kappa.в}}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{8}{100} \cdot 16000 = 1280 \text{ квар}$$

По необходимым формулам рассчитываем коэффициент загрузки трансформатора:

$$K_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном.т}} = \frac{13110}{16000} = 0,819$$

Расчетные данные по потерям электроэнергии в трансформаторе ТДН-16000/35/6 сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Значения, полученные и показывающие потери электроэнергии

i	S_{B_i}, MVA	n_i	$T_i, ч$	$K_{з.эi}$	$\Delta W_{xx,i}, кВт \cdot ч$	$\Delta W_{кз,i}, кВт \cdot ч$
1	13,11	2	500	0,82	25800	25887
2	12,89	2	500	0,8	25800	24640
3	12,02	2	1000	0,75	51600	43312
4	10,05	2	500	0,62	25800	14799
5	9,61	2	2000	0,60	103200	55440
6	6,99	2	500	0,43	25800	7118
7	6,77	2	1500	0,42	77400	20374
8	5,9	2	500	0,36	25800	4989
9	4,59	2	1000	0,28	51600	6036
κ	4,37	2	760	0,27	39216	4266
					$\sum \Delta W_{xx} = 452016$	$\sum \Delta W_{кз} = 206861$
$\Delta W_{nc} = 658877$						

По необходимым формулам рассчитываем стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_3 = \Delta W_{nc} \cdot C_3 = 658877 \cdot 1,2 = 790652 \text{ руб}$$

где C_3 - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии

По необходимым формулам рассчитываем приведённые затраты:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_o + I_3 \quad (3.3)$$

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 19000000 + 1786000 + 790652 = 5426652 \text{ руб},$$

После проведение всех расчетов и проверок приходим к выводу что лучшим и отвечающим всем требованиям эксплуатационных качеств и безопасности, так же экономической целесообразности, принимаем вариант, имеющий лучшие показатели, а именно трансформатор ТМН-10000/35/6

4 Выбор электрической схемы подстанции

Проанализировав старую схему ПС, приходим к выводу, что она устарела и практически всё оборудование и аппараты так же устарели и не соответствуют современным нормам и требованиям. Так как подстанция двухтрансформаторная ответвительного типа, то новая схема будет выполнена по тому же принципу, но с соблюдением всех основных норм правил и требований, будут учтены современные требования к обеспечению надёжности, улучшены возможности проведения ремонтных работ, так же будут учтены перспективы развития и безопасности эксплуатации ПС.

«В настоящее время требования со стороны эксплуатации к повышению надёжности систем электроснабжения привели к применению схем с выключателями, т.е. отказу от отделителей и короткозамыкателей, т.к. при эксплуатации упрощенных схем подстанций выявились существенные недостатки в работе отделителей и короткозамыкателей открытого исполнения.» [3]

Например, старые отделители имеют повышенную аварийность и не удовлетворяют современным нормам, и будут заменены на современные аппараты с сопутствующим изменением схемы ПС

На рисунке 2 и 3, показаны схемы ПС до реконструкции и после.

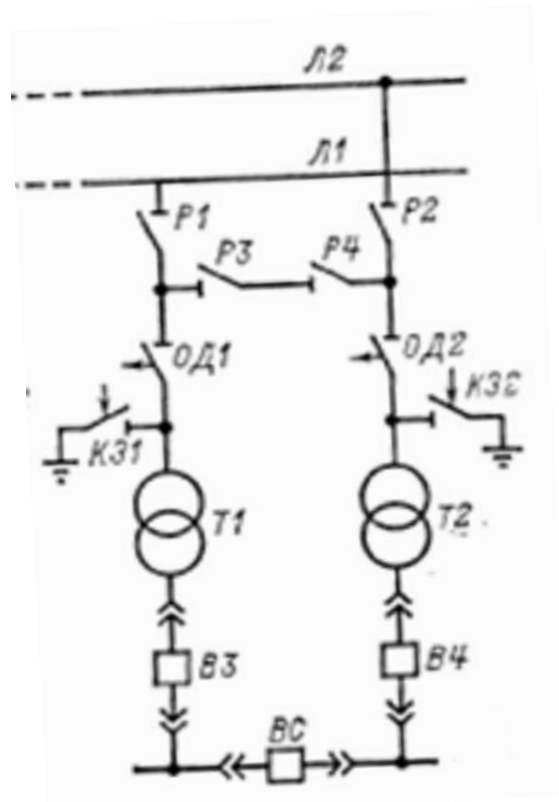


Рисунок 2 – Упрощённая схема подстанции до реконструкции

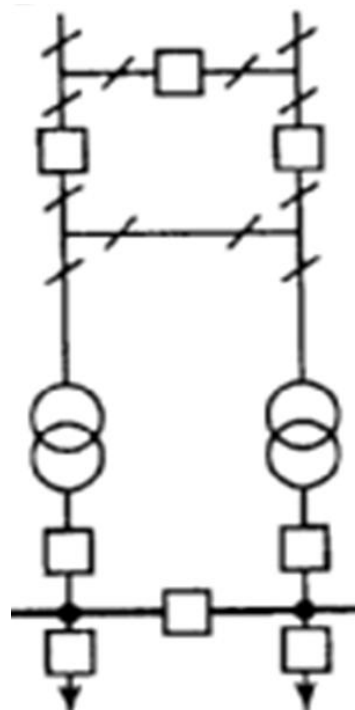


Рисунок 3 – Упрощенная схема реконструированной подстанции

5 Расчёт токов короткого замыкания

Схемы для расчётов токов КЗ представлены на рисунке 4.

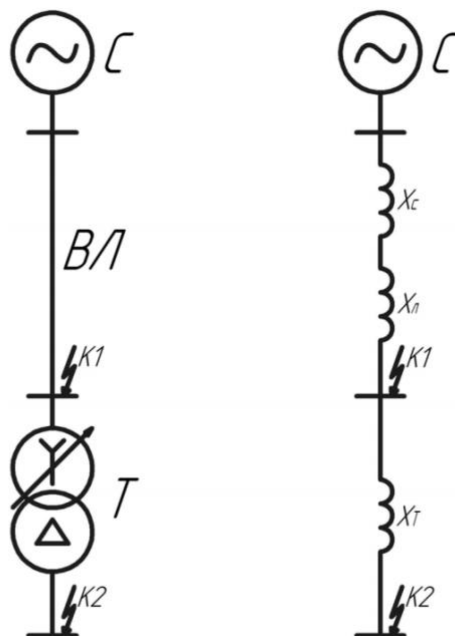


Рисунок 4 - Расчетная схема и схема замещения

Расчеты ведутся в относительных единицах, приведенных к базисным расчетным параметрам:

«Система»:

$$x_{*б,с} = \frac{S_{б}}{S_{к}} = \frac{1000}{500} = 2$$

«Трансформатор»:

$$x_{*б,Тв} = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{н}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 7,5$$

«Линия»:

$$x_{*\delta,Л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U^2_n} = 0,4 \cdot \frac{8}{2} \cdot \frac{1000}{37^2} = 0,58$$

Трёхфазное к.з. (на стороне ВН) в точке К1.

Результирующее сопротивление до точки К1:

$$x_{\Sigma K1} = x_{*\delta,С} + x_{*\delta,Л} = 2 + 0,58 = 2,58$$

Базисный ток:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.:

$$I_{n,o}^{(3)} = \frac{E_n''}{x_{*рез}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{2,58} \cdot 15,6 = 6,04 \text{ кА}$$

Ударный ток к.з.:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 6,04 \cdot 1,8 = 15,37 \text{ кА}$$

Трёхфазное к.з. (на стороне НН) в точке К2.

Результирующее сопротивление до точки К2:

$$x_{\Sigma K2} = x_{\Sigma K1} + x_{*\delta,Т\delta} + x_{*\delta,ТН1} = 2 + 0,58 + 7,5 = 10,08$$

Базисный ток:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,65 \text{ кА}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока
к.з.:

$$I_{n,o}^{(3)} = \frac{1}{10,08} \cdot 91,65 = 9,09 \text{ кА}$$

Ударный ток к.з.:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y0} = \sqrt{2} \cdot 9,09 \cdot 1,92 = 24,68 \text{ кА}$$

6 Выбор электрических аппаратов

Очень важным этапом в проектировании понизительной подстанции является скрупулёзный, продуманный выбор электрических аппаратов, а также соединяющих шин и проводников, которые будут установлены на подстанции. Помимо всех основных характеристик, так же необходимо учитывать и такие как: полный вес оборудования, габаритные размеры устанавливаемого оборудования, место установки аппаратов.

Выбор делается на основе сравнения справочных данных и значений, полученных при расчётах, ВН и НН (35 кВ и 6кВ).

6.1 Выбор выключателей на стороне 35 кВ

В ходе проверки были проведены расчеты и выбран выключатель ВБЭТ 35-630Т1, полученные данные собраны в таблицу.

При проверке соблюдаются правила:

$$I_{n,\tau} \leq I_{откл.ном.}; \quad (6.1)$$

$$I_{ном.дл.} \leq I_{ном.}; \quad (6.2)$$

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном.}; \quad (6.3)$$

Отключение апериодической составляющей тока к.з.

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор.} / 100) \cdot I_{откл.ном.}, \quad (6.4)$$

проверку по отключающей способности производят по полному току к.з.:» [3]

$$(\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном.} \cdot (1 + \beta_{ном.} / 100) \quad (6.5)$$

по предельному сквозному току к.з. – на электродинамическую стойкость:

$$I_{n,o} \leq I_{np.c}, i_{y.d.} \leq i_{np.c}, \quad (6.6)$$

по тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (6.7)$$

$$\text{если } t_{откл} < t_T, \text{ то } B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (6.8)$$

Расчетные и каталожные данные сведены в таблицу 5:

Таблица 5 – Выбранный выключатель

Выключатель ВБЭТ-35/630Т1	
Данные полученные после расчётов	Базовые данные (справочные)
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 369,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{n,o}^3 = 6,33 \text{ кА}$	$I_{откл.ном.} = 25 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = \bar{2} \cdot 6,33 \cdot e^{-\frac{0,035+0,01}{3}} = 8,82 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор.} / 100) \cdot I_{откл.ном.}$ $= \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 25 = 12,37 \text{ кА}$
$i_{y.d.} = 14,33 \text{ кА}$	$i_{np.c} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 1804,66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

6.2 Выбор разъединителей, отделителей, короткозамыкателей

Такие приборы как, разъединитель, отделитель выбираются по следующим параметрам:

- 1) Соблюдение значений и выполнение проверки – $U_{ном} \leq U_{сет.ном.}$;

- 2) Соблюдение значений и выполнение проверки $-I_{ном.дл.} \leq I_{ном.}$;
- 3) Обязательное соблюдение значений $- I_{н,о} \leq I_{пр.с} , i_{уд.} \leq i_{пр.с}$;
- 4) Соблюдение значений $- B_{к} \leq I_T^2 \cdot t_T$, если $t_{откл} < t_T$, то $B_{к} \leq I_T^2 \cdot t_{откл}$;
- 5) необходима проверка по конструкции, роду установки.

Расчетные и каталожные данные сведём в таблицу 6:

Таблица 6 – Выбранный выключатель

Выключатель РНДЗ 2-35/1000	
Данные полученные после расчётов	Базовые данные (справочные)
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 369,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{н,о}^3 = 6,33 \text{ кА}$	$I_{откл.ном.} = 25 \text{ кА}$
$i_{уд.} = 14,33 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 63 \text{ кА}$
$B_{к} = 1804,66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$t_{откл} < t_T$, то $I_T^2 \cdot t_{откл} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

6.3 Выбор трансформаторов тока на стороне 35 кВ

Для удобства расчетные и каталожные данные сведём в таблицу 7:

Таблица 7 – Выбранный трансформатор

Трансформатор ТФЗМ-35АУ1	
Данные полученные после расчётов	Базовые данные (справочные)
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 369,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 800 \text{ А}$
$I_{н,о}^3 = 6,33 \text{ кА}$	$I_{откл.ном.} = 30 \text{ кА}$
$i_{уд.} = 14,33 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 127 \text{ кА}$
$B_{к} = 1804,66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 30^2 \cdot 3 = 2700 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Что бы соблюсти правильность подтверждения выбора необходимо выполнить следующее. «Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке, нужно воспользоваться схемой включения и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока. Наибольшая нагрузка приходится на трансформатор фазы А. Общее сопротивление приборов фазы А:» [3]

$$R_{\text{приб.}} = S_{\text{приб.}} / I_2^2 = 3,5 / 5^2 = 0,14 \text{ Ом}$$

В ходе расчётов получили сопротивление контактов $R_k = 0,1$ Ом, тогда сопротивление проводов

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_k = 1,2 - 0,14 - 0,1 = 0,95 \text{ Ом}$$

Таблица 8 – Полученные данные с используемых измерительных приборов

Обозначение	Марка	Нагрузка, В · А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5		
Ваттметр	Д-335	0,5		0,5
Счётчик	Меркурий 234	2,5		2,5
Итого		3,5		3,5

При выборе длины соединительных проводов 40 м. с медными жилами, определяем сечение:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}} = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 40}{0,95} = 1,27 \text{ мм}^2$$

Теперь необходимо выяснить минимальное сопротивление медных проводников, для этого обращаемся к ПУЭ, оно составляет $2,5 \text{ мм}^2$, значит принимаем сечение $2,5 \text{ мм}^2$.

6.4 Выбор трансформаторов напряжения 35 кВ

После предварительного выбора, выбран трансформатор напряжения марки ЗНОМ-35-65, так же к нему присоединены измерительные приборы и приборы контроля изоляции. Подсчет нагрузки приведен в таблице 9:

Таблица 9 – Данные с приборов измерения

Характеристика и обозначение измерительного прибора	Каталожная марка прибора	Потребляемая мощность одной катушки	Всего катушек	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Всего приборов	Потребляемое количество мощности в общем	
							$P, Вт$	$Q, вар$
Ваттметр	Д-305	1,5	2	1	0	1	3	
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	
Счётчик	СЭТ-4ТМ	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
Итого							6,52	3,7

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cos \varphi)^2 + (\sum S_{\text{приб}} \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{6,52^2 + 3,7^2} = 7,5 \text{ В} \cdot \text{А}$$

«Далее удостоверяемся что, выбранный трансформатор ЗНОМ-35-65 имеет необходимую номинальную мощность в классе точности 0,5, соответствующей для присоединения счетчиков, 150 В·А. Из всего этого следует что, $S_{2\Sigma} = 7,5 < S_{\text{ном.}} = 150 \text{ В} \cdot \text{А}$, и трансформатор будет работать в выбранном классе точности.» [3]

6.5 Выбор оборудования на стороне низшего напряжения 6 кВ

Для ЗРУ 6 кВ выбрано и выполняется расчет КРУ-КМ1-10-20УЗ и устанавливаемого в нем электрооборудования, приведенного в таблице 9.

Таблица 10 – Данные электрооборудования КРУ-КМ1-10-20УЗ

Установленное устройство, электроаппарат (тип)	Марка установленного устройства (электроаппарата)
Вакуумный выключатель	<i>ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/3150</i>
ТТ	ТПОЛ-6(10)
ТН	ЗНОЛ-06-10
ТСН	ТЛС
ОПН	ОПН-ЭС-П-6/6,3-10/2

6.6 Выбор выключателя на стороне 6 кВ

Для правильности выбора нужно знать что, выключатель выбирается по следующим параметрам:

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1283 \text{ А}$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 9,09 \cdot e^{-0,07/0,12} = 7,17 \text{ кА}$$

3) Отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения $I_{n,\tau} \leq I_{откл.ном.}$:

$$I_{n,\tau} = 7,77 \text{ кА} \leq I_{откл.ном.} = 40 \text{ кА}$$

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

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор} / 100) \cdot I_{откл.ном} \quad (6.9)$$

$$\tau = t_{pz} + t_{ce} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}$$

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,5 \cdot 40 = 28,3 \text{ кА}$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 9,09 \cdot e^{-0,07/0,12} = 7,17 \text{ кА}$$

4) необходима проверка по предельному сквозному току к.з. – на электродинамическую стойкость:

$$I_{n,o} \leq I_{npc} \quad (6.10)$$

$$I_{n,o} = 9,09 \text{ кА} \leq I_{npc} = 20 \text{ кА}$$

$$i_{y\delta} \leq i_{npc} \quad (6.11)$$

$$i_{y\delta} = 24,68 \text{ кА} \leq i_{npc} = 51 \text{ кА}$$

5) Расчёт и сравнение по тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$B_{\kappa} = I_{n,o}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \quad (6.12)$$

$$B_{\kappa} = 7,77^2 \cdot (0,03 + 0,1) = 7,84 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\kappa,ном} = 40^2 \cdot 0,03 = 48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\kappa} = 7,84 \leq B_{\kappa,ном} = 48$$

Таблица 11 - Выбранный выключатель

Выбранное оборудование ВВ/TEL-10 (выключатель элегазовый)	
Расчётные данные	Справочные данные
$U_{ном} = 6кВ$	$U_{ном} = 6(10)кВ$
$I_{max} = 1283 А$	$I_{ном} = 1600 А$
$I_{н,о}^{(3)} = 9,09кА$	$I_{откл.ном} = 20кА$
$i_{a,τ} = 7,17 кА$	$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,5 \cdot 20 = 5,65кА$
$I_{н,о} = 9,09кА$	$I_{прс} = 20кА$
$i_{y\phi} = 24,68 кА$	$i_{прс} = 51кА$
$B_{к} = 26,43 кА^2 \cdot с$	$B_{к,ном} = 80кА^2 \cdot с$

Принимаем к пользованию выключатель ВВ/TEL - 10.» [3]

6.7 Выбор трансформатора тока на стороне 6 кВ

Рассмотрим трансформатор тока марки ТПОЛ-10.

Трансформатор тока выбирается и проверяется по следующим параметрам:

1) Расчёт и сравнение по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном} \quad (6.13)$$

$$U_{ном} = 6кВ \leq U_{сет.ном} = 6кВ$$

2) Расчёт и сравнение по номинальному длительному (рабочему) току:

$$I_{ном} \leq I_{Iном} \quad (6.14)$$

$$I_{max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} = 917 А$$

$$I_{ном} = 1000 А$$

3) Расчёт и сравнение по электродинамической стойкости:

$$i_{y\partial} \leq K_{\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном} \quad (6.15)$$

$$K_{\partial} = 97,56$$

$$24,68 \text{ кА} \leq 97,56 \text{ кА}$$

4) Расчёт и сравнение по термической стойкости:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{ном}^2 \cdot t_T = I_T^2 \cdot t_T \quad (6.16)$$

$$7,77^2 \cdot 0,03 \leq 25^2 \cdot 0,2^2 \cdot 0,03$$

$$0,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1,811 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Фазы загружены почти равномерно. Выбираем фазу А.

Таблица 12 – Данные с приборов измерения

Прибор	Тип	Нагрузка, В · А		
		А	В	С
Амперметр	Э-350	0,5		
Ваттметр	Д-335	0,5		0,5
Счётчик	СЭТ-4ТМ	2,5		3,0
Итого		3,5		3,0

Для правильности расчетов используем формулу по которой находим общее сопротивление приборов фазы А:

$$R_{приб.} = S_{приб.} / I_2^2 = 3,5 / 5^2 = 0,14 \text{ Ом}$$

Сопротивление контактов $R_k = 0,1 \text{ Ом}$, тогда сопротивление проводов

$$R_{np} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_{к} = 1,2 - 0,14 - 0,1 = 0,95 \text{ Ом}$$

Принимая длину соединительных проводов 40 м. с медными жилами, определяем сечение:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,95} = 0,73 \text{ мм}^2$$

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм²

Сравним с трансформатором тока ТФЗМ10Б.

Таблица 13 – Расчетные параметры трансформатора тока.

Трансформатор тока ТФЗМ10Б-I	
Расчётные данные	Справочные данные
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 6 \text{ кВ}$
$I_{max} = 917 \text{ А}$	$I_{1ном} = 1000 \text{ А}$
$i_{y\phi} = 24,68 \text{ кА}$	$K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном} = 97,56 \text{ кА}$
$B_{к} = 121 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$218 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Видим, что фазы загружены почти равномерно.

Таблица 14 – Данные с приборов измерения

Прибор	Тип	Нагрузка, В · А		
		С	В	А
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5

Рассчитывается общее сопротивление приборов фазы А:

$$R_{приб.} = S_{приб.} / I_2^2 = 0,5 / 5^2 = 0,02 \text{ Ом}$$

Если полученное сопротивление контактов $R_k = 0,1 \text{ Ом}$, тогда сопротивление проводов

$$R_{np} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_k = 1,2 - 0,02 - 0,1 = 1,08 \text{ Ом}$$

Рассчитываем сечение проводов с медными жилами, длиной соединительных проводов 40 м

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,95} = 1,27 \text{ мм}^2$$

В результате принимаем сечение 2,5 мм²

Сравнение двух трансформаторов тока, по расчётным данным характеристик показало что, используем трансформатор тока ТПОЛ-10

6.8 Выбор трансформатора напряжения на стороне 6 кВ

Проверяем по вторичной нагрузке: $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$; номинальному напряжению:

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном} \quad (6.17)$$

Таблица 15 – Данные трансформатора напряжения

Прибор	Тип	Потребл. Мощность одной катушки	Число катуше к	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Количе ство прибор ов	Общая потребл. мощность	
							$P, Вт$	$Q, вар$
Вольтметр	Э-340	2	1	1	0	2	2	
Ваттметр	Д-343	1,5	2	1	0	2	3	
Варметр	Д-310	1,5	2	1	0	1	3	
Счетчик акт. энергии	СЭТ- 4ТМ	2,5	2	0,3 9	0,9 1	2	1,52	3,7
Счетчик реактивн ой энергии	СЭТ- 4ТМ	2,5	2	1	0	2	3	
Итого							6,52	3,6

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cdot \cos \varphi)^2 + (\sum S_{приб} \cdot \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} = \sqrt{6,52^2 + 3,7^2} = 7,5 \text{ ВА}$$

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка присоединенных к ТН приборов и реле

$$S_{\Sigma пр} = 7,5 \leq S_{ном} = 75 \text{ ВА}$$

«По полученным данным выбран трансформатор напряжения»[12]
ЗНОЛ-06-10, класса точности 0,5.

6.9 Выбор кабелей присоединенных к шинам 6 кВ

Выбор кабелей присоединенных к шинам 6 кВ через выключатель ВВТЭ 6(10), имеющий $t_{откл} = 0,05с$, время релейной защиты $t_{рз} = 0,8с$, $T_a = 0,01с$, $I_{норм} = 200 А$, $I_{max} = 250 А$, $I_{но} = 6,865 кА$

По заданным характеристикам из каталога выбираем кабель ААГ-6 кВ трехжильный

По необходимой расчетной формуле находим экономическое сечение:

$$S_{э} = \frac{I_{норм}}{J_{э}} = \frac{200}{1,4} = 142,85 \text{ мм}^2$$

Исходя из результата принимаем два кабеля по 95 мм^2

$$I_{дон} = 214 А$$

Поправочный коэффициент на темп. Воздуха $K_2 = 0,93$

$$I_{дл.дон} = 0,93 \cdot 214 \cdot 2 = 398 А \geq I_{max} 250 А$$

Таким образом, кабель проходит по допустимому току

$$I_{тпрод.расч} = 250 А \leq I_{дл.дон} = 398 А$$

$$B_k = I_{но} \cdot (I_{откл} + T_u) = 6,865^2 (0,8 + 0,05 + 0,01) = 40,5 \text{ кА}^2 \cdot с$$

По необходимой расчетной формуле находим минимальное сечение по термической стойкости:

$$I_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m} = \frac{\sqrt{40,5 \cdot 10^3}}{90} = 71 \text{ мм}^2$$

Исходя из полученных данных видно, что выбранный кабель по 95 мм² термически стойкий

6.10 Выбор шины в цепи трансформатора ТМН-10000 35/6 со стороны 6кВ и изоляторы к ним

Расчетные токи к.з. $I_{н.о} = 6,3 \text{ кА}$, $i_{уд} = 30 \text{ кА}$, $B_k = 2500 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$

По необходимым расчётным формулам определяем расчетные токи продолжительных режимов:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{T.\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 917,5 \text{ А}$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1284,5 \text{ А}$$

Далее по необходимой расчетной формуле необходимо выбрать сечение алюминиевых шин по экономической плотности тока:

$$s = \frac{I_{\text{ном}}}{j_{\text{эк.}}} = \frac{917,5}{1,3} = 705,7 \text{ мм}^2$$

Исходя из полученных данных, принимаем шины прямоугольного сечения (60×10) мм², $I_{\text{дон}} = 2010 \text{ А}$

Согласно условиям нагрева в продолжительном режиме работы шины проходят:

$$I_{\text{max}} = 1284,5 \text{ А} < I_{\text{дон}} = 2010 \text{ А}$$

По формуле находим минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_T} = \frac{\sqrt{2500 \cdot 10^3}}{90} = 555,5 \text{ мм}^2$$

По результатам видно, что термическая стойкость Шин подтверждена

$$s_{\min} = 555,5 \leq s = 600 \text{ мм}^2$$

По необходимой расчетной формуле рассчитывается частота собственных колебаний шины:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2\pi l^2} \cdot \sqrt{\frac{EJ}{m}} = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,5^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,5 \cdot 10^{-8}}{1,62}} = 209,45 \text{ Гц}$$

где $l = 0,5$ – длина пролета между изоляторами, м;

«Масса шины на единицу длины можно определить, зная сечение, плотность материала шины (для алюминия $2,7 \cdot 10^{-3} \text{ кг/см}^3$), приняв длину 100см:» [3]

$$m = 2,7 \cdot 10^{-3} \cdot 6 \cdot 1 \cdot 100 = 1,62 \text{ кг/м}$$

«Из полученных результатов видно, что частота свободных колебаний получилась больше 200 Гц, поэтому механический резонанс не возникнет.

Далее необходимо выполнить проверку шин на электродинамическую стойкость – напряжение в материале шин при взаимодействии фаз:» [3]

$$\sigma_{\max} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} l_{uz}^2 i_{yd}^2 k_{\phi} k_{расч}}{\lambda \cdot W \cdot a} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 0,5^2 \cdot (30000)^2 \cdot 1 \cdot 1}{12 \cdot 1 \cdot 10^{-6} \cdot 0,8} = 4,1 \text{ МПа}$$

Из полученных данных следует, что шины механически прочны, т.к.
 $\sigma_{раб} = 4,1 \text{ МПа} \leq \sigma_{дон} = 89 \text{ МПа}$ – для шин марки АДЗ1Т

6.11 Выбор изоляторов на стороне 6кВ

Выбираем опорный изолятор типа ИОР – 10 – 10,00 УХЛЗ высотой $H_{из}$ = 134 мм. По необходимой расчетной формуле находим максимальную нагрузку на изоляторы, которая составляет:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} \cdot k_{\phi} \cdot k_{расч} \cdot l_{из} \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \frac{(30000)^2}{0,8} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,5 \cdot 10^{-7} = 97,4 \text{ Н}$$

Из полученных данных видно что, изолятор удовлетворяет условию электродинамической стойкости, т.к.

$$F_{расч} = 97,4 \text{ Н} \leq F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр} \cdot \frac{H_{из}}{H} = 0,6 \cdot 10000 \frac{0,134}{0,134 + 0,01 + 0,03} = 4620 \text{ Н}$$

Выбираем проходной изолятор ИП – 10/5000 – 42,5 УЗ: $U_{ном} = 6(10) \text{ кВ}$,
 $I_{продол.раб.} = 1284,5 \text{ А} \leq I_{ном.} = 5000 \text{ А}$; $F_{разр.} = 42,5 \text{ кН}$. Далее по необходимой расчетной формуле проверяем изолятор на электродинамическую стойкость:

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} \cdot l_{из} \cdot 10^{-7} = 0,5 \cdot \frac{30000^2}{0,8} \cdot 0,5 \cdot 10^{-7} = 28,25 \text{ Н.}$$

Таким образом, изолятор удовлетворяет условию электродинамической стойкости, т.к.

$$F_{расч} = 28,5 \text{ H} \leq 0,6 \cdot F_{разр.} = 0,6 \cdot 42500 = 25500 \text{ H}$$

6.12 Выбираем шины 35 кВ до трансформатора ТМН – 10000/35

Исполнение шин- гибкие провода (кабели). $T_{max} = 6000$ ч.

Определяем расчетные токи продолжительных режимов:

$$I_{ном} = \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 156,2 \text{ A}$$

$$I_{max} = 1,4 \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 218,7 \text{ A}$$

Выбор сечения напрямую зависит от экономической плотности тока $j_s = 1 \text{ A/мм}^2$:

$$s = \frac{I_{ном}}{j_{э.к.}} = \frac{156,2}{1} = 156,2 \text{ мм}^2$$

Принимаем АС–95/16: $s = 95 \text{ мм}^2$, $d = 13,5 \text{ мм}$, $I_{дон} = 330 \text{ A}$. Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами 300 см.

По необходимой расчетной формуле проверяем провода по длительно допустимому току из условий нагрева:

$$I_{max} = 218,7 \text{ A} \leq I_{дл.дон} = 330 \text{ A};$$

«Проверка на термическое действие тока к.з. не производится, т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.» [3]

Проверка на электродинамическую стойкость не производится, т.к. $I_{н.о} \leq 20 \text{ кА}$.

«Проверка по условиям коронирования необходима при напряжении 35 кВ и выше.» [3]

По необходимой формуле рассчитывается начальная критическая напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,675}}\right) = 33,8 \text{ кВ/см}$$

По необходимой формуле рассчитывается напряженность электрического поля около провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср.г.}}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 37}{0,675 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 300}{0,675}} = 7,1 \text{ кВ/см}$$

По необходимой формуле рассчитывается условие отсутствия короны можно записать в виде:

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 21,94 = 23,47 \text{ кВ/см} \leq 0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 33,8 = 30,42 \text{ кВ/см.}$$

Таким образом, провод АС–95/16 не коронирует.

7 Релейная защита

Выбор всех аппаратов релейной защиты осуществлялся согласно ПУЭ. Были соблюдены все критерии: в зависимости от числа линий, схем питания и их конструктивного исполнения и т.д.

Соединение трансформаторов тока: треугольник на стороне 35 кВ, в звезду на стороне 6 кВ

Для обеспечения необходимого коэффициента чувствительности защита выполняется на основе реле ДЗТ-11.

Максимально токовая защита выполнена в виде реле РТ-40, так же она установлена на секционных выключателях.

Выбор сделан со значением выдержки времени комплекта со стороны ВН, ступень селективности $\Delta t = 0,5\text{с}$ больше наибольшей из выдержек.

8 Выбор оперативного тока

Подбор оперативного тока начинается с выбора СОПТ. Использование переменного тока и выпрямленного тока, допускается только на существующих объектах ПС 35-110 кВ.

«Переменный оперативный ток применяется на ПС 35–220 кВ без выключателей на высокое напряжение или с выключателями, если, невозможно одновременно использовать больше одного выключателя.» [3]

СОПТ предназначается для обеспечения резервного и рабочего бесперебойного питания таких аппаратов и электроприёмников как: коммутационных устройств передающих сигналы между устройствами РЗА, устройств сигнализации, так же при обосновании может применяться для контроля сигнализации, автоматики, связи, управления выключателями, отделителями, короткозамыкателями.

На подстанции выбран постоянный ток в качестве оперативного, из этого следует, что устройство системы постоянного тока будет основано на аккумуляторных батареях.

В данном случае СОПТ выполнена как централизованная, состоящая из двух аккумуляторных батарей марки VARTA Block. Эти батареи стационарного свинцово-кислотного закрытого типа, срок их службы 20 лет. Эти батареи будут непосредственно располагаться в ОПУ.

9 Выбор основных конструкторских решений по понизительной подстанции

Выбор зависит от схемы ПС, а так же от её параметров, оборудования и сооружений.

Отталкиваясь от параметров и схемы ПС делается выбор.

РУ выполняется открытым на стороне ВН, а соединительные шины состоят из обычных проводников (проводов, кабелей), для крепления применяют металлические порталы. Для достижения надёжности необходимо соблюдать изоляционные расстояния между заземлёнными и конечно же токоведущими частями. Для безопасности обслуживания ОРУ все токоведущие части обязательно должны располагаться на необходимой по нормативам высоте.

На стороне НН установлено ЗРУ в виде ячеек КРУН. Все кабели, в том числе и контрольные прокладываются в наземных кабель-каналах типа лоток.

Обязательно необходимо ограждение забором территории подстанции, вдоль забора должны быть установлены прожекторные мачты.

Таблица 16 - Общие данные по аппаратам для собственных нужд ПС

Устройство или аппарат выбранный для собственных нужд ПС	Номинальное количество приборов	Потребляемая мощность на единицу
Подогрев выключателей 4-х приводов МКП-35	2	4,4
Подогрев шкафов КРУ	2	1
Подогревающие установки приводов разъединителей, короткозамыкателей, отделителей, шкафов зажимов	6	0,6

Продолжение таблицы 16

Подогрев релейного шкафа	2	1
Отопление, вентиляция, освещение ОПУ		80
ЗРУ 6-10кВ	2	5
Всего		107

Исходя из полученных данных, выбираем трансформаторы ТМГ-160/6/0,4 2шт.

10 Расчет заземления подстанции

Если обратиться к расчетным данным то получим что значение нормируемого сопротивления заземляющего устройства на стороне 0,4 кВ будет $R_3 = 4 \text{ Ом}$, оно и будет определяющим для расчета.

Если обратится к ПУЭ, то допустимое сопротивление заземляющего устройства, если взять во внимание и учитывать удельное сопротивление грунта ρ_{cp} :

$$R_3 = \frac{R_{cp}}{100} R_3 = \frac{20}{100} 4 = 0,8 \text{ Ом}.$$

Далее нужно определить сопротивление растеканию вертикального заземлителя:

$$R_g = \frac{0,366 \rho_{расч.в}}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t' + l}{4t' - l} \right) = \frac{0,366 \cdot 30}{3} \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,95 \cdot 0,05} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 8,25 \text{ Ом},$$

$$\text{где } \rho_{расч.в} = k_c \cdot \rho_{cp} = 1,5 \cdot 20 = 30 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

«значение коэффициента сезонности $k_c = 1,5$ принято для климатической зоны II;

$l = 3 \text{ м}$ — длина вертикального заземлителя, м;

d — диаметр стержневого заземлителя (для уголка с шириной полки b принимается $d = 0,95b$), м;

t_0 — глубина заложения вершины вертикального заземлителя, м;» [3]

$$t' = t_0 + \frac{1}{2} l = 0,7 + 0,5 \cdot 3 = 2,2 \text{ м}$$

Далее необходимо определить количество вертикальных заземлителей по формуле:

$$n_g = R_g / \eta_g R_3 = 8,25 / 0,56 \cdot 0,8 = 18,4 \text{шт.},$$

«где η_g – коэффициент использования вертикальных заземлителей, расположенных по контуру, равный 0,6.» [3]

После предварительных расчетов за исходное количество вертикальных заземлителей (уголков) принимается количество $n_g = 19$ шт.

Далее определяется длина горизонтального заземлителя (полосы) :

$$l_2 = a \cdot n_g = 4,5 \cdot 20 = 90 \text{м}.$$

Очень важно рассчитать сопротивление растеканию горизонтального заземлителя (сопротивление заземляющей полосы) по выражению :

$$R_2 = \frac{0,366 \rho_{\text{расч.2}}}{l_2} \cdot \lg \frac{2l_2^2}{b \cdot t_0} = \frac{0,366 \cdot 80}{85,5} \lg \frac{2 \cdot 85,5^2}{0,04 \cdot 0,7} = 1,9 \text{ Ом},$$

где $\rho_{\text{расч.2}} = k'_c \cdot \rho_{\text{зр}} = 4 \cdot 20 = 80 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $k'_c = 4$, получено для климатической зоны II.

б) Определяем действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя с учетом коэффициента использования η_2 :

$$R'_2 = R_2 / \eta_2 = 1,9 / 0,56 = 3,4 \text{ Ом},$$

где $\eta_2 = 0,56$

7) Далее находим сопротивление растеканию вертикальных заземлителей с учетом сопротивления горизонтального заземлителя (без учета естественных заземлителей):

$$R'_6 = \frac{R'_2 \cdot R_3}{R'_2 - R_3} = \frac{3,4 \cdot 0,8}{3,4 - 0,8} = 1 \text{ Ом}$$

8) Уточненное количество вертикальных заземлителей находим по формуле:

$$n'_6 = \frac{R_6}{\eta_6 \cdot R'_6} = \frac{8,25}{0,56 \cdot 1} = 14,7 \text{ шт}$$

Таким образом, после расчётов к установке в заземляющем контуре подстанции принимаем $n'_6 = 15$ шт. вертикальных заземлителей (уголков).

11 Молниезащита подстанции

Все сооружения и здания ПС должны быть защищены молниеотводами.

$h = 30 \text{ м}$ - стержневой молниеотвод с данной высотой;

$h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м}$ - полученное значение, показывающее высоту вершины конуса стержневого молниеотвода;

$h_x = 15 \text{ м}$ - высота защищаемого сооружения;

$r_0 = 1,2 \cdot h = 1,2 \cdot 30 = 36 \text{ м}$ - полученное значение, показывающее радиус конуса;

$L = 45 \text{ м} \leq 4h$ - расстояние между стержневыми молниеприемниками;

$L_{\max} = 4,25 \cdot h = 4,25 \cdot 30 = 127,5 \text{ м}$ - расстояние между стержневыми молниеприемниками (предельное);

$$L_C = 2,25 \cdot h = 2,25 \cdot 30 = 67,5 \text{ м}$$

$$h_C = \frac{L_{\max} - L}{L_{\max} - L_C} \cdot h_0 = \frac{127,5 - 45}{127,5 - 67,5} \cdot 25,5 = 35,06 \text{ м}$$

Максимальная полуширина расчётной зоны r_x в горизонтальной плоскости на высоте h_x рассчитывается по формулам:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{36 \cdot (25,5 - 15)}{25,5} = 15 \text{ м}$$

$$l_x = \frac{L}{2} = \frac{45}{2} = 22,5 \text{ м}$$

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_C - h_x)}{h_C} = \frac{36 \cdot (35,06 - 15)}{35,06} = 20,6 \text{ м}$$

В конечном итоге по полученным данным в проекте защиты составлен вывод, что необходимо установить двойной стержневой молниеотвод.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При работе над данной бакалаврской работой, был проведён анализ электрической части подстанции «Даниловская» 35/6 кВ, были рассчитаны объекты и аппараты понизительной подстанции. Были выполнены расчеты по соответствующим правилам и расчетным формулам, такие как, расчеты электрических нагрузок понизительной подстанции. По итогам, которых были выбраны к установке трансформаторы: ТМН – 10000/35/6 и ТД – 16000/35/6, из которых в конечном итоге по дополнительным экономическим расчётам были выбраны к установке 2хТМН – 10000/35/6, которые согласно паспортным и экономическим характеристикам отвечали самому технически и экономически выгодному варианту исполнения.

Составленная электрическая схема разработана таким образом, чтобы отвечать надёжности электроснабжения потребителей первой и второй категории. По всем правилам и требуемым формулам произведены расчёты токов короткого замыкания, в частности однофазного и трехфазного коротких замыканий.

По результатам расчётов были выбраны аппараты и оборудование подстанции. Оборудование подобрано для стороны высшего и низшего напряжений, т.е. для 35кВ и 6кВ. На стороне высшего напряжения в ОРУ были выбраны такие аппараты как: трансформаторы тока ТФЗМ-35 АУ1, трансформаторы напряжения ЗНОМ-35-65, шины выполнены по типу гибких проводников, кабели АС 95/16, релейная защита представлена в виде ДЗТ-11 и МТЗ-РТ40. На стороне низшего напряжения ЗРУ было укомплектовано на базе КРУ КМ1-10-20УЗ, т.е. трансформаторы тока ТПОЛ-6(10), трансформаторы напряжения ЗНОЛ-6(10), ТСН выбран в виде ТЛС, ограничители перенапряжения выбраны марки ОПН-ЭС-П-6/6,3-10/2, выбор кабелей был сделан в пользу ААГ-95 (6кВ), выбраны шины прямоугольного сечения 60х10. Для собственных нужд по итогам расчётов выбраны трансформаторы ТМГ-160/6/0,4 в количестве двух штук.

Далее были произведены все необходимые расчеты в результате которых были получены исчерпывающие данные для выбора контура заземления подстанции, так же после были произведены расчеты для на основании которых была спроектирована молниезащита подстанции от прямых ударов молнии.

И соответственно после всех проведенных расчетов и умозаключений в конечном итоге был получен результат в виде готового проекта реконструкции понизительной подстанции «Даниловская» 35/6 кВ, который доказывает, что подстанция соответствует всем нормам и требованиям, включая полную защиту подстанции от всех ненормальных режимов работы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 января 2013 г. М.: Кнорус 2013 г.
2. Вахнина В. В. Требования к выпускной квалификационной работе бакалавров: учебное методическое пособие В. В. Вахнина Ю. В. Степкина О. В. Самолина; ТГУ; Ин-т энергетики и электроники; каф. "Электроснабжение и электротехника". ТГУ. Тольятти: ТГУ, 2012. 31 с.
3. Степкина Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учебное методическое пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования Ю.В. Степкина, В.М. Салтыков. Тольятти: ТГУ, 2007. 124 с.
4. Абрамова Е. Я. Расчет электрических нагрузок в городских сетях: метод. пособие для дипл. проектирования Абрамова Е. Я., Алешина С. К. Оренбург: ОГУ, 2002. 37 с.
5. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учеб. для вузов. Изд. 6-е, стер.; Гриф МО. - М.: Высш. шк., 2008. 639 с.: ил.
6. Карапетян И. Г. Справочник по проектированию электрических сетей И. Г. Карапетян Д. Л. Файбисович И. М. Шапиро; под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2012. 376 с.: ил.
7. Крючков И. П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие И. П. Крючков [и др.] ; Под ред. И. П. Крючкова . М. : Академия, 2005 . 411 с .
8. Куско А. Качество энергии в электрических сетях А. Куско, М. Томпсон; пер. с англ. А. Н. Рабодзея– М.: Додэка-XXI, 2008. 336 с.: ил.
9. Макаров Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6-ти т. Е. Ф. Макаров; под ред. И. Т. Горюнова [и др.]. – М.: Папирус Про, 2005. Т. 1-6.

10. 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. М.: Энергоатомиздат, 1999.
11. Общие вопросы. Электротехнические материалы, Электротехнический справочник: в 4-х т. под общ. ред. В. Г. Герасимова [и др.]. – М.: Изд-во МЭИ, 2003. Конохова Е. А. Электроснабжение объектов.- М.: Издательство «Мастерство», 2001
12. Сибикин Ю. Д. и др. Электроснабжение промышленных предприятий и установок.- М.: Высшая школа, 2001.
13. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий.; Под ред. Фёдорова А. А. В 2 т. Том 1: Промышленные электрические сети.- М.: Энергоатомиздат, 1980.
14. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий.; Под ред. Фёдорова А. А. В 2 т. Том 2: Электрооборудование и автоматизация.- М.: Энергоатомиздат, 1981.
15. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию.; Под ред. Фёдорова А. А. В 2 т. Том 1: Электроснабжение.- М.: Энергоатомиздат, 2006.
16. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию.; Под ред. Фёдорова А. А. В 2 т. Том 2: Электрооборудование.- М.: Энергоатомиздат, 2007.
17. Карпов Ф. Ф., Козлов В. Н. Справочник по расчёту проводов и кабелей. М.: Энергия, 1999.
18. Белоруссов Н. И., Саакян А. Е., Яковлев А. И. Электрические кабели, провода и шнуры. Справочник. М.: Энергоатомиздат, 2006.
19. Справочник на электромонтажные устройства.- М.: Энергоатомиздат, 1996.
20. Крупович В. И. Справочник по проектированию электрических сетей и оборудованию. М.: Энергоиздат, 2001.

21. Upadhyaya S., Mohanty, S. Fast Methods for Power Quality International Journal of Emerging Electric Power Systems, Vol. 18, No. 5. 2017
22. Meixia W., Yuanxiang Luo Analysis of Magnetic Field Intensity and Induced Current under Live Working Based on Charge Simulation Method: School of Electrical Engineering, 2017.
23. Tavakoli A., Gholami A. Mitigation of Transient Overvoltages Generated Due to Switching Operations and Lightning in Gas-insulated Substation (GIS) Without Extra Limiter: University of Science & Technology, 2016.
24. Rongshan W. Low-Power CMOS Integrated Hall Switch Sensor: College of Physics and Information Engineering, 2017.
25. Mingqi S. Sensitivity Analysis of Time Length of Photovoltaic Output Power to Capacity Configuration of Energy Storage Systems: chool of Energy Power and Mechanical Engineering, 2016.
26. Мешков В. В., Соколов И. И. Курс осветительной техники. М.: Госэнергоиздат, 2000.
27. Ермилов А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. М.:Энергоатомиздат, 2003.
28. Конструкционные и электротехнические материалы. Под. ред. А. С. Филинова. М.:Высшая школа, 2009.