## Содержание

[1. аннотация 3](#_Toc226239516)

[2. введение 4](#_Toc226239517)

[2.1 роль электропередач в современной электроэнергетике 4](#_Toc226239518)

[3. расчет режимов дальних электропередач 6](#_Toc226239519)

[3.1 исходные данные 6](#_Toc226239520)

[3.2 Расчет параметров режима дальней электропередачи СВН 7](#_Toc226239521)

[4. Расчет районной электрической сети 110кВ 14](#_Toc226239522)

[4.1 Исходные данные 14](#_Toc226239523)

[4.2 Выбор рациональной схемы сети 15](#_Toc226239524)

[4.3 Выбор КУ 16](#_Toc226239525)

[4.4 Выбор номинального напряжения сети 18](#_Toc226239526)

[4.5 Выбор сечений проводов ВЛ 110 кВ 23](#_Toc226239527)

[4.6 Выбор трансформаторов 26](#_Toc226239528)

[4.7 Расчёт потерь в трансформаторах 28](#_Toc226239529)

[4.8 Технико-экономический расчёт 29](#_Toc226239530)

[4.9 Расчет параметров основных режимов работы сети 34](#_Toc226239531)

[4.10 Расчёт перетоков мощностей с учётом потерь в линии 35](#_Toc226239532)

[4.11 Определение падения напряжения в узловых точках 37](#_Toc226239533)

[4.12 Регулирование напряжения в электросети 38](#_Toc226239534)

[4.13 Выбор схемы ПС 39](#_Toc226239535)

[5. Выбор оборудования на ПС № 2 42](#_Toc226239536)

[6. Трансформатор собственных нужд - типа ТСЗМ-63/10/0.4У1 48](#_Toc226239537)

[6.1 Резистивное заземление нейтрали в сети 6 – 10 кВ 48](#_Toc226239538)

[7. Экспериментальные исследования режимов работы трансформаторов системы резистивного заземления нейтрали 56](#_Toc226239539)

[8. меры безопасности при эксплуатации трансформаторов 62](#_Toc226239540)

[8.1 вопросы эксплуатации преобразовательных трансформаторов 62](#_Toc226239541)

[8.2 Меры безопасности при осмотре трансформаторов 67](#_Toc226239542)

[9. заключение 70](#_Toc226239543)

[10. список используемой литературы 72](#_Toc226239544)

## 1. аннотация

В бакалаврской работе рассмотрена часть энергетической системы, которая включает в себя: определение параметров режима дальней электропередачи сверхвысокого напряжения (ДЭП СВН) и проектирование районной электрической сети.

При расчете ДЭП СВН:

Рассчитаны ее волновые параметры.

Проведена проверка по условию перенапряжения в середине ДЭП СВН и запасу по предельной передаваемой мощности.

При проектировании районной электрической сети:

Выбран оптимальный вариант районной сети. Для оптимального варианта

сети просчитаны максимальный, минимальный и аварийный режимы ее работы, определены потоки мощности во всех этих режимах, а также ее срок

окупаемости (из технико-экономического расчета). По наибольшей мощности, которую потребляет районная сеть, выбран автотрансформатор,

связывающий ДЭП СВН и районную сеть.

Выбрана основная часть оборудования на одной подстанции районной сети по рассчитанным токам к. з.

Приведены экспериментальные исследования режимов работы трансформаторов системы резистивного заземления нейтрали

## 2. введение

## 2.1 роль электропередач в современной электроэнергетике

Электропередачи сверхвысоких напряжений играют важную роль в современной энергетике, обеспечивая выдачу мощности от крупных электростанций и являясь связующими звеньями в единой энергосистеме страны.

В современной электроэнергетике можно выделить два типа линий электропередачи - магистральные электропередачи, служащие для передачи больших мощностей на значительные расстояния, и линии распределительной сети, по которым электроэнергия доставляется непосредственно к потребителям.

Развитие электроэнергетических систем во всем мире характеризуются процессом их слияния во все более крупные объединения. Этот процесс сопровождается сооружением мощных межсистемных связей, разуплотнением графиков нагрузки объединенных систем, снижением их суммарных максимумов и необходимого аварийного резерва мощности, а также некоторым увеличением числа часов использования установленной мощности электростанций.

Характер межсистемных связей определяются удаленностью объединяемых систем и условиями баланса активной мощности в каждой из частей объединенной системы в тот или иной период времени. Такие связи могут быть реверсивными и служить для передачи преимущественно пиковых мощностей и магистральными, служащими для покрытия постоянного дефицита в одной из объединяемых частей.

Объединение электростанций в энергосистемы дает ряд преимуществ:

повышается надежность электроснабжения потребителей;

уменьшается требуемый резерв мощности в энергосистеме;

улучшаются условия загрузки агрегатов благодаря выравниванию графика нагрузки и снижению максимума нагрузки энергосистемы;

появляется возможность более полного использования генерирующих мощностей электростанций, обусловленная различием в их географическом месторасположении по широте и долготе;

улучшаются технико-экономические показатели энергетики из-за возможности использования более мощных и экономичных агрегатов;

улучшаются условия эксплуатации энергохозяйства;

создаются условия для оптимального управления развитием и режимами работы энергетики в целом как подсистемы народного хозяйства страны, для создания автоматизированной системы диспетчерского управления энергосистемами (АСДУ), а также для создания автоматизированной системы управления энергетикой как отраслью народного хозяйства (АСУ Энергия).

Оперативное управление энергосистемами осуществляется их диспетчерскими службами, устанавливающими на основании соответствующих расчетов оптимальный режим работы электростанций и сетей различного напряжения. Расчеты режимов работы сложных энергосистем выполняются с использованием электронных вычислительных машин (ЭВМ) и вычислительных комплексов

## 3. расчет режимов дальних электропередач

## 3.1 исходные данные

Необходимо выбрать линию эл. передачи U-ем 500кВ между эл. ст. и п/ст. эн. системы.

Требуется рассчитать режимы MAX и MIN нагрузок. PMIN = 0,7 PMAX. В режиме MIN нагрузок принимаем, что одна эл. машина (ген-р) находиться в ремонте.

Для этих режимов необходимо проверить балансы реактивной мощности по концам эл. передач. При не соблюдении баланса рассматриваем следующие возможности:

1) изменение уровня напряжений;

2) установка шунтирующих реакторов;

3) установка синхронных компенсаторов.

Приемная эн. система может в часы MAX обеспечить выдачу 530Мвар мощности, а в часы MIN обеспечить прием 540 Мвар.

На ГРЭС установлено 5 генераторов, мощностью 800МВт. Мощность собственных нужд составляет 6.7% от MAX–ых нагрузок. В режиме MIN–ых нагрузок мощность СН составляет 6.9% от установленной мощности генераторов.

ЭС

SСН

nц

L

Qmax

Qmin

## 3.2 Расчет параметров режима дальней электропередачи СВН

Напряжение по концам электропередач:

в максимальном режиме 525/500 кВ

в минимальном режиме 500/500 кВ.

Электропередача от ГРЭС мощностью 5 х 800 = 4000МВт выполнена 3-х цепной линией с расщеплением фазы на три провода марки АС400/64.

Предельная экономическая мощность одной цепи для 3 х АС400/64 =1650 МВт.

Расстояние между проводами одной фазы а=40 см.

Расстояние между центрами расщепленных фаз по горизонтали 11 м.

Удельное значение среднегодовых потерь по мощности на корону ΔРкор=7,5 кВт/км.

Согласно справочным данным для провода марки АС400/64

r 0пр = 0,075 Ом/км; dпр =27,7 мм.

Определим удельные и волновые параметры ВЛ:

r 0 = r 0пр/n = 0,075/3 = 0,025 Ом/км.

x 0 = 0,144 lg Ом/км

Dср =м.

Rэк =мм.

b0 = Cм/км.

g0 =Cм/км.

ZВ =

Z0 = =0,025+j0,297 = 0,298 ej85 Ом/км

Y0 = =(0.03+j3,73) 10-6 =3,73ּ10-6 ej 89 Cм/км

ZВ =Ом

1/км

Определим реактивные мощности по концам электропередачи

Рсн макс=6.7%

Рсн мин=6.9%

cosφсн=0,85 tgφсн=0,62

Выдаваемая мощность генераторами ГРЭС:

максимальная

Рмакс г=5\*800=4000 Мвт

минимальная

Рмин =53%, 1 блок выведен

Рмин г=0,53(5 –1) \*800=1696 Мвт

Мощность собственных нужд ГРЭС:

максимальная

Рсн макс=0,067ּ Рмакс г=0,067\*4000=268 Мвт

Qсн макс= Рсн максּtgφсн=268\*0,62=166.16Мвар

минимальная

Рсн мин=0,069ּРмин г=0,069\*1696=117 Мвт

Qсн мин= Рсн минּtgφсн=117\*ּ0,62=72.54 Мвар

Рмакс=Рмакс г – Рсн макс=4000 – 268=3732 Мвт

Рмин=Рмин г – Рсн мин =1696– 117=1579 Мвт

Проводим расчет Q1 и Q2 для max режима

J566.9 Мвар

 max

500 кВ



1579 Мвт

J399.22 Мвар

 min

j399.22 Мвар

 min

2

1

j292.76 Мвар

 мах

L=405 км

Zc=281.8 Ом

525 кВ

3732 Мвт

Для трех цепной линии

 Мвт



sin α0 L = sin(0,064\*405) = sin 25.92 = 0,437

tg α0 L = tg 25,92 = 0,486 => ctg 25.92 =1/0,486 = 2.06

; 

; ; ;

kU=525/500=1,05



Мвар



 Мвар

Проводим расчет Q1 и Q2 для min режима



kU=500/500=1; ;



Мвар

 Мвар.

Определяем напряжение в середине линии в режиме передачи минимальной мощности





1,02\*500 =510 кВ



Таким образом

Определяем предельную передаваемую мощность при kU=1,05

 



Мвт

коэффициент запаса:



Выбор трансформатора

Pг=800 МВт

Cosγ=0.85

Sбл=800/0.85=941.2МВА

Генераторы работают в блоке с трансформатором типа ТЦ-1000 (Хт=40 Ом;

ΔQхх=3.8 Мвар)

максимальный режим:

ХтΣ=Хт/nбл=40/5=8 Ом

ΔQxxΣ= nблּ ΔQхх=5\*3.8=19 Мвар

ΔQт= Мвар

≥0.85

4000+j1166.26

3732+j1000

3732+j585.9

525 кВ

S1=3732+j566.9

1

Scн=268+j166.16

ΔQxx=j19

ΔQT=j414.2

минимальный режим:

ХтΣ=Хт/nбл=40/4=10 Ом

ΔQxxΣ= nблּ ΔQхх=4\*3.8=15.2 Мвар

ΔQт= Мвар

1696+j205.28

1579-j277.82

1579-j383.42

500 кВ

S1=1579-j399.22

1

Scн=126,36+j78,34

ΔQxx=j15.2

ΔQT=105.6

Qг= - 205.28 Мвар

Рбл=nблּРном г=4\*800=3200





Выбор автотрансформатора

nАТ

220 кВ

3732+j566.9

Р+jQ2

РАТ+jQАТ

Ротб

Ротб=0,7ּР =0,7ּ3732=2612.4. Мвт

Qотб=0,4ּQ2 max=226.76 Мвар

РАТ=Р - Ротб =3732 – 2612.4=1119.6 Мвт

QAT=Q2 – Qотб=566.9 – 226.76 =340.14 Мвар

SAT=МВА

2 х АОЦТН (3 х 267000); (ХтΣ=19.9 Ом; ХнΣ=15,4 Ом; ΔQхх=5.6 Мвар)

Определим необходимость синхронных компенсаторов:

Максимальный режим:

1119.6+j340.14

1119.6+j334.54

U0

1119.6+j225.86

0

ΔQxx=j5.6Мвар

ΔQT=j108.68

500 кВ

j530

ΔQВ= Мвар

Модуль напряжения в т.0:



кВ

Минимальный режим

473.7 –j199.61

473.7 –j205.21

473.7 –j226.42

ΔQxx=j5.6Мвар

ΔQT=j21.21 Мвар

j540 Мвар

Ротб=0,7ּР =0,7ּ1579=1105.3 Мвт

Qотб=0,5ּQ2 max=-0.5\*399.22= - 199.61 Мвар

РАТ=Р - Ротб =1579 – 1105.3=473.7 Мвт

QAT=Q2 – Qотб= - 399.22 –( - 199.61) = - 199.61 Мвар

ΔQВ= Мвар

Приемная эн. система может в часы MAX обеспечить выдачу 530Мвар мощности, а в часы MIN обеспечить прием 540 Мвар.

Следовательно ставить синхронный компенсатор нет необходимости.

## 4. Расчет районной электрической сети 110кВ

## 4.1 Исходные данные

Электрическое снабжение потребителей электрической энергией осуществляется от подстанции А энергосистемы.

Расположение источника А и подпитанных от нее ПС:

Масштаб: в 1кл – 8км

Коэффициент мощности ПС "А", о. е. – 0,92

Напряжение на шинах ПС "А", кВ – Umax=117, Umin=109

Район по гололёду – 1

Число часов использования max нагрузки Тmax\*103, ч – 5,1

Стоимость эл. эн. Ц, коп/кВтч – 0,94

Максимальная активная нагрузка на ПС Pmax, МВт

Т.4 – 35 cos4=0,79 Т.12 – 21 cos12=0,78

Т.9 – 29 cos9=0,86 Т.3– 24 cos3=0,77

Т.11– 40 cos11=0,82

tgэ =0.3

## 4.2 Выбор рациональной схемы сети

Варианты схем сетей радиально-магистрального типа, при которой линии не образуют замкнутого контура

Рис. 1. Рис. 2.

смешанного типа

Рис. 3. Рис. 4.

Рис. 5. Рис. 6.

По соображению требований надёжности электроснабжения варианты схем районной электрической сети на рис.4 исключаются из рассматриваемых в виду ненадёжности электроснабжения потребителей. Схема сети на рис.2 является самой надёжной из рассматриваемых, но и одной из самых не экономичных (велика суммарная длина линии), вследствие чего исключаем эту схему из дальнейшего рассмотрения. Наиболее рациональные варианты схем сети по условиям экономичности и надёжности электроснабжения являются варианты на рис.1,3.

## 4.3 Выбор КУ

Выбираем КУ используя следующие формулы:

Qнб, i = Pнб, i \* tg(arccosi),

Qк, i = Pнб, i \* (tg(arccosi) - tgэ),

Qост, i = Qк, i –Q`к, i,

Qр, i = Pнб, i \* tgэ + Qост, i.

и результаты вычислений помещаем в таблицу.

Таблица.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № узла | Pнб, i МВт |  cosi | Qнб, i МВАР | Qк, IМВАР | Q`к, iМВАР | Qост, iМВАР | Qр, iМВАР |
| 11 | 40 | 0,82 | 27,92 | 15,92 | 15,75 | 0,17 | 12,17 |
| 12 | 21 | 0,78 | 16,85 | 10,5 | 10,35 | 0,15 | 16,45 |
| 3 | 24 | 0,77 | 19,89 | 19,76 | 20,25 | -0,49 | 6,71 |
| 4 | 31 | 0,79 | 24,1 | 14,78 | 14,4 | 0,38 | 9,68 |
| 9 | 29 | 0,86 | 17,21 | 8,51 | 8,1 | 0,41 | 9,11 |

Qнб,11 = Pнб,11 \* tg(arccos11) =40\*tg(arccos0,82) =27,92 МВАр;

Qнб,12 = Pнб,12 \* tg(arccos12) =21\*tg(arccos0,78) =16,85 МВАр;

Qнб,3 = Pнб,3 \* tg(arccos3) =24\*tg(arccos0,77) =16,85 МВАр;

Qнб,4 = Pнб,4 \* tg(arccos4) =31\*tg(arccos0,79) =24,1 МВАр;

Qнб,5 = Pнб,5 \* tg(arccos5) =29\*tg(arccos0,86) =17,21 МВАр;

Qк,11 = Pнб,11 \* (tg(arccos11) - tgэ) =40\* (tg(arccos0,82) – 0,3) =15,92 МВАр;

Qк,12 = Pнб,12 \* (tg(arccos12) - tgэ) =21\* (tg(arccos0,78) – 0,3) =10,5 МВАр;

Qк,3 = Pнб,3 \* (tg(arccos3) - tgэ) =24\* (tg(arccos0,77) – 0,3) =19,76 МВАр;

Qк,4 = Pнб,4 \* (tg(arccos4) - tgэ) =31\* (tg(arccos0,79) – 0,3) =14,78 МВАр;

Qк,9 = Pнб,9 \* (tg(arccos9) - tgэ) =29\* (tg(arccos0,86) – 0,3) =8,51 МВАр.

Выбираем для каждого узла КУ и заносим данные в таблицу:

Таблица.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № узла | Число КУ | Тип КУ |
| 11 | 42 | УКЛ-10,5-3150УЗУКЛ-10,5-1800УЗ |
| 12 | 22 | УКЛ-10,5-3150УЗУКЛ-10,5-900У3 |
| 3 | 84 |  УКЛ-10,5-2700УЗУКЛ-10,5-2250У3 |
| 4 | 8 | УКЛ-10,5-1800УЗ |
| 9 | 4 | УКЛ-10,5-2700УЗ |

Qост,11 = Qк,11 –Q`к,11 =15,92-15,75=0,17 МВАр;

Qост,12 = Qк,12 –Q`к,12 =10,5-10,35=0,15 МВАр;

Qост,3 = Qк,3 –Q`к,3 =19,76-20,25=-0,49 МВАр;

Qост,4 = Qк,4 –Q`к,4 =14,78-14,4=0,38 МВАр;

Qост,9 = Qк,9 –Q`к,9 =8,51-8,1=0,41 МВАр.

Qр,11 = Pнб,11 \* tgэ + Qост,11 =40\*0,3+0,17=12,17 МВАр;

Qр,12 = Pнб,12 \* tgэ + Qост,12=21\*0,3+0,15=6,45 МВАр;

Qр,3 = Pнб,3 \* tgэ + Qост,3=24\*0,3-0,49=6,71 МВАр;

Qр,4 = Pнб,4 \* tgэ + Qост,4 =31\*0,3+0,38=9,68 МВАр.

Qр,9 = Pнб,9 \* tgэ + Qост,9 =29\*0,3+0,41=9,11 МВАр.

## 4.4 Выбор номинального напряжения сети

Определяем перетоки мощности:

вариант I

а) для кольцевой схемы А-9-11-4-12-А



LА-9=24 км, L9-11=17,89 км, L11-4=32 км, L4-12=40 км, LА-3=32 км, LА12=24 км,

P11=40 МВт, P12=21 МВт, P3=24 МВт, P4=31 МВт, P9=29 МВт.

=





= 

где –полная мощность, потребляемая ПС, а -действующее значение полной мощности.

















Определяем номинальное напряжение сети:











б) для радиальной схемы А-3.





Для схемы вариант I по полученным результатам расчёта экономически целесообразного номинального напряжения выбираем Uном=110кВ.

II вариант

Расчетная мощность в узлах.

=





= 





Определяем напряжение сети.







б) для радиальной схемы А-3.

















Для схемы вариант II по полученным результатам расчёта экономически целесообразного номинального напряжения выбираем Uном=110кВ.

## 4.5 Выбор сечений проводов ВЛ 110 кВ

Сечение проводов надо выбирать по расчётной токовой нагрузке линии Iр:

,

где  - коэффициент (для линии 110кВ), учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии [2].

 - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии Tmax=5100 ч. [1, таб.4.9].

I вариант

,

,

,

,

,

Сечения проводов ВЛ 110 кВ выбираются по [1, таб.7.8] в зависимости от напряжения, расчётной токовой нагрузке, района по гололёду. Результаты представлены в таблице:

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Линия | А-9 | 9-11 | 11-9 | 4-12 | A-12 | А-3 |
| Ip, i,A | 402,97 | 235,43 | 5,02 | 173,98 | 295,2 | 64,62 |
| Провод | АС-240 | АС-240 | АС-120 | АС-240 | АС-240 | АС-95 |

Выбранное сечение провода должно быть проверено по допустимой токовой нагрузке по нагреву:

 (\*),

где  - расчетный ток для проверки проводов по нагреву;

 - допустимые длительные токовые нагрузки [1, таб.7.12].

Рассмотрим аварийный режим: обрыв одной линии.

,

, 

, 

, 

, 

,

Результаты представлены в таблице:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Линия | А-12 | 9-11 | 11-4 | 4-12 | A-3 |
| Провод | АС-240 | АС-240 | АС-70 | АС-150 | АС-95 |
| Iрн, I, А | 698,2 | 167,54 | 397,95 | 519,2 | 330 |
| Iдоп, А | 605 | 605 | 265 | 450 | 274,67 |

II вариант

,

,

,

,

,



,

,

,

,

.

Результаты представлены в таблице:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Линия | А-4 | 9-11 | 4-11 | А-12 | А-3 |
| Ip. i,A | 204,5 | 204,96 | 25,46 | 64,62 | 64,62 |
| Провод | АС-185 | АС-185 | АС-70 | АС-95 | АС-95 |
| Iph, i,A | 576,95 | 167,54 | 397,95 | 242,18 | 274,6 |
| Iдоп, А | 510 | 510 | 265 | 330 | 330 |

Все выбранные провода удовлетворяют условию (\*).

## 4.6 Выбор трансформаторов

В соответствии с существующей практикой проектирования мощность трансформаторов на понижающих ПС рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 30%, на время максимума общей продолжительностью не более 6 часов в течении не более 5 суток, т.е. по условию:



, ,

, . 

По полученным данным выбираем следующие трансформаторы [2]:

ПС №9 - 2\*ТРДН - 25000/110,

ПС №11 - 2\*ТРНД - 40000/110,

ПС №4 - 2\*ТРДН - 25000/110,

ПС №12 - 2\*ТРДН - 16000/110,

ПС №3 - 2\*ТРДН - 25000/110.

На каждой ПС выбираем по 2 трансформатора, это связано с тем, что Pнагр больше 10МВт.

Определяем сопротивления в схеме замещения трансформатора для п/ст 11.

ТРДН - 40000/110

 Ом,

 Ом,

где 

 Ом,

 Ом.

Определяем сопротивления в схеме замещения трансформатора для п/ст 3,4,9.

ТРНД - 25000/115

 Ом,

 Ом,

 Ом,

 Ом.

Определяем сопротивления в схеме замещения трансформатора для п/ст 12.

ТРДН - 16000/110

 Ом,

 Ом,

где 

 Ом,

 Ом.

## 4.7 Расчёт потерь в трансформаторах

Потери мощности в трансформаторах рассчитываются по следующим формулам [2]:

, .

,

,

,

,,

,

,

,

. 

## 4.8 Технико-экономический расчёт

При экономическом сравнении вариантов схем сети определяют основные экономические показатели, характеризующие их строительство и эксплуатацию. Основными экономическими показателями электрической сети являются капитальные вложения на ее сооружения и ежегодные эксплуатационные издержки.

Расчет производим по методу среднегодового необходимого дохода (СНД).

,

где К - суммарные капиталовложения в строительство электрической сети;

=поправочный коэффициент для нормативной рентабельности капитальных вложений:



Е диск - коэффициент дисконтирования, принимаем Е диск=0,14;

Т - срок службы объекта;

а - норма амортизации или реновации;

р – норма прибыли (рентабельность), устанавливаемая регулирующими органами для регулируемых энергокомпаний, принимаем р=12%;

И пост – постоянные издержки;

И пер – переменные издержки.

Срок службы ВЛ – 50 лет, РУ – 28,5 лет. Норма амортизации для ВЛ – 2%, для РУ – 3,5%. Постоянные издержки для ВЛ – 0,8%, для РУ – 4,9.

Рассчитаем поправочные коэффициенты к нормативной рентабильности для ВЛ и РУ соответственно:

;

.

Принимаем нормативную рентабельность к капитальным вложениям 12%, тогда получим СНД при строительстве ВЛ и РУ:

;

.

Рассмотрим определение экономических показателей для варианта I.

Суммарные капиталовложения в ЛЭП сети.



Капитальные затраты на распределительные устройства (ОРУ, трансформаторы, компенсирующие устройства)



Рассчитываем СНД:



Аналогично определяются капитальные затраты для вариант II.





где W=WII - WI =6251601,54-6106038,025 - разность потерь эл. эн., находится по формулам [1], где WI - потери эл. эн. для первого варианта



WII - потери эл. эн. для второго варианта:



По критерию минимума СНД преимущество имеет вариант I. В связи с этим в дальнейшем вариант II не рассматривается, а расчет производится только для варианта I.

Бизнес-план

Для определения срока окупаемости проектируемой районной электросети нам необходимо составить бизнес-план, в котором будут указаны: сумма кредита, необходимой для создания электрической сети, величина процента за кредит, расценки за приобретаемую электроэнергию. В бизнес-плане описывается передвижение денежных средств предприятия (финансовый план) и определяется его чистый годовой доход, который полностью идет на погашение долгосрочного кредита и процентов за него.

Данные:

Величина кредита – К – капиталовложения (из технико-экономического расчета): К=221043,44 т. руб.

Численность персонала: n=30 чел.

Покупной тариф: 

Средняя зарплата W=5000 руб.



1. РЭС получает определенное количество электроэнергии по определенной цене:



где 144 – суммарная мощность потребляемая т. А в max режиме.

 - время работы в max режиме:  (из данных)

 - стоимость приобретенной электроэнергии, т. руб.,

 - покупной тариф на электроэнергию, руб/кВт×час,

 - мощность РЭС

2. Определение фонда оплаты труда и отчислений на социальные нужды:

ФОТ = 12×ЗП×N,

Где ЗП – зарплата работников, чел.

ФОТ = 12×5000×30 = 1800 т. руб ∕ год

Отчисления на социальные нужды составляют 35,6% от ФОТ:

 т. руб.

3. Отчисления на амортизацию:

 т. руб. (из технико-экономического расчета)

4. Затраты на эксплуатационные расходы на ЛЭП и силовое оборудование:

ЛЭП: 0,4% от  и равны 515,1 т. руб.

Силовое оборудование: 2% от  и равны 1845,3 т. руб.

Всего затрат: З=2360,4 т. руб.

5. Определение тарифа на эл. энергию. По этому тарифу эл. энергия будет продаваться потребителю.

 руб. ∕ кВт×час

6. Реализованная эл. энергия: 792540т. руб.

 - стоимость реализованной эл. энергии

7. Прочие расходы:



8. Налоги, относимые на себестоимость за год:

Налог на доходы: 13% от ФОТ – 234 т. руб.

Итого: = 234 т. руб.

9. Налоги, относимые на финансовые результаты:

Налог на имущество 2,2% от капиталовложений

 т. руб.

10. Балансовая прибыль:



11. Налогооблагаемая прибыль:

т. руб.

12. Налог на прибыль:

 т. руб.

13. Чистая прибыль:

 т. руб.

14. Определение срока окупаемости (табл.4.4)

Таблица 4.1. Расчет затрат на годовой отпуск электроэнергии предприятием

|  |  |
| --- | --- |
| Статьи расходов | Сумма затрат, т. руб.  |
| 1. Стоимость приобретенной электроэнергии | 690336 |
| 2. Прямые расходы на оплату труда:  | 1800 |
| 2.1. Зарплата | 5000 |
| 2.2. Отчисления на социальные нужды | 640,8 |
| 3. Амортизационные отчисления | 4420,87 |
| 4. Эксплуатационные расходы | 515,1 |
| 5. Прочие расходы | 6995,6 |
| 6. Налоги на себестоимость:  |  |
| 6.1 Налог на доходы | 234 |
| 7. Общая сумма издержек (с/с)  | 234 |

Таблица 4.2. Налоги, относимые на финансовые результаты

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование налога | Налогооблагаемая база | Сумма налогов, т. руб.  |
| 1. Налог на имущество | 2,2% от К | 4862,96 |

Таблица 4.3. Поток наличности

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование статьи | Значения |
| 1. Средний отпускной тариф | 1,48 руб.  |
| 2. Объем реализованной электроэнергии за год | МВт |
| 3. Выручка от реализации электроэнергии за год | 792540 т. руб.  |
| 4. Полная себестоимость электроэнергии | 690336 т. руб.  |
| 5. Балансовая прибыль | 857552,33 т. руб.  |
| 6. Налоги, выплачиваемые из прибыли | 4862,96 т. руб.  |
| 7. Налогооблагаемая прибыль | 80889,37 т. руб.  |
| 8. Налог на прибыль | 19413,45 т. руб.  |
| 9. Чистая прибыль | 61475,92 т. руб.  |

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| года | Чистая прибыль | Выплата процентов(10% от кредита, тыс\руб)  | Остаток непогашенного кредита |
| 1 | 61475,92 | 221043,44+22104,344 | 181671,9 |
| 2 | 61475,92 | 181671,9+22104,344 | 142300,3 |
| 3 | 61475,92 | 142300,3+22104,344 | 102928,7 |
| 4 | 61475,92 | 102928,7+22104,344 | 63557,15 |
| 5 | 61475,92 | 63557,15+22104,344 | 22185,572 |
| 6 | 61475,92 | 24185,572+22104,344 | -15186,004 |

## 4.9 Расчет параметров основных режимов работы сети

Определение расчетной нагрузки ПС

Расчётная нагрузка ПС определяется по формуле:

,

где  - нагрузка ПС;

 - потери мощности в трансформаторе;

 - реактивные мощности, генерируемые в конце и в начале линии.

,

,

где  - ёмкостные проводимости линий, См/км.

.

I вариант











## 4.10 Расчёт перетоков мощностей с учётом потерь в линии

Определяем сопротивления линий:

I вариант

а) для кольцевой цепи А-1-5-2-А

 Ом,   Ом,  Ом, Ом,

Ом







Определяем перетоки мощности с учётом потерь в линии















б) для радиальной цепи А-3

 Ом

Определяем расчётные нагрузки линий, по Uном=110 кВ







## 4.11 Определение падения напряжения в узловых точках

По напряжению на шинах 110 кВ питающей нагрузки ПС и найденному потоку мощности находим потери напряжения и напряжения на ПС.

I вариант













## 4.12 Регулирование напряжения в электросети

Определяем значения напряжения на шинах НН, приведённого к напряжению на шинах ВН, для режима наибольших нагрузок.

I вариант

1. 

где RT,XT – сопротивления трансформаторов,  - ступень регулирования напряжения,% [2, с580]

Определяем желаемое ответвление:



Определяем действительное значение напряжения на шинах НН ПС:



Определяем отклонение напряжения на этих шинах от номинального напряжения:



Аналогично для узлов 2,3,4,5

Результаты расчётов сводим в таблицу:

I вариант

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № ПС | Uн’, кВ | nотвжел | nотв | Uдествн, кВ | U,% |
| 1 | 104,3 | -4,6 | -4 | 10,37 | 1,2 |
| 2 | 95,3 | -8,3 | -8 | 10,4 | 0,95 |
| 3 | 104,7 | -4,4 | -5 | 10,41 | 0,85 |
| 4 | 114,38 | -3,91 | -3 | 10,4 | 0,009 |
| 5 | 90,55 | -8,5 | -8 | 10,6 | 0,0095 |

## 4.13 Выбор схемы ПС

Выбор схем электрических ПС осуществляется по "Типовым схемам принципиальным электрических РУ напряжением 6-750 кВ ПС и указаниям по их применению".

Для ПС № 1,5,2 – выбираем схему – мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий:

Для ПС № 3 - т.к это тупиковые ПС 110 кВ, то выбираем блочную схему – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий:

Для ПС №4. Выбираем схему - одна рабочая секционированная выключателями и обходная система шин:

Питающая подстанция А. Для надежности питания рассматриваемых подстанций выбираю схему две рабочие и обходная системы шин:


## 5. Выбор оборудования на ПС № 2

Исходные данные.

Выбор выключателей предварительно осуществляется по заданному UHOM и расчетному рабочему току в максимальном режиме. Затем предварительно выбранные выключатели проверяют на термическую и динамическую стойкости, а также его коммутационную способность

Выбор оборудования проводим для подстанции 2:

, 

Выбор на стороне высшего напряжения:

Ток в нормальном и послеаварийном режиме:





Ток к. з. На стороне ВН (заданный):



Сопротивление системы:





Сопротивление линии:









Ток к. з. На стороне ВН:



Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока к. з.



где 

Ударный коэффициент:



Ударный ток к. з.:



Ток для расчетного времени к. з.:

Расчетное время, для которого требуется определить ток к. з.:



Где  (предварительно) - собственное время отключения выключателя

Симметричный ток отключения:



Апериодическая составляющая тока к. з.:



Тепловой импульс к. з.:



Где  - время действия тока к. з.

 (предварительно) – полное время отключения выключателя.

Выбираем:

Выключатель – элегазовый типа ВГБУ-110-У1

Разъединитель – наружной установки двухколонковый с заземляющими ножами типа РНДЗ-110Б/1000 У1 с приводом ПРН-110У1.

|  |  |
| --- | --- |
| Расчетные данные | Каталожные данные |
| ВГБУ-110-У1 | РНДЗ-110Б/1000 У1 |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  | - |
|  |  | - |
|  |  | - |
|  |  |  |

Трансформатор тока – ТФЗМ-110Б-I-У1

Заградитель высокочастотный - ВЗ-1250-0**.5**У1

|  |  |
| --- | --- |
| Расчетные данные | Каталожные данные |
| ТФЗМ-110Б-I-У1 | ВЗ-1250-0.5У1 |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |

Трансформатор напряжения - НКФ-110-83У1

Ограничитель перенапряжения – ОПН-110У1

Выбор на стороне низшего напряжения:

Ток в нормальном и послеаварийном режиме:





Сопротивление системы:







Ток к. з. На стороне НН (заданный):



Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока к. з.



где 

Ударный коэффициент:



Ударный ток к. з.:



Ток для расчетного времени к. з.:

Расчетное время, для которого требуется определить ток к. з.:



Где  (предварительно) - собственное время отключения выключателя

Симметричный ток отключения:



Апериодическая составляющая тока к. з.:



Тепловой импульс к. з.:



 (предварительно) – полное время отключения выключателя.

Выбираем:

Выключатель - вакуумный типа ВВЭ-10-20/1600У3

Трансформатор тока - ТПОЛ-10

|  |  |
| --- | --- |
| Расчетные данные | Каталожные данные |
| ВВЭ-10-20/1600У3 | ТПОЛ-10 |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  | - |
|  |  | - |
|  |  | - |
|  |  |  |
|  |  |  |

Трансформатор напряжения-типа НОМ-10-66 У2, 75ВА

Ограничитель перенапряжения-типа ОПН-10 - ХЛ1

## 6. Трансформатор собственных нужд - типа ТСЗМ-63/10/0.4У1

## 6.1 Резистивное заземление нейтрали в сети 6 – 10 кВ

Системы с незаземленными нейтралями, как показали научные исследования и опыт эксплуатации, не могут читаться надежными, обеспечивающими меньший ущерб от перерыва питания потребителей в силу допустимости длительной работы с однофазными замыканиями на землю линий электропередачи систем электроснабжения. Высокая вероятность аварий при многократных повторных замыканиях электрических дуг вследствие однофазных замыканий в сети или деградации изоляции в месте замыкания, переход однофазных в многофазные замыкания, приводящие к большим повреждениям оборудования, – все это обусловливает отказ от применения изолированной нейтрали для промышленных систем электроснабжения (за исключением специальных случаев, оговоренных в ПУЭ). Как альтернатива могут быть предложены системы резистивного заземления нейтрали: низкоомное и высокоомное заземление.

Система с низкоомным заземлением нейтрали использует резистор, который ограничивает ток в месте повреждения относительно невысоким значением (по сравнению с многофазным замыканием) 50 – 1000 А. Обладает следующими преимуществами:

– обеспечивает более долгую ожидаемую жизнь изоляции для электродвигателей, трансформаторов и другого оборудования сети за счет снижения амплитуды перенапряжений, длительности и частоты воздействия перенапряжений;

– обеспечивает улучшение защитных свойств релейных защит путем быстрого и селективного отключения повреждений на землю при относительно низких токах в месте повреждения;

– обеспечивает защиту от повреждения стали вращающихся электрических машин, предотвращая длительное горение дуги между обмоткой и корпусом;

– обеспечивает сниженный риск поражения электрическим током обслуживающего персонала.

Система с высокоомным заземлением нейтрали использует резистор, ограничивающий ток замыкания на землю на низком уровне 1–7 А, и создает ток в месте повреждения равный емкостному. Обладает следующими преимуществами:

– сохраняет основное и единственное преимущество сети с изолированной нейтралью (при малом токе замыкания на землю): позволяет не отключать мгновенно первое замыкание на землю, и если не будет второго замыкания, поврежденная цепь может оставаться в работе;

– обеспечивает снижение амплитуды, длительности и частоты воздействия дуговых (примерно до уровней 2,5 Uф) и феррорезонансных перенапряжений на изоляцию оборудования сети;

– создает ток в месте повреждения, удовлетворяющий по чувствительности требованиям релейной защиты.

Опыт эксплуатации дугогасительных реакторов показал, что достаточно незначительной его расстройки относительно резонанса и перенапряжения при ОЗЗ возможны даже большие, чем при отсутствии реактора. Поскольку для электрической сети отключения и включения распределительных линий является нормальной ситуацией, реакторы должны менять свою настройку. Определение результирующей емкости реализуется косвенными методами, что и приводит к возникновению неточности.

На рис.1 представлена принципиальная схема выполнения резистивного заземления нейтрали в сетях 6 – 35 кВ. Заземление нейтрали можно выполнить как с помощью высоковольтного резистора  в нейтрали специального заземляющего трансформатора Т, рис.1, так и с помощью низковольтного резистора  – в разомкнутом треугольнике.

Для реализации возможности использования низковольтных резисторов на стороне 0,4 кВ трансформатора может потребоваться схема их подключения согласно рис.2. Она должна применяться в том случае, если напряжение нулевой последовательности на выводах обмотки низшего напряжения трансформатора превышает 1 кВ при ОЗЗ.

Заземляющий резистор () трансформатора Т, рис.1, выбирается исходя из режима длительного протекания тока, если предполагается действие защиты от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) на сигнал. При действие защиты от ОЗЗ на отключение заземляющий резистор выбирается по режиму кратковременного протекания тока. Соответственно и мощность трансформатора Т также может быть выбрана исходя из режима допустимой кратковременной перегрузки.

При высокоомном заземлении нейтрали величина резистора не зависит от режима его работы и выбирается исходя из условия

, (1)



*Т*



6,3 кВ

Рис.1. Принципиальная схема подключения резисторов.

Рис.2. Вариант подключения резисторов на стороне 0,4 кВ трансформатор.

х

y

х

y

х

y

A

B







C

Где С – емкость фазы сети на землю; Т=0,01/3 – постоянная времени разряда емкости нулевой последовательности на резистор ,

Ток замыкания на землю  определяется суммарной емкостью сети на землю С, параметрами трансформатора  и резистора  и находится по формуле

, (2)

где .

При использовании низковольтного резистора  в формулу (2) вместо 3 следует подставить приведенное к высшей стороне трансформатора Т активное сопротивление /3. Действительная величина данного сопротивления определяется как

, (3)

где К – коэффициент трансформации, равный отношению линейных напряжений сторон трансформатора: .

Ток в резисторе обусловлен трансформацией токов нулевой последовательности со стороны высшего напряжения трансформатора и равен

. (4)

Формулы (1) – (3) хорошо известны, однако до настоящего времени не решены следующие вопросы:

где лучше устанавливать резистор – в нейтрали трансформатора или же на стороне низшего напряжения;

какова оптимальная мощность резистивного трансформатора, выбираемого исходя из условий отключения ОЗЗ релейной защитой;

какова действительная величина резистора, если трансформатор работает в режиме насыщения при ОЗЗ.

Следует учитывать, что при значительных величинах токов нулевой последовательности (порядка номинального тока трансформатора и более) сказывается изменение магнитного состояния трансформатора на увеличении тока намагничивания. Поскольку в трехфазных стержневых трансформаторах магнитные потоки нулевой последовательности замыкаются за пределами магнитопровода, индуктивное сопротивление намагничивания в схеме замещения трансформатора снижается по крайней мере до 0,3 о. е. При большей величине тока нулевой последовательности ток намагничивания становится сопоставимым с током нагрузки трансформатора.

Данный вопрос – зависимость параметров схемы замещения трансформатора от величины тока в резисторе – не исследован. Приведенные выше формулы (1) – (4) были получены для трансформатора с броневым магнитопроводом (пятистержневым), когда потоки нулевой последовательности замыкаются по магнитопроводу. Необходимо внести в них коррективы в соответствии с учетом влияния цепи намагничивания на ток, потребляемый трансформатором с высшей стороны из сети. При этом Высокоомное заземление нейтрали можно не рассматривать, т.к токи ОЗЗ достаточно малы (1-7 А), чтобы оказать заметное влияние на магнитное состояние трансформатора.

Примем, что в схеме замещения трансформатора ветвь намагничивания вынесена к его зажимам, рис.3. Этот прием упрощает расчеты и не оказывает заметного влияния на выбор величины резистора. Тогда

, (5)

При размещении резистора на стороне низшего напряжения трансформатора в формулу (5) вместо сопротивления  подставляется сопротивление /3. Формула (3) остается без изменений.

Ток на стороне треугольника рассчитывается как

, (6)

а ток замыкания на землю равен

. (7)













Рис.3. Схема замещения трансформатора для токов нулевой последовательности.

Токи в фазах трансформатора резистивного заземления нейтрали со стороны его высшего напряжения должны находиться с учетом схем замещения трансформатора для прямой и обратной последовательностей. Так как по отношению к токам прямой (и обратной) последовательности вторичная обмотки является разомкнутой, схема замещения содержит только ветвь намагничивания , рис.4.

На рис.5. представлена схема замещения для режима ОЗЗ при использовании общепринятых допущений о возможности пренебрежения величиной продольных сопротивлений в схемах замещения линий распределительной сети и сопротивлениями короткого замыкания трансформатора.

Векторная диаграмма фазных токов трансформатора на стороне обмотки высшего напряжения представлена на Рис.6. На диаграмме в общем случае учтена активная составляющая в токе намагничивания прямой последовательности.

При определении тока наиболее загруженной фазы трансформатора можно приближенно положить, что токи фазы "а" трансформатора прямой и нулевой и нулевой последовательности лежат на одной прямой. Тогда максимальный ток равен

. (8)

Коэффициент загрузки должен определяться по данным расчета из формулы (8), т.е. .

Таким образом, алгоритм выбора минимально допустимой мощности трансформатора резистивного заземления нейтрали следующий. По схеме замещения, рис.5, находятся токи прямой и нулевой последовательности и по формуле (8) рассчитывается максимальный ток.





Рис.4. Схема замещения трансформатора для токов прямой (обратной) последовательности.



































Рис.5. Схема замещения системы электроснабжения при ОЗЗ.





















Рис.6. Векторная диаграмма токов трансформатора.

## 7. Экспериментальные исследования режимов работы трансформаторов системы резистивного заземления нейтрали

Выше были приведены результаты экспериментальных исследований промышленной системы резистивного заземления нейтрали. При этом было получено, что для обычных силовых стержневых трансформаторов ток намагничивания нулевой последовательности оказался одного порядка с номинальным током трансформатора.

Для выяснения особенностей работы таких трансформаторов в системе резистивного заземления нейтрали были проведены модельные эксперименты на трансформаторе ИВ-8 – 1,0 – 0,38/0,22. Для этого первичная обмотка была соединена в звезду с выведенной нейтралью, а вторичная обмотка – в разомкнутый треугольник. На рис.7. представлены характеристики намагничивания трансформаторов при подаче на первичную обмотку напряжения прямой последовательности (ПП).

Обозначения кривых следующие: 1 – , 2 – .

На рис.8. представлены характеристики намагничивания трансформаторов при подаче на первичную обмотку напряжения нулевой последовательности (НП), для чего фазы обмотки соединялись последовательно. Сравнение характеристик  и  показывает, что при токе =1 А . При этом  в интервале токов .

Обозначения кривых следующие: 1 – , 2 – 

Рис.7. Характеристики холостого хода ПП трансформаторов.

0

0,2

0,4

0,6

,

500

1500

2000

А.

2

1

, Ом.

*U*, В

1

2

3

4

0

,А

10

20

30

40



50

100

150

200

U0 ,В

1

2

1000

400

300

200

100

Рис.8. Характеристики холостого хода НП трансформаторов.

Анализ характеристик, представленных на рис.8, показывает, что ток намагничивания НП превышает номинальный ток трансформатора уже при напряжениях меньших 0,5, следовательно, при номинальном напряжении этот ток будет превышать номинальный ток в несколько раз. Таким образом, можно подобрать трансформатор соответствующей мощности, обеспечивая требуемый ток в режиме холостого хода в месте ОЗЗ без подключения высоковольтных или низковольтных балластных резисторов.

При замыкании обмотки низшего напряжения в треугольник ток намагничивания НП увеличивается в несколько раз. Так, для трансформатора типа ИВ-8 –1,0 были получены следующие результаты: =30 В  =1,7 А; =50 В  =3,0 А; =60 В  =3,5 А при 1,52 А. Очевидно, что эти особенности силовых трансформаторов, поставленных в условиях работы с токами нулевой последовательности на уровне номинального тока и более, можно использовать лишь в тех случаях, если реализуется низкоомное заземление нейтрали, когда релейная защита действует на отключение ОЗЗ.

Реальный уровень токов НП можно определить, поставив опыты, имитирующие режим ОЗЗ. Для этого нейтраль первичной обмотки трансформатора, собранной в звезду, замыкалась (через амперметр) на фазу "а" трансформатора. Обмотка низшего напряжения трансформатора, собранная по схеме разомкнутого треугольника, подключалась к балластному резистору . Как видно из графиков, ток ОЗЗ примерно в 3,4 больше в относительных единицах для трансформатора меньшей мощности. В абсолютных значениях токи примерно равны, как примерно равны (отличие в пределах 7%) индуктивности намагничивания нулевой последовательности.

Расчет значений индуктивности намагничивания (характеристики 2, рис.8) производился по формуле.

1,2 – соответственно без балластного резистора и с балластным резистором;

, (9)

При использовании величины тока ОЗЗ (характеристика 1, рис.9) индуктивность намагничивания определялась как

 (10)

Расчеты по формулам (9) и (10) дали следующие результаты: . Различие между значениями индуктивности намагничивания при одинаковых токах нулевой последовательности можно объяснить влиянием токов прямой последовательности на магнитное состояние стали.

Величину токов прямой последовательности при ОЗЗ можно определить исходя из данных замеров фазных токов в эксперименте. В табл.1 приведены значения фазных токов , поступающих в исследуемый трансформатор ИВ-8 – 1,0, токи нулевой последовательности , токи фазы "а", поступающие от сети , и рассчитанные значения токов прямой последовательности в трансформаторе .

Таблица 1. Значения токов при ОЗЗ

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | , А | , А | , А | , А | , А | , А |
| 1 | 1,06 | 1,11 | 1,11 | 2,23 | 1,10 | 0,04 |
| 2 | 1,23 | 1,35 | 1,35 | 2,70 | 1,33 | 0,10 |
| 3 | 1,78 | 1,83 | 1,83 | 3,66 | 1,80 | 0,02 |
| 4 | 2,13 | 2,24 | 2,24 | 4,45 | 2, 20 | 0,07 |

Токи прямой последовательности находились исходя из схемы замещения трансформатора, работающего на ОЗЗ, представленной на рис.5, из которой исключены емкости и балластный резистор. Векторная диаграмма токов, соответствующая рассматриваемому случаю, показана на рис.10. Очевидно, что

. (11)

Результаты расчета по формуле (11) занесены в табл.1.

Значения токов при ОЗЗ и замыкании обмотки низшего напряжения трансформатора ИВ-8 – 1,0 на балластный резистор 6 Ом приведены в табл.2.

Таблица 2. Значения токов и напряжений при ОЗЗ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | , А | , А | , А | , А | , А | , А | , В | , В |
| 1 | 1,07 | 1,10 | 1,10 | 2, 20 | 1,10 | 0,03 | 34,5  | 18,0 |
| 2 | 1,22 | 1,32 | 1,32 | 2,65 | 1,33 | 0,11 | 41,0 | 22,8 |
| 3 | 1,73 | 1,81 | 1,81 | 3,60 | 1,80 | 0,07 | 55,0 | 27,0 |
| 4 | 2,15 | 2,24 | 2,24 | 4,45 | 2,21 | 0,06 | 68,0 | 35,0 |























а)



















б)

Рис.10. Векторные диаграммы токов

а – трансформатора; б – питающей сети.

## 8. меры безопасности при эксплуатации трансформаторов

## 8.1 вопросы эксплуатации преобразовательных трансформаторов

Надежность работы трансформаторного оборудования преобразовательных установок определяется не только качеством конструктивных и технологических решений, принятых при проектировании, но и качеством изготовления, а также условиями транспортировки, хранения, монтажа и эксплуатации изделий.

За последние годы наметилась тенденция разрабатывать трансформаторы, имеющие максимальную степень готовности к включению, требующие минимума работ при монтаже и включении в эксплуатацию.

Масляные трансформаторы и реакторы типовой мощностью до 2000 кВ-А отправляются на место установки полностью собранными и заполненными трансформаторным маслом. Масляные трансформаторы - мощностью 2500 кВ • А и выше транспортируются частично демонтированными: с них снимают расширитель, охладители, каретки для передвижения и ряд других узлов и деталей. Активная часть находится в герметизированном баке, заполненном маслом до уровня 80-200 мм ниже крышки. Трансформаторы мощностью свыше 63000 кВ-А и массой более 70 т транспортируют без масла. Для сохранения свойств изоляции трансформаторы заполняют азотом и снабжают установками автоматической подпитки баков азотом.

Все совтоловые трансформаторы транспортируют полностью собранными и заполненными жидкостью. На время транспортировки с них снимают лишь электроконтактные термометры и мановакуумметры. В зависимости от условий транспортировки совтоловые трансформаторы упаковывают в плотные деревянные ящики или защищают от механических повреждений деревянной решеткой.

Трансформаторные изделия с воздушным охлаждением (сухие) отгружают на место установки полностью собранными и упакованными в ящики, предохраняющие их от механических повреждении и непосредственного воздействия атмосферных влияний. Изделия небольшого размера отгружают также в железнодорожных контейнерах.

Для выполнения погрузочно-разгрузочных работ трансформаторы всех типов имеют специальные крюки для подъема всего трансформатора, - приспособления на баках трансформаторов массой более 20 т для подъемных домкратов, каретки или салазки для передвижения.

В последние годы были усилены конструкции крепления активных частей в баках трансформаторов с целью повышения их надежности при транспортировке. Однако трансформаторы не допускают при транспортных операциях резких толчков и рывков, а угол наклона их не должен превышать 15°.

Вопросы транспортировки мощных преобразовательных трансформаторов оказывают существенное влияние на конструктивные решения. Конструкцию выполняют так, чтобы при погрузке в вагон или на платформу трансформатор вписывался в стандартный железнодорожный габарит. Если это не удается осуществить, то трансформатор перевозят па транспортерах, имеющих пониженный уровень платформы. Трансформаторы с РПН типовой мощностью свыше 16000 кВ • А не удается вписать в стандартный железно-дорожный габарит. Например, трансформаторы ТДНП-25000/10, ТДНП-32000/10 и ТДНП-40000/10 даже при погрузке на транспортеры имеют соответственно негабаритность нулевой, первой и третьей степеней.

Правильное хранение трансформаторов перед вводом в эксплуатацию существенно влияет па эксплуатационные характеристики. Масляные трансформаторы для наружной установки, полностью заполненные маслом, можно хранить па открытом - воздухе.

Если трансформаторы поставляются частично демонтированными, перед вводом в эксплуатацию на них устанавливают расширитель, доливают масло, подсоединяют к расширителю силикагелевый воздухоосушитель. Трансформаторы, транспортируемые без масла, целесообразно заполнять маслом как можно скорее. До заполнения трансформатора маслом баллоны с азотом, входящие в состав устройства подпитки, должны обеспечивать давление свыше 2 • 10 На. При падении давления ниже 2 • 105 Па баллоны заменяют.

Совтоловые трансформаторы следует хранить в закрытых помещениях. При длительном хранении нужно соблюдать требования ухода, которые предусмотрены для трансформаторов, находящихся в резерве.

Особенного внимания к условиям хранения требуют сухие трансформаторы. Их хранят в закрытых сухих помещениях при температуре воздуха не ниже 1 °С и относительной влажности не более 80 /о при температуре +20 °С. Совершенно недопустимо хранить сухие трансформаторы на открытых площадках под воздействием солнечных лучей и атмосферных осадков.

Современные конструкции трансформаторов, как правило, допускают включение в эксплуатацию без ревизии активной части.

Масляные преобразовательные трансформаторы мощностью более 2000 кВ-А требуют проведения монтажа системы охлаждения, расширителя, предохранительной трубы, кареток, термосифопных фильтров, влагопоглотителей, контрольных кабелей, систем сигнализации и защиты, а для некоторых типов также монтажа вводов.

Перед включением масляные трансформаторы испытывают на мас-лоплотность избыточным давлением столба масла высотой 0,6 м над высшим рабочим уровнем в расширителе в течение 3 ч. Помимо того, проверяют качество трансформаторного масла, измеряют характеристики изоляции '(тангенс угла диэлектрических потерь и сопротивление изоляции обмоток постоянному току), проверяют коэффициент трансформации.

Состояние изоляции трансформатора имеет важнейшее значение для его успешной эксплуатации. В случае увлажнения изоляции трансформаторы подвергают контрольной подсушке с маслом или же производят сушку активной части без масла. Контрольная подсушка производится при температуре верхних слоев масла 80°С и максимально допустимом конструкцией бака вакууме. Длительность подсушки без учета времени нагрева не должна превышать 48 ч. Сушка активной части производится в вакуум-сушильных печах, в специальных камерах без вакуума или в собственном баке с вакуумом.

Все совтоловые трансформаторы имеют высокую готовность и дополнительные работы перед их включением сводятся к установке мановакуумметра и термометрического сигнализатора и проверке герметичности. Герметичность трансформатора проверяют сухим азотом при избыточном давлении 2 • 104 Па, которое не должно снижаться в течение 6 ч. После испытания на герметичность избыточное давление в трансформаторе необходимо снизить до 5 • 103 Па при 25 °С.

Совтоловые трансформаторы перед включением испытывают по такой же программе, как и масляные трансформаторы. В частности, проверяют сопротивление изоляции обмоток, сопротивление обмоток постоянному току при всех положениях переключающего устройства ПБВ. Сопротивление изоляции обмоток не должно быть меньше 70% величины, замеренной на заводе. Электрическая прочность совтола не должна быть ниже 30 кВ при температуре 65 °С.

Подготовка к работе сухих трансформаторов требует проведения

-внешнего осмотра,

-продувки сухим сжатым воздухом,

-измерения сопротивления обмоток постоянному току на всех ответвлениях,

-проверки коэффициента трансформации

-сопротивления изоляции обмоток.

Сопротивление изоляции обмоток не должно быть ниже 70% величины, замеренной при заводских испытаниях. При необходимости сухие трансформаторы нужно сушить. Сушку продолжают до тех лор, пока сопротивление изоляции в нагретом состоянии при температуре 85-100 °С не достигнет постоянной величины, неизменной в течение 8-12 ч.

Допустимые циклические перегрузки преобразовательных трансформаторов соответствуют ГОСТ 16772-71 и приведены в табл.2-12. В аварийных случаях масляные и совтоловые трансформаторы допускают одну из кратковременных перегрузок сверх номинального тока в соответствии с ГОСТ 14209-69: 30% в течение 120 мин, 45% - 80 мин, 60% -45 мин, 75% -20 мин, 100% - 10 мин, 200% - 1,5 мин. Масляные трансформаторы с дутьевым охлаждением могут длительно нести нагрузку 60% номинальной при отключенном дутье. Сухие трансформаторы допускают в аварийных случаях одну из следующих кратковременных перегрузок сверх номинального тока: 20% - в течение 60 мин, 30% -45 мин, 40% -32 мин, 50% - 18 мин и 60% - 5 мин.

Для защиты обслуживающего персонала и низковольтной аппаратуры при пробое сетевой обмотки на вентильную трансформаторы снабжают пробивными предохранителями. Предохранители устанавливают на вентильных обмотках с междуфазным напряжением до 690 В при напряжении сетевой обмотки свыше 1 000 В.

Преобразовательные трансформаторы в эксплуатации систематически подвергают текущему контролю без отключения от сети, периодическим ревизиям при полном отключении трансформатора и капитальным ревизиям со вскрытием трансформатора. Текущий контроль и периодические ревизии проводят в сроки, устанавливаемые в соответствии с местными условиями. Капитальные ревизии масляных трансформаторов также про; водят в сроки, зависящие от условий эксплуатации выпрямительных агрегатов, но не реже чем один раз в 5-6 лет.

Совтоловые трансформаторы, как правило, капитальным ревизиям не подвергаются. Работа с совтолом требует принятия специальных мер предосторожности. При работе с совтолом надевают спецодежду, которую снимают после работы и хранят отдельно. Лицо и руки после работы с совтолом тщательно моют теплой водой с мылом. Если совтол попал на кожу, его смывают сначала растворителем, а затем теплой водой с мылом. Работы с совтолом выполняют в отдельном помещении с хорошей вентиляцией. При работе около больших открытых поверхностей с жидкостью нужно применять местную вытяжную вентиляцию или пользоваться защитными масками и противогазами. При соблюдении указанных мер предосторожности работы с совтолом не представляют опасности для здоровья человека.

При эксплуатации сухих трансформаторов с открытым циклом вентиляции недопустимо накопление пыли и грязи па защитных кожухах, вводах, магпитопроводах, обмотках, ошиновке. Если такие трансформаторы, работающие в условиях влажного тропического климата или в условиях умеренного климата при относительной влажности более 65%, отключаются и в период отключения их температура может оказаться ниже температуры окружающей среды, то перед повторным включением следует произвести измерение сопротивления изоляции обмоток. Если измеренное значение сопротивления изоляции Обмоток не соответствует требованиям, необходимо произвести сушку трансформатора.

## 8.2 Меры безопасности при осмотре трансформаторов

1. Осмотр силовых трансформаторов должен выполняться непосредственно с земли или со стационарных лестниц с поручнями.

На трансформаторах, находящихся в работе или резерве, доступ к смотровым площадкам должен быть закрыт предупреждающими плакатами "Не влезай! Убьет".

2. Отбор газа из газового реле работающего трансформатора должен выполняться после разгрузки и отключения трансформатора.3. Работы, связанные с выемкой активной части из бака трансформатора или поднятием колокола, должны выполняться по специально разработанному для местных условий проекту производства работ.

4. Для выполнения работ внутри баков трансформатора допускаются только специально подготовленные рабочие и специалисты, хорошо знающие пути перемещения, исключающие падение и травмирование во время выполнения работ или осмотров активной части. Спецодежда работающих должна быть чистой и удобной для передвижения, не иметь металлических застежек, защищать тело от перегрева и загрязнения маслом. Работать внутри трансформатора следует в защитной каске и перчатках. В качестве обуви необходимо использовать резиновые сапоги. '

5. Перед проникновением внутрь трансформатора следует убедиться в том, что из бака полностью удалены азот или другие газы, а также выполнена достаточная вентиляция бака с кислородосодержанием воздуха в баке не менее 20%.

Для контроля за состоянием и действиями людей внутри трансформатора должен быть назначен как минимум один работник, который обязан находиться у входного люка и постоянно поддерживать связь с работающими. Работник при выполнении работ внутри трансформатора должен быть обеспечен лямочным предохранительным поясом с канатом и при необходимости шланговым противогазом.

6. Освещение при работе внутри трансформатора должно обеспечиваться переносными светильниками напряжением не более 12 В с защитной сеткой и только заводского исполнения или аккумуляторными фонарями. При этом разделительный трансформатор для переносного светильника должен быть установлен вне бака трансформатора.

7. Если в процессе работы в бак подается осушенный воздух (с точкой росы не более - 40 °С), то общее время пребывания каждого работающего внутри трансформатора не должно превышать 4 часов в сутки.

8. Работы по регенерации трансформаторного масла, его осушке, чистке, дегазации должны выполняться с использованием защитной одежды и обуви.

9. В процессе слива и залива трансформаторного масла, в силовые трансформаторы напряжением 110 кВ и выше вводы трансформаторов должны быть заземлены во избежание появления на них электростатического заряда.

## 9. заключение

Энергетические системы являются основой энергоснабжения для большинства потребителей электрической и тепловой энергии. Задачей энергосистем является надежное и бесперебойное обеспечение потребностей народного хозяйства и населения в электрической и тепловой энергии надлежащего качества при минимальных народнохозяйственных затратах.

Энергетические системы подразделяют на районные и объединенные. Районные сети обслуживают определенные районы.

В бакалаврской работе мы рассчитываем районную электрическую сеть напряжением 110 кВ. Мы рассматриваем два варианта схем сети. И путем расчета параметров элементов сети и выбора оборудования, мы выбираем наиболее экономичный вариант. Исходя из расчетов наиболее выгодным является первый вариант сети.

Вопросы надежности и устойчивости работы являются важнейшими при разработке проектов развития и организации эксплуатации энергосистем. Под надежностью работы энергосистемы понимают свойство энергосистемы функционировать с заданными эксплуатационными параметрами режима, обеспечивая требуемое энергоснабжение потребителей. Надежность работы энергосистемы обуславливается безотказностью, ремонтопригодностью и долговечностью ее частей и элементов.

Различают отказы и повреждения энергосистем и их элементов. Отказы подразделяют на аварии и браки в работе. Наиболее тяжелым видом отказа является системная авария. Развитие системных аварий возможно при неправильной работе устройств релейной защиты и системной автоматики.

Поэтому для надежной работы энергосистемы очень важно правильно выбрать систему релейной защиты, внедрять более совершенные и безотказные схемы электрических соединений электростанций и подстанций, совершенствовать схемы выдачи мощности электростанций, структуры и схем основных сетей энергосистем и т.д.

Разработка и внедрение в нашей стране широкого комплекса методов и средств повышения надежности и устойчивости работы энергосистем вывели нашу энергетику на передовые позиции в мировой энергетической практике.

## 10. список используемой литературы

1. Справочник по проектированию электроэнергетических систем; под ред. С. С. Рокотяна и И.М. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985
2. Идельчик В.И. Электрические системы и сети; Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989
3. Крючков И.П. и др. Электрическая часть станций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учебное пособие для электроэнергетических специальностей вузов. Под ред. Б.Н. Неклепаева – 3-е изд., перераб. доп. – М.: Энергия, 1978
4. Солдаткина Л.А. Электрические сети и системы: Учебное пособие для вузов. – М.: энергия, 1978
5. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 2-е изд., перераб. – М.: Энергия, 1980
6. Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем: Учебник для вузов. – М.: Энергия, 1976
7. Чернобровов Н.В. Релейная защита.: Учебник для вузов. – М.: Энергия, 1974
8. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть станций и подстанций.: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1986
9. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках.: Учебное пособие для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984.