

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
профессионального образования
«САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(ФГБОУ ВПО «СамГТУ»)

Факультет Электротехнический

Кафедра «Электрические станции»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой Ведерников А.С.
(подпись)

«22» июня 2015 г.

Выпускная квалификационная работа

Студента Щобака Александра Андреевича, 4-ЭТФ-7
(фамилия, имя, отчество, курс, факультет, группа)

Вид работы дипломный проект бакалавра
(дипломная работа (проект) бакалавра (специалиста), магистерская диссертация)

Пояснительная записка

СамГТУ 140400.066.007.014.002 ПЗ

Тема Релейная защита и автоматика ЛЭП 220 кВ длиной 53 и 67 км энергосистемы, отходящих от шин РЭС (4x800) МВт. Пофидерный контроль изоляции присоединений постоянного оперативного тока.

(полное название темы квалификационной работы, в соответствии с приказом об утверждении тематики ВКР)

Нормоконтролер К.Т.Н., доц 19.06.15 О.Н. Шкушенина
(подпись, дата, фамилия, инициалы)

Руководитель работы д.т.н., проф 19.06.15 П.А. Кулаков
(должность, подпись, дата, фамилия, инициалы)

Консультант ст. преподав. журн 19.05.15 Кризмас В.А.
(должность, подпись, дата, фамилия, инициалы)

Консультант доцент 19.06.15 А.А. Мосеевич
(должность, подпись, дата, фамилия, инициалы)

Студент Щобак А.А. 19.06.15.
(подпись, дата, инициалы, фамилия)

Самара 2015 г.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ | 4 |
| 1 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ..... | 5 |
| 1.1 Выбор параметров оборудования для расчета ТКЗ | 5 |
| 1.2 Выбор видов короткого замыкания | 6 |
| 1.3 Составление схем замещения | 7 |
| 2 ВЫБОР И РАСЧЕТ ЗАЩИТ ЛИНИЙ | 9 |
| 2.1 Расчет дистанционной защиты линии | 9 |
| 2.2 Расчет токовой защиты нулевой последовательности | 20 |
| 2.3 Расчет токовой отсечки без выдержки времени от междуфазных КЗ для линий с двухсторонним питанием | 27 |
| 2.4 Дифференциально-фазная высокочастотная защита линии..... | 31 |
| 3 ПОФИДЕРНЫЙ КОНТРОЛЬ ИЗОЛЯЦИИ ПРИСОЕДИНЕНИЙ ПОСТОЯННОГО ОПЕРАТИВНОГО ТОКА..... | 36 |
| 3.1 Принцип работы..... | 36 |
| 3.2 Математическая модель | 38 |
| 3.3 Экспериментальная проверка работы прибора..... | 40 |
| 4 ВЫБОР УСТРОЙСТВ АВТОМАТИКИ ДЛЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ И РАЙОНА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ | 43 |
| 4.1 Автоматическое регулирование возбуждения синхронных генераторов | 44 |
| 4.2 Автоматическое регулирование напряжения трансформатора в электрических сетях..... | 44 |
| 4.3 Автоматическое регулирование коэффициента трансформации..... | 44 |
| 4.4 Точная автоматическая синхронизация синхронных генераторов | 44 |
| 4.5 Автоматическое повторное включение | 45 |
| 4.6 Автоматическое включение резервного питания и оборудования | 45 |
| 4.7 Частотная делительная автоматика отделения собственных нужд ТЭЦ | 46 |
| 4.8 Автоматика ликвидации асинхронного режима..... | 46 |
| 4.9 Автоматика определения мест повреждения на линиях | 46 |
| 4.10 Автоматическая частотная разгрузка электроэнергетической системы..... | 46 |
| 4.11 Автоматический регулятор частоты вращения турбин..... | 47 |
| 5 РАСЧЕТ СЕБЕСТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ РЭС (4 X 800) МВТ..... | 48 |
| 6 ОХРАНА ТРУДА. ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИИ СИЛОВЫХ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ | 52 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 55 |
| БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК | 56 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ..... | 57 |

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика—одна из основных отраслей экономики государства, поставляющая электроэнергию на основе разумного производства и передачи электроэнергии.

Энергетика Российской Федерации активно развивается. Строительство новых ЛЭП, электростанций большой мощности, крупных промышленных объектов, управление и защита которых стала более сложной. В связи с этим вводится в эксплуатацию новая аппаратура.

Защита, устанавливаемая на линиях электропередач, должна отключать короткие замыкания (КЗ), а также обеспечивать ближнее и дальнее резервирование.

Сети 110 - 220 кВ часто имеют сложную конструкцию, несколько источников питания. В таких сетях от многофазных КЗ применяются трехступенчатые дистанционные защиты. В качестве дополнительных к дистанционным защитами могут устанавливаться токовые отсечки от междуфазных КЗ[1].

В случаях, когда необходимо отключить КЗ на всей линии без выдержки времени предусмотрено использование ступенчатых защит, дополненных высокочастотным телеотключением (ВЧТО), или же установка в качестве основной высокочастотной направленной или дифференциально-фазной защиты, а в качестве резервных - ступенчатых дистанционных и токовых защит нулевой последовательности.

1 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов КЗ является одним из основных этапов выбора электрооборудования подстанции и проектирования релейной защиты. По ПУЭ [2] на линиях 110-220 кВ должна устанавливаться защита от следующих видов КЗ: 3-х фазных, 2-х фазных, 2-х фазных и однофазных КЗ на землю. Для расчета уставок защит в настоящем проекте рассчитаны токи 3х фазного КЗ и токи 3I0 при однофазном КЗ на землю.

1.1 Выбор параметров оборудования для расчета ТКЗ

Исходные данные [3] представлены в таблицах 1.1-1.5. Расчетная схема представлена на рис.1.1.

Таблица 1.1. Выбор параметров генераторов

| Генераторы | N, шт. | Ст., МВА | Xd'', о.е. |
|-----------------------|--------|-----------|------------|
| G1-G4 ТВВ-800-2ЕУЗ | 4 | 888,9 МВА | 0,219 |

Таблица 1.2. Выбор параметров трансформаторов

| Трансформаторы | N, шт. | Ст., МВА | Ук, % | |
|-------------------------|--------|----------|-------|-----|
| T1-T2 ТЦ-630000/220 | 2 | 630 | 11 | |
| T3-T5 ТЦ-1000000/500 | 3 | 1000 | 500 | |
| T6 ТРДНС-63000 | 1 | 63 | В-Н | С-Н |
| | | | 11,5 | 20 |

Таблица 1.3. Выбор параметров автотрансформаторов

| Автотрансформаторы | N, шт. | Ст., МВА | Ук, % | | |
|------------------------------|--------|----------|-------|------|------|
| | | | В-Н | В-С | С-Н |
| AT1 АОДЦТН-267000/500 | 3 | 267 | В-Н | В-С | С-Н |
| | | | 37 | 11,5 | 23 |
| AT2-AT3 АТДЦТН-200000/220 | 2 | 200 | В-Н | В-С | С-Н |
| | | | 32 | 11 | 20 |
| AT4 АТДЦТН-125000/220 | 1 | 250 | В-Н | В-С | С-Н |
| | | | 32 | 11 | 20 |
| AT5 АТДЦТН-125000/220 | 3 | 167 | В-Н | В-С | С-Н |
| | | | 35 | 11 | 21,5 |

Таблица 1.4. Выбор параметров линии

| Линии | Ул, кВ | L, км | Худ12, Ом/км | Худ0, Ом/км |
|-------|--------|-------|--------------|-------------|
| W1 | 230 | 53 | 0,4 | 1,2 |
| W2 | 230 | 67 | 0,4 | 1,2 |
| W3 | 230 | 74 | 0,4 | 1,2 |

Таблица 1.5. Характеристики систем

| Система | Sном | X*12 | X0 |
|---------|------|------|-----|
| C1 | 2900 | 0,35 | 0,4 |
| C2 | 1700 | 0,3 | 0,4 |
| C3 | 1000 | 0,2 | 0,4 |
| C4 | 2000 | 0,6 | 0,9 |

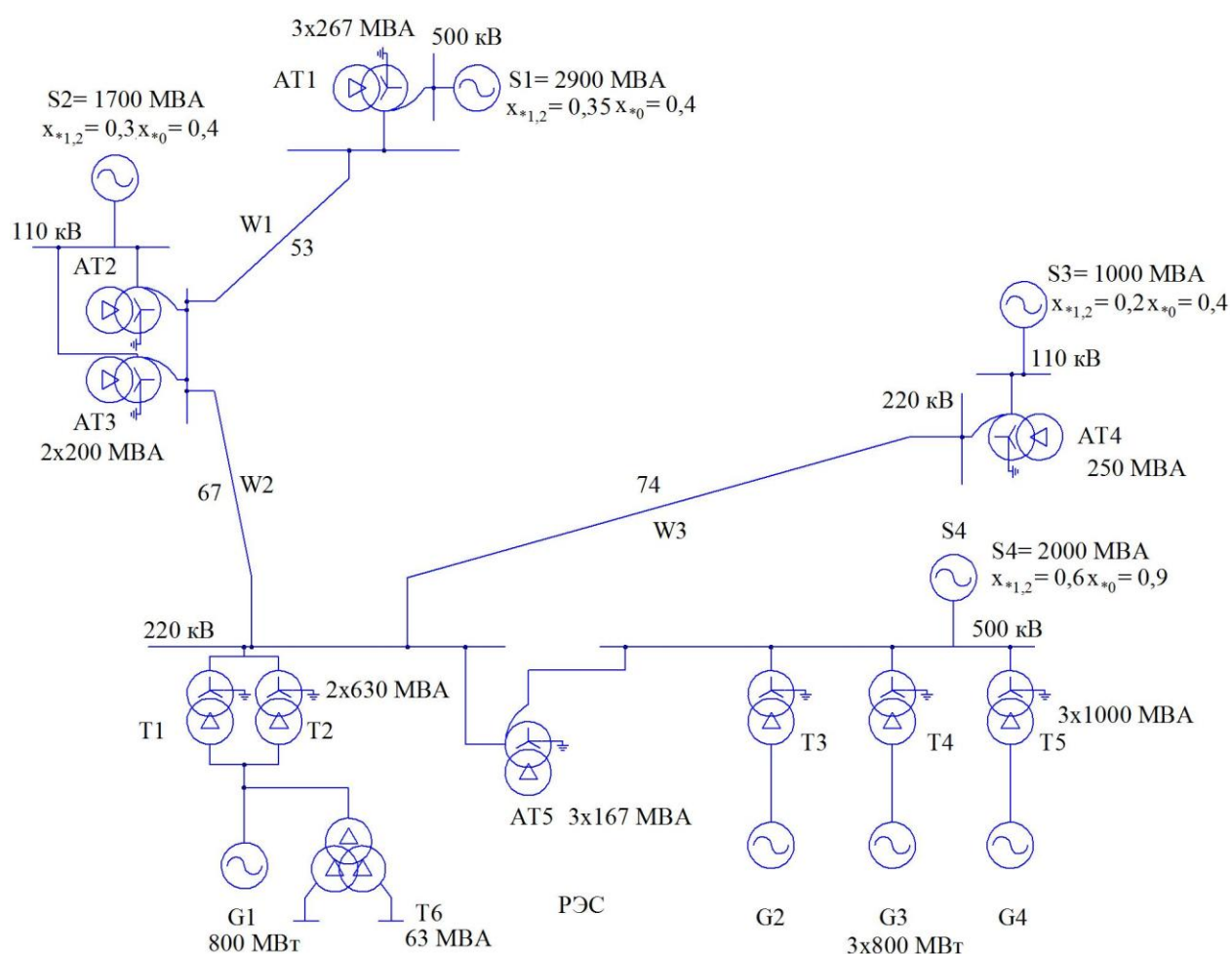


Рис 1.1. Схемасети

1.2 Выбор видов короткого замыкания

В данном случае необходимым и достаточным условием является расчёт трёхфазных токов короткого замыкания и однофазных токов нулевой последовательности [4].

Расчет токов КЗ включает в себя:

- 1) Вычисление трехфазного КЗ для 3 точек линий W1 и W2 (Начало, середина, конец).
- 2) Вычисление токов КЗ, протекающих по защищаемым линиям, при повреждениях за трансформаторами подстанций, присоединенных в конце линии;
- 3) Вычисление токов нулевой последовательности при однофазном КЗ в сетях 220 кВ для трех точек каждой линии системы;

Расчет токов КЗ для выбора релейной защиты выполняется на ЭВМ.

1.3 Составление схем замещения

Электрические схемы замещения прямой и нулевой последовательности представлены на рисунке 1.2 и рисунке 1.3 соответственно [5].

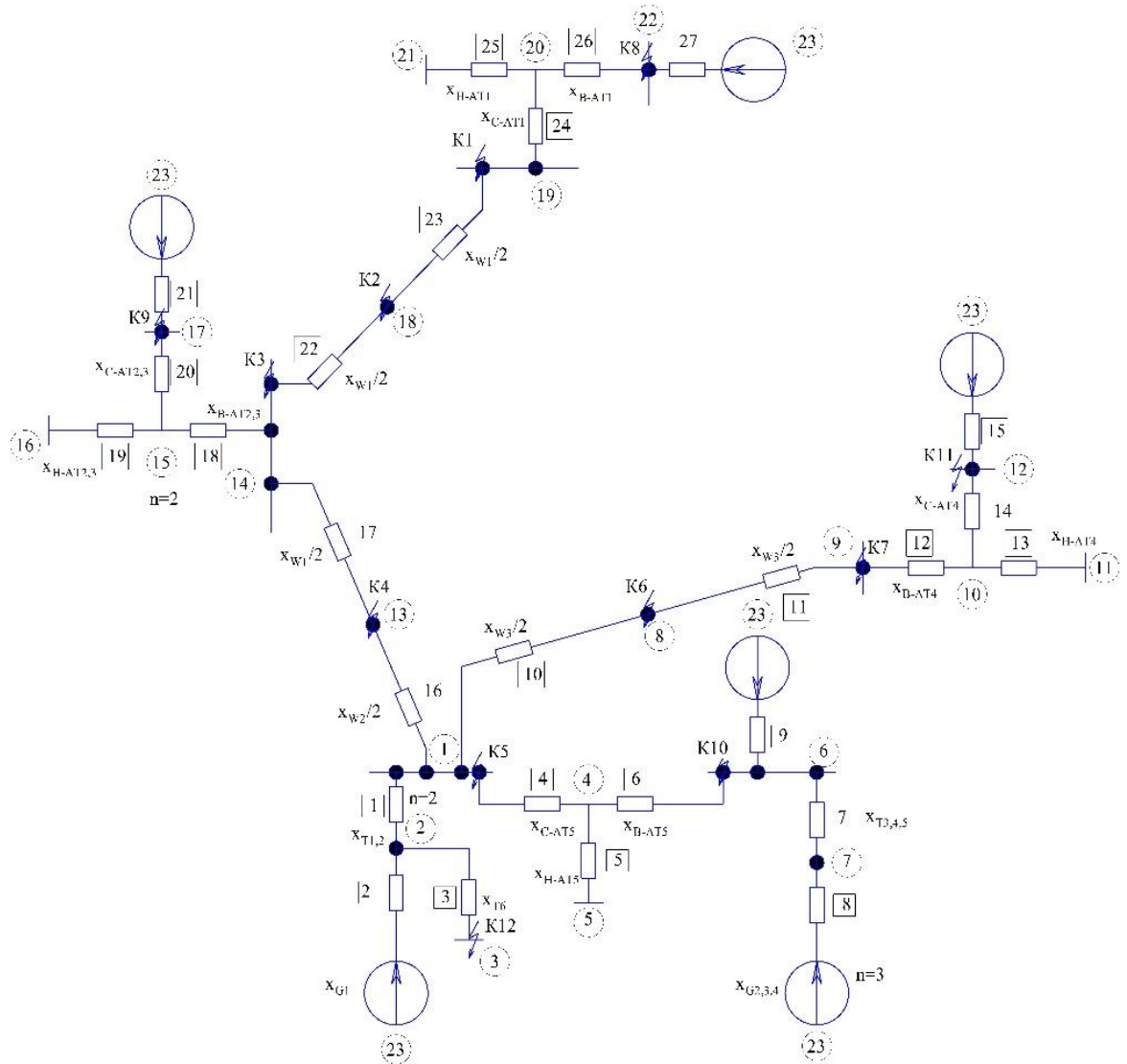


Рис.1.2. Схема замещения прямой последовательности

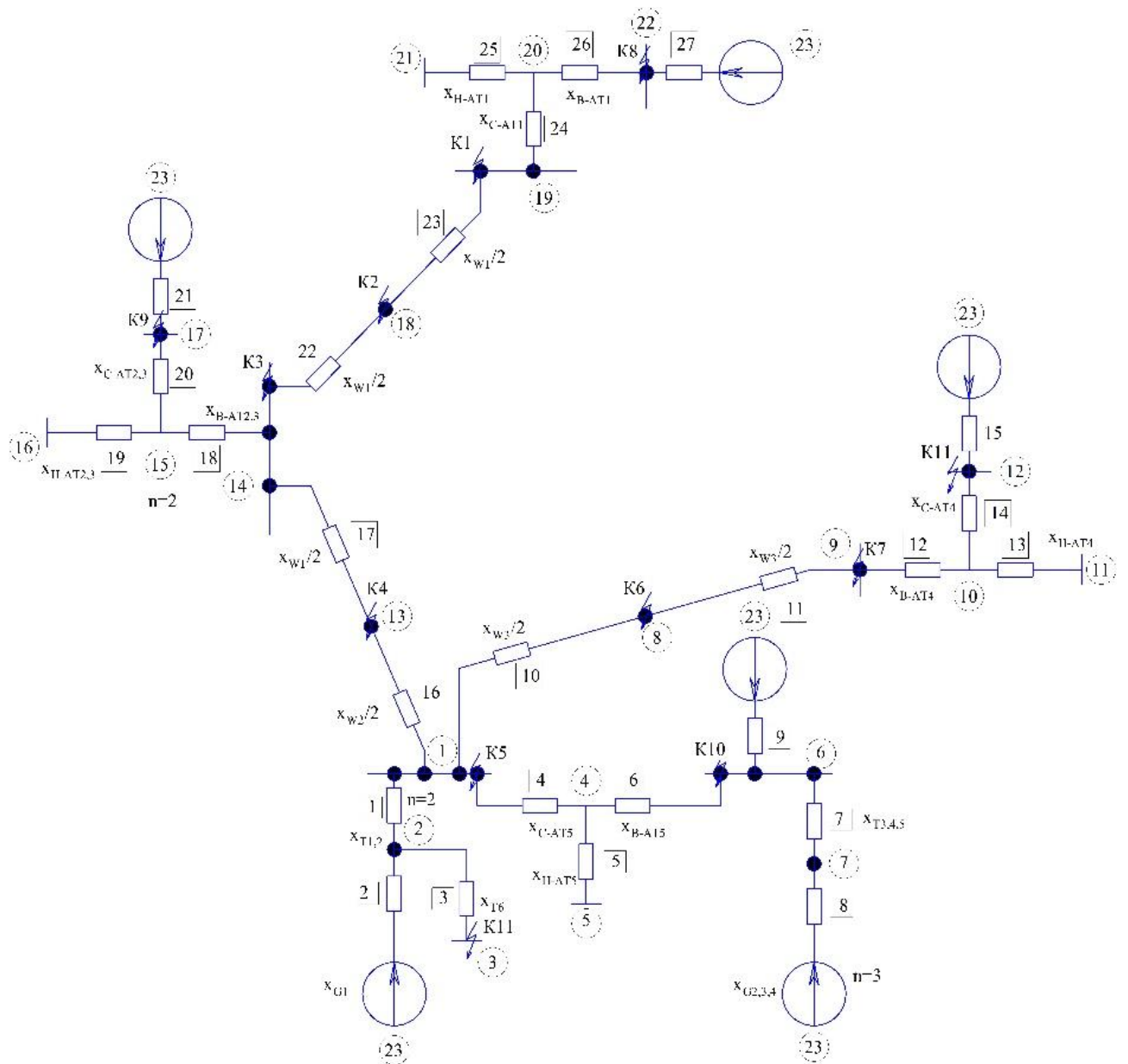


Рис.1.3. Схема замещения нулевой последовательности

2 ВЫБОР И РАСЧЕТ ЗАЩИТ ЛИНИЙ

2.1 Расчет дистанционной защиты линии

Расчитываем ДЗ для схемы приведенной на рис.2 в задании (W1 и W2) .

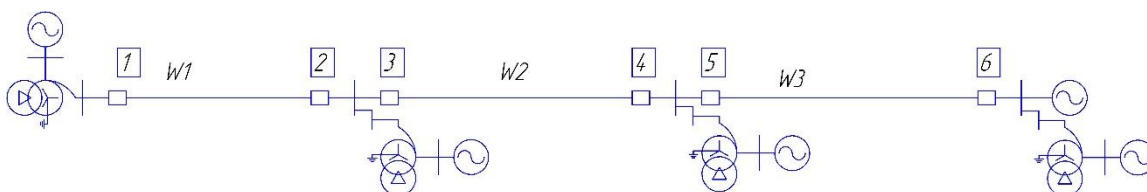


Рис.2.1 Линии W1,W2,W3

Дистанционная защита используется при междуфазном К.З

Дистанционная защита включает в себя:

- три основных направления и дополнительную ненаправленную ступени;
- блокировку при качениях;
- блокировку при неисправностях в цепях переменного напряжения;
- цепи логики.

Каждая из ступеней содержит по три реле сопротивления, включенных на линейные напряжения и разности соответствующих фазных токов.

Данные линий для расчета представлены в таблице 2.1

Таблица 2.1 Данные линий

| Линии | Номер защиты | Тип | Сопротивление R уд Ом/км | Сопротивление X уд Ом/км | Длина L , км | Ток длител. допуст. I _{дд.} |
|-------|--------------|--------|--------------------------------|--------------------------------|-----------------|--|
| W1 | 1-2 | АС-300 | 0,098 | 0,429 | 53 | 690 |
| W2 | 3-4 | АС-300 | 0,098 | 0,429 | 67 | 690 |
| W3 | 5-6 | АС-300 | 0,098 | 0,429 | 74 | 690 |

$$Z_{y\partial} = \sqrt{R_{y\partial}^2 + X_{y\partial}^2} = 0,44$$

Определяем сопротивление для:

$$\text{линии W1} - Z_{W1} = Z_{y\partial} \cdot l_{W1} = 0,44 \cdot 53 = 23,32 \text{ Ом}$$

$$\text{линии W2} - Z_{W2} = Z_{y\partial} \cdot l_{W2} = 0,44 \cdot 67 = 29,48 \text{ Ом}$$

$$\text{линии } W3 - Z_{W3} = Z_{y\delta} \cdot l_{W3} = 0,44 \cdot 74 = 32,56 \text{ Ом}$$

Угол полного сопротивления линии:

$$\varphi_l = \arctg \frac{X_{y\delta}}{R_{y\delta}} = \arctg \frac{0,429}{0,098} = 77^\circ$$

Расчет I ступени дистанционной защиты линии комплекта 1, комплекта 2, комплекта 3, комплекта 4

Первичное сопротивление срабатывания I ступени дистанционной защиты по формуле:

$$Z_{c.31}^I = Z_{c.32}^I = 0,85 \cdot Z_{W1} = 0,85 \cdot 23,32 = 19,82 \text{ Ом}$$

$$Z_{c.33}^I = Z_{c.34}^I = 0,85 \cdot Z_{W2} = 0,85 \cdot 29,48 = 25,06 \text{ Ом}$$

$$Z_{c.35}^I = Z_{c.36}^I = 0,85 \cdot Z_{W3} = 0,85 \cdot 32,56 = 27,68 \text{ Ом}$$

Расчет II ступени дистанционной защиты линии комплекта 1, комплекта 2, комплекта 3, комплекта 4

Расчет II ступени дистанционной защиты линии комплекта 1

Первичное сопротивление срабатывания II ступени дистанционной защиты выбирается по двум условиям:

а) по условию согласования с I ступенью защиты 3 по формуле:

$$Z_{c.31}^{II} = \frac{1}{k_{отс}} \cdot \left| Z_{W1} + \frac{1-\alpha}{k_{ток}} \cdot Z_{c.33}^I \right|$$

Где $k_{отс} = 1,15$ - коэффициент отстройки

$k_{ток} = I_I / I_{II}$ - коэффициент токораспределения, равные отношению первичного тока в месте установки защиты к току, соответственно в предыдущей линии при трехфазном к.з в конце зоны действия той защиты, с которой производится согласование.

$$k_{ток} = \frac{I_I}{I_{II}} = \frac{1,25}{2,52} = 0,5$$

$\alpha = 0,1$ -коэффициент, учитывающий погрешность измерительных трансформаторов

$$Z_{c.31}^{II} = \frac{1}{1,15} \cdot \left| 23,32 + \frac{1-0,1}{0,5} \cdot 25,06 \right| = 58,164 \text{ Ом}$$

б) по условию отстройки от к.з на шинах ВН автотрансформатора, примыкающей к противоположному концу линии по формуле:

$$Z_{c.31}^{II} = \frac{1}{k_{отс}} \cdot \left| Z_{W1} + \frac{1}{k_{ток.T}} \cdot Z_{T(AT)} \right|$$

где $Z_{AT} = \frac{U_{k_{B-C}} \%}{100} \cdot \frac{U_{cp}^2}{S_{ном}}$

$k_{токT} = \frac{I_I}{I_T}$ - коэффициент токораспределения, равный отношению первичного

тока в месте установки защиты к току, соответственно в автотрансформаторе при трехфазном КЗ в конце действия той защиты с которой производится согласование

$$k_{ток} = \frac{I_I}{I_{II}} = \frac{1,74}{4,13} = 0,421$$

$Z_{AT} = \frac{11\%}{100} \cdot \frac{230^2}{200} \cdot 0,5 = 14,55 \text{ Ом}$, коэффициент 0,5 указывает о наличии двух одинаковых автотрансформаторов

$$Z_{c.31}^{II} = \frac{1}{1,15} \cdot \left| 23,32 + \frac{14,55}{0,42} \right| = 49,2 \text{ Ом}$$

Из двух значений принимаем минимальное:

$$Z_{c.31}^{II} = 49,2 \text{ Ом}$$

Проверяем чувствительность второй ступени защиты 1

$$k_u = \frac{Z_{c.31}^{II}}{Z_{W1}} = \frac{49,2}{23,32} = 2,1 \geq 1,25$$

Расчет II ступени дистанционной защиты линии комплекта 2

Первичное сопротивление срабатывания II ступени дистанционной защиты выбирается по условию отстройки от к.з на шинах ВН автотрансформатора, примыкающей к противоположному концу линии :

$k_{ток} = 1$, т.к. одинаковое напряжение.

$$Z_{AT} = \frac{11,5\%}{100} \cdot \frac{230^2}{3 \cdot 267} = 22,78 \text{ Ом}$$

$$Z_{c.32}^{II} = \frac{1}{1,15} \cdot |23,32 + 22,78| = 39,18 \text{ Ом}$$

Проверяем чувствительность второй ступени защиты 2

$$k_{\text{ч}} = \frac{Z_{c.32}^{II}}{Z_{W1}} = \frac{39,18}{23,32} = 1,68 \geq 1,25$$

Расчет II ступени дистанционной защиты линии комплекта 3

Первичное сопротивление срабатывания II ступени дистанционной защиты выбирается по двум условиям:

а) по условию согласования I ступенью защиты 3 по формуле:

$$Z_{c.33}^{II} = \frac{1}{k_{отс}} \cdot \left| Z_{W2} + \frac{1-\alpha}{k_{ток}} \cdot Z_{c.35}^I \right|$$

Где $k_{отс} = 1,15$ - коэффициент отстройки

$k_{ток} = I_I / I_{II}$ - коэффициент токораспределения, равные отношению первичного тока в месте установки защиты к току, соответственно в предыдущей линии при трехфазном к.з в конце зоны действия той защиты, с которой производится согласование.

$$k_{ток} = \frac{I_I}{I_{II}} = \frac{0,64}{3,35} = 0,19$$

$\alpha = 0,1$ - коэффициент, учитывающий погрешность измерительных трансформаторов

$$Z_{c.33}^{II} = \frac{1}{1,15} \cdot \left| 29,48 + \frac{1-0,1}{0,19} \cdot 27,68 \right| = 136,5 \text{ Ом}$$

б) по условию отстройки от к.з на шинах ВН автотрансформатора, примыкающей к противоположному концу линии по формуле:

$$Z_{c.33}^{II} = \frac{1}{k_{отс}} \cdot \left| Z_{W2} + \frac{1}{k_{ток.T}} \cdot Z_{AT} \right|$$

где $Z_{AT} = \frac{U_{k_{B-C}} \%}{100} \cdot \frac{U_{cp}^2}{S_{ном}}$

$k_{ток.T} = \frac{I_I}{I_T}$ - коэффициент токораспределения, равный отношению первичного тока в месте установки защиты к току, соответственно в автотрансформаторе при трехфазном КЗ в конце действия той защиты с которой производится согласование

$$k_{ток} = \frac{I_I}{I_{II}} = \frac{0,6}{2,7} = 0,22$$

$$Z_{AT} = \frac{11\%}{100} \cdot \frac{230^2}{3 \cdot 167} = 11,61 \text{ Ом}$$

$$Z_{c.33}^{II} = \frac{1}{1,15} \cdot \left| 29,48 + \frac{11,61}{0,22} \right| = 69,9 \text{ Ом}$$

Из двух значений принимаем минимальное:

$$Z_{c.33}^{II} = 69,9 \text{ Ом}$$

Проверяем чувствительность второй ступени защиты 3

$$k_u = \frac{Z_{c.33}^{II}}{Z_{W1}} = \frac{69,9}{29,48} = 2,37 \geq 1,25$$

Расчет II ступени дистанционной защиты линии комплекта 4

Первичное сопротивление срабатывания II ступени дистанционной защиты выбирается по двум условиям:

а) по условию согласования с I ступенью защиты 3 по формуле:

$$Z_{c.34}^{II} = \frac{1}{k_{отс}} \cdot \left| Z_{W2} + \frac{1-\alpha}{k_{ток}} \cdot Z_{c.32}^I \right|$$

Где $k_{отс} = 1,15$ - коэффициент отстройки

$k_{ток} = I_I / I_{II}$ - коэффициент токораспределения, равные отношению первичного тока в месте установки защиты к току, соответственно в предыдущей линии при трехфазном к.з в конце зоны действия той защиты, с которой производится согласование.

$$k_{ток} = \frac{I_I}{I_{II}} = 0,58$$

$\alpha = 0,1$ - коэффициент, учитывающий погрешность измерительных трансформаторов

$$Z_{с.34}^{II} = \frac{1}{1,15} \cdot \left| 29,48 + \frac{1-0,1}{1} \cdot 19,82 \right| = 51,20 \text{ Ом}$$

б) по условию отстройки от к.з на шинах ВН автотрансформатора, примаыкающей к противоположному концу линии по формуле:

$$Z_{с.34}^{II} = \frac{1}{k_{отс}} \cdot \left| Z_{W2} + \frac{1}{k_{ток.T}} \cdot Z_{AT} \right|$$

где $Z_T = \frac{U_{k_{B-H}} \% \cdot U_{cp}^2}{100 \cdot S_{ном}}$

$k_{токT} = \frac{I_I}{I_T}$ - коэффициент токораспределения, равный отношению первичного тока в месте установки защиты к току, соответственно в трансформаторе при трехфазном КЗ в конце действия той защиты с которой производится согласование

$$k_{ток} = \frac{I_I}{I_{II}} = \frac{2,39}{4,13} = 0,58$$

$Z_{AT} = 14,55$, из защиты 1.

$$Z_{с.34}^{II} = \frac{1}{1,15} \cdot \left| 29,48 + \frac{14,55}{0,605} \right| = 46,38 \text{ Ом}$$

Из двух значений принимаем минимальное:

$$Z_{с.34}^{II} = 46,38 \text{ Ом}$$

Проверяем чувствительность второй ступени защиты 1

$$k_q = \frac{Z_{с.31}^{II}}{Z_{W1}} = \frac{46,38}{29,48} = 1,57 \geq 1,25$$

Расчет III ступени дистанционной защиты линии комплекта 1, комплекта 2, комплекта 3, комплекта 4

Расчет III ступени дистанционной защиты линии комплекта 1

$$Z_{c.31}^{III} = k_{ч.треб} \cdot Z_3 = 1,2 \cdot 82,28 = 98,74 \text{ Ом}$$

$$Z_3 = Z_{W1} + \frac{Z_{W2}}{k_{ток}} = 23,32 + \frac{29,48}{0,421} = 70,02 \text{ Ом},$$

где $k_{ток} = \frac{I_I}{I_{II}} = 0,421$.

Расчет III ступени дистанционной защиты линии комплекта 2

$$Z_{c.32}^{III} = \frac{Z_{нагр.min}}{K_{отс} \cdot K_{\phi} \cdot \cos(\varphi_{min} - \varphi_{нагр.})} =$$
$$= \frac{157,46}{1,15 \cdot 1,17 \cdot \cos(77^{\circ} - 36^{\circ})} = 155,06 \text{ Ом}$$

$$Z_{нагр.min} = \frac{U_{раб.min}}{\sqrt{3} \cdot K_{сзн} \cdot I_{раб.max}} = \frac{0,9 \cdot 230}{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot 0,69} = 157,46 \text{ Ом}$$

Расчет III ступени дистанционной защиты линии комплекта 3

$$Z_{c.33}^{III} = k_{ч.треб} \cdot Z_3 = 1,2 \cdot 83,75 = 100,5 \text{ Ом}$$

$$Z_3 = Z_{W2} + \frac{Z_{W3}}{k_{ток}} = 29,48 + \frac{32,56}{0,6} = 83,75 \text{ Ом},$$

где $k_{ток} = \frac{I_I}{I_{II}} = 0,6$.

Расчет III ступени дистанционной защиты линии комплекта 4

$$Z_{с.34}^{III} = k_{ч.преб} \cdot Z_3 = 1,2 \cdot 69,69 = 83,63 \text{ Ом}$$

$$Z_3 = Z_{W2} + \frac{Z_{W1}}{k_{ток}} = 29,48 + \frac{23,32}{0,58} = 69,69 \text{ Ом},$$

где $k_{ток} = \frac{I_I}{I_{II}} = 0,58$.

Таблица 2.2. Уставки дистанционной защиты линии W1 1 комплект[6].

| Ступень ДЗ | I | II | III |
|--------------------------------------|-------|------|-------|
| Первичное сопротивление срабатывания | 19,82 | 49,2 | 98,74 |
| Вторичное сопротивление срабатывания | 1,8 | 4,47 | 8,98 |
| Уставка по оси X | 1,75 | 4,36 | 8,75 |
| Уставка по оси R | 0,7 | 1,74 | 3,5 |

| Ступень | I | II | III |
|------------------------------|-----|-----|-----|
| Угол $\varphi_1 = \varphi_L$ | 77 | 77 | 77 |
| Угол φ_2 | 22 | 22 | 46 |
| Угол φ_3 | 115 | 115 | 120 |

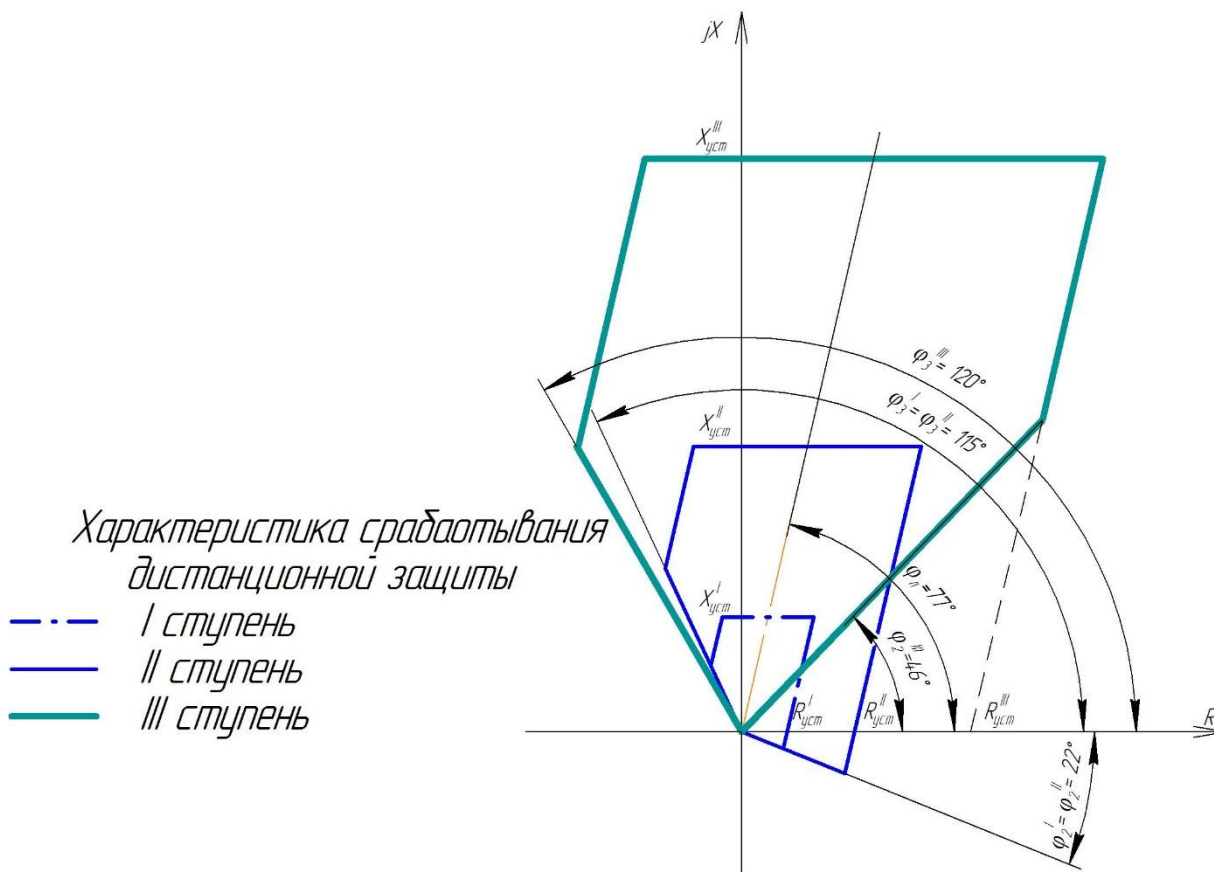


Рис. 2.2 Характеристики срабатывания реле времени сопротивления ступеней ДЗ защиты 1.

Выбор выдержек времени дистанционной защиты и построение временных характеристик

I ступень дистанционной защиты 1; 3 действует без выдержек времени.

$$t_{c.з} = 0c$$

Длины действия I ступени срабатывания защиты:

$$l_1^I = 0,85 \times l_{W1} = 0,85 \times 53 = 45,05 \text{ км}$$

$$l_3^I = 0,85 \times l_{W2} = 0,85 \times 67 = 56,95 \text{ км}$$

$$l_5^I = 0,85 \times l_{W3} = 0,85 \times 74 = 62,9 \text{ км}$$

II ступень действует с выдержкой времени на II ступень селективности Δt большей, чем время действия I ступени. При наличии на подстанции устройства резервирования отказа выключателей (УРОВ) время выбирается II ступенью дистанционной защиты 1;3;5.

$$t_{c.з}^{II} = t_{УРОВ} + \Delta t = 0,2 + 0,3 = 0,5c$$

Длина зоны действия II ступени срабатывания защиты:

$$l^{II} = \frac{Z_p}{Z_{y\delta}} \text{ км}$$

Где Z_p - реальное сопротивление на зажимах, Ом

$Z_{y\delta}$ - полное удельное сопротивление линии, Ом

$$Z_{p1} = Z_{W1} + (Z_{c.31}^{II} - Z_{W1}) \cdot k_{\text{мок}} = 23,32 + (49,2 - 23,32) \cdot 0,421 = 34,22 \text{ Ом}$$

$$l_1^{II} = \frac{34,22}{0,44} = 77,76 \text{ км}$$

$$Z_{p3} = Z_{W2} + (Z_{c.33}^{II} - Z_{W2}) \cdot k_{\text{мок}} = 29,48 + (69,9 - 29,48) \cdot 0,22 = 38,37 \text{ Ом}$$

$$l_3^{II} = \frac{38,37}{0,44} = 87,21 \text{ км}$$

Выдержка времени II ступени выбирается по двум условиям:

- по условию отстройки от времени действия III ступени защиты предыдущей линии (защита 5):

$$t_{c.35}^{III} = t_{c.3 \text{ max в/смД}}^{II} + \Delta t = 1,5 + 0,2 = 1,7 \text{ с}$$

$$t_{c.33}^{III} = t_{c.35}^{III} + \Delta t = 1,7 + 0,2 = 1,9 \text{ с}$$

- по условию согласования с защитами отходящих от шин п/ст присоединений:

$$t_{c.33}^{III} = t_{c.35 \text{ отх.присоед.}}^{II} + \Delta t = 1 + 0,2 = 1,2 \text{ с}$$

Принимаем $t_{c.33}^{III} = 1,9 \text{ с}$

II ступень защиты 1 выбирается по встречно-ступенчатому принципу

$$t_{c.31}^{III} = t_{c.31}^{II} + \Delta t = 1,9 + 0,2 = 2,1 \text{ с}$$

I ступень дистанционной защиты 2; 4; 6 действует без выдержек времени.

$$t_{c.3} = 0 \text{ с}$$

Длины зоны действия I ступени срабатывания защиты:

$$l_2^I = 0,85 \times l_{W1} = 0,85 \times 53 = 45,05 \text{ км}$$

$$l_4^I = 0,85 \times l_{W2} = 0,85 \times 67 = 56,95 \text{ км}$$

$$l_6^I = 0,85 \times l_{W3} = 0,85 \times 74 = 62,9 \text{ км}$$

II ступень действует с выдержкой времени на II ступень селективности Δt большей, чем время действия I ступени. При наличии на подстанции устройства резервирования отказа выключателей (УРОВ) время выбирается II ступень дистанционной защиты 2; 4; 6.

$$t_{c.3}^{II} = t_{УРОВ} + \Delta t = 0,2 + 0,3 = 0,5 \text{ с}$$

Длина зоны действия II ступени срабатывания защиты:

$$l^{II} = \frac{Z_p}{Z_{y\delta}} \text{ км}$$

Где Z_p - реальное сопротивление на зажимах, Ом

Z_{y0} - полное удельное сопротивление линии, Ом

$$Z_{p2} = Z_{W1} + (Z_{c.32}'' - Z_{W1}) \cdot k_{мок} = 23,32 + (39,18 - 23,32) \cdot 1 = 39,18 \text{ Ом}$$

$$l_1'' = \frac{39,18}{0,44} = 89,05 \text{ км}$$

$$Z_{p4} = Z_{W2} + (Z_{c.34}'' - Z_{W2}) \cdot k_{мок} = 29,48 + (46,38 - 29,48) \cdot 0,58 = 39,28 \text{ Ом}$$

$$l_4'' = \frac{39,28}{0,44} = 89,28 \text{ км}$$

Выдержка времени III ступени выбирается по двум условиям:

- по условию отстройки от времени действия III ступени защиты предыдущей линии (защита 2):

$$t_{c.32}''' = t_{c.3 \max \epsilon / \text{смД}}'' + \Delta t = 1,7 + 0,2 = 1,9 \text{ с}$$

$$t_{c.34}''' = t_{c.32}''' + \Delta t = 1,9 + 0,2 = 2,1 \text{ с}$$

- по условию согласования с защитами отходящих от шин п/ст присоединений:

$$t_{c.34}''' = t_{c.32 \text{ отх. присоед.}}'' + \Delta t = 1 + 0,2 = 1,2 \text{ с}$$

Принимаем $t_{c.34}''' = 2,1 \text{ с}$

III ступень защиты 1 выбирается по встречно-ступенчатому принципу

$$t_{c.36}''' = t_{c.34}''' + \Delta t = 2,1 + 0,2 = 2,3 \text{ с}$$

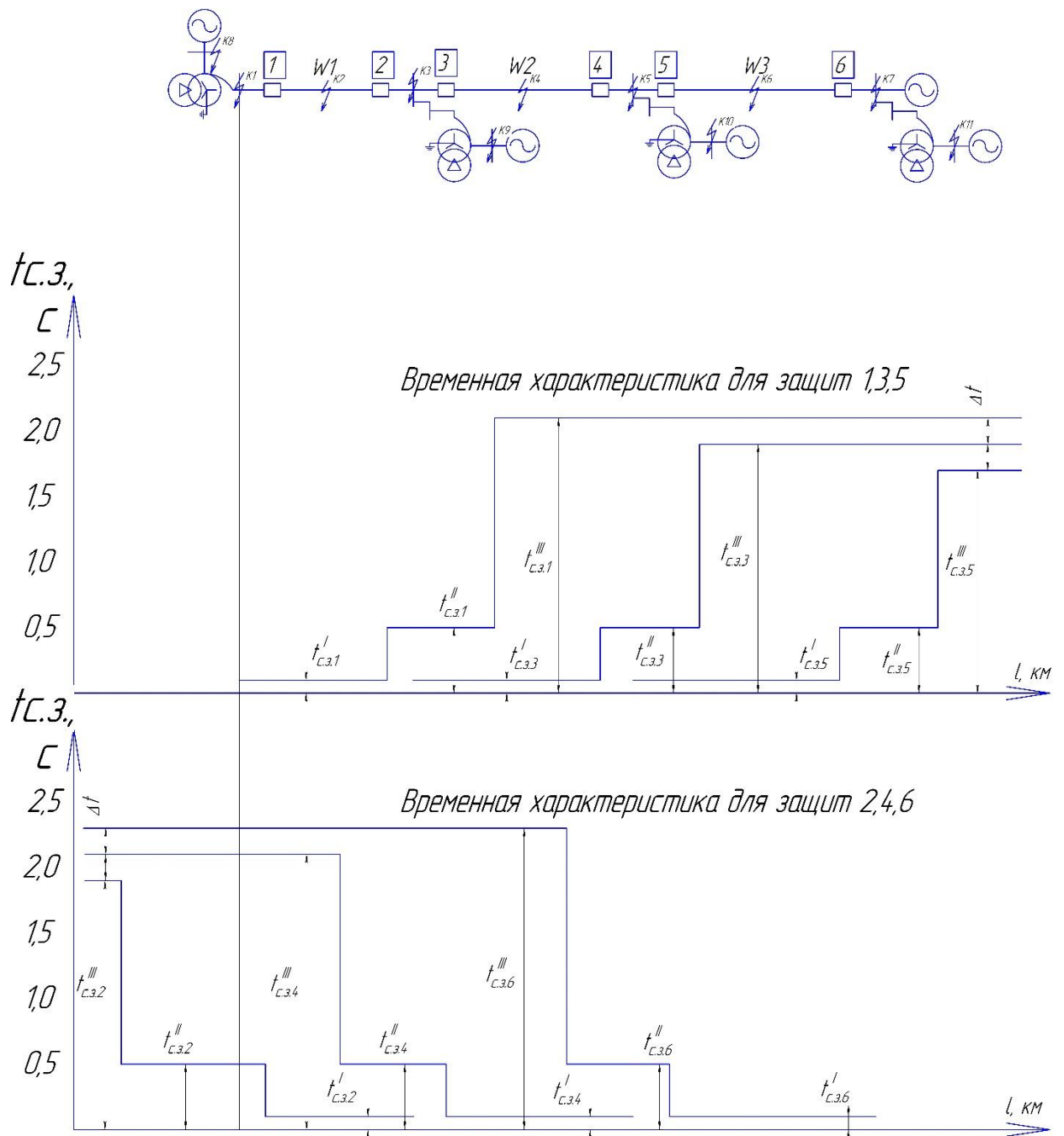


Рис. 2.3 Характеристики времени действия дистанционных защит (схема сети, характеристика времени действия нечетных защит, характеристика времени действия четных защит)

2.2 Расчет токовой защиты нулевой последовательности

Расчет ТНЗНП линии комплекта 1

Иступень представляет собой токовую отсекку без выдержки времени и должна быть отстроена от расчетного максимального тока нулевой последовательности, протекающего по линии при к.з на землю в конце ее по формуле:

$$I_{0с.31}^I = k_{отс} \cdot 3I_{0вн.мах}$$

Где $k_{отс} = 1,3$ коэффициент, учитывающий погрешность и запас, $3I_{0вн.мах}$ - максимальное значение периодической составляющей начального тока нулевой последовательности в защите при замыкании на землю на противоположенной подстанции, определяется из графика (рис.3.1)

$$I_{0с.31}^I = 1,3 \cdot 1,43 = 1,86 \text{ кА}$$

Длина зоны действия I ступени защиты равна 46 км, что составляет 86,8%. Ток срабатывания II ступени ТНЗП выбирается по двум условиям:

а) определяется по согласованию с I ступенью защиты предыдущей ЛЭП по формуле:

$$I_{0с.31}^{II} = k_{отс} \cdot 3I_{0расч.кА}$$

Где $3I_{0расч.} = 0,2 \text{ кА}$ - расчетный ток, протекающий через 1 при к.з на землю в конце I ступени защиты, определяется из графика (рис.3.1)

$$I_{0с.31}^{II} = 1,2 \cdot 0,2 = 0,24 \text{ кА}$$

б) отстройка от тока нулевой последовательности при к.з на землю заавтотрансформатором предыдущей подстанции по формуле:

$$I_{0с.31}^{II} = k_{отс} \cdot 3I_{0расч.АТ.кА}$$

Где $3I_{0расч.АТ.} = 0,08 \text{ кА}$ максимальное значение периодической составляющей начального тока нулевой последовательности в защите при к.з на землю заавтотрансформатором противоположной подстанции.

$$I_{0с.31}^{II} = 1,2 \cdot 0,08 = 0,096 \text{ кА}$$

Из двух полученных значений принимаем большее $I_{0с.31}^{II} = 0,24 \text{ кА}$

Коэффициент чувствительности II ступени определяется при к.з в конце защищаемой линии:

$$K_{ч1}^{II} = \frac{3I_{0вн.мах}}{I_{0с.31}^{II}} = \frac{1,43}{0,24} = 5,95 > 1,5$$

Чувствительность II ступени достаточна, поэтому III ступень защиты не нужно устанавливать.

IV ступень используется для дальнего резервирования.

$$I_{0с.31}^{IV} = 100 \text{ А}$$

Расчет ТНЗП линии комплекта 3

I ступень представляет собой токовую отсечку без выдержки времени и должна быть отстроена от расчетного максимального тока нулевой последовательности, протекающего по линии при к.з на землю в конце ее по формуле:

$$I_{0с.33}^I = k_{отс} \cdot 3I_{0вн.мах}$$

Где $k_{отс} = 1,3$ коэффициент, учитывающий погрешность и запас, $3I_{0вн.мах}$ - максимальное значение периодической составляющей начального тока нулевой последовательности в защите при замыкании на землю на противоположенной подстанции, определяется из графика (рис.3.1)

$$I_{0с.33}^I = 1,3 \cdot 0,63 = 0,819 \text{ кА}$$

Длина зоны действия I ступени защиты равна 57,9 км, что составляет 86,42%. Ток срабатывания II ступени ТНЗНП выбирается по двум условиям:
 а) определяется по согласованию с I ступенью защиты предыдущей ЛЭП по формуле:

$$I''_{0с.33} = k_{отс} \cdot 3I_{0расч.кА}$$

Где $3I_{0расч.} = 0,02кА$ - расчетный ток, протекающий при к.з на землю в конце I ступени защиты, определяется из графика (рис.3.1)

$$I''_{0с.33} = 1,2 \cdot 0,02 = 0,024кА$$

б) отстройка от тока нулевой последовательности при к.з на землю заавтотрансформатором предыдущей подстанции по формуле:

$$I''_{0с.33} = k_{отс} \cdot 3I_{0расч.АТ.кА}$$

Где $3I_{0расч.АТ.} = 0,06$ кА максимальное значение периодической составляющей начального тока нулевой последовательности в защите при к.з на землю заавтотрансформатором противоположной подстанции.

$$I''_{0с.33} = 1,2 \cdot 0,06 = 0,072кА$$

Из двух полученных значений принимаем большее $I''_{0с.31} = 0,072$ кА

Коэффициент чувствительности II ступени определяется при к.з в конце защищаемой линии:

$$K''_{ч3} = \frac{3I_{0вн.мах}}{I''_{0с.33}} = \frac{0,63}{0,072} = 8,75 > 1,5$$

Чувствительность II ступени достаточна, поэтому III ступень защиты не нужно устанавливать.

IV ступень используется для дальнего резервирования.

$$I''_{0с.33} = 100А$$

Расчет ТНЗНП линии комплекта 5

I ступень представляет собой токовую отсечку без выдержки времени и должна быть отстроена от расчетного максимального тока нулевой последовательности, протекающего по линии при к.з на землю в конце ее по формуле:

$$I^I_{0с.35} = k_{отс} \cdot 3I_{0вн.мах}$$

Где $k_{отс} = 1,3$ коэффициент, учитывающий погрешность и запас, $3I_{0вн.мах}$ - максимальное значение периодической составляющей начального тока нулевой последовательности в защите при замыкании на землю на противоположенной подстанции, определяется из графика (рис.3.1)

$$I^I_{0с.35} = 1,3 \cdot 1,13 = 1,47кА$$

Длина зоны действия I ступени защиты равна 67,5 км, что составляет 91,1%.

Расчет ТНЗНП линии комплекта 2

Иступень представляет собой токовую отсечку без выдержки времени и должна быть отстроена от расчетного максимального тока нулевой последовательности, протекающего по линии при к.з на землю в конце ее по формуле:

$$I_{0с.32}^I = k_{отс} \cdot 3I_{0вн.мах}$$

Где $k_{отс} = 1,3$ коэффициент, учитывающий погрешность и запас, $3I_{0вн.мах}$ - максимальное значение периодической составляющей начального тока нулевой последовательности в защите при замыкании на землю на противоположенной подстанции, определяется из графика (рис.3.2)

$$I_{0с.32}^I = 1,3 \cdot 0,84 = 1,092 \text{ кА}$$

Длина зоны действия Иступени защиты равна 50,5 км, что составляет 95,3 %.

Расчет ТНЗНП линии комплекта 4

Иступень представляет собой токовую отсечку без выдержки времени и должна быть отстроена от расчетного максимального тока нулевой последовательности, протекающего по линии при к.з на землю в конце ее по формуле:

$$I_{0с.34}^I = k_{отс} \cdot 3I_{0вн.мах}$$

Где $k_{отс} = 1,3$ коэффициент, учитывающий погрешность и запас, $3I_{0вн.мах}$ - максимальное значение периодической составляющей начального тока нулевой последовательности в защите при замыкании на землю на противоположенной подстанции, определяется из графика (рис.3.2)

$$I_{0с.34}^I = 1,3 \cdot 1,21 = 1,57 \text{ кА}$$

Длина зоны действия Иступени защиты равна 59,7 км, что составляет 89 %.

Ток срабатывания Иступени ТНЗНП выбирается по двум условиям:

а) определяется по согласованию с Иступенью защиты предыдущей ЛЭП по формуле:

$$I_{0с.34}^{II} = k_{отс} \cdot 3I_{0расч.кА}$$

Где $3I_{0расч.кА} = 0,14 \text{ кА}$ - расчетный ток, протекающий при к.з на землю в конце

Иступени защиты, определяется из графика (рис.3.2)

$$I_{0с.34}^{II} = 1,2 \cdot 0,14 = 0,168 \text{ кА}$$

б) отстройка от тока нулевой последовательности при к.з на землю заавтотрансформатором предыдущей подстанции по формуле:

$$I_{0с.34}^{II} = k_{отс} \cdot 3I_{0расч.АТ.кА}$$

Где $3I_{0расч.АТ.кА} = 0,01 \text{ кА}$ максимальное значение периодической составляющей начального тока нулевой последовательности в защите при к.з на землю заавтотрансформатором противоположной подстанции.

$$I_{0с.34}^{II} = 1,2 \cdot 0,01 = 0,012 \text{ кА}$$

Из двух полученных значений принимаем большее $I_{0с.34}^{II} = 0,168 \text{ кА}$

Коэффициент чувствительности II ступени определяется при к.з в конце защищаемой линии:

$$K_{ч4}^{II} = \frac{3I_{0вн.мах}}{I_{0с.34}^{II}} = \frac{0,84}{0,168} = 5 > 1,5$$

Чувствительность II ступени достаточна, поэтому III ступень защиты не нужно устанавливать.

IV ступень используется для дальнего резервирования.

$$I_{0с.34}^{IV} = 100A$$

Расчет ТНЗНП линии комплекта б

I ступень представляет собой токовую отсечку без выдержки времени и должна быть отстроена от расчетного максимального тока нулевой последовательности, протекающего по линии при к.з на землю в конце ее по формуле:

$$I_{0с.36}^I = k_{отс} \cdot 3I_{0вн.мах}$$

Где $k_{отс} = 1,3$ коэффициент, учитывающий погрешность и запас, $3I_{0вн.мах}$ - максимальное значение периодической составляющей начального тока нулевой последовательности в защите при замыкании на землю на противоположенной подстанции, определяется из графика (рис.3.2)

$$I_{0с.36}^I = 1,3 \cdot 0,52 = 0,676кА$$

Длина зоны действия I ступени защиты равна 70,9 км, что составляет 95,8 %.

Ток срабатывания II ступени ТНЗНП выбирается по двум условиям:

а) определяется по согласованию с I ступенью защиты предыдущей ЛЭП по формуле:

$$I_{0с.36}^{II} = k_{отс} \cdot 3I_{0расч.}кА$$

Где $3I_{0расч.} = 0,03кА$ - расчетный ток, протекающий при к.з на землю в конце I ступени защиты, определяется из графика (рис.3.1)

$$I_{0с.36}^{II} = 1,2 \cdot 0,03 = 0,036кА$$

б) отстройка от тока нулевой последовательности при к.з на землю заавтотрансформатором предыдущей подстанции по формуле:

$$I_{0с.36}^{II} = k_{отс} \cdot 3I_{0расч.АТ.}кА$$

Где $3I_{0расч.АТ.} = 0,06$ кА максимальное значение периодической составляющей начального тока нулевой последовательности в защите при к.з на землю заавтотрансформатором противоположной подстанции.

$$I_{0с.36}^{II} = 1,2 \cdot 0,06 = 0,072кА$$

Из двух полученных значений принимаем большее $I_{0с.36}^{II} = 0,072$ кА

Коэффициент чувствительности II ступени определяется при к.з в конце защищаемой линии:

$$K_{ч6}^{II} = \frac{3I_{0вн.мах}}{I_{0с.36}^{II}} = \frac{0,52}{0,072} = 7,2 > 1,5$$

Чувствительность II ступени достаточна, поэтому III ступень защиты не нужно устанавливать.

IV ступень используется для дальнего резервирования.

$$I_{0с.36}^{IV} = 100A$$

Выбор выдержек времени и построение временных характеристик ТНЗНП

Четные защиты 2; 4; 6.

II ступень ТНЗНП

Защита действует с выдержкой времени $t_{с.3} = 0,1с$

III ступень действует с выдержкой времени на ступень селективности Δt большей, чем время II ступени. При наличии на подстанции устройства резервирования отказов выключателей (УРОВ) время выбирается

II ступень ТНЗНП

$$t_{с.3}^{II} = t_{УРОВ} + \Delta t = 0,2 + 0,3 = 0,5с$$

III ступень ТНЗНП

III ступень действует с выдержкой времени на ступень селективности Δt большей, чем время II ступени.

$$t_{с.3}^{III} = t_{с.3}^{II} + \Delta t = 0,5 + 0,2 = 0,7с$$

IV ступень ТНЗНП

$$t_{с.32}^{IV} = 1,2с$$

$$t_{с.34}^{IV} = t_{с.32}^{IV} + \Delta t = 1,2 + 0,2 = 1,4с$$

$$t_{с.36}^{IV} = t_{с.34}^{IV} + \Delta t = 1,4 + 0,2 = 1,6с$$

Нечетные защиты 1; 3; 5.

II ступень ТНЗНП

Защита действует с выдержкой времени $t_{с.3} = 0,1с$

III ступень действует с выдержкой времени на ступень селективности Δt большей, чем время II ступени. При наличии на подстанции устройства резервирования отказов выключателей (УРОВ) время выбирается

II ступень ТНЗНП

$$t_{с.3}^{II} = t_{УРОВ} + \Delta t = 0,2 + 0,3 = 0,5с$$

III ступень ТНЗНП

III ступень действует с выдержкой времени на ступень селективности Δt большей, чем время II ступени.

$$t_{с.3}^{III} = t_{с.3}^{II} + \Delta t = 0,5 + 0,2 = 0,7с$$

IV ступень ТНЗНП

$$t_{с.35}^{IV} = 1,2с$$

$$t_{c.33}^{IV} = t_{c.35}^{IV} + \Delta t = 1,2 + 0,2 = 1,4c$$

$$t_{c.31}^{IV} = t_{c.33}^{IV} + \Delta t = 1,4 + 0,2 = 1,6c$$

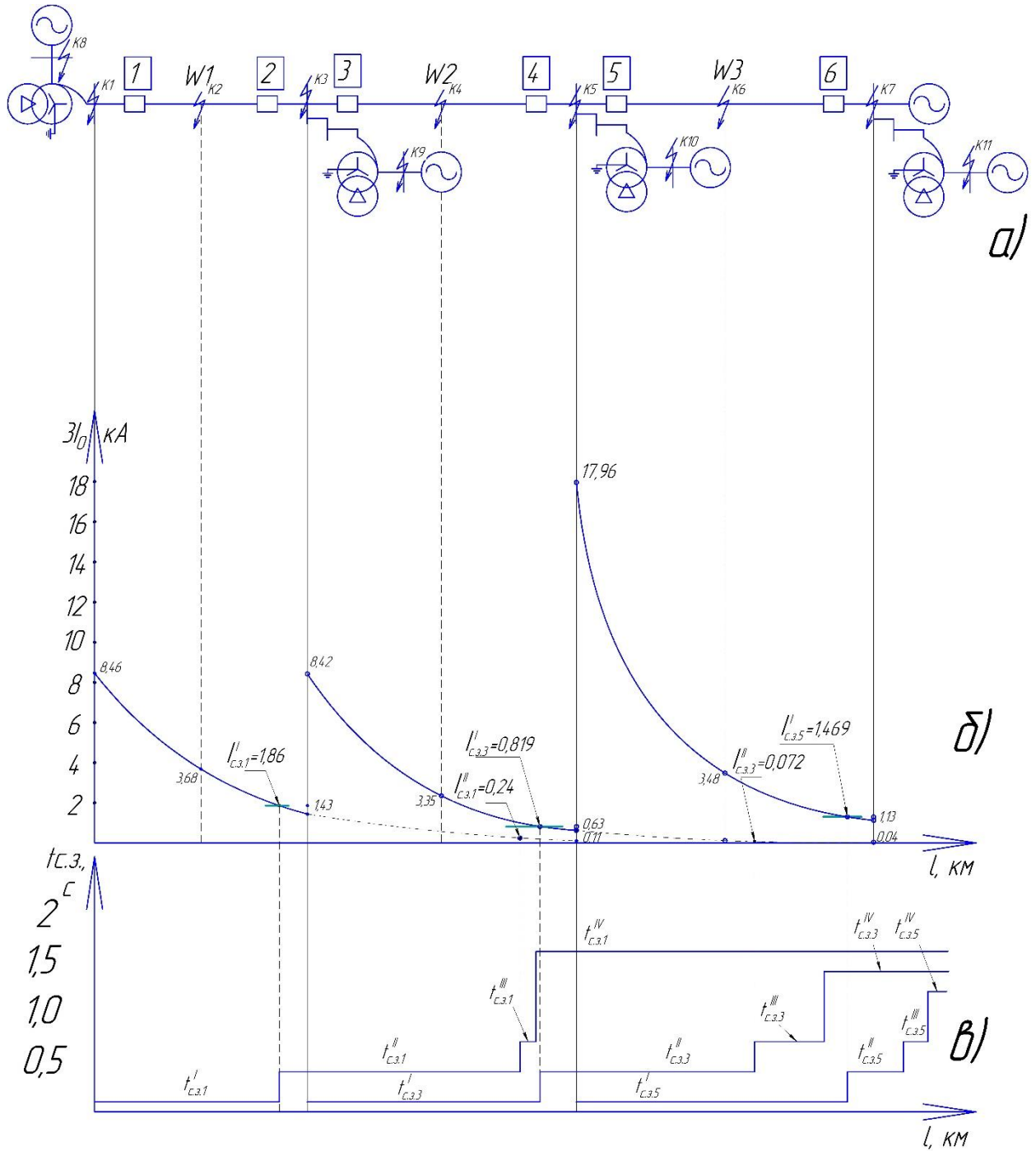


Рис. 2.4 Расчет ГЗНП 1, 3, 5 комплектов защиты: а) расчетная схема, б) кривые тока и зоны действия отсечек, в) характеристики времени действия

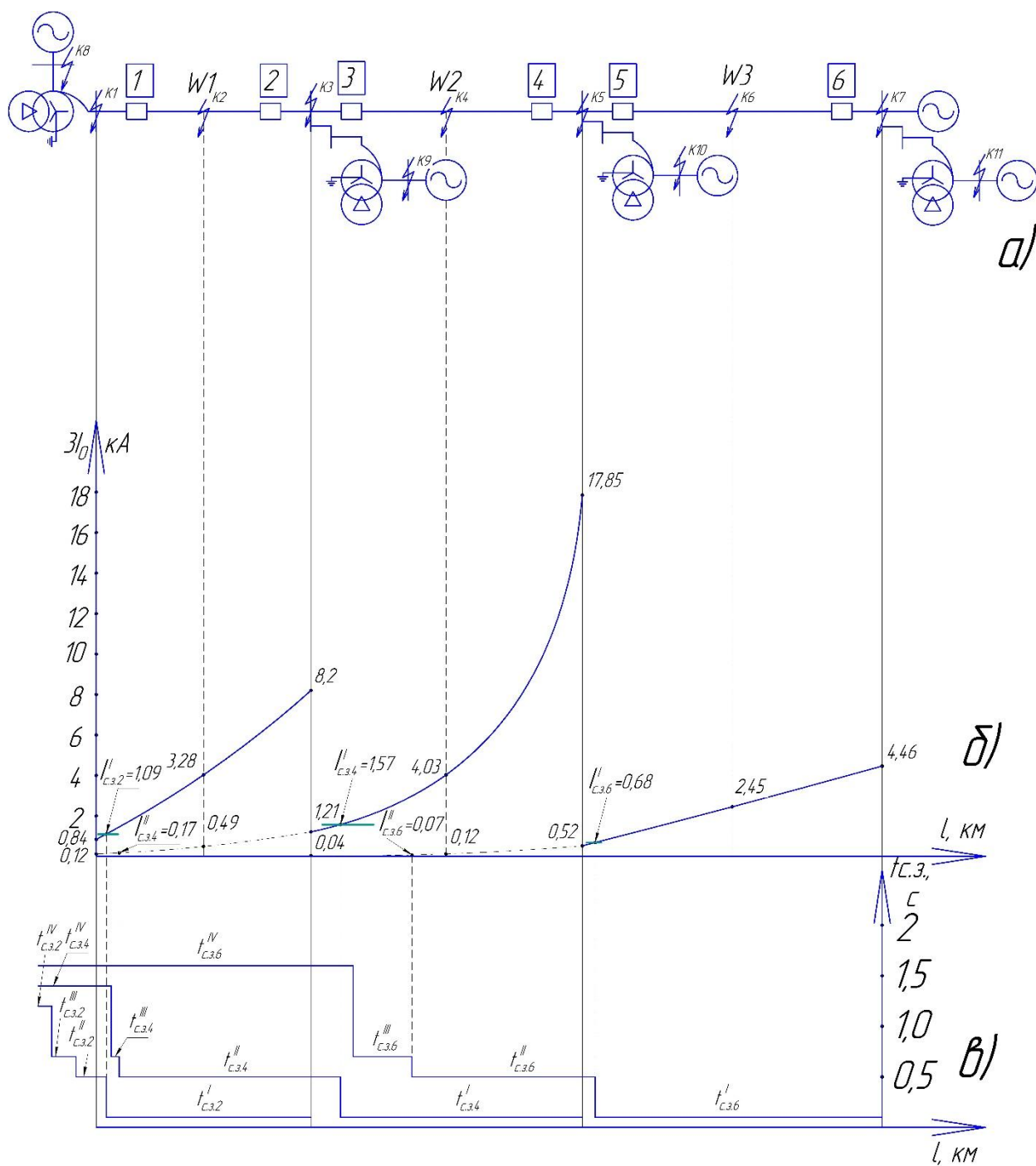


Рис. 2.5 К расчету ТНЗНП 2, 4, 6 комплектов защиты: а) расчетная схема, б) кривые тока и зоны действия отсечек, в) характеристики времени действия

2.3 Расчет токовой отсечки без выдержки времени от междуфазных КЗ для линий с двухсторонним питанием

Отсечки являются разновидностью максимальных токовых защит (МТЗ), которые позволяют обеспечить быстрое отключение КЗ. Токовая отсечка без выдержек времени от междуфазных КЗ в составе защит шкафа ШЭ используется как вспомогательная защита и служит, в основном, для устранения мертвых зон

при КЗ вблизи места установки защиты. Поэтому она выполняется ненаправленной и должна быть отстроена от максимального тока, проходящего через защиту при внешних КЗс двух сторон защищаемой линии.

На линиях электропередачи напряжением 220кВ токовые отсечки ставятся, если обеспечивается требуемая зона действия, которая составляет 20 - 40 % от длины линии.

Расчет параметров защиты выполняется графоаналитическим методом, для которого используются кривые изменения токов междуфазных КЗ в зависимости от длины линии (рис. 4.1).

Максимальные токовые значения токов трехфазного КЗ по линиям W1 и W2 приведены в таблице 4.1 и 4.2 соответственно.

Для линии W1

Таблица 4.1 - Максимальные токовые значения токов трехфазного КЗ по линии W1 для 1 и 2 комплекта защиты.

| Точка КЗ | К1 | К2 | К3 |
|--------------------------|---------|---------|---------|
| Ток I_1^3 комплект, кА | 4,31 кА | 3,21 кА | 2,55 кА |
| Ток I_2^3 комплект, кА | 3,08 кА | 4,09 кА | 7,07 кА |

Токовая отсечка без выдержки времени отстраивается:

1) от максимального тока трёхфазного КЗ, протекающего по защищаемой линии, при внешнем КЗ в конце ее по формуле:

$$I_{с.з} = K_{отс} * I_{к.з.внешн.макс}^{(3)}$$

где $I_{к.з.внешн.макс}^{(3)}$ - максимальный ток трехфазного КЗ протекающего по защищаемой линии, при внешнем К.З в конце её;

$K_{отс}$ - коэффициент отстройки, равен 1,2.

$$I_{с.з}^{отс}_{1,2} = 1,2 * 3,08 = 3,696 \text{ кА}$$

2) от уравнильного тока при качениях в системе по формуле:

$$I_{с.з}^{отс}_{1,2} = K_{отс} * I_{кач.макс}$$

где $I_{кач.макс}$ - максимальный уравнильный ток качения при асинхронном режиме системы

$$I_{кач. макс} = \frac{2,1 * U_{ср}}{\sqrt{3} * (X_a + X_w + X_b)}$$

где X_a , X_b –сопротивлениедвухчастейсистемы, связанныхрассматриваемойЛЭП, X_w -сопротивлениеЛЭП.

$$X_A = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 4,31} = 30,81 \text{ Ом}$$

$$X_B = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 7,07} = 18,78 \text{ Ом}$$

$$X_{W1} = X_{уд} \cdot l = 0,4 \cdot 53 = 21,2 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кач.макс}} = \frac{2,1 \cdot 230}{\sqrt{3} * (30,81 + 18,78 + 21,2)} = 3,94 \text{ кА}$$

$$I_{\text{с.з. 1,2}}^{\text{отс}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кач.макс}}$$

$$I_{\text{с.з. 1,2}}^{\text{отс}} = 1,2 \cdot 3,94 = 4,727 \text{ кА}$$

Из двух полученных значений, принимаем большее: $I_{\text{с.з. 1,2}}^{\text{отс}} = 4,727 \text{ кА}$

Зона действия отсечки может быть определена графически по кривым изменения токов КЗ. Если длина зоны отсечки менее (20-40)% защищаемой линии, то отсечка не используется.

Токовая отсечка в 1 комплекте устанавливается, так как $l_{\text{отс}} = 18,7 \text{ км}$, т.е. $35,3 \% > 20\%$ длины линии. $t_{\text{с.з.2}} = 0,4 \text{ с}$

Можно оценить эффективность отсечки 2 по коэффициенту чувствительности при двухфазном КЗ вблизи места установки отсечки:

$$k_{\text{ч.отс.1}} = \frac{I_{\text{к.з.мин}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.1}}} = \frac{0,866 \cdot 7,07}{4,727} = 1,3 > 1,2$$

Токовая отсечка в 1 комплекте не устанавливается, так как $l_{\text{отс}} = 0\% < 20\%$ длины линии.

Для линии W2

Таблица 4.2 - Максимальные токовые значения токов трехфазного КЗ по линии W2 для 3 и 4 комплекта защиты.

| Точка КЗ | КЗ | К4 | К5 |
|------------------------------------|---------|---------|----------|
| Ток $I_{\text{з.комплект}}^3$, кА | 5,12 кА | 3,38 кА | 2,52 кА |
| Ток $I_{\text{4.комплект}}^3$, кА | 3,5 кА | 5,41 кА | 11,89 кА |

Токовая отсечка без выдержки времени отстраивается:

1) от максимального тока трёхфазного КЗ, протекающего по защищаемой линии, при внешнем КЗ в конце ее по формуле:

$$I_{\text{с.з}} = K_{\text{отс}} * I_{\text{к.звнешн.макс}}^{(3)}$$

где $I_{\text{к.звнешн.макс}}^{(3)}$ - максимальный ток трехфазного КЗ протекающего по защищаемой линии, при внешнем К.З в конце её;

$K_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, равен 1,3.

$$I_{\text{с.з. 3,4}}^{\text{отс}} = 1,2 * 3,5 = 4,2 \text{ кА}$$

2) от уравнительного тока при качениях в системе по формуле:

$$I_{\text{с.з. 3,4}}^{\text{отс}} = K_{\text{отс}} * I_{\text{кач.макс}}$$

где $I_{\text{кач.макс}}$ - максимальный уравнительный ток качения при асинхронном режиме системы

$$I_{\text{кач. макс}} = \frac{2,1 * U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} * (X_{\text{а}} + X_{\text{в}} + X_{\text{б}})}$$

где X_A , X_B –сопротивление двух частей системы, связанных рассматриваемой ЛЭП, X_w -сопротивление ЛЭП.

$$X_A = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 5,12} = 25,94 \text{ Ом}$$

$$X_B = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 11,89} = 11,168 \text{ Ом}$$

$$X_{W2} = X_{y0} \cdot l = 0,4 \cdot 67 = 26,8 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кач.мах}} = \frac{2,1 \cdot 230}{\sqrt{3} * (25,94 + 11,168 + 26,8)} = 4,363 \text{ кА}$$

$$I_{\text{с.з. 3,4}}^{\text{отс}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кач.мах}}$$

$$I_{\text{с.з. 3,4}}^{\text{отс}} = 1,2 \cdot 4,363 = 5,2356 \text{ кА}$$

Принимаем $I_{\text{с.з. 3,4}}^{\text{отс}} = 5,2356 \text{ кА}$

Зона действия отсечки может быть определена графически по кривым изменения токов КЗ. Если длина зоны отсечки менее (20-40)% защищаемой линии, то отсечка не используется.

Токовая отсечка в 3 комплекте не устанавливается, так как $I_{\text{отс}}=0\% < 20\%$ длины линии.

Токовая отсечка в 4 комплекте устанавливается, так как $I_{\text{отс}}=35,25 \text{ км}$, т.е. $52,6\% > 20\%$ длины линии. $t_{\text{с.з.4}}=0,4 \text{ с}$

Можно оценить эффективность отсечки 4 по коэффициенту чувствительности при двухфазном КЗ вблизи места установки отсечки:

$$k_{\text{ч.отс.4}} = \frac{I_{\text{к.з.мин}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.4}}} = \frac{0,866 \cdot 11,89}{5,2356} = 1,97 > 1,2$$

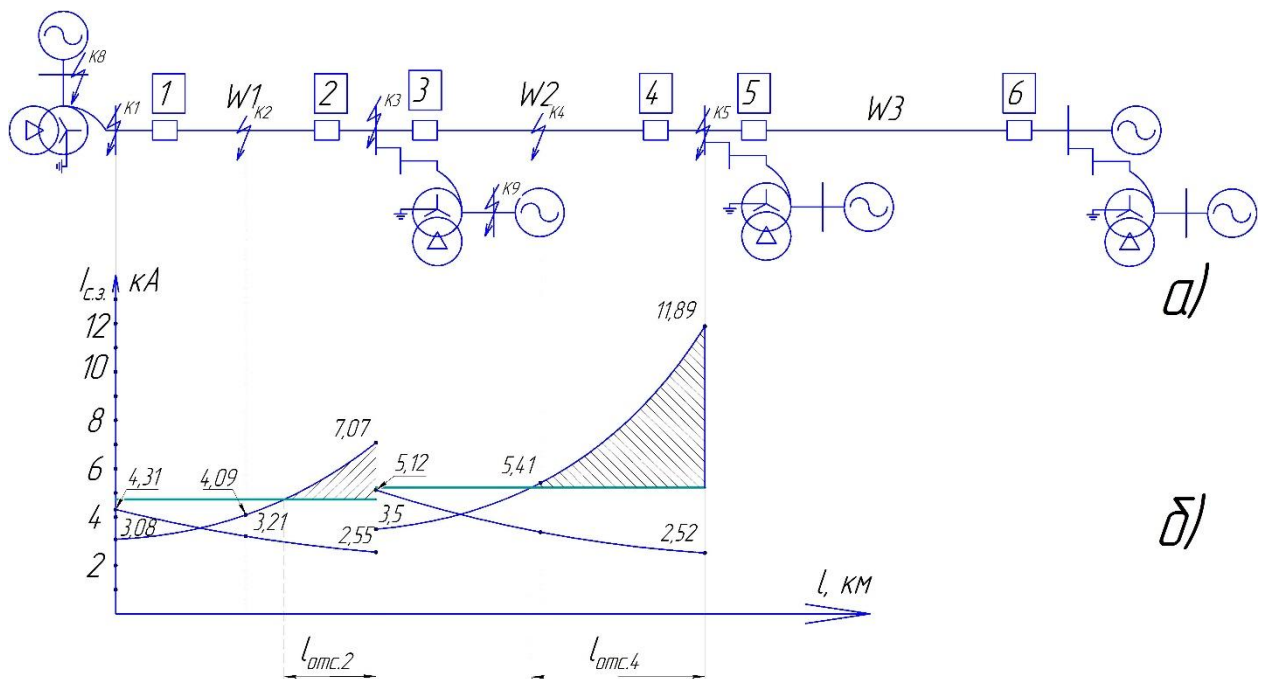


Рис. 2.6 К расчету токовых отсеков:
а) схема участка энергосистемы; б) расчетные кривые

2.4 Дифференциально-фазная высокочастотная защита линии

Защита предназначена для использования в качестве основной быстродействующей защиты линии от всех видов КЗ [7].

В защите ДФЗ меньше пусковых и измерительных органов, проще выполнена логическая часть, чем у направленной защиты. Однако, защита ДФЗ, предъявляет более жесткие требования к высокочастотной части и в.ч. каналу. В курсом рассматривается дифференциально-фазная в.ч. защита фидера «Экра» типа ШЭ2607.081.

Как и направленная в.ч. защита, ДФЗ состоит из двух полукомплектов, установленных с двух сторон защищаемой линии (п/к А и п/к Б, рис. 2.7).

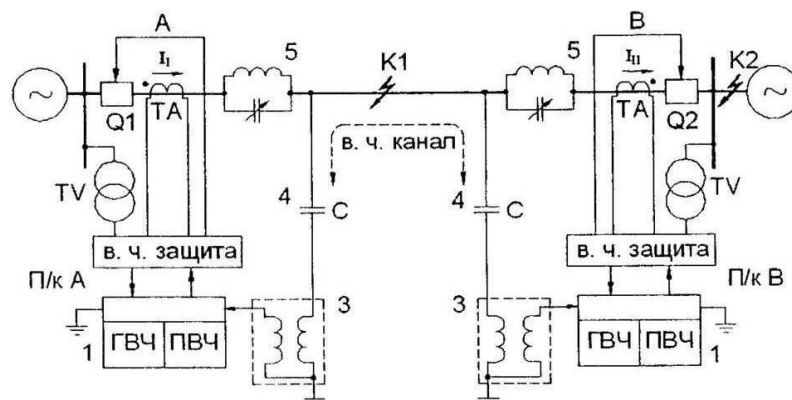


Рис. 2.7 Схема подключения в.ч. защиты к ЛЭП.

Упрощенная функциональная схема логической части одного полукомплекта микропроцессорной защиты ДФЗ типа ШЭ2607.081 приведена на рис. 2.8.

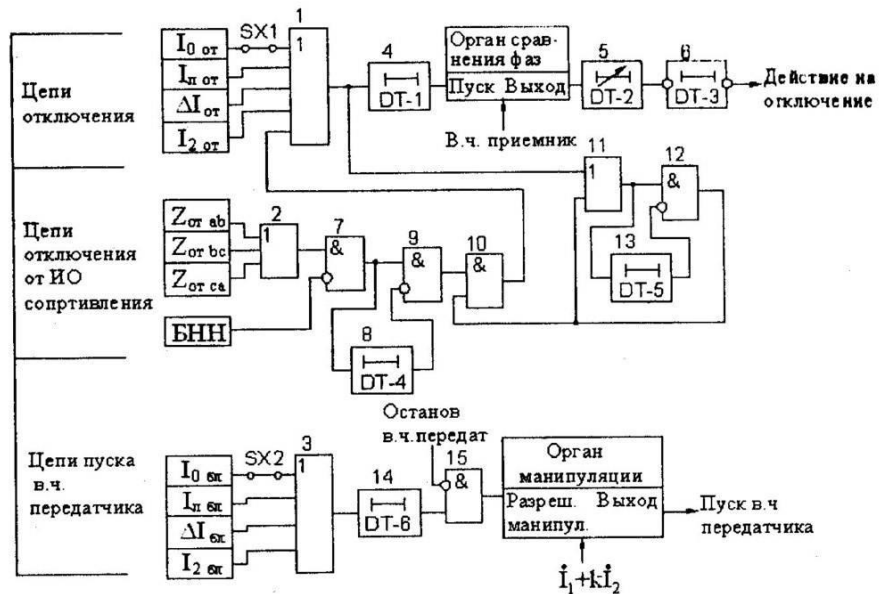


Рис. 2.8. Упрощенная структурная схема ДФЗ

В нормальном режиме работы линии все ПО и ИО обоих полукомплектов защиты, установленных по концам линии, находятся и несработанном состоянии, так как их уставки отстроены от нагрузочных режимов. Выходные цепи защиты находятся в несработанном состоянии, и в.ч. передатчики полукомплектов не запущены.

Расчет защиты. Параметры защиты линии.

Исходные данные:

$$L_{w1} = 53 \text{ км};$$

АС - 300

$$R_{уд} = 0,098 \text{ Ом/км};$$

$$X_{уд} = 0,429 \text{ Ом/км};$$

$$\varphi_{л} = 77^\circ;$$

$$I_{дд} = 690 \text{ А};$$

$$I_{к1}^{(3)} = 2,55 \text{ кА};$$

$$I_{к2}^{(3)} = 1,76 \text{ кА};$$

$$I_{2к1}^{(1)} = \frac{3 \cdot I_{0к1}}{3} = \frac{1,43}{3} = 0,48 \text{ кА};$$

$$I_{2к2}^{(1)} = \frac{3 \cdot I_{0к2}}{3} = \frac{0,84}{3} = 0,28 \text{ кА}.$$

1. Выбор уставоктоковых органов реагирующих на векторную разность фазных токов.

$$(\dot{I}_a - \dot{I}); (\dot{I}_b - \dot{I}_c); (\dot{I}_c - \dot{I}_a)$$

а) уставкатокового органа действующего на блокировку.

$$I_{л.бл.уст} = \sqrt{3} \cdot k_{отс} \cdot I_{дл.доп.}$$

Отстраивается от $I_{раб.мах}$, где $k_{отс} = 1,3$;

$$I_{л.бл.уст} = \sqrt{3} \cdot 1,3 \cdot 690 = 1553,65 A$$

б) уставкатокового органа действующего на отключение.

$$I_{л.от.уст.} = k_{отс} \cdot I_{л.бл.уст.} = 1,3 \cdot 1553,65 = 2019,74 A$$

в) проверяем чувствительность отключающего органа

$$k_{ч} = \frac{I^{(3)}_{к.мин} \cdot \sqrt{3}}{I_{л.от.уст}} = \frac{2,55 \cdot \sqrt{3}}{2,02} = 2,19 \geq 2$$

2. Выбор уставок токовых органов, реагирующих на ток обратной последовательности I_2 .

$$I_{2л.бл.уст} = (k_{отс} / k_{в}) \cdot I_{2нб.расч} = (1,3 / 0,95) \cdot 21,53 = 29,46 A$$

Отстраивается от тока небаланса, определяемого погрешностями трансформатора тока, частотными небалансами фильтров обратной последовательности, а также небалансами нагрузочного режима работы сети.

$$I_{2нб.расч} = \frac{I_{л.бл.уст}}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{\left[\left(\frac{\varepsilon_1}{3}\right)^2 + (k_f \cdot \Delta f)^2 + (\Delta\Phi)^2 + (k_{2несим.})^2\right]} =$$

$$= \frac{1553,65}{\sqrt{3}} \cdot 0,024 = 21,53 A$$

б) уставкатокового органа действующего на отключение.

$$I_{2от.уст.} = k_{отс} \cdot I_{2л.бл.уст.} = 2 \cdot 29,46 = 58,92 A$$

где $k_{отс} = 2$.

в) для токового отключения органа необходимо проверить чувствительность.

$$k_{ч} = \frac{I_{2к.з.мин}}{I_{2от.уст}}$$

$$k_{ч} = \frac{0,28}{0,05892} = 4,75 > 2$$

Требуемая чувствительность обеспечивается, т.к. $k_{ч} > 2$.

$$I_{2л.бл.уст} = 1/2 \cdot I_{2от.уст} = 1/2 \cdot 0,14 = 0,07 кА$$

Выбранные уставки: $I_{2л.бл.уст} = 0,07 кА$

$$I_{2от.уст} = 0,14 \text{ кА}$$

3. Выбор уставок токовых органов при приращению тока обратной последовательности.

а) на блокировку. Он отстроен от токов качания, тяговой нагрузки и небаланса нормального режима.

$$\Delta I_{2.бл.уст.} = k_{отс} \cdot I_{2.бл.уст.} = 0,7 \cdot 0,07 = 0,049 \text{ кА},$$

где $k_{отс} = 0,7$.

б) на отключение.

$$\Delta I_{2.отк.уст.} = k_{отс} \cdot \Delta I_{2.бл.уст.} = 2 \cdot 0,049 = 0,098 \text{ кА},$$

где $k_{отс} = 2$.

4. Выбор уставок токового органа с пуском по приращению токов прямой последовательности.

а) для блокировки реле.

$$\Delta I_{1.бл.уст.} = k_{отс} \cdot \Delta I_{2.бл.уст.} = 4 \cdot 0,049 = 0,196 \text{ кА},$$

где $k_{отс} = 4$.

б) для отключения реле.

$$\Delta I_{1.отк.уст.} = k_{отс} \cdot \Delta I_{2.откл.уст.} = 4 \cdot 0,098 = 0,392 \text{ кА},$$

где $k_{отс} = 4$.

Орган, реагирующий на $3I_0$ использоваться не будет.

5. Выбор уставок реле сопротивления. Уставки РС, которые служат для оценки защиты, а также используются при наладке и проверке защиты.

а) уставка по реактивной составляющей сопротивления должна обеспечить надежный охват длины линии

$$X_{откл.уст} = 2 \cdot X_{1уд.} \cdot l = 2 \cdot 0,429 \cdot 53 = 90,948 \text{ Ом}$$

где $l = 53 \text{ км}$; $X_{1уд.} = 0,429$.

б) уставка РС по активной составляющей определяется по двум критериям:

– отстраивается от минимального сопротивления нагрузки

$$R_{откл.уст} = 0,4 \div 0,6 \cdot X_{откл.уст} = 0,5 \cdot 90,948 = 45,474 \text{ Ом},$$

5. Выбор уставки органа манипуляции ВЧ передатчиком $k = 6$

6. Уставка органа сравнения фаз

$$\varphi_{бл.} = 50^\circ$$

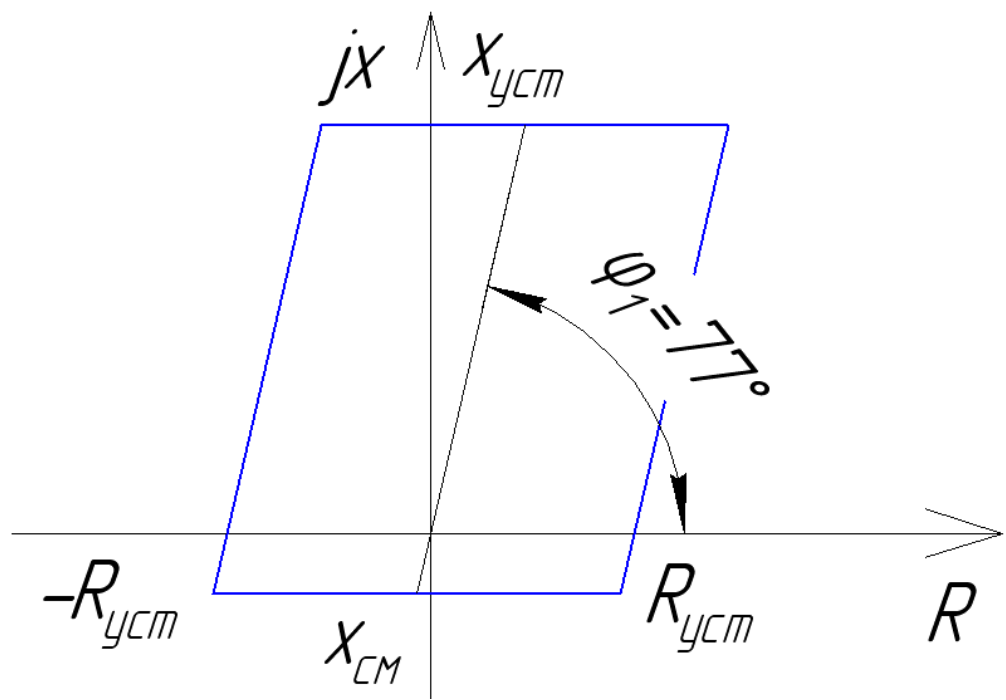


Рис.2.9 Характеристика срабатывания релесопротивления.

3 ПОФИДЕРНЫЙ КОНТРОЛЬ ИЗОЛЯЦИИ ПРИСОЕДИНЕНИЙ ПОСТОЯННОГО ОПЕРАТИВНОГО ТОКА

3.1 Принцип работы

Непрерывному контролю состояния изоляции в оперативных цепях постоянного тока на подстанциях и электростанциях уделяется серьезное внимание. Многие компании предлагают для решения этой задачи стационарные и переносные приборы, большинство которых формирует специальные тестовые импульсы тока. Цепи постоянного тока строятся по аналогии с системами электроснабжения и имеют иерархическую структуру. Учитывая протяженность и распределенность сети постоянного тока, особенно во время влажной погоды, сильно возрастает вероятность снижения сопротивления изоляции на землю одного из полюсов.

Согласно [8], сопротивление изоляции должно быть больше 20 кОм на полюс, а при сопротивлении изоляции менее 40 кОм персонал получает сигнал о снижении изоляции на землю в сети.

Задача определения местаснижения изоляции, возлагается на оперативный персонал и занимает большое количество времени. Существующие устройства, в виде моста, могут лишь сигнализировать факт снижения изоляции в системе оперативного тока без уточнения присоединения. Основным методом определения места повреждения изоляции является деление цепей постоянного тока поочередным отключением имеющихся присоединений. Метод непригоден для систем постоянного тока, питающих защиты с микропроцессорными терминалами [9]. При подаче питания на импульсный блок питания терминала, восстановление напряжения на самих процессорах занимает некоторое время. В этом случае, наводки по входам терминала могут вызвать ложную работу микропроцессорного ядра. В щите постоянного тока, необходимо устанавливать системы, информирующие о снижении изоляции, пофидерно. При эксплуатации обнаружение двух или нескольких поврежденных фидеров щита постоянного тока со снижением изоляции в одноименных полюсах является еще более трудной задачей для оперативного персонала.

Для решения вышеуказанных проблем предлагается метод с наложением внешнего опорного напряжения, схема которого приведена на рис. 1.

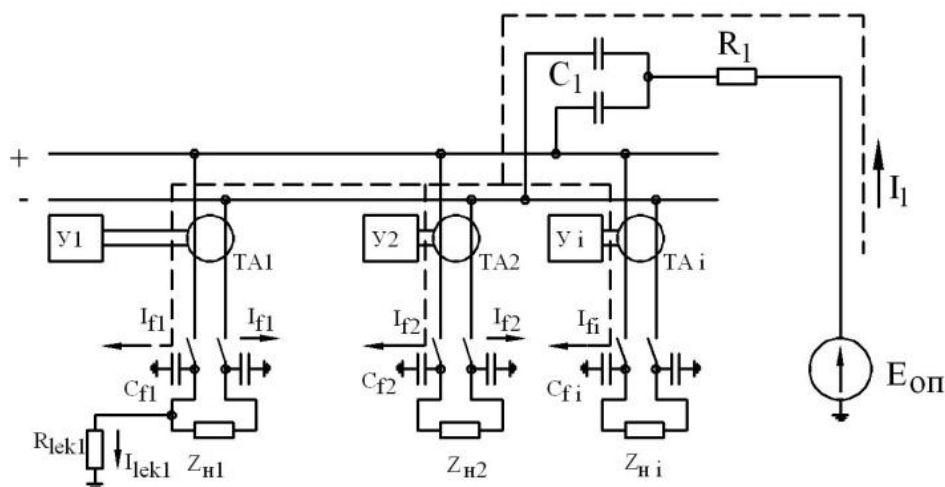


Рис.3.1 Схема подачи внешнего опорного напряжения для определения поврежденного фидера щита постоянного тока: $E_{оп}$ – источник внешнего синусоидального опорного напряжения; R_1 – балластное сопротивление; I_1 – составляющая полного тока от источника опорного напряжения; C_1 – емкости развилки; T_{Ai} – датчик тока фидера; I_{fi} – составляющая тока фидера от источника опорного напряжения; C_{fi} – паразитная емкость фидера на землю; Y_i – усилитель сигнала с датчика тока; $I_{лек1}$ – активная составляющая тока утечки фидера; $R_{лек1}$ – активная составляющая сопротивления утечки на землю фидера; Z_{ni} – сопротивление нагрузки (потребителя) фидера.

Внешнее опорное напряжение подается на обе шины одновременно через емкостную развилку C_1 , которая отделяет цепи постоянного тока щита от источника опорного напряжения $E_{оп}$. В отличие от метода с резистивной развилкой, предлагаемого в, емкостная развилка не пропускает постоянную составляющую тока, следовательно в ней не будет потерь с выделением тепла. Так же при увеличении емкостей развилки C_1 , показанной на рис 1, уменьшается ее сопротивление для внешнего опорной частоты, что позволяет увеличить чувствительность устройства в целом. Далее в работе считаем, что оба

полюсасистемы постоянного тока замкнуты накоротко по переменному току от опорного источника. Емкости C_{fi} определяются распределенностью цепей, питаемых от конкретного фидера, и являются паразитными.

Из вышерассмотренного авторами предлагается схема замещения щита постоянного тока, вытекающая из рис. 1 и представленная на рис. 2.

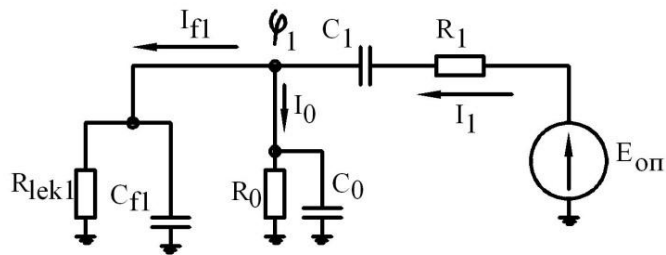


Рис.3.2 Схема замещения щита постоянного тока для определения сопротивления изоляции фидера на землю: R_0 - активное сопротивление утечки щита постоянного тока; C_0 -емкость щита постоянного тока; φ_1 - переменная составляющая потенциала шин щита от источника опорного напряжения

На представленной схеме сопротивление $R_{лек1}$ и емкость C_{f1} в виде сосредоточенных параметров представляют активное сопротивление утечки и емкость на землю для контролируемого фидера. В виде сосредоточенных параметров сопротивления R_0 и емкости C_0 представлен щит постоянного тока без контролируемого фидера.

Задачасостоит в определении величины сопротивления утечки на землю $R_{лек1}$ для контролируемого фидера при одновременных измерениях величин тока утечки в рассматриваемом фидере $i_{f1}(t)$ полного тока $i_1(t)$ и переменной составляющей потенциала шин $\varphi_1(t)$. Последние две величины легко поддаются измерению, в то время как измерение тока утечки в рассматриваемом фидере $i_{f1}(t)$ имеет свои особенности и будет рассмотрено авторами в последующих работах.

3.2 Математическая модель

Для определения сопротивления утечки на землю $R_{лек1}$ необходимо определить активную составляющую тока $i_{f1}(t)$ относительно переменной составляющей потенциала шин $\varphi_1(t)$, обусловленной действием источника опорного напряжения $E_{оп}$. Из теоретических основ электротехники известно, что активная составляющая мощности P_S на участке электрической цепи, содержащей контролируемый фидер, определяется по выражению:

$$P_s = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T \varphi_1(t) \cdot i_{f1}(t) dt \quad (1)$$

где $\varphi_1(t)$ и $i_{f1}(t)$ – мгновенные значения переменных составляющих потенциала шин и тока фидера от источника опорного напряжения, T – время наблюдения, на котором производятся замеры величин. Интервал времени T обязательно кратен периоду внешнего опорного источника $E_{оп}$.

Ток фидера $i_{f1}(t)$, очевидно, будет состоять из двух величин:

$$i_{f1}(t) = \frac{\varphi_1(t)}{R_{lek1}} + C_{f1} \cdot \frac{d\varphi_1(t)}{dt} \quad (2)$$

Подставляя выражение (2) в подынтегральное выражение (1), P_s будет представлен как сумма двух интегралов:

$$P_s = \frac{1}{T \cdot R_{lek1}} \int_0^T \varphi_1^2(t) dt + \frac{C_{f1}}{T} \int_0^T \left[\varphi_1(t) \cdot \frac{d\varphi_1(t)}{dt} \right] dt \quad (3)$$

На практике гармонические составляющие имеются в сети. Их учет будет рассмотрен в последующих работах. В данной работе принято, что внешнее опорное напряжение $E_{оп}$ синусоидально без гармонических составляющих. При принятом допущении второе слагаемое в уравнении (3) равно нулю и интеграл (3) преобразуется в выражение (4):

$$P_s = \frac{1}{T \cdot R_{lek1}} \int_0^T \varphi_1^2(t) dt \quad (4)$$

Из выражения (4) можно определить искомое сопротивление утечки на землю контролируемого фидера:

$$R_{lek1} = \frac{\int_0^T \varphi_1^2(t) dt}{T \cdot P_s} \quad (5)$$

Для практической реализации устройства использовалась микропроцессорная элементная база. Поэтому было использовано дискретное представление величин: тока утечки в рассматриваемом фидере $i_{f1}(t)$, полного тока $i_1(t)$ и переменной составляющей потенциала шин $\varphi_1(t)$. Выражение (5) можно представить в виде отношения сумм дискретных рядов:

$$R_{lek1} = \frac{1}{T} \cdot \frac{\sum_{n=0}^N \varphi_n^2}{\sum_{n=0}^N [\varphi_n \cdot i_{fn}]} \quad (6)$$

Уравнение (6) определяет алгоритм основной программы микропроцессора.

3.3 Экспериментальная проверка работы прибора

В данной работе авторами было изготовлено устройство пофидерного контроля изоляции цепей постоянного тока. На одной из ТЭЦ в Самарской области был проведен эксперимент в реальном щите постоянного тока. Измерения проводились для следующих режимов: металлическое замыкание, снижение сопротивления изоляции на землю до 20 кОм в зоне контролируемого фидера, металлическое замыкание и снижение изоляции на землю вне контролируемого фидера, одновременное металлическое замыкание в зоне контролируемого фидера и вне.

Результаты проведенных измерений представлены на рис. 3 – рис.

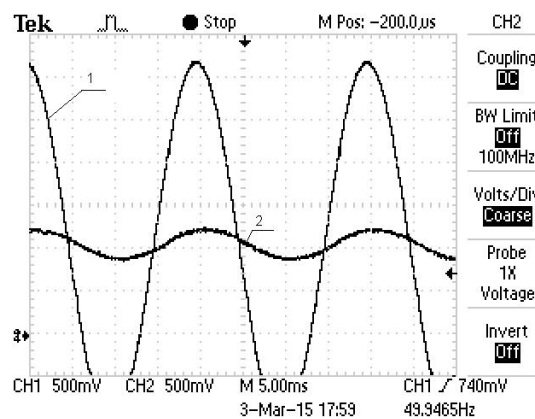


Рис. 3.3 Осциллограммы тока фидера $i_{f1}(t)$, и переменной составляющей потенциала шин $\varphi_1(t)$ при близком к металлическому снижению изоляции на землю в зоне контролируемого фидера.

Осциллограммы сняты с аналоговых входов микропроцессорного модуля устройства. Из рис. 3. видно, что фазы тока фидера $i_{f1}(t)$ и переменной составляющей потенциала шин $\varphi_1(t)$ совпадают. Величина сигнала, пропорциональная току фидера $i_{f1}(t)$ значительно превосходит сигнал, пропорциональный значению потенциала $\varphi_1(t)$.

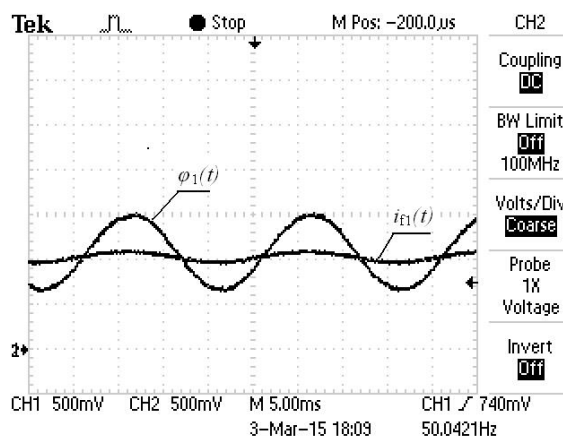


Рис.3.4 Осциллограммы тока фидера $i_{f1}(t)$, и переменной составляющей потенциала шин $\varphi_1(t)$ при снижении изоляции на землю в зоне контролируемого фидера до 20 кОм.

Из рис. 4. видно, что фазы тока фидера $i_{f1}(t)$ и переменной составляющей потенциала шин $\varphi_1(t)$ совпадают так же совпадают. Сигнал, пропорциональный току фидера $i_{f1}(t)$ и сигнал, пропорциональный значению потенциала $\varphi_1(t)$ имеют незначительный сдвиг по фазе, обусловленный паразитной емкостью контролируемого фидера. Значение активной составляющей в токе $i_{f1}(t)$ преобладает над емкостной. Устройство уверенно реагирует.

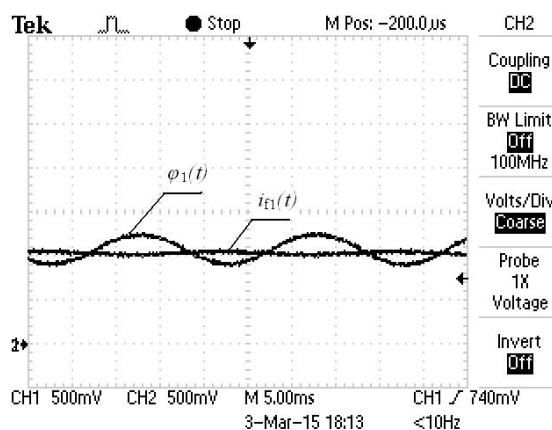


Рис.3.5 Осциллограммы тока фидера $i_{f1}(t)$, и переменной составляющей потенциала шин $\varphi_1(t)$ при близком к металлическому снижению изоляции на землю вне зоны контролируемого фидера.

При замыкании вне контролируемой зоны уменьшается как амплитуда переменной составляющей потенциала шин $\varphi_1(t)$, так и амплитуда тока фидера $i_{f1}(t)$. Из рис. 5 видно, что фазы тока $i_{f1}(t)$ и потенциала шин $\varphi_1(t)$ находятся в противофазе. Значение активной составляющей мощности P_s будет отрицательной. Устройство не реагирует в данном режиме.

Таким образом, проведенные опыты показали селективную работу устройства контроля во всех режимах. Селективно определяемое системой сопротивление утечки при данных паразитных емкостях фидера 20 кОм и имеет

большой запас. Установленное устройство контроля изоляции полюсов на землю УСТ.1 РА УКИ накладывает на шины щита напряжение частотой 25 Гц. В процессе работы с двумя налагаемыми напряжениями конфликта устройств штатного и испытываемого не происходило во всех режимах. В процессе проведения испытания от шин щита, на которые было наложено внешнее опорное напряжение, работали терминалы «Сириус». Сбоев у терминалов релейной защиты из-за наличия внешнего опорного напряжения не произошло.

Разработанное устройство может применяться при непрерывном контроле изоляции на землю цепей постоянного тока для пофидерного контроля присоединений.

4.1 Автоматическое регулирование возбуждения синхронных генераторов

Автоматическое регулирование возбуждения служит для: обеспечения требуемого уровня напряжения на шинах электростанции, распределения реактивной нагрузки между синхронными генераторами по заданному закону, повышения статической и динамической устойчивости электрических систем в переходных режимах, повышения четкости действия устройств релейной защиты, быстрого восстановления напряжения после отключения КЗ.

4.2 Автоматическое регулирование напряжения трансформатора в электрических сетях

Автоматическое регулирование напряжения (АРНТ) предназначено для электроснабжения потребителей электроэнергией заданного качества по отклонению напряжения у потребителей $\pm 5\%$. Устанавливается на подстанции. Основным способом регулирования напряжения в электрических сетях является автоматическое регулирование под нагрузкой (РПН) коэффициента трансформации трансформаторов и автотрансформаторов. В качестве устройства автоматики применяется автоматический регулятор напряжения трансформаторов.

4.3 Автоматическое регулирование коэффициента трансформации

С целью поддержания требуемого уровня напряжения широко распространено регулирование напряжения у потребителей путем изменения коэффициента трансформации трансформаторов понижающих подстанций, питающих распределительную сеть. Для изменения коэффициента трансформации под нагрузкой трансформаторы оборудуются устройствами РПН (переключение отпаек под нагрузкой). Автоматическое изменение осуществляется специальным регулятором АРКТ, воздействующим на РПН.

4.4 Точная автоматическая синхронизация синхронных генераторов

Устройства точной автоматической синхронизации позволяют облегчить условия труда оперативного персонала на такой ответственной операции, как синхронизация генераторов, и ускорить включение генераторов в сеть, что особенно важно в аварийных условиях.

Для точного определения устройством момента включения генератора на параллельную работу с системой, ему задается время опережения, учитывающее

время срабатывания реле ($t_{c.p.} = 0,1c$) и время включения выключателя ($t_{вкл.Q} = 0,2c$), $t_{он} = t_{c.p.} + t_{вкл.Q} = 0,1 + 0,2 = 0,3c$.

4.5 Автоматическое повторное включение

Для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей широко используется устройство автоматического повторного включения (АПВ). Время АПВ обычно составляет от 0,5 до нескольких секунд. Согласно ПУЭ обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях напряжением выше 1кВ. АПВ восстанавливает нормальную схему цепи так же и в тех случаях, когда отключение выключателя происходит в следствии ошибок персонала или неправильного срабатывания релейной защиты. Настанциях также применяют АПВ, которые производят повторную подачу напряжения на шины, в случае отключения релейной защитой (АПВ шин).

АПВ шин имеет высокую эффективность, так как каждый случай успешного действия АПВ предотвращает аварийные отключения целой станции или ее части.

Успешность действия устройств АПВ шин составляет 70-90% .АПВ шин на электростанции производит повторное включение только одного питающего присоединения, которое выбирается заранее, по минимальному току КЗ, проходящему по этому присоединению при КЗ на шинах.

На линии с двухсторонним питанием устанавливается автоматическое повторное включение с контролем синхронизма (АПВКС). На тупиковые линии устанавливаются трехфазные АПВ.

4.6 Автоматическое включение резервного питания и оборудования

Высокую степень надежности электроснабжения потребителей обеспечивают схемы питания от двух и более источников. Несмотря на это большое количество подстанций, имеющих два и более источников питания, работают по схеме одностороннего питания. Эта схема более менее надежна, но иногда более целесообразна по причинам простоты, уменьшения токов КЗ и потерь в трансформаторах, упрощения релейной защиты и т.д. При этом один источник является рабочим, а другой резервным. И для того чтобы при потере питания от рабочего источника, с минимальным временем перерыва электроснабжения потребителей был включен в работу резервный источник, используется автоматическое включение резервного питания (АВР). Опыт показывает, что АВР является очень эффективным средством повышения надежности электроснабжения. Успешность действия АВР составляет 90 - 95 %.

4.7 Частотная делительная автоматика отделения собственных нужд ТЭЦ

Частотная делительная автоматика (ЧДА) собственных нужд предназначена для того, чтобы при сниженной частоте в энергосистеме обеспечить выработку генераторами ТЭЦ максимально возможной мощности, что обеспечивается отделением одного или нескольких генераторов со сбалансированной нагрузкой и с нагрузкой всех собственных нужд ТЭЦ.

На блочных ТЭЦ выделение генераторов для питания электродвигателей собственных нужд в аварийных условиях, как правило, невозможно, эти электростанции во время системной аварии могут полностью потерять собственные нужды. Поэтому для разворота электродвигателей собственных нужд блочной ТЭЦ предусматривается подача им напряжения по ЛЭП от соседней ГЭС и ТЭЦ, оставшихся в работе.

ЧДА имеет две уставки по времени отделения электростанции от системы: при частоте 45-46 Гц, $t = 0,5$ с и при частоте 47 Гц, $t = 30-40$ с.

4.8 Автоматика ликвидации асинхронного режима

Автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР) предназначена для ликвидации асинхронного режима, возникшего по линиям электропередач между узлами энергосистемы

В данной энергосистеме АЛАР действует на отключение линий. Устанавливается на каждой линии с двухсторонним питанием (с одной стороны основной комплект, с противоположной - резервный).

4.9 Автоматика определения мест повреждения на линиях

ПУЭ предусматривает для определения места повреждения воздушных ЛЭП 110 кВ и выше установку специальных приборов.

Применение устройств автоматики определения мест повреждения на линиях позволяет: радикально сократить время определения места повреждения, увеличить процент найденных неустойчивых повреждений, уменьшить трудозатраты по обходу линий, сократить время перерыва электроснабжения, повысить готовность линии к работе.

4.10 Автоматическая частотная разгрузка электроэнергетической системы

При возникновении в системе дефицита активной мощности и снижении частоты, АЧР обеспечивает ее подъем до уровня более 49,2 Гц путем поочередного отключения потребителей. ЧАПВ предназначено для быстрого восстановления питания потребителей, отключенных действием устройств АЧР,

путем повторного включения выключателей после восстановления частоты в системе.

Устройства АЧР подразделяются на две основные и одну дополнительную категории.

АЧР-I – быстродействующая разгрузка ($t_{\text{АЧР-I}}=0,12$ с), которая предотвращает глубокое снижение частоты в энергосистеме, имеет уставку по частоте срабатывания для каждой ступени от 49 Гц до 46,5 Гц. Эта категория равномерно распределяется своими очередями по нагрузке системы. АЧР-II – разгрузка, очереди которой имеют относительно большие уставки по времени (от 5 до 90 с) и предназначена поднять частоту после действия АЧР-I, если она не восстановилась до допустимых уровней. АЧР-II имеет только одну уставку по частоте 49,2 Гц для всех ступеней.

В системе может быть установлена дополнительная АЧР (АЧР-Д), действующая при больших местных дефицитах мощности. Необходимость ее установки определяется исходя из предельного дефицита в системе.

После поднятия частоты в системе действует ЧАПВ. Мощность нагрузки по очередям ЧАПВ распределяется примерно равномерно. Очередность подключения потребителей принимается обратной подключения к АЧР с целью подключения в первую очередь наиболее ответственных потребителей.

4.11 Автоматический регулятор частоты вращения турбин

Автоматический регулятор частоты вращения (АРЧВ) является первичным регулятором частоты и мощности. Он устанавливается на паровой турбине и руководит впуском пара в турбину, чем регулирует частоту вращения ротора в генераторе. АРЧВ устанавливается на всех турбинах. Кроме первичных регуляторов существуют та вторичные - автоматические регуляторы частоты и мощности (АРЧМ). Они воздействуют первичные регуляторы и устанавливаются только на частотерегулирующих станциях.

На паровых турбинах в качестве АРЧВ применяются в основном гидродинамические регуляторы (ГДАРС).

Для генераторов мощностью 800 Мвт тип регулятора - ГДАРС, которому I задана ломаная статическая характеристика с положительным статизмом в 4% 10%.

5 РАСЧЕТ СЕБЕСТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ РЭС (4 X 800) МВТ

Производство и реализация энергии постоянно требуют определенных издержек - эксплуатационных (текущих). Эти издержки и формируют себестоимость продукции. Для технико-экономических расчетов используется классификация по экономическим элементам. Для электрических станций важнейшими элементами затрат являются:

- затраты на топливо, I_m ;
- амортизационные отчисления, I_a ;
- затраты на текущий ремонт, $I_{m.p.}$;
- затраты на зарплату, $I_{з.п.}$;
- прочие расходы, $I_{пр.}$.

Суммарные эксплуатационные затраты по электростанции (I), определяются следующим образом

$$I = I_m + I_a + I_{m.p.} + I_{з.п.} + I_{пр.}, \text{ млн. руб/год.}$$

Затраты на топливо

На электростанции РЭС (4 x 800) МВт издержки на топливо являются основными и составляют 60 - 70 % всех издержек. Они зависят от количества израсходованного топлива и его цены

$$I_m = \sum B_{\text{годи}} \left(1 + \frac{\alpha_{\text{ноти}}}{100}\right) (C_{\text{нри}} + C_{\text{мри}}), \text{ млн.руб/год,}$$

где $B_{\text{годи}}$ - годовой расход i -го вида топлива на электростанции, млн.т/год или млн.м³/год; $C_{\text{нри}}$ - оптовая цена i -го вида натурального топлива, руб/т или руб/м³; $C_{\text{мри}}$ - тариф на транспортировку топлива, руб/т; $\alpha_{\text{ноти}}$ - потери топлива при транспортировке и хранении, %.

На электрических станциях расход топлива зависит от количества вырабатываемой энергии, характеристик основного оборудования (количества, типа и мощности котлов и турбин), графиков их нагрузки и других параметров.

Амортизационные отчисления

Вычисляется исходя из стоимости основных производственных фондов и норм амортизационных отчислений:

$$I_a = \frac{H_a}{100} K_{\text{ст}},$$

где H_a - норма амортизационных отчислений, $H_{\text{атэц}} = 7,3\%$; $K_{\text{ст}}$ - капиталовложения в станцию, млн. руб.

Затраты на текущий ремонт

Сюда включены издержки на текущий ремонт основных фондов, основная и дополнительная зарплата ремонтных рабочих и ИТР, руководящих текущим ремонтом, стоимость услуг вспомогательных производств и сторонних организаций:

$$I_{m.p.} = 0,2I_a, \text{ млн. руб/год,}$$

где I_a - амортизационные отчисления, млн. руб.

Зарплата и начисления на нее

В этих затратах учитываются основная и дополнительная зарплаты производственного персонала. Начисления на зарплату производятся в целях образования фондасоциального страхования.

$$I_{з.п.} = n_{уд} \cdot N_{уст} \cdot \Phi_{год}, \text{ млн. руб/год,}$$

где $n_{уд}$ - штатный коэффициент, чел/ тыс. кВт; $N_{уст}$ - установленная мощность электростанции, тыс. кВт; $\Phi_{год}$ - среднегодовая зарплата с учетом дополнительной зарплаты и отчислений на социальное страхование, млн. руб/(чел.·год).

Прочие затраты

К ним относятся: общестанционные расходы, расходы на охрану труда и технику безопасности, стоимость потерь топлива и т. д.

Общестанционными считаются расходы по управлению и обслуживанию электростанции, состоящие из зарплаты административно - управленческого персонала, налогов, сборов, затрат на содержание общепроизводственных помещений, охрану предприятий и т. д.

$$I_{пр} = 0,3(I_a + I_{m.p.} + I_{з.п.}), \text{ млн. руб/год.}$$

Себестоимость электрической и тепловой энергии на ТЭЦ

Себестоимости отпущенного кВт·ч $S^{э.э}$, руб/кВт·ч и отпущенного кДж $S^{т.э}$, руб/кДж определяются следующим образом :

$$S^{э.э} = \frac{I^{э.э}}{\mathcal{E}_{отп}}, \text{ руб/кВт·ч,}$$

$$S^{T.Э} = \frac{I^{T.Э}}{Q_{отп}}, \text{ руб/кДж,}$$

где $I^{Э.Э}$ и $I^{T.Э}$ - затраты на электрическую и тепловую энергии соответственно, руб.; $Э_{отп}$ и $Q_{отп}$ - электрическая и тепловая энергия, отпущенные потребителю, кВт·ч и кДж соответственно.

Определение КПД электрической станции

КПД электрической станции по производству электроэнергии

$$\eta_{БР}^{Э.Э} = \frac{3,6 \cdot 10^3}{29330b_{ВЫР}^{Э.Э}},$$

КПД электрической станции по отпуску электроэнергии

$$\eta_{HT}^{Э.Э} = \frac{3,6 \cdot 10^3}{29330b_{ОТП}^{Э.Э}},$$

КПД электрической станции по отпуску тепла

$$\eta_{HT}^{T.Э} = \frac{1 \cdot 10^6}{29330b_{ОТП}^{T.Э}},$$

где $b_{ВЫР}^{Э.Э}$ - удельный расход условного топлива на выработанную электроэнергию; $b_{ОТП}^{Э.Э}$ и $b_{ОТП}^{T.Э}$ - удельный расход условного топлива на отпущенную потребителю электрическую и тепловую энергию соответственно.

Расчет себестоимости отпущенной электрической энергии, выработанной РЭС (4 x 800) МВт был произведен на ЭВМ.

Использована литература [17].

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ПРОМЕЖУТОЧНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

| | |
|--|-----------|
| Теплотворная способность топлива, кДж/кг..... | = 22608 |
| Цена топлива, руб/т..... | = 1000 |
| Коэффициент, учитывающий район расположения станции..... | = 1.00 |
| Цена перевозки топлива, руб/т..... | = 1 |
| Расход электроэнергии на собственные нужды (о.е.)..... | = 0.03 |
| Коэффициент, учитывающий внутростанционные потери пара и конденсата..... | = 1.00 |
| Число часов использования максимума отопительного отбора энергетическими котлами, час..... | = 0 |
| Число часов использования максимума отопительного отбора пиковыми котлами, час..... | = 0 |
| Тип турбины | K-800-240 |
| Число турбин этого типа..... | = 4 |
| Капиталовложения в турбины (блоки) одного типа, млн.руб..... | = 92700 |

| | |
|---|---------|
| Число часов использования установленной мощности, час/год..... | = 6500 |
| Годовая выработка электроэнергии, млн.(кВт.ч)/год..... | = 20800 |
| Удельный расход пара при чисто конденсационном режиме, кг/(кВт. час)..... | = 2.3 |
| Годовой расход пара данным типом турбины, млн. т./год..... | = 59.9 |
| Годовой расход топлива для данного типа турбин, млн.т./год..... | = 8.03 |
| Годовой расход топлива для данного типа турбин, млн.т./год..... | = 8.37 |
| Штатный коэффициент, чел./тыс.кВт..... | = 1.00 |

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЭС

| | |
|---|---------|
| К.П.Д. ТЭС по выработанной электроэнергии, К.П.Д. брутто,%..... | = 41.2 |
| К.П.Д. ТЭС по отпущенной электроэнергии, К.П.Д. нетто,%..... | = 40.0 |
| Себестоимость отпущенного кВт.ч., коп./кВт.ч..... | = 88 |
| Количество отпущенной электроэнергии, млн.кВт.ч./год..... | = 20176 |
| Годовой расход топлива ТЭС млн.т./год..... | = 8.0 |
| Капиталовложения в станцию, млн.руб..... | = 92700 |
| Ежегодные издержки производства, млн.руб..... | = 17820 |
| Затраты на топливо, млн.руб/год..... | = 8041 |
| Годовой расход условного топлива, млн.т.у.т./год..... | = 6.2 |
| Годовой расход топлива ТЭС млн.т./год..... | = 8.0 |
| Амортизационные отчисления, млн.руб..... | = 6489 |
| Затраты на текущий ремонт, млн.руб..... | = 649 |
| Затраты на заработную плату, млн.руб..... | = 384 |
| Прочие затраты, млн.руб..... | = 2257 |

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЭС

| | |
|---|---------|
| К.П.Д. ТЭС по выработанной электроэнергии, К.П.Д. брутто,%..... | = 39.5 |
| К.П.Д. ТЭС по отпущенной электроэнергии, К.П.Д. нетто,%..... | = 38.4 |
| Себестоимость отпущенного кВт.ч., коп./кВт.ч..... | = 98 |
| Количество отпущенной электроэнергии, млн.кВт.ч./год..... | = 20176 |
| Годовой расход топлива ТЭС млн.т./год..... | = 8.4 |
| Капиталовложения в станцию, млн.руб..... | = 92700 |
| Ежегодные издержки производства, млн.руб..... | = 19820 |
| Затраты на топливо, млн.руб/год..... | = 8381 |

| | |
|---|--------|
| Годовой расход условного топлива, млн.т.у.т./год..... | = 6.5 |
| Годовой расход топлива ТЭС млн.т./год..... | = 8.4 |
| Амортизационные отчисления, млн.руб..... | = 6489 |
| Затраты на текущий ремонт, млн.руб..... | = 1298 |
| Затраты на заработную плату, млн.руб..... | = 384 |
| Прочие затраты, млн.руб..... | = 3268 |

6 ОХРАНА ТРУДА. ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИИ СИЛОВЫХ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Проверка сопротивления изоляции может выявить нарушения целостности изоляции, что в свою очередь может вывести из строя электрооборудование. Данные измерения необходимо проводить периодически, чтобы предотвратить аварийные ситуации.

Сопротивление изоляции указывают в мегаомах [МОм]. Измерение сопротивления изоляции проводится с использованием мегомметров. При проведении измерений все электрооборудование должно быть отключено.

При проведении измерений следует соблюдать следующий порядок:

1. Измерить сопротивление изоляции соединительных проводов, значение которого должно быть не меньше верхнего предела измерения мегомметра.
2. Установить предел измерения; если значение сопротивления изоляции неизвестно, то во избежание «зашкаливания» указателя измерителя необходимо начинать с наибольшего предела измерения; при выборе предела измерения следует руководствоваться тем, что точность будет наибольшей при отсчете показаний в рабочей части шкалы.
3. Убедиться в отсутствии напряжения на проверяемом объекте.
4. Отключить или закортить все детали с пониженной изоляцией или пониженным испытательным напряжением, конденсаторы и полупроводниковые приборы.
5. На время подключения прибора заземлить испытываемую цепь.
6. Нажав кнопку «высокое напряжение» в приборах, питающихся от сети, или вращая ручку генератора индукторного мегомметра со скоростью примерно 120 об/мин, через 60 с после начала измерения зафиксировать значение сопротивления по шкале прибора.
7. При измерении сопротивления изоляции объектов с большой емкостью отсчет показаний производить после полного успокоения стрелки.
8. После окончания измерения, особенно для оборудования с большой емкостью (например, кабели большой протяженности), прежде чем отсоединять концы прибора, необходимо снять накопленный заряд путем наложения заземления. Когда результат измерения сопротивления изоляции может быть искажен поверхностными токами утечки, например засчет увлажненности поверхности

изолирующих частей установки, на изоляцию объекта накладывают токоотводящий электрод, присоединяемый к зажиму мегаомметра Э.

Присоединение токоотводящего электрода Э определяется из условия создания наибольшей разности потенциалов между землей и местом присоединения экрана.

В случае измерения изоляции кабеля, изолированного от земли, зажим Э присоединяется к броне кабеля; при измерении сопротивления изоляции между обмотками электрических машин зажим Э присоединяется к корпусу; при измерении сопротивления обмоток трансформатора зажим Э присоединяется под юбкой выходного изолятора.

Измерение сопротивления изоляции силовых и осветительных проводов производится при включенных выключателях, снятых плавких вставках, отключенных электроприемниках, приборах, аппаратах, вывернутых лампах.

Категорически запрещается измерять изоляцию на линии, если она хотя бы на небольшом участке проходит вблизи другой линии, находящейся под напряжением, и во время грозы на воздушных линиях передачи.

Сопротивление изоляции определяется согласно закону Ома для участка цепи, как отношение напряжения, приложенного к цепи, к току, который вызвал это напряжение. Однако сопротивление изоляции не является стабильным параметром. Оно зависит от таких факторов, как температура и влажность. Поэтому замер сопротивления изоляции проводов проложенных в земле лучше проводить в период максимальной влажности грунта.

По завершении измерений составляется протокол на замер сопротивления изоляции стоимость, которого зависит от количества кабельных линий, другое название этого документа - акт сопротивления изоляции. Акт, в который записывается измерение сопротивления изоляции кабелей должен храниться в электролаборатории не менее пяти лет.

Минимальные значения сопротивления изоляции

Минимальное нормированное значения этого показателя зависит от назначения цепи. Например, сопротивление изоляции кабеля силового до 1000 В должно быть не меньше 0,5 МОм. Таким же сопротивлением изоляции проводов должны обладать вторичные цепи и устройства защиты и управления. В случае, когда замеры сопротивления изоляции проводов показали значение 1 Мом, проводятся дополнительные испытания изоляции промышленной частотой.

Для силовых трансформаторов сопротивление основной изоляции ввода не должно быть меньше 10 ГОм. Сопротивление обмотки статора двигателя на напряжение до 660 В должно быть не менее 1 МОм и не менее 0,5 МОм при температуре 60 градусов по Цельсию.

Сроки и периодичность измерения сопротивления изоляции

Конкретные сроки испытаний и измерений параметров электрооборудования электроустановок при капитальном, текущем ремонте и

при межремонтных испытаниях и измерениях, т.е. при профилактических испытаниях, выполняемых для оценки состояния электрооборудования и не связанных с выводом электрооборудования в ремонт, определяет руководитель Потребителя на основе приложения 3 в ПТЭЭПс учетом рекомендаций заводских инструкций, состояния электроустановок и местных условий. Если проверка сопротивления изоляции проводов не будет выполнена в срок и не будет представлен акт сопротивления изоляции, то это будет квалифицировано, как нарушение статьи 9.11 административного кодекса РФ. Для юридических лиц ответственность по этой статье заключается в штрафе от 10 до 20 тыс. рублей, либо в административном приостановлении деятельности сроком до 90 суток.

Измерение сопротивления изоляции электропроводки (включая осветительную сеть) проводится на особо опасных объектах каждый год. В остальных случаях замеры сопротивления изоляции проводов проводят раз в три года. Проверка электрического сопротивления изоляции лифтов и кранов проводится каждый год. Сроки в которые должно проводиться измерение сопротивления изоляции электрооборудования (сварочные аппараты, переносные электроприемники) составляют полгода. Несоблюдение сроков, в которые нужно выполнить измерение сопротивления изоляции проводов, не только повышает вероятность возникновения аварийной или опасной ситуации, но и влечёт за собой санкции.

В любой организации должна быть установлена периодичность проведения замеров сопротивления изоляции проводов, в соответствии с техническими условиями эксплуатируемого оборудования. Обычно измерение сопротивления изоляции кабеля проводят при эксплуатационных испытаниях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В квалификационной работе выбраны в качестве защит линий микропроцессорные защиты фирмы «Экра» в качестве основной защиты выбрана высокочастотная ДФЗ типа ШЭ 2607.081, для которой рассчитаны уставки. В качестве резервной защиты предусмотрены шкафы ступенчатых защит фирмы «ЭКРА» типа ШЭ 2607. 012. 021, для которых так же рассчитаны уставки. Кроме того в дипломном проекте рассмотрен вопрос пофидерного контроля изоляции присоединений щитов постоянного оперативного тока. Данная работа является частью НИР кафедры «Электрические станции», результаты данной работы были доложены и отмечены на конференциях и выставках. Кроме того в работе выполнены расчет себестоимости электроэнергии для представленной энергосистемы, а также рассмотрен вопрос контроля изоляции силовых кабельных линий.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Защита линий электропередач. Релейная защита воздушных линий 110-220 кВ. учеб. пособ./ П.А. Кулаков, О.Н. Шелушенина. – Самара. Самар. гос. техн. ун-т, 2008, 100с.
2. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. перераб. и доп. с изм. -М: Главэнергонадзор, 1998.
3. Разработка электрической части электростанций: Учеб. пособ./Самар. Гос. техн. ун-т. Б.И. Костылев, А.С. Добросотских. Самара, 2007. 134 с.
4. Релейная защита энергетических систем: Учеб.пособие для техникумов/Чернобровов Н.В., Семенов В.А. – М. Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.: ил.
5. Конспект лекций по курсу “Основы проектирования РЗ и А энергосистем”/Сост. Шелушенина О.Н.- Самара: СамГТУ 2009.-72с.
6. Задачи по релейной защите линий и электродвигателей. Задания к контрольным работам: учеб.пособ. / О.Н. Шелушенина, Л.Г. Мигунова, Я.В. Макаров. – Самара: Самар.гос.техн.ун-т, 2013. – 90 с.
7. Релейная защита электроэнергетических систем. Принципы выполнения защит. Защиты линий электропередач: учеб. пособие/ О.Н. Шелушенина, И.И. Добросотских, С.Н. Синельникова, А.С. Ведерников. – Самара: Самар.гос.техн.ун-т, 2010 – 236 с.:ил.
8. Методические указания по применению в ОАО «Московская объединенная электросетевая компания» основных технических решений по эксплуатации, реконструкции и новому строительству электросетевых объектов.: ОАО МОЭСК, 2014 г., 339с.
9. Гуревич В.И. Оперативные цепи постоянного тока. Проблемы контроля изоляции. Новости ЭлектроТехники. № 1(73) 2012
10. Устройства автоматики электроэнергетических систем: учеб. пособ. / О.Н. Шелушенина, И.И. Добросотских, А.С. Добросотских. – Самара: Самар.гос. техн. ун-т, 2013. – 122с.: ил.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Самарский государственный технический университет»

Факультет Электротехнический

Кафедра «Электрические станции»

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПОЛНЕНИЕ ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЫ**

Студенту Щобаку Александру Андреевичу, 4-ЭТФ-7
(фамилия, имя, отчество, курс, факультет, группа)

Вид работы дипломный проект бакалавра
(бакалаврская работа, дипломная работа (проект), магистерская диссертация)

Тема Релейная защита и автоматика ЛЭП 220 кВ длиной 53 и 67 км, отходящих от шин РЭС (4x800) МВт.

Пофидерный контроль изоляции присоединений щитов постоянного оперативного тока.
(полное название темы квалификационной работы, в соответствии с приказом об утверждении тематики ВКР)

Исходные данные (или цель работы) принципиальная схема энергосистемы, паспортные данные электротехнического оборудования

1. Схема системы и электрической станции прилагается. Даны две линии с двухсторонним питанием напряжением 220 кВ длиной 53 и 67 км.

2. Станция РЭС, которая содержит 5 блоков с генераторами 800 МВт, 4 из которых подключены к шинам высокого напряжения 500 кВ, а оставшийся присоединен к шинам среднего напряжения 220 кВ.

Перечень подлежащих исследованию, разработке, проектированию вопросов по базовой части работы:

| Наименование вопроса | Достигнутые результаты освоения ОПОП |
|--|--------------------------------------|
| 1. Введение | ОК-11, ОК-12, ПК-1, ПК-4 |
| 2. Расчет токов короткого замыкания | ПК-4 – ПК-10, ПК-12, ПК-14, ПК-19 |
| 3. Выбор и расчет защит линий | ПК-4 – ПК-10, ПК-12, ПК-14, ПК-19 |
| 4. Пофидерный контроль изоляции присоединений постоянно-го оперативного тока | ПК-4 – ПК-10, ПК-12, ПК-14, ПК-19 |
| 5. Выбор устройств автоматики для электрической станции и района энергосистемы | ПК-4 – ПК-10, ПК-12, ПК-14, ПК-19 |
| 6. Расчет себестоимости электроэнергии РЭС (4 x 800) МВт | ПК-5, ПК-22 |
| 7. Охрана труда. Оценка состояния изоляции силовых кабельных линий | ПК-29, ПК-31 |
| 8. Заключение | ПК-33 |

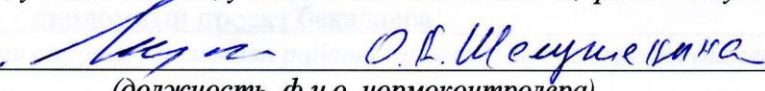
Перечень графического материала:

1. Схема энергосистемы с устройствами релейной защиты и автоматики – 1 л.
2. Дистанционная защита ЛЭП – 1 л.
3. Схема подключения защит шкафа ШЭ 2607 011 – 1 л.
4. Устройство пофидерного контроля изоляции присоединений щитов постоянного оперативного тока.

Консультанты по разделам ВКР:

1. Разделы 1-4: Кулаков П.А., д.т.н., профессор кафедры «Электрические станции»
(наименование раздела, ученая степень, ученое звание и должность, ф.и.о. консультанта)
2. Охрана труда: Моссоулина Л.А., к.т.н., доцент кафедры «Безопасность жизнедеятельности»
(наименование раздела, ученая степень, ученое звание и должность, ф.и.о. консультанта)
3. Экономика: Кричмар В.А., ст. преподаватель кафедры «Экономика промышленности»
(наименование раздела, ученая степень, ученое звание и должность, ф.и.о. консультанта)

Нормоконтролер:

к.т.н., доц.  О.И. Шевченко

(должность, ф.и.о. нормоконтролера)

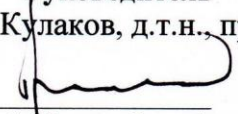
Дата выдачи задания:

« 15 » мая 2015 г.

Задание согласовано и принято к исполнению.

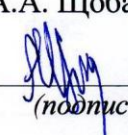
Руководитель

П.А. Кулаков, д.т.н., профессор


(подпись, дата)

Студент

А.А. Щобак, 4-ЭТФ-7

 3.06.15.
(подпись, дата)

Тема утверждена приказом по СамГТУ № 1/12-А от 14 января 2015 г.