

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования

«ПЕТРОЗАВОДСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
(ПетрГУ)

Физико-технический институт  
Кафедра энергообеспечения предприятий и энергосбережения

### **ТЕМА**

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И  
АВТОМАТИКИ НА ЭТАПЕ ВВОДА ВТОРОЙ ЦЕПИ ТРАНЗИТА ОТ ПС  
330 кВ ЛОУХИ ДО РП 330 кВ БОРЕЙ**

квалификационная работа  
на соискание степени «Бакалавр»  
по направлению: 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Выполнила:  
студентка 4 курса  
физико-технического института,  
гр. 21419  
Якубенко Екатерина  
Сергеевна

Научный руководитель:  
доцент, к.ф.-м.н.  
Кулдин Николай Александрович

5 июня 2020 год

Петрозаводск  
2020

## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит:

- 114 страниц, 24 рисунка, 51 таблица;
- 31 ссылка на литературу;
- 8 приложений.

Ключевые слова: релейная защита, северный транзит, уставки срабатывания.

Объектами проектирования являются:

- ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи № 1, № 2;
- ВЛ 330 кВ Борей – Путкинская ГЭС № 1, № 2;

Целью данной работы является выбор объёма устройств релейной защиты и расчет уставок выбранных защит с проверкой чувствительности для второй цепи транзита от ПС 330 кВ Лоухи до РП 330 кВ Борей.

Результаты данной работы могут быть использованы при проектировании устройств релейной защиты и при выборе параметров срабатывания данных устройств для участка второй цепи транзита от ПС 330 кВ Лоухи до РП 330 кВ Борей.

## Список сокращений

Сокращенная аббревиатура	Расшифровка аббревиатуры
АСУ	автоматизированная система управления
АСУ ТП	автоматизированная система управления технологическими процессами
АСКУЭ	автоматизированная система контроля и учета электропотребления
ВЛ	воздушная линия
ЗРУ	закрытое распределительное устройство
КЗ	короткое замыкание
КУ	конденсаторная установка
ЛЭП	линия электропередачи
НН	низкое напряжение
ОРУ	открытое распределительное устройство
ПС	подстанция
ПУЭ	правила устройства электроустановок
РУ	распределительное устройство
РЗ	релейная защита
РП	распределительный пункт
РЗА	релейная защита и автоматика
СН	среднее напряжение
ТТ	трансформатор тока

## Оглавление

Введение.....	6
1. Краткая характеристика объекта.....	11
1.1. Характеристика Республики Карелия .....	11
1.2. Состояние энергосистемы Республики Карелия.....	12
1.3. Характеристика транзита 330 кВ Колэнерго – Карелэнерго – Лэнеэнерго. ....	21
1.4. Строительство транзита.....	22
1.5. Особенности и проблемы одноцепного транзита 330 кВ ПС 330 кВ Лоухи – Путкинская ГЭС – Ондская ГЭС.....	24
2. Выбор аппаратной реализации релейной защиты.....	29
2.1. Определение понятий релейной защиты .....	29
2.2. Перспективы развития устройств релейной защиты.....	34
2.3. Выбор устройств релейной защиты для линий электропередач .....	41
3. Выбор и обоснование необходимого объема релейной защиты .....	42
3.1. Дифференциальная защита линии.....	42
3.2. Токовая отсечка .....	47
3.3. Дистанционная защита.....	47
3.4. Токовая защита нулевой последовательности.....	49
4. Программный комплекс «АРМ СРЗА» .....	50
4.1. Графический редактор .....	50
4.2. Расчет ТКЗ.....	52
4.3. ТКЗ по месту повреждения.....	53
4.4. Релейная защита .....	54
5. Расчет вторичных цепей трансформаторов тока для нужд устройств релейной защиты.....	56
5.1. Расчет вторичных обмоток трансформаторов тока .....	57
5.2. Определение времени до насыщения трансформатора тока .....	59
6. Расчет параметров релейной защиты для ЛЭП .....	63
6.1. Расчета параметров релейной защиты ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи №1	63
6.2. Расчет параметров релейной защиты для остальных ЛЭП.....	80
Заключение .....	87
Список литературы .....	90

Приложение А .....	94
Приложение Б .....	95
Приложение В.....	96
Приложение Г .....	97
Приложение Д.....	99
Приложение Е.....	100
Приложение Ж.....	107
Приложение З .....	108

## Введение

При проектировании электроэнергетической системы необходимо учитывать возможные аварийные ситуации и ненормальные режимы работы, так как они приводят к нарушению работы и повреждению оборудования электростанций, электрических сетей и электроустановок потребителей, что сопровождается увеличением токов и снижением напряжения в элементах энергосистемы.

В местах повреждения возникает электрическая дуга, которая выделяет значительное количество тепла. Вследствие этого, возможны большие разрушения. Снижение напряжения вызывает нарушение нормальной работы потребителей энергосистемы и нарушает устойчивость параллельно работающих генераторов. Ненормальные режимы, которые сопровождаются снижением напряжения и частоты, влияют на работу потребителей и представляют угрозу для синхронной работы генераторов, а при ненормальном режиме, сопровождающемся увеличением тока или напряжения, выше нормального значения, создается опасность повреждения оборудования. [8]

Основным видом ненормальных режимов работы, которые влияют на работу элементов электроэнергетической системы, являются сверхтоки перегрузки.

В перегруженном элементе появляются токи, которые превосходят значение длительно допустимого тока для элементов электроэнергетической системы. При длительном воздействии этих токов на элементах недопустимо повышается температура токоведущих частей, вследствие чего происходит износ или даже разрушение изоляции.

Самыми распространенными и в то же время наиболее тяжелыми видами повреждений являются разные виды коротких замыканий. [9]

Короткие замыкания подразделяются на:

- Трехфазные

- Двухфазные
- Двухфазные замыкания на землю
- Однофазные

Основными причинами коротких замыканий являются:

- Нарушение изоляции, возникающее в связи с ее старением, в связи с перенапряжениями и механическими повреждениями (такими как, обрыв провода, перегрызание проводов животными, наброс на провода).
- Ошибки персонала при различных операциях (например, отключение разъединителей под нагрузкой, неграмотное проведение ремонтных работ под напряжением).

Основные последствия коротких замыканий:

- Значительные понижения напряжения, которые приводят к нарушению нормальной работы электроэнергетической системы и ее элементов.
- Разрушение элементов электроэнергетической системы электрической дугой.
- Разрушение оборудования вследствие теплового и динамического действия токов короткого замыкания.
- Нарушение устойчивости энергосистемы, что приводит к застою производства электроэнергии потребителям.

Таким образом, из всего ранее написанного, можно сделать вывод, что все повреждения и ненормальные режимы работы приводят к нарушению работы энергосистемы, которые сопровождаются недоотпуском энергии потребителям, ухудшением качества электроэнергии или разрушением и повреждением оборудования. [9]

Следствиями всех этих повреждений являются недостатки и несовершенства в конструкции оборудования, его некачественное изготовление, дефекты монтажа и неудовлетворительная эксплуатация

оборудования. Следовательно, нельзя не учитывать возможность возникновения повреждений в энергосистеме.

Для того чтобы обеспечить надежное и бесперебойное электроснабжение потребителей, предотвратить повреждение и разрушение оборудования электроустановок и сохранить устойчивость работы энергосистемы, необходимо как можно быстрее отключать поврежденную часть энергосистемы и своевременно ликвидировать опасные для потребителей и оборудования ненормальные режимы работы.

Поэтому возникает необходимость в создании и применении автоматических устройств, которые будут защищать энергосистему от аварийных режимов работы. Такими автоматическими устройствами является релейная защита.

Главная задача такой защиты состоит в том, чтобы ограничить размеры повреждений, ограничить влияние на работу потребителей и предупредить повреждение оборудования при ненормальных режимах работы. [8]

Основным назначением релейной защиты является автоматическое отсоединение поврежденного элемента от неповрежденной части энергосистемы с помощью воздействия на выключатель. При этом, благодаря своевременному отключению поврежденного элемента, может быть восстановлен нормальный режим, без перехода в аварийный режим.

Дополнительным назначением релейной защиты – реагирование на опасные ненормальные режимы работы элементов системы. Оно может осуществляться по-разному, в зависимости от вида и условий эксплуатации электроустановок – либо действует на сигнал, либо отключает элементы, работа которых может привести к аварии или повреждениям. Защиту, которая реагирует на ненормальные режимы работы, осуществляют не быстродействующей, а задают определенную выдержку времени.

Исходя из описанных преимуществ использования релейной защиты в электроэнергетической системе, можно сказать, что релейная защита важнейший вид автоматики, так как без нее невозможна бесперебойная и



надежная работа электрических установок. Так же начальный период развития релейной защиты совпадает с периодом развития электрических станций и сетей, для которых одним из первых видов автоматических устройств являлась релейная защита. [9]

### Цель работы

Целью данной работы является выбор объема устройств релейной защиты и расчет уставок выбранных защит с проверкой чувствительности для второй цепи транзита от ПС 330 кВ Лоухи до РП 330 кВ Борей.

Для достижения поставленной цели предполагается решение следующих задач:

- Анализ «тяжелых» схемно-режимных и режимно-балансовых ситуаций одноцепного транзита 330 кВ ПС 330 кВ Лоухи – Путкинская ГЭС – Ондская ГЭС.
- Исследование и изучение различных типов аппаратной реализации устройств релейной защиты;
- На основе исследований определиться с выбором оборудования для релейной защиты и определиться с объемом релейной защиты;
- Проведение расчета уставок релейной защиты для участка второй цепи транзита 330 кВ от ПС 330 кВ Лоухи до РП 330 кВ Борей с помощью программно–аппаратного комплекса «АРМ СРЗА».

Актуальность работы определяется тем, что ее результаты могут быть применены при проектировании релейной защиты второй цепи транзита, так как сейчас этот транзит находится на этапе ввода в эксплуатацию. Транзит важен для энергосистемы Республики Карелия.

Данный транзит решает такие проблемы, как:

1. Освобождает запертую мощность, которая вырабатывается Кольской АЭС, так как эта мощность превышает ту, что можно пропустить через Республику Карелию в центральную Россию, то

есть он увеличивает пропускную способность. Благодаря этому, усиливается связь между Кольской энергосистемой и единой энергосистемой России.

2. Повышается надежность энергосистемы, так как при аварии ВЛ 330 кВ Лоухи – Путкинская ГЭС или ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Ондская ГЭС (одноцепной участок транзита 330 кВ ПС Лоухи – Путкинская ГЭС – Ондская ГЭС) Кольская ЭС с северной частью ЭС Республики Карелия выделяется на изолированную работу от Единой энергетической системы России.

Поэтому так важен правильный выбор объема и правильный выбор уставок релейной защиты для вышеуказанного транзита.

## 1. Краткая характеристика объекта.

### 1.1. Характеристика Республики Карелия

Республика Карелия расположена в Северной Европе и входит в состав Северо-Западного федерального округа Российской Федерации. На западе Республика Карелия граничит с Финляндией, на юге – с Ленинградской и Вологодской областями, на севере – с Мурманской областью, на востоке – с Архангельской областью. Западная граница совпадает с государственной границей Российской Федерации и Финляндии и имеет протяжённость 798 км.

Площадь Республики Карелия составляет 180,5 тыс. кв. км. Столица республики – город Петрозаводск (площадь 135 км. кв.).

Население Республики Карелия на 2020 год по данным Росстата составило 614,1 тыс. человек.<sup>1</sup>

Основными отраслями экономики республики являются: лесная, деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность, электроэнергетика, черная и цветная металлургия, машиностроение, пищевая промышленность, промышленность строительных материалов и звероводство.

Предприятия лесной и деревообрабатывающей промышленности расположены по всей территории республики, целлюлозно-бумажной промышленности - в городах Кондопога, Питкяранта, Сегежа.

Объектами черной и цветной металлургии являются: АО «Карельский окатыш» (г. Костомукша), Вяртсильский металлургический завод (Сортавальский муниципальный район), Надвоицкий алюминиевый завод (Сегежский муниципальный район). Предприятия машиностроения расположены преимущественно в г. Петрозаводске.

---

<sup>1</sup> Карелиястат: [Электронный ресурс] // Федеральная служба государственной статистики. М., 1999-2020. URL: krl.gks.ru (Дата обращения 05.05.2020)

Предприятия строительного комплекса расположены в городах: Петрозаводск, Кондопога, Медвежьегорск, Сегежа, Сортавала, Питкяранта, Прионежском и Пряжинском муниципальных районах.

Энергоснабжение предприятий и населения республики осуществляется из единой энергосистемы Российской Федерации и от имеющихся в республике гидроэлектростанций, а также от Петрозаводской теплоэлектроцентрали филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1».<sup>2</sup>

## **1.2. Состояние энергосистемы Республики Карелия.**

Электроэнергетика является базовой отраслью в Республики Карелия, так как от нее зависят промышленность и социально-культурные объекты. Естественный рост электропотребления требует ввода дополнительных электрических мощностей.

По своей структуре Карельская энергосистема является дефицитной, протяженной, транзитной с отсутствием дублирующих (параллельных) связей в северной части системообразующей сети 330-220 кВ, через систему осуществляется переток мощности из избыточной Кольской энергосистемы в ЕЭС.

В настоящее время в электроэнергетике существует достаточно большой разрыв в производстве и потреблении электроэнергии.

Энергосистема Республики Карелия работает в составе ОЭС Северо-Запада параллельно с ЕЭС России, связь с которой организована по линиям электропередачи напряжением 330, 220, 110 и 35 кВ через электрические сети соседних регионов (см. схему в приложении А).

### 1. С энергосистемой Мурманской области

ВЛ 330 кВ Князегубская – Лоухи №1;

ВЛ 330 кВ Князегубская – Лоухи №2;

ВЛ 110 кВ Полярный круг – Пояконда.

### 2. С энергосистемой Санкт-Петербурга и Ленинградской области

---

<sup>2</sup> Главное управление по Республике Карелия // МЧС России URL: krl.gks.ru (дата обращения: 05.05.2020).

ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск;  
ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древлянка;  
ВЛ 110 кВ Лахденпохья – Кузнечная (Л-129);  
ВЛ 110 кВ Лодейнопольская – Олонец (Л-170);  
ВЛ 110 кВ Пай – Ольховец (Л-188);  
ВЛ 35 кВ Липпола – Кузнечная.

3. С энергосистемой Вологодской области

ВЛ 110 кВ Каршево – Андома.

4. С энергосистемой Архангельской области

ВЛ 110 кВ Малошуйка-тяговая – Нюхча (Л-Малошуйка).

Централизованное оперативно-диспетчерское управление для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии осуществляет филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Карелия» (далее – Карельское РДУ).

Общие сведения об энергосистеме Республики Карелия:

- Протяженность ЛЭП составляет 7389,93 км;
- Функционируют:
  - Три ПС 330 кВ;
  - 14 ПС 220 кВ;
  - 93 ПС 110 кВ;
  - 109 ПС 35 кВ.
- Суммарная мощность трансформаторов 8029,06 МВ·А;

Основным производителем электрической и тепловой энергии является филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1». Данный филиал владеет десятью крупными ГЭС, шестью малыми ГЭС и одной теплоэлектроцентралью. Суммарная мощность составляет 833,7 МВт. Территориально ГЭС делятся на каскады: каскад Кемских ГЭС, Каскад Выгских ГЭС, каскад Сунских ГЭС.

Так же производство электрической энергии осуществляет:

- ООО «Евросибэнерго – тепловая энергия» - Ондская ГЭС установленной мощностью 80 МВт;

- АО «Норд Гидро» - МГЭС установленной мощностью 6,405 МВт;
- АО «Кондопожский ЦБК» - тепловые электростанции суммарной установленной мощностью 108 МВт;
- ТЭЦ ООО «РК-Гранд» установленной электрической мощностью 22 МВт;
- АО «Сегежский ЦБК» суммарной установленной мощностью 48 МВт;

Наиболее крупными сетевыми организациями по передаче и распределению энергии являются:

- Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - сетевая компания, обслуживающая электрические сети 220-330 кВ энергосистемы Республики Карелия.

В эксплуатацию входят линии суммарной протяженностью 2121,94 км напряжением 6-330 кВ, так же 10 подстанций напряжением 35-330 кВ общей трансформаторной мощностью 1944, мВ·А.

- АО «ПСК» осуществляет передачу и распределение электроэнергии потребителям. Так же осуществляет эксплуатацию, ремонт, реконструкцию и развитие электрических сетей Республики Карелия.

Занимается производством электрической энергии (дизельной генерацией) в обособленных сетях и осуществляет технологическое присоединение к обслуживаемым электросетям.

В зоне обслуживания филиала находится 5222,1 км ЛЭП и 1517 трансформаторов и распределительных пунктов.

- АО «ОРЭС – Петрозаводск» - обслуживает сети электроснабжения г. Петрозаводска, пос. Кварцитный.
- Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Октябрьская дирекция по энергообеспечению обслуживает и эксплуатирует

распределительные электрические сети ОАО «РЖД» на территории Республики Карелия. [2]

Суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Карелия составляет 1098,105 МВт по состоянию на 01.11.2019.

Входящие в энергосистему Республики Карелия объекты генерации на 01.11.2019 приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1. Объекты генерации

Объект генерации	Ст. №	Уст. электрическая мощность, МВт
<b>Электростанции Филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1»</b>		
Петрозаводская ТЭЦ		280
	1	60
	2	110
	3	110
Путкинская ГЭС (ГЭС-9)		84
	1	28
	2	28
	3	28
Подужемская ГЭС (ГЭС-10)		48
	1	24
	2	24
Кривопорожская ГЭС (ГЭС-14)		180
	1	45
	2	45
	3	45
	4	45
Юшкозерская ГЭС (ГЭС-16)		18
	1	9
	2	9
Палакоргская ГЭС (ГЭС-7)		30
	1	10
	2	10
	3	10
Маткожненская ГЭС (ГЭС-3)		63
	1	21
	2	21
	3	21
Выгостровская ГЭС (ГЭС-5)		40
	1	20
	2	20
Беломорская ГЭС (ГЭС-6)		27
	1	9
	2	9
	3	9
Кондопожская ГЭС (ГЭС-1)		25,6
	1	10,7
	2	10,7

<b>Объект генерации</b>	<b>Ст. №</b>	<b>Уст. электрическая мощность, МВт</b>
	3	4,2
Пальеозерская ГЭС (ГЭС-2)		25
	1	12,5
	2	12,5
Питкякоски (ГЭС-19)		1,26
	1	1,26
Хямекоски (ГЭС-21)		3,58
	2	0,88
	3	0,9
	4	0,9
	5	0,9
Харлу (ГЭС-22)		3
	1	1,5
	2	1,5
Пиени-Йоки (ГЭС-24)		1,28
	1	0,64
	2	0,64
Суури-Йоки (ГЭС-25)		1,28
	1	0,64
	2	0,64
Игнойла (ГЭС-26)		2,7
	1	2,7
<b>ООО «ЕвроСибЭнерго-тепловая энергия»</b>		
Ондская ГЭС (ГЭС-4)		80
	1	20
	2	20
	3	20
	4	20
<b>АО «Кондопожский ЦБК»</b>		
ТЭС-1 АО «Кондопожский ЦБК»		48
	1	16
	2	16
	3	16
ТЭС-2 АО «Кондопожский ЦБК»		60
	1	30
	2	30
<b>АО «Сегежский ЦБК»</b>		
ТЭЦ-1 АО «Сегежский ЦБК»		24
	1	12
	3	6
	4	6
ТЭЦ-2 АО «Сегежский ЦБК»		24
	3	6
	4	6
	5	12
<b>ООО «РК-Гранд»</b>		



Объект генерации	Ст. №	Уст. электрическая мощность, МВт
ТЭЦ ООО «РК-Гранд»		22
	1	10
	2	12
<b>АО «Норд Гидро»</b>		
ГЭС Ляскеля		4,8
	1	0,8
	2	0,8
	3	0,8
	4	0,8
	5	0,8
	6	0,8
ГЭС Рюмякоски		0,63
ГЭС Каллиооски		0,975

В целях управления электроэнергетическим режимом в ОЗ Карельского РДУ устанавливаются следующие контролируемые сечения (см. структурную схему Транзита рис.1.1.):

**I-I – Кола-Карелия:**

ВЛ 330 кВ Князегубская – Лоухи №1

ВЛ 330 кВ Князегубская – Лоухи №2

ВЛ 110 кВ Князегубская ГЭС – Княжая (Л-145)

**II-II – Онда-Кондопога:**

ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Кондопога

ВЛ 220 кВ Ондская ГЭС – Сегежа (Л-233)

**III-III – Ленинград-Карелия:**

ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск

ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древянка (Л-251)

ВЛ 110 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Ольховец (Олх-1)

ВЛ 110 кВ Лахденпохья – Кузнечная (Л-129)

В режимах выдачи мощности из ЭС Мурманской области сечения Кола – Карелия и Онда – Кондопога являются взаимозависимыми и оказывают взаимное ограничивающее влияние. В режимах, характерных осенне-зимнему периоду, при значительном дефиците северной части ЭС РК переток в сечении Кола – Карелия, как правило, находится на уровне максимально

допустимого, в то время как переток в сечении Онда – Кондопога (от шин Ондской ГЭС) находится ниже значения МДП. В режимах паводка, когда выработка карельских ГЭС Выгского и Кемского каскадов близка к максимальной, северная часть ЭС РК становится менее дефицитной или даже избыточной, при этом переток в сечении Кола – Карелия должен быть ограничен для недопущения превышения величины МДП в сечении Онда – Кондопога. Кроме того, для предотвращения одновременного достижения значений МДП в двух сечениях Кола – Карелия и Онда – Кондопога, приводящего к снижению запасов устойчивости ниже требуемых, перетоки мощности в указанных сечениях дополнительно ограничены их суммой посредством ввода суммарного сечения: Кола – Карелия + Онда – Кондопога.

В режимах передачи мощности из ЭС Ленинградской области в ЭС РК при нормальной схеме или при ремонтах ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Кондопога, ВЛ 330 кВ Кондопога – Петрозаводск, разомкнутом транзите 220 кВ Ондская ГЭС – Кондопога – Петрозаводск (отключена любая из ВЛ 220 кВ) необходимо контролировать оба сечения Ленинград – Карелия и Онда – Кондопога (к шинам Ондской ГЭС), в остальных случаях достаточно контролировать сечение Ленинград – Карелия. [2]

Места контроля и диспетчерский центр ОАО «СО ЕЭС», осуществляющий контроль и регулирование перетока активной мощности по каждому контролируемому сечению, представлены в таблице №1.2 «Описание контролируемых сечений».

ЭС Мурманской области

ЭС Республики Карелия

ЭС Ленинградской области

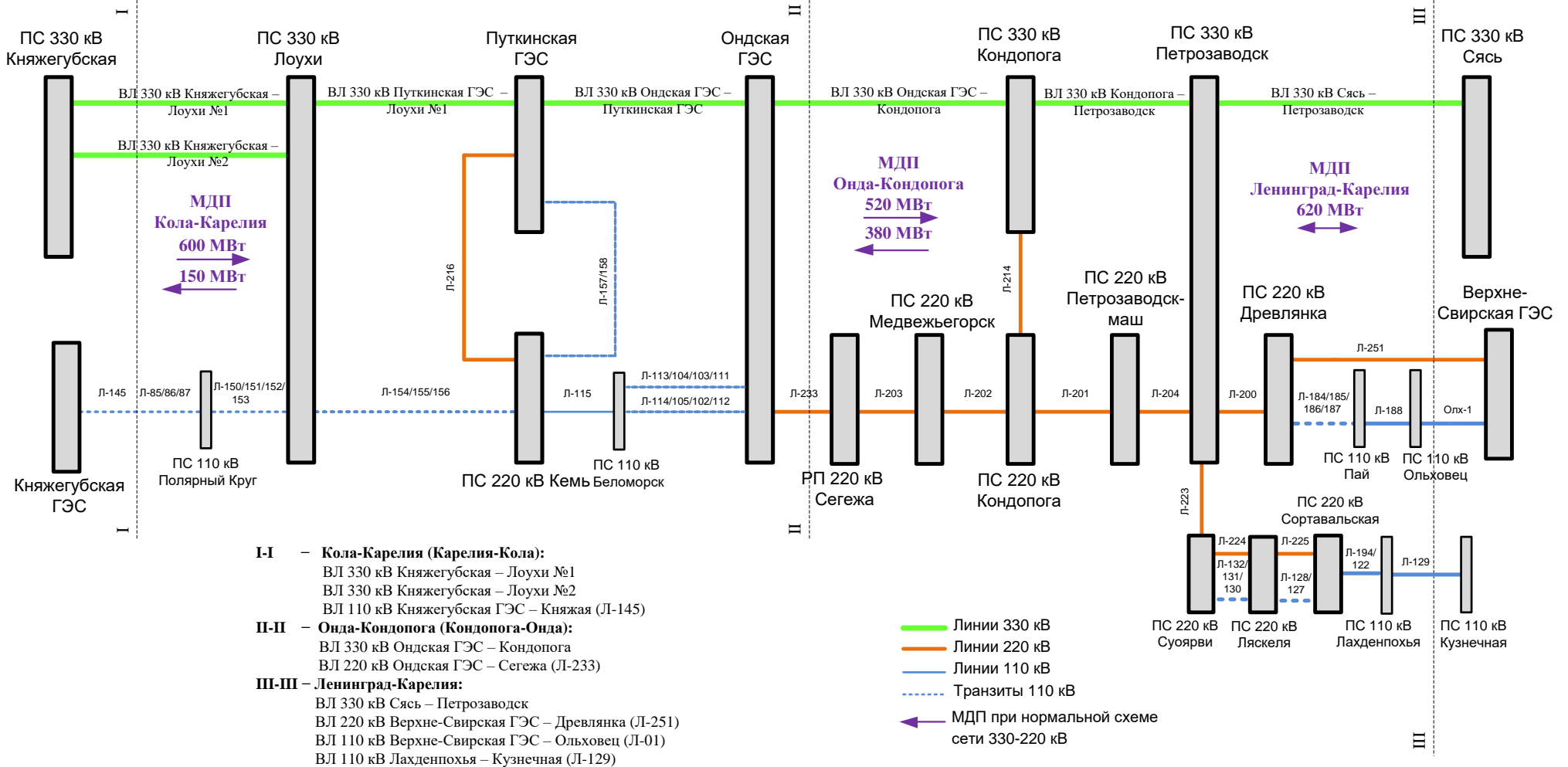


Рисунок 1.1. Структурная схема транзита

Таблица 1.2 Описание контролируемых сечений

Сечение	Диспетчерское наименование элементов, образующих сечение	Место контроля	Положительное направление перетока	Контролирует диспетчер	Регулирует диспетчер	Чем осуществляется регулирование
• Кола–Карелия	ВЛ 330 кВ Князегубская – Лоухи №1 ВЛ 330 кВ Князегубская – Лоухи №2 ВЛ 110 кВ Князегубская ГЭС – Княжая (Л-145)	Шины 330 кВ ПС 330 кВ Князегубская, шины 110 кВ Князегубской ГЭС (ГЭС-11)	от шин	КарРДУ, ОДУ С-3	КолРДУ	Изменением генерации ГЭС ЭС Мурманской области и Кольской АЭС. В нормальном режиме осуществляется АРЧМ.
• Онда – Кондопога	ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Кондопога ВЛ 220 кВ Ондская ГЭС – Сегежа (Л-233) (**)	Шины 330 и 220 кВ Ондской ГЭС (ГЭС-4)	к шинам	ОДУ С-3	КарРДУ (*)	Изменением генерации ГЭС ЭС РК.
• Ленинград – Карелия	ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск, ВЛ 220 кВ Верхнее-Свирская ГЭС – Древянка (Л-251) ВЛ 110 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Ольховец (Олх-1) ВЛ 110 кВ Лахденпохья – Кузнечная (Л-129)	Шины 330 кВ ПС 330 кВ Петрозаводск, шины 220 и 110 кВ Верхне-Свирской ГЭС (ГЭС-12), шины 110 кВ ПС 110 кВ Кузнечная	к шинам	ЛенРДУ, ОДУ С-3	КарРДУ (*)	Изменением генерации Петрозаводской ТЭЦ и ГЭС ЭС РК.
• Кола–Карелия + Онда–Кондопога	ВЛ 330 кВ Князегубская – Лоухи №1 ВЛ 330 кВ Князегубская – Лоухи №2 ВЛ 110 кВ Князегубская ГЭС – Княжая (Л-145) ВЛ 330кВ Ондская ГЭС – Кондопога ВЛ 220 кВ Ондская ГЭС – Сегежа (Л-233) (**)	Шины 330 кВ ПС 330 кВ Князегубская, шины 110 кВ Князегубской ГЭС (ГЭС-11), шины 330 и 220 кВ Ондской ГЭС (ГЭС-4)	–	ОДУ С-3	КарРДУ (*)	Изменением генерации ГЭС ЭС РК.

### **1.3. Характеристика транзита 330 кВ Колэнерго – Карелэнерго – Лэнеэнерго.**

ПАО «ФСК ЕЭС» ввело в эксплуатацию подстанцию 330 кВ Лоухи мощностью 250 МВ·А с воздушной линией электропередачи 330 кВ Княжегубская – Лоухи протяженностью 109 км (Республика Карелия) в 2009 году. Ввод новых энергообъектов позволил увеличить выдачу мощности Кольской АЭС и значительно повысил надежность электроснабжения потребителей Мурманской области и Республики Карелия с общей численностью населения более 1,5 млн. человек.

Строительство подстанции 330 кВ Лоухи и линии электропередачи 330 кВ Княжегубская – Лоухи началось в 2008 году и осуществлялось в рамках проекта строительства второй цепи Северного транзита. В ходе работ на подстанции были построены открытые распределительные устройства (ОРУ) 110 и 330 кВ, закрытое распределительное устройство (ЗРУ) 10 кВ, а также установлены два автотрансформатора 330/110 кВ мощностью 125 МВ·А каждый. На энергообъекте установлены современные микропроцессорные устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики, системы связи, автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) и коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

Северный транзит – один из крупнейших в стране электроэнергетических проектов последних лет. Линия электропередачи 330 кВ от Кольской АЭС (Мурманская область) через Ондскую ГЭС (Республика Карелия) до Киришской ГРЭС (Ленинградская область) протяженностью 500 км соединяет энергообъекты Кольской, Карельской и Ленинградской энергосистем. Северный транзит обеспечивает электроснабжение таких крупных потребителей Северо-Западного региона, как Оленегорский горно-обогатительный комбинат, Кандалакшский алюминиевый завод, Сегежский целлюлозно-бумажный комбинат, Мурманский морской торговый порт, Кемский лесопильно-деревообрабатывающий завод.

Необходимость строительства второй цепи Северного транзита была обусловлена энергодефицитом в отдельных районах Республики Карелия и Мурманской области. Ограниченная пропускная способность первой цепи Северного транзита, построенной в середине 70-х годов прошлого столетия, не позволяет выдавать мощность Кольской АЭС в необходимом объеме. В связи с этим в 2005 году ПАО «ФСК ЕЭС» было принято решение о реализации данного проекта.

Подстанция Лоухи с линией электропередачи Княжегубская – Лоухи стали вторым участком второй цепи Северного транзита. Первый участок – подстанция 330 кВ Княжегубская и линия электропередачи 330 кВ Кольская АЭС – Княжегубская – был введен в работу в 2007 году.<sup>3</sup> Сейчас происходит строительство еще пяти участков, включающих ввод в эксплуатацию линий электропередачи 330 кВ Лоухи – Путкинская ГЭС, Путкинская ГЭС – Ондская ГЭС, Ондская ГЭС – Петрозаводская, Петрозаводская – Сясь, Сясь – Киришская ГРЭС.

Реализация проекта строительства Северного транзита позволит существенно повысить пропускную способность сети, обеспечив выдачу мощности Кольской АЭС в объеме 450-500 МВт в Объединенную энергосистему Северо-Запада.

#### **1.4. Строительство транзита**

Строительство транзита позволяет существенно повысить технико-экономическую эффективность функционирования межсистемных линий электропередачи 330 кВ, образующих транзит «Колэнерго – Карелэнерго – Ленэнерго» и прилегающих сетей 330, 220, 110 кВ за счет следующих факторов:

- увеличения пропускной способности транзита, что практически позволит в полном объеме реализовать имеющиеся в Кольской энергосистеме избытки мощности и электроэнергии;

---

<sup>3</sup> Россети ФСК ЕЭС [Электронный ресурс]. – 2007-2020. URL: fsk-ees.ru (Дата обращения 09.05.2020)

- планирования экспорта электроэнергии в Финляндию в объеме 3,5 млрд.кВт.ч;
- обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей Мурманской области и республики Карелия;
- повышения надежности работы не только собственно транзита «Колэнерго – Карелэнерго – Ленэнерго», но и связываемых энергосистем, в первую очередь надежность работы Кольской АЭС;
- снижения ущерба из-за аварийного недоотпуска электроэнергии за счет повышения селективности и коэффициента готовности устройств РЗА и ПА;
- снижения аварийности и сокращение времени устранения последствий аварийных ситуаций за счет оперативного анализа большего объема текущей информации и постоянно накапливаемых данных, а также оперативного и ретроспективного анализа аварийных, предаварийных и послеаварийных ситуаций;
- сокращения эксплуатационных расходов за счет использования современного надежного первичного оборудования с большим межремонтным периодом, применения микропроцессорных устройств РЗА, автоматических систем контроля и управления, телемеханики и связи, обладающих встроенным самоконтролем.

Этапы ввода:

*Этап 1.1:* постановка под напряжение РУ 330 кВ РП 330 кВ Борей по ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи №2.

*Этап 1.2.1:* строительство ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Борей №1 с подключением в РУ-330 кВ Путкинской ГЭС вместо существующей ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Путкинская ГЭС и организация заходов существующей ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Путкинская ГЭС на РП 330 кВ Борей с образованием ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Борей №1.

*Этап 1.2.2:* строительство ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Борей ГЭС №2 с подключением в РУ-330 кВ Путкинской ГЭС вместо существующей

ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Лоухи №1 и организация заходов существующей ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Лоухи №1 с образованием ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи №1.

*Этап 2.1:* постановка под напряжение РУ 330 кВ РП 330 кВ Каменный Бор по ВЛ 330 кВ Борей – Каменный Бор №2.

*Этап 2.2.1:* строительство ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Каменный Бор №1 с подключением в РУ-330 кВ Ондской ГЭС вместо существующей ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Кондопога и организация заходов существующей ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Кондопога на РП 330 кВ Каменный Бор с образованием ВЛ 330 кВ Каменный Бор – Кондопога.

*Этап 2.2.2:* строительство ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Каменный Бор №2 с подключением в РУ-330 кВ Ондской ГЭС вместо существующей ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Путкинская ГЭС (ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Борей №1 с учетом реализации этапа 1.2.1) и организация заходов существующей ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Путкинская ГЭС (ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Борей №1 с учетом реализации этапа 1.2.1) на РП 330 кВ Каменный Бор с образованием ВЛ 330 кВ Борей – Каменный Бор №1.

Схема присоединения к энергосистеме см. приложение Б.

#### **1.5. Особенности и проблемы одноцепного транзита 330 кВ ПС 330 кВ Лоухи – Путкинская ГЭС – Ондская ГЭС**

Строительство второй цепи для транзита ВЛ 330 кВ Колэнерго-Карелэнерго – Ленэнерго (рис.1.2.) обоснованно тем, что одноцепной участок транзита 330 кВ ПС 330 кВ Лоухи – Путкинская ГЭС – Ондская ГЭС имеет недостаточную пропускную способность и в связи с этим образуется запертая генераторная мощность в энергосистеме Мурманской области (в основном от Кольской АЭС), величина данной мощности оценивается в 500-600 МВт в летний период и 300-400 МВт – в зимний. Так же очень большая вероятность того, что произойдет выход параметров



режима работы энергосистемы из области допустимых значений при разрыве одноцепного участка транзита 330 кВ в период низкой суммарной располагаемой мощности гидроэлектростанций каскадов Кемских, Выгских и Сунских ГЭС.

Наиболее «тяжелые» схемно-режимные или режимно-балансовые ситуации, в которых возможен выход параметров в область недопустимых значений:

1) Зимний режим максимальных нагрузок при нормативном возмущении с отключением ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Лоухи №1 в нормальной схеме



(рассматриваемое контролируемое сечение «Ленинград - Карелия»).

2) Летнего режима максимальных нагрузок при нормативном возмущении с отключением ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск (рассматривается контролируемое сечение «Ленинград – Карелия») или ВЛ 330 кВ Кондопога – Петрозаводск (рассматривается контролируемое сечение «Петрозаводск–Кондопога») в единичной схеме ремонта ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Лоухи №1

В единичной ремонтной схеме, с отключением ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Лоухи №1, величина максимально допустимого перетока (далее – МДП) в контролируемом сечении «Ленинград – Карелия» является расчетной величиной и составляет  $300 + \sum P_{он} \leq 630 \text{ МВт} \sim 462 \text{ МВт}$  ( $P_{он}$  – суммарный объем управляющего воздействия (далее – УВ) на отключение нагрузки (далее – ОН)). Величина МДП без противоаварийной автоматики (далее – ПА) в данной ремонтной схеме ограничена по критерию недопущения повышения аварийно допустимой токовой нагрузки (далее –

АДТН) ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древлянка при аварийном отключении ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск, то есть МДП определяется критерием послеаварийного режима.

В двойной ремонтной схеме с отключенной ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС - Лоухи №1 и ВЛ 330 кВ Сясь - Петрозаводск величина МДП в контролируемом сечении "Ленинград - Карелия" определяется критерием длительно допустимой токовой нагрузки (далее - ДДТН) ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС - Древлянка в исходной схеме и составляет порядка 275 МВт.

В двойной ремонтной схеме с отключенной ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС - Лоухи N 1 и ВЛ 330 кВ Кондопога - Петрозаводск величина МДП в контролируемом сечении "Петрозаводск - Кондопога" определяется критерием ДДТН ВЛ 220 кВ Кондопога - Петрозаводскмаш в исходной схеме и составляет порядка 260 МВт.

В вышеуказанных послеаварийных (ремонтных) схемах ввести параметры электроэнергетического режима в область допустимых значений по сечению «Ленинград – Карелия» или «Петрозаводск – Кондопога» в режимах ограниченных водных ресурсов не представляется возможным без ввода графиков временного отключения потребления (далее – ГВО). Для исключения ввода ГВО в периоды низкой приточности, то есть при отсутствии значительных объемов собственной генерации ГЭС, в вышеописанной единичной ремонтной схеме с отключенной ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Лоухи № 1 для исключения перегрузки по сечению «Ленинград – Карелия» в качестве технического решения предлагается наращивание объемов ОН от ПА (увеличение величины МДП с ПА в сечении до величины, ограниченной 20%Р – критерием обеспечения 20%-го коэффициента запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в исходной схеме). Для исключения ввода ГВО в рассматриваемых двойных ремонтных схемах с отключенной ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Лоухи № 1 и ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск или ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Лоухи № 1 и ВЛ 330 кВ Кондопога –

Петрозаводск для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима в контролируемых сечениях «Ленинград – Карелия» и «Петрозаводск – Кондопога» соответственно, необходима реализация мероприятий по усилению электрической сети или сооружению новых объектов генерации в энергосистеме Республики Карелия.

Кроме вышеперечисленного, послеаварийные режимы с отключением одноцепного участка транзита 330 кВ ПС 330 кВ Лоухи – Путкинская ГЭС – Ондская ГЭС приводят к отделению северной части энергосистемы Республики Карелии совместно с энергосистемой Мурманской области на изолированную от единой энергосистемы работу. В изолированно работающей части формируются управляющие воздействия от автоматического предотвращения нарушения устойчивости (далее – АПНУ) или/и автоматического ограничения повышения частоты (далее – АОПЧ) на отключение генерирующих мощностей в энергосистеме Мурманской области, а также в северной части энергосистемы Республики Карелия. Максимальный объем воздействий от АПНУ составляет порядка 300 МВт – отключение генераторов на Князегубской ГЭС (2×36 МВт), Нива ГЭС-3 (1×38,5 МВт) и Кольской атомной электростанции (далее – АЭС) (1×220 МВт). Под АОПЧ в операционной зоне Кольского регионального диспетчерского отделения заведены генераторы Князегубской ГЭС-11, Нива ГЭС-3, Кумской ГЭС-9, Иовской ГЭС-10, Верхне-Туломской ГЭС-12, Серебрянской ГЭС-15 (суммарный средний объем порядка 250 МВт), в операционной зоне Карельского РДУ генераторы Путкинской ГЭС, Кривопорожской ГЭС и Ондской ГЭС (суммарный средний объем порядка 100 МВт).

Таким образом, протяженный одноцепной транзит 330 кВ не обеспечивает надежное электроснабжение потребителей Республики Карелия в послеаварийной схеме, связанной с отключением указанного транзита. Данная схема одноцепного транзита приводит к ограничению сроков и возможностей проведения ремонтных работ в системообразующей сети

330 кВ, связанных с вводом значительных ограничений на выдачу мощности из энергосистемы Мурманской области. [2]

## 2. Выбор аппаратной реализации релейной защиты

### 2.1. Определение понятий релейной защиты

Релейная защита – это комплекс устройств, предназначенных для быстрого, автоматического выявления повреждений и отделение поврежденных элементов от электроэнергетической системы с целью обеспечения нормальной работы всей системы.

Требования, предъявляемые к релейной защите

Существует четыре основных требования, предъявляемых к релейной защите:

1. Селективность;
2. Быстрота;
3. Чувствительность;
4. Надежность.

Данные требования влияют на эффективность срабатывания релейной защиты, поэтому рассмотрим каждое требование подробнее.

*Селективность*, по-другому избирательность, обеспечивает отключение только поврежденного элемента, не отключая неповрежденные элементы. Данное действие защит при резервировании питания потребителей исключает перерывы в их электроснабжении.

При одиночном питании потребителя (через одну линию), даже при селективном действии защит, они остаются без напряжения, поэтому целесообразно на таких линиях применять АПВ (автоматическое повторное включение), так как в большинстве случаев происходит успешное обратное включение линии. Благодаря этому, появляется возможность повысить надежность электроснабжения потребителей.

Селективность не должна исключать резервирования защит и выключателей смежных участков. Например, при коротком замыкании на смежном элементе и отказе его защит, защита соседнего участка должна отключить выключатель на смежном участке, в этом случае происходит

неселективное отключение, но ограничивается отключением только двух участков.

*Быстрота* действия защит является немаловажным требованием, так как благодаря выполнению данного требования возможно получить следующее:

Позволяет повысить устойчивость параллельно работающих машин в системе. Благодаря применению быстродействующих реле есть возможность полностью исключить нарушение динамической устойчивости, связанное с возникновением коротких замыканий, параллельно работающих синхронных машин. И в связи с этим, устраняется одна из основных причин, из-за которых возникают более тяжелые системные аварии, которые связаны с бесперебойностью электроснабжения потребителей.

Исключает длительную работу потребителя на пониженном напряжении.

Уменьшает масштабы разрушения поврежденного элемента.

Повышает эффективность АПВ (автоматическое повторное включение) на воздушных линиях. При быстром отключении поврежденной линии, АПВ может сработать так быстро, что потребитель практически не почувствует перерыва в питании.

*Чувствительность защит* – обеспечение срабатывания защиты с определенной чувствительностью в установленной зоне действия.

Чувствительность защиты должна обеспечиваться при минимальных режимах в энергосистеме, то есть защита должна реагировать, когда значения изменений величин будет наименьшей.

Чувствительность характеризуется коэффициентом чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з.мин}}}{I_{\text{с.з.}}} \quad (1)$$

$I_{\text{к.з.мин}}$  – минимальный ток к.з.;

$I_{\text{с.з.}}$  – ток, при котором начинает работать защита.

Данный коэффициент варьируется от 1,5 до 2.

*Надежность* – требование, предъявляемое к релейной защите, которое должно обеспечивать 100-процентную правильность действия релейной защиты, обеспечивать постоянную готовность к действию релейной защиты и обеспечивать отключение поврежденного элемента при любых видах повреждений и при ненормальной работе энергосистемы.

Проблемы в обеспечении основных требований, предъявляемых к релейной защите и их решения.

Не всегда можно обеспечить одновременно быстроту срабатывания и селективность защит. Поэтому в данном случае, исключают то требование, которое меньше повлияет на работу потребителей.

Чтобы обеспечить более надежное действие защиты применяются более простые схемы выполнения и минимальное количество контактов реле. Так же надежность защит обеспечивается качеством входящих в нее реле, совершенством монтажа и правильными условиями эксплуатации.

Обеспечение простых схем защит

Не учитывать виды повреждений, которые маловероятны в данной энергосистеме.

Не учитывать режимы работы, которые маловероятны в системе.

Находить способы уменьшения количества защит на элементе. [9]

Элементы защиты и реле

Чаще всего релейная защита элемента состоит из нескольких реле, которые соединены друг с другом.

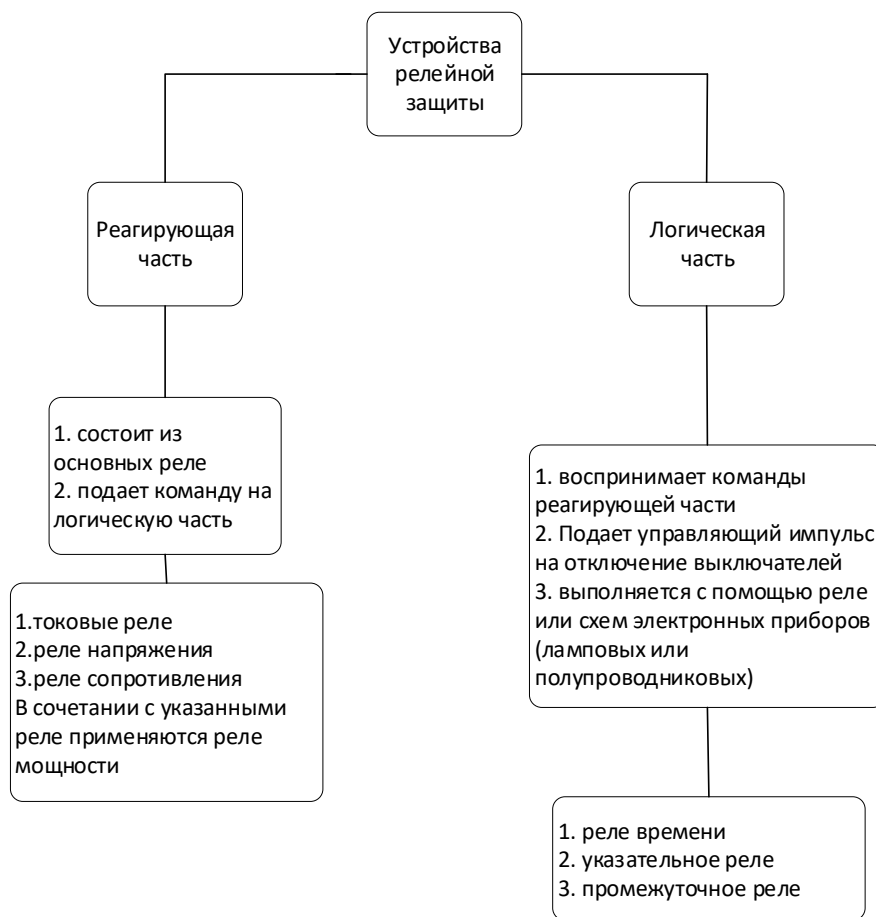


Рисунок 2.1. Элементы устройств релейной защиты

*Токовые реле* реагируют на изменение величины тока.

*Реле напряжения* реагируют на изменение величины напряжения.

*Реле сопротивления* реагируют на изменение величины сопротивления.

*Реле мощности* реагируют на направление и изменение величины значения мощности.

*Реле времени* нужно для замедления действия защит.

*Указательное реле* служит для сигнализации и фиксации действия защит.

*Промежуточное реле* служит для взаимосвязи между элементами защиты.

Основные категории защит

1. Токовые защиты.

– Выполняются с выдержкой времени или без выдержки времени.



- Могут быть направленными (для обеспечения селективности) и ненаправленными.
2. Дистанционные защиты.
    - Выполняются с выдержкой времени, которая автоматически увеличивается при отдалении от объекта, на котором установлена данная защита.
    - Могут быть направленными и ненаправленными.
  3. Дифференциальные защиты.
    - Выполняются без выдержки времени, когда разность нескольких сравниваемых однородных величин больше заранее установленной величины.
  4. Высокочастотные защиты.
    - Выполняются без выдержки времени, когда разность нескольких сравниваемых однородных величин больше заранее установленной величины (как в дифференциальной защите), а так же когда знаки мощностей на обоих концах одинаковы.

#### Экономические обоснования при выборе релейной защиты

Выбор релейной защиты так же связан с экономическими обоснованиями этого выбора. Так, например, для маломощных двигателей не целесообразно использовать дорогую и сложную защиту, которая используется для более мощных двигателей, так как данная защиты может в несколько раз превышать стоимость самих двигателей.

Учитывается так же последующие эксплуатационные расходы, идущие на проверку, испытание и регулировку релейной защиты, и учитывается экономия на основном оборудовании (например, использование более дешевых сооружений линий электропередачи, аварии на которых будут ликвидированы совершенным действием защиты и сетевой автоматики).

Есть некоторые специфические моменты экономики, которые применяются для выбора релейной защиты. В основном это отражается на

том, что при выборе более совершенной защиты, этот выбор покрывает затраты на недоотпуск продукции, который бы произошел если бы применялась менее совершенная защита, которая бы не сработала при аварии. Поэтому следует учитывать значимость защищаемого объекта в деле обеспечения бесперебойного энергоснабжения потребителей, и то как отразится действие установленной защиты на данном объекте на работу остальной энергосистемы. [9]

## 2.2. Перспективы развития устройств релейной защиты

Рассмотрим перспективы развития УРЗ на примере сети 330 кВ энергосистемы Республики Карелия.

На объектах сети 330 кВ используются электромеханические и микропроцессорные устройства релейной защиты.

Проведенный анализ, используемых устройств РЗ на объектах сети 330 кВ в энергосистеме Республики Карелия, представлен в таблице 2.1.

Таблица 2.1 Перечень, используемых УРЗ

Устройства РЗ	Количество устройств		Используемые производители
	330 кВ	Процентное соотношение, %	
Электромеханическое	86	75	Чебоксарский электроаппаратный завод
Микропроцессорное	28	25	Siemens
Итого устройств РЗ	114		



Рисунок 2.2. Использование устройств релейной защиты

Из диаграммы (рис.2.2) видно, что доля использования электромеханических устройств РЗ выше. Это связано с тем, что основная системообразующая сеть энергосистемы Республики Карелия была введена в эксплуатацию до 1990 года. Но большинство электромеханических устройств РЗ устарели, что в ряде случаев приводит к их неправильной работе, поэтому важно производить замену устройств РЗ на более новые и совершенные устройства. Замена необходима с введением нового оборудования или его модернизацией, потому что с развитием энергосистемы, постоянно совершенствуются и нормативные требования, предъявляемые к устройствам РЗ.

Таблица 2.2 Количество отключений

Отключения	Количество отключений ЛЭП и оборудования напряжением 330 кВ устройствами релейной защиты				
	2015	2016	2017	2018	2019
Ложные	2	0	0	0	2
Правильные	14	7	3	6	15
Излишние	0	0	0	0	0

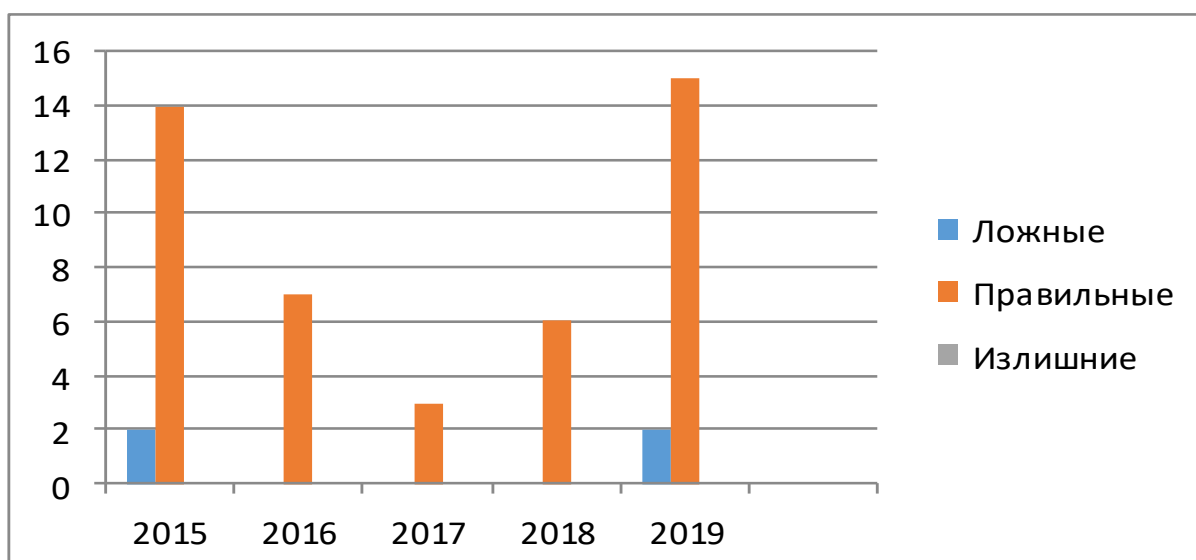


Рисунок 2.3. Анализ работы устройств релейной защиты

В 2015 году было два ложных отключения, связанные с ошибочными действиями оперативного персонала и из-за срабатывания ЗНФ (защита от переключения фаз) обходного выключателя из-за повреждения оперативных цепей (отключение оборудования).

В 2019 году два ложных срабатывания релейной защиты произошли из-за ошибки при выполнении переключений (отключение оборудования) и из-за ошибки при выполнении работ (отключение ВЛ) (рис.2.3).

При работе с МП УРЗ такие ошибки более вероятны, так как нужна специальная подготовка персонала.

### Сравнение устройств релейной защиты

Существует два основных типа устройств релейной защиты и автоматики: электромеханическое и микропроцессорное. Приведем сравнительный анализ устройств РЗ (таблица 2.3).

Таблица 2.3 Сравнительный анализ УРЗ

Критерии оценки	Устройства РЗ	
	Электромеханическое	Микропроцессорное
Схема исполнения и ее сложность	На базе электромеханических реле, схема усложняется количеством взаимосвязанных реле	На базе микросхемы
Настройка	Настройка уставок происходит непосредственно в месте установки защиты	Настройка происходит с помощью удаленного пульта, но требуется частое обновление программного продукта
Сложность ремонта	Взаимозаменяемость элементов, поддаются ремонту	Сложно ремонтируемые
Габариты	Громоздкие	Компактные
Обслуживание	Есть единая теоретическая база по эксплуатации данных устройств. Большое количество обслуживающего персонала.	Мало информации, требуется обучение персонала, но количество этого персонала сокращается
Стоимость	Низкая	Высокая
Срок эксплуатации	До 25 лет [10]	20-25 лет [11]

При сравнении двух видов устройств РЗ, можно сделать вывод, что каждая имеет свои достоинства и недостатки. Электромеханические устройства РЗ более понятны и освоены, так как используются уже много лет, а микропроцессорные начали внедряться не так давно, поэтому в целях их грамотной эксплуатации требуется соответствующим образом подготавливать персонал.

В перспективах все электромеханические устройства РЗ сети 330 кВ в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Карельского РДУ будут заменены на микропроцессорные устройства РЗ.

## Преимущества и недостатки микропроцессорных устройств релейной защиты

Микропроцессорные устройства релейной защиты, как и многие другие устройства имеют свои достоинства и недостатки.

Рассмотрим сначала недостатки. Сами МП устройства РЗ достаточно дорогостоящие, как и их обслуживание, но к этим расходам добавляется расход на обеспечение оптимальных климатических условий в помещении, так как МП УРЗ имеют узкий диапазон температур. А при неправильных условиях может быть нарушена корректная работа устройств.

Еще одним недостатком является то, что при потере оперативного тока или сбоя в программном обеспечении, элемент сети остается без защиты, но этот минус возможно исправить дополнительным питанием (аккумуляторная батарея) или двумя комплектами защит, питающимися от двух независимых цепей оперативного тока.

Несмотря на все недостатки, у МП УРЗ много преимуществ:

МП устройства РЗ – многофункциональны, они могут измерять не только основные электрические величины, но также контролировать нагрузку по фазам, показывают причины отключения, время и дату отключения, ток и длительность аварийной ситуации, векторные диаграммы напряжений и токов в линиях в момент отключения и другое.

МП устройства РЗ позволяют отказаться от постоянного обслуживающего персонала, так как переключения, настройка и контроль осуществляется дистанционно.

Оперативный персонал, обслуживающий электроустановку, ведет схему-макет (мнемосхему), на которой изображается фактическое положение всех коммутационных аппаратов, в том числе стационарных заземляющих устройств. В данном случае изменение положения коммутационных аппаратов на схеме-макете осуществляется вручную.

Микропроцессорные терминалы защит позволяют полностью отказаться от схемы-макета. На дисплеях терминалов защит каждого

присоединения изображается мнемосхема присоединения, на которой в автоматическом режиме осуществляется изменение положений коммутационных аппаратов в соответствии с их фактическим положением.

Можно сделать вывод, что внедрение микропроцессорных устройств РЗ в предприятия электроэнергетической отрасли целесообразно и необходимо.

### Информационная безопасность

В связи с внедрением МП УРЗ, созданием каналов связи и увеличением объема передаваемой и принимаемой информации необходимо обеспечить информационную безопасность.

Информационная безопасность устройств, комплексов и IT-ресурсов предусмотрены приказом ФСТЭК России и Концепцией обеспечения информационной безопасности ОАО «Россети».

Меры по обеспечению информационной безопасности:

1. Установка средств защиты, обеспечивающих управление доступом в рамках возможностей идентификации и аутентификации;
2. Обеспечение программной и аппаратной целостности комплексов РЗА;
3. Необходимо использование средств защиты РЗА для блокирования атак на отказ в обслуживании, удаленное исполнение кода, несанкционированное изменение конфигураций устройств;
4. Одной из мер по обеспечению безопасности является сегментирование – разбиение сети на логические сектора.

Меры обеспечения информационной безопасности должны быть непрерывными и распространяться на все жизненные циклы. [12]

## Перспективы

В сети 330 кВ Республики Карелия процент использования микропроцессорных защит составляет 25%. Но несмотря на это, микропроцессорные защиты постепенно внедряются в ЭС Республики Карелия.

В настоящее время происходит ввод второй цепи транзита 330 кВ. В связи с этим количество микропроцессорных устройств РЗ увеличится с 28 до 41.

Для более надежной защиты линий электропередач на каждую линию устанавливаются основные защиты. [3] Сейчас на всех линиях 330 кВ установлена основная защита: ДФЗ (дифференциально-фазная защита), как на электромеханической базе, так и на микропроцессорной.

В перспективах будет производиться замена электромеханических ДФЗ на микропроцессорные ДФЗ.

Минэнерго России разработан ведомственный проект «Цифровая энергетика». Данный проект направлен на преобразование энергетической инфраструктуры с помощью внедрения цифровых технологий, для того, чтобы повысить ее эффективность и безопасность.

Проект заключается в создании единого информационного пространства, в котором все данные передаются непосредственно с первичных приборов без участия человека. Что позволяет всегда получать актуальные данные и в режиме онлайн вычислять любые показатели на основе первичных данных. [4]

Отличительными характеристиками цифровой подстанции являются: наличие встроенных в первичное оборудование интеллектуальных микропроцессорных устройств, применение локальных вычислительных сетей для коммуникаций, цифровой способ доступа к информации, её передаче и обработке, автоматизация работы подстанции и процессов управления ею. В перспективе цифровая подстанция будет являться ключевым компонентом интеллектуальной сети. [13]



## Вывод

Сегодня трансформация электроэнергетики влияет и на совершенствование устройств релейной защиты. Хотя и замена устройств на электромеханической базе происходит медленно, но по истечению срока их эксплуатации постепенно будет происходить их вытеснение в связи с возросшими нормативными требованиями. Стимулирует переход на микропроцессорные устройства релейной защиты проект «Цифровая энергетика», в рамках которого предусматривается устройствами, возможностью передачи и обмена информацией с другими цифровыми устройствами, такими как АСУ ТП (автоматизированная система управления технологическим процессом), операционно-информационные комплексы, предлагается внедрение средств дистанционного управления.

Замена электромеханических устройств РЗ может снизить неправильную работу РЗ при условии соответствующей подготовки персонала, потому что чаще неправильная работа РЗ связана с ошибками персонала.

### **2.3. Выбор устройств релейной защиты для линий электропередач**

При проектировании новых объектов целесообразно применять микропроцессорные устройства релейной защиты.

Для второй цепи транзита 330 кВ выбраны микропроцессорные устройства релейной защиты производителя ООО НПП «ЭКРА», что соответствует современным трендам в отечественной энергетике, связанным с приказом Минпромторга России по импортозамещению. [31]

### 3. Выбор и обоснование необходимого объема релейной защиты

Согласно Приказу Минэнерго № 101 от 13 февраля 2019 года п.48 должны устанавливаться не менее, чем два устройства РЗ, реализующие функцию основной защиты, а также каждое установленное устройство РЗ должно иметь в своем составе функцию резервных защит.

Устройства релейной защиты выбираются согласно Правилам устройств электроустановок, глава 3.2. Релейная защита п.п. 3.2.106 – 3.2.118 (защита воздушных линий в сетях напряжением 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью).

Таким образом, для защиты ВЛ транзита 330 кВ определяем следующий объем защит:

- 1) Для основной защиты выбираем:
  - дифференциальную защиту линии (далее – ДЗЛ).
- 2) Для резервных защит выбираем:
  - Токовая отсечка (далее – ТО);
  - Дистанционная защита (далее – ДЗ);
  - Токовая защита нулевой последовательности (далее - ТЗНП).

Все защиты микропроцессорного исполнения, рассмотрим каждый тип защит отдельно.

#### 3.1. Дифференциальная защита линии

В начале XXI века началось широкое внедрение ДЗЛ в различные энергосистемы из-за появления волоконно-оптической линии связи.

Предпочтение отдается ДЗЛ с цифровым каналом связи, так как по сравнению с высокочастотными защитами ДФЗ (дифференциально-фазная защита) и ВЧБ (высокочастотная защита с блокировкой), она имеет следующие преимущества:

- 1) Пофазное сравнение токов в ДЗЛ позволяет выполнить естественный и точный выбор поврежденных фаз;
- 2) ДЗЛ может применяться в сетях со слабым источником питания, а также для защиты тупиковых ЛЭП напряжением 110-220 кВ;
- 3) ДЗЛ может применяться для защиты кабельных и кабельно-воздушных ЛЭП. ВЧ защиты не могут обеспечить должную защиту из-за ухудшения ВЧ канала, как среды передачи информации.

МП устройства ДЗЛ имеют еще ряд других технических преимуществ:

- Возможность включения в зону действия защиты силового трансформатора, установленного на линии;
- Возможность реализации более точного алгоритма определения места повреждения на ЛЭП по многостороннему замеру;
- Возможность применения ДЗЛ для защиты многоконцевых линий.

### Принцип действия ДЗЛ

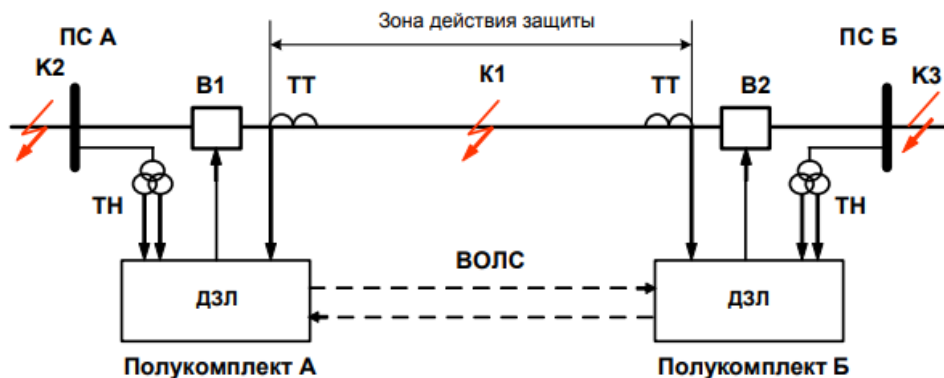


Рисунок 3.1. Схема подключения ДЗЛ.

*В1, В2 – высоковольтные выключатели; ТТ – трансформатор тока; ТН – трансформатор напряжения; ВОЛС – волоконно-оптическая линия связи; ПС А, ПС Б – подстанции, на которых размещаются полукomплекты ДЗЛ; К1, К2, К3 – места рассматриваемых КЗ.*

Принцип действия основан на сравнении суммы векторов тока в начале и в конце защищаемой линии ( $I_{\text{ДЗЛ}} = I^{\text{А}} + I^{\text{Б}}$ ) с определенной пороговой величиной  $I_{\text{Дуст}}$ .

При внешних КЗ по отношению к защищаемой ЛЭП (повреждения К2 и К3 на рис. 3.1) направление токов для ПС А и ПС Б различаются: для одной стороны направление соответствует – от «шин в линию», для другой – «от линии в шины» (рис. 3.2). В результате в каждом из полукомплектов ДЗЛ расчётное значение дифференциального тока близко к нулю, защита не срабатывает.



Рисунок 3.2. Принцип действия ДЗЛ

При КЗ на защищаемой ЛЭП (повреждение К1 на рис. 3.1) направление токов для ПС А и ПС Б совпадают (от «шин в линию», при принятой полярности ТТ). При этом величина дифференциального тока равна току в месте повреждения (рис. 3.2), что приводит к срабатыванию обоих полукомплектов ДЗЛ и отключению выключателей.

### Синхронизация измеренных величин

Угловые соотношения между токами могут быть правильно измерены лишь при синхронизации измеренных величин – привязки их к общему началу отсчёта. Каждый из полукомплектов ДЗЛ по концам линии измеряет величины асинхронно в соответствии с внутренним тактом процессорного вычисления. Данные, об измеряемых в каждой фазе токах, посылаются на другие концы объекта с помощью соответствующих телеграмм. С учётом необходимости синхронизации каждая из телеграмм содержит данные о моменте ее отправления. При приёме телеграммы на другой стороне эти

данные сверяются с данными о текущем моменте времени на приёмной стороне, и производится соответствующая корректировка этих данных. При указанной привязке учитывается также замедление, вносимое передачей сигналов по каналу связи. Синхронизация выборок значений измеряемых величин в устройствах ДЗЛ возможна также при использовании глобальной спутниковой системы определения местоположения GPS (GPS-синхронизация). Однако в этом случае требуются дополнительные затраты и усложнение защиты, поэтому GPS-синхронизация является дополнительной опцией к стандартным устройствам. Кроме того, здесь необходимо учитывать тот факт, что при использовании внешнего устройства синхронизации работа ДЗЛ полностью зависит от доступности системы GPS в данный и конкретный момент времени. Таким образом, большинство производителей ДЗЛ применяют методы, когда разница времён выборки значений определяется при помощи канала связи.

### Торможение

Принцип действия дифференциальной защиты основан на том, что сумма всех токов, втекающих в защищаемый объект, равна нулю в нормальном режиме работы. Указанное условие справедливо только для первичных величин и только в том случае, если ёмкостными токами линии можно пренебречь. Вторичные токи, подводимые к устройствам защиты от измерительных трансформаторов тока, содержат погрешности измерения, обусловленные характеристиками трансформаторов тока и входных цепей устройств. Ошибки при передаче, такие как случайные искажения сигналов, также могут приводить к отклонению измеряемых величин. В результате всех

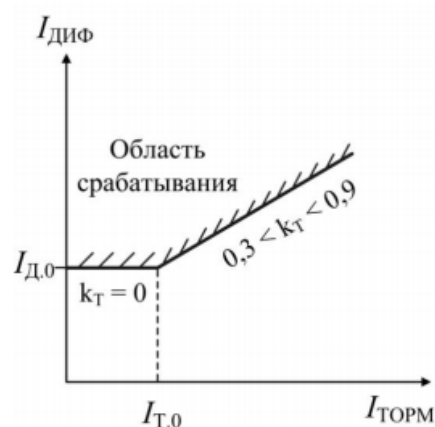


Рисунок 3.3. Тормозная характеристика ДЗЛ

указанных влияющих факторов, сумма всех токов, обрабатываемая устройствами, в нормальном режиме не равна нулю. Поэтому в устройствах ДЗЛ всех производителей применяется торможение – увеличение порога срабатывания дифференциального тока  $I_{\text{диф}}$  в зависимости от тормозного тока  $I_{\text{ТОРМ}}$ . На рис. 3.3 представлена типичная тормозная характеристика ДЗЛ.

Как видно из тормозной характеристики, с увеличением тормозного тока  $I_{\text{ТОРМ}}$  загроубляется уставка срабатывания ДЗЛ. Эта мера препятствует неселективному срабатыванию при внешних КЗ, которые могут произойти вследствие нарушения баланса токов из-за неодинакового насыщения ТТ.

### Компенсация ёмкостного тока ЛЭП

В связи с наличием ёмкостей фаз относительно земли и относительно друг друга ёмкостные токи протекают по ЛЭП даже в нормальном режиме работы и являются причиной различия токов по концам защищаемого объекта. Ёмкостной ток кабельной линии длиной более 20 км и воздушной линии напряжением 330–500 кВ и длиной более 150 км вызывает дополнительный небаланс ДЗЛ при внешних повреждениях, что требует отстройки путем загроубления дифференциальной защиты. Если к устройству защиты подведены цепи напряжения от трансформатора напряжения присоединения, то тогда ёмкостные токи могут быть в большей степени скомпенсированы автоматически. Возможна активация функции компенсации ёмкостного тока, которая определяет фактический ёмкостной ток линии. На двухконцевых ЛЭП каждое из устройств осуществляет компенсацию половины ёмкостного тока, при числе устройств  $N$  каждое из них осуществляет компенсацию  $N$ -ной части ёмкостного тока. Компенсация ёмкостного тока ЛЭП позволяет не учитывать эту составляющую небаланса в расчетах уставок ДЗЛ и тем самым повысить чувствительность защиты к внутренним КЗ.

### **3.2. Токовая отсечка**

Токовая отсечка – устройство защиты, контролирующее ток в защищаемой линии и действующее на отключение выключателя линии при превышении током заранее заданной уставки. [13]

Зона действия ТО начинается от трансформатора тока, к которым подключена защита, и зависит от выбора тока срабатывания  $I_{ср}$ . Она выбирается из условия отстройки от максимального тока короткого замыкания в конце защищаемой линии, но защищать ТО будет только часть линии. Кроме того, ТО должна быть отстроена от бросков тока намагничивания трансформатора подстанции. [14]

В отдельных случаях, токовая отсечка может быть выполнена неселективной. В этом случае она защищает не отдельный участок линии, а всю линию целиком. Выполнение такой защиты оправдано тем, что сразу после её действия начинает работать устройство автоматического повторного включения. Токовая отсечка является простой быстродействующей защитой с относительной селективностью. Простота ее конструкции делает защиту высоконадежной. Токовая отсечка применяется на линиях практически всех классов напряжений. [13]

### **3.3. Дистанционная защита**

Дистанционная защита получила свое название из-за того, что параметр, на который она реагирует, является комплексным сопротивлением, пропорциональным расстоянию между местом короткого замыкания и местом установки защиты. Работа дистанционной защиты не зависит от режима работы сети. [15]

Основным измерительным органом дистанционной защиты являются комплексы программных измерительных реле сопротивления.

Дистанционная защита трехступенчатая:

- Первая ступень охватывает не менее  $3/4$  линии, практически мгновенного действия;
- Вторая ступень защищает всю длину линии с небольшим запасом, осуществляется с минимальной выдержкой времени;
- Третья ступень выполняет функцию дальнего резервирования, отстроена только от минимального сопротивления в тяжелом режиме работы, выполняется с максимальной выдержкой времени.

Характеристики срабатывания могут быть различны и имеют многоугольную форму (рис. 3.4). Характеристики первой-третьей ступени расположены в верхней полуплоскости, а дополнительная (она обеспечивает «подхват» кратковременного срабатывания «по памяти» измерительного реле первой ступени при близких трехфазных КЗ) в верхней полуплоскости, но охватывает начало координат и часть нижней

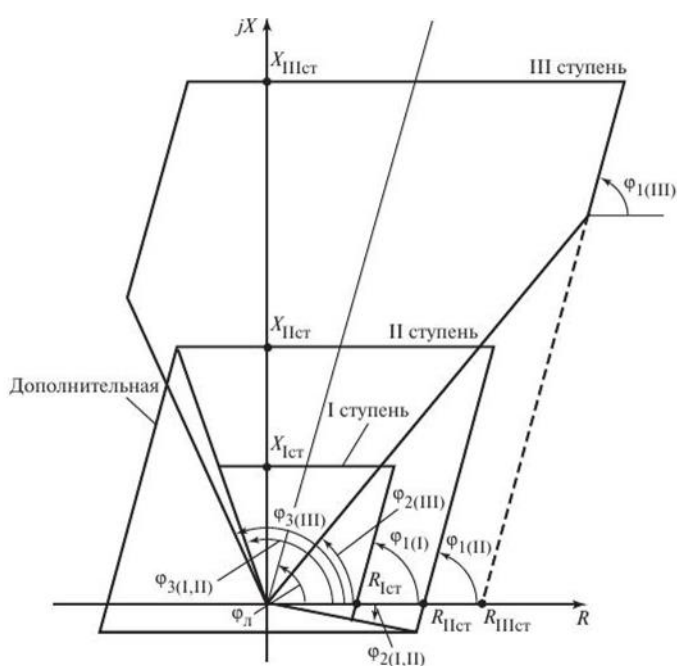


Рисунок 1.4. Характеристики срабатывания реле сопротивления ДЗ

полуплоскости. Устанавливаемые реактивные сопротивления срабатывания  $X_{1 ст}$ ,  $X_{2 ст}$ ,  $X_{3 ст}$  (уставки) находятся в диапазоне 1 – 500 Ом. Активные составляющие  $R_{1 ст}$ ,  $R_{2 ст}$ ,  $R_{3 ст}$  и углы наклона характеристик  $\varphi_1$ ,  $\varphi_2$ ,  $\varphi_3$ , учитывающие переходные сопротивления в местах КЗ и угол сопротивления линии  $\varphi_{л}$ , так же имеют широкие пределы:

$$\frac{\pi}{4} < \varphi_1 < \frac{\pi}{2}; \quad -\frac{\pi}{2} < \varphi_{2(1,2)} < 0; \quad 0 < \varphi_{2(3)} < \frac{\pi}{2}; \quad \frac{\pi}{2} < \varphi_{3(1,2,3)} < \pi$$



### **3.4. Токовая защита нулевой последовательности**

Микропроцессорные ТЗНП выполняются так же, как электромеханические: имеет четыре ступени срабатывания, основными измерительными органами являются максимальное реле тока и реле направления мощности нулевой последовательности.

Основные особенности программной ТЗНП является автоматическое изменение выполняемых функций. [16]

Однофазные КЗ являются наиболее распространенным видом КЗ в энергосистеме. Для подключения ТЗНП используется схема включения трансформатора тока с нулевым проводом, так как данная схема является фильтром токов нулевой последовательности. Основное преимущество использования ТЗНП является возможность повышения чувствительности и снижения выдержки времени при однофазных КЗ, так как отсутствует необходимость отстройки от максимального тока нагрузки, но необходимо отстраиваться от токов небаланса, так как они могут протекать в нулевом проводе. [17]

## 4. Программный комплекс «АРМ СРЗА»

Необходимые расчеты токов короткого замыкания и уставки релейной защиты рассчитывались в программном комплексе «АРМ СРЗА». Схема для расчета приведена в приложении В.

В данной программе есть несколько приложений для расчетов. В программе можно работать параллельно в нескольких приложениях (рис.4.1.).

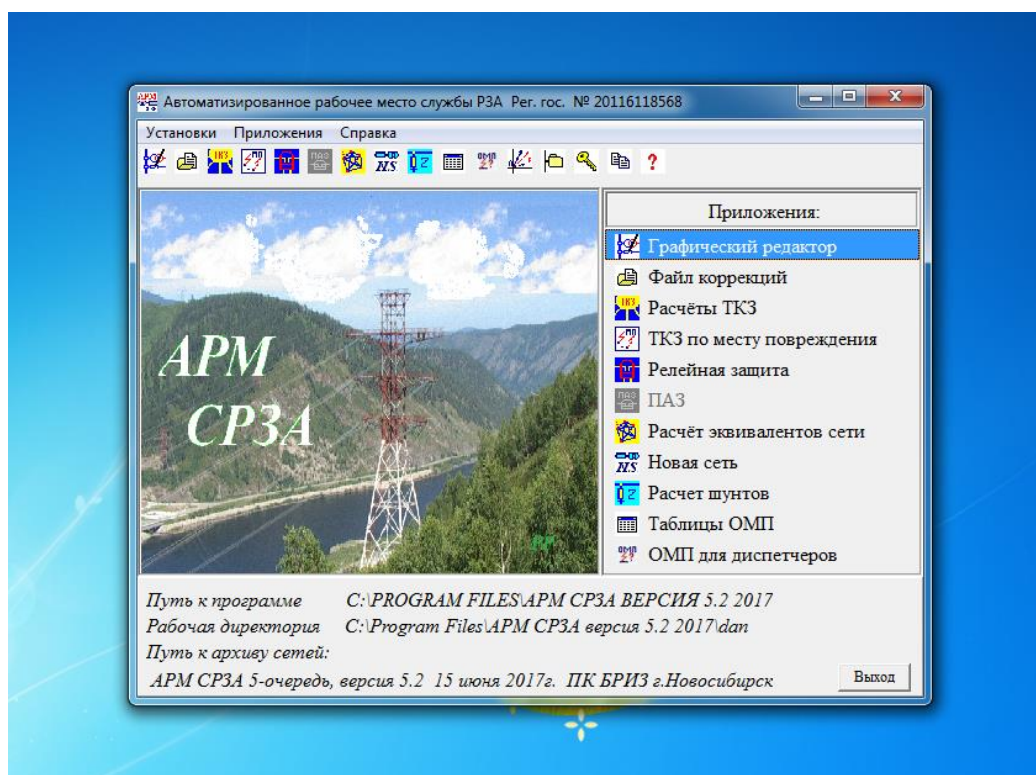


Рисунок 4.1. Автоматизированное рабочее место

### 4.1. Графический редактор

Графический редактор АРМ-СРЗА предназначен для ведения сетевой информации совместно с графическим изображением схемы замещения.

Окно графического редактора представляет стандартное окно приложений и состоит из следующих элементов:

-главное меню редактора, через которое посредством мыши активизируются все функции редактора;

-рабочее поле окна, в котором располагается рисунок схемы замещения.

-вертикальная и горизонтальная полосы просмотра, при помощи которых рисунок схемы замещения можно перемещать. На каждой полосе расположен ползунок.

-статусная строка в нижней части рабочего поля, которая состоит из трёх полей. В первом поле расположена подсказка, комментарий к функции редактора, которую Вы выполняете. Во втором поле - имя сети, с которой Вы работаете. В третьем - координата поля чертежа, на котором стоит курсор мыши.

1) Изменение или задание параметров элементов происходит в таблице параметров сети (рис 4.2.)

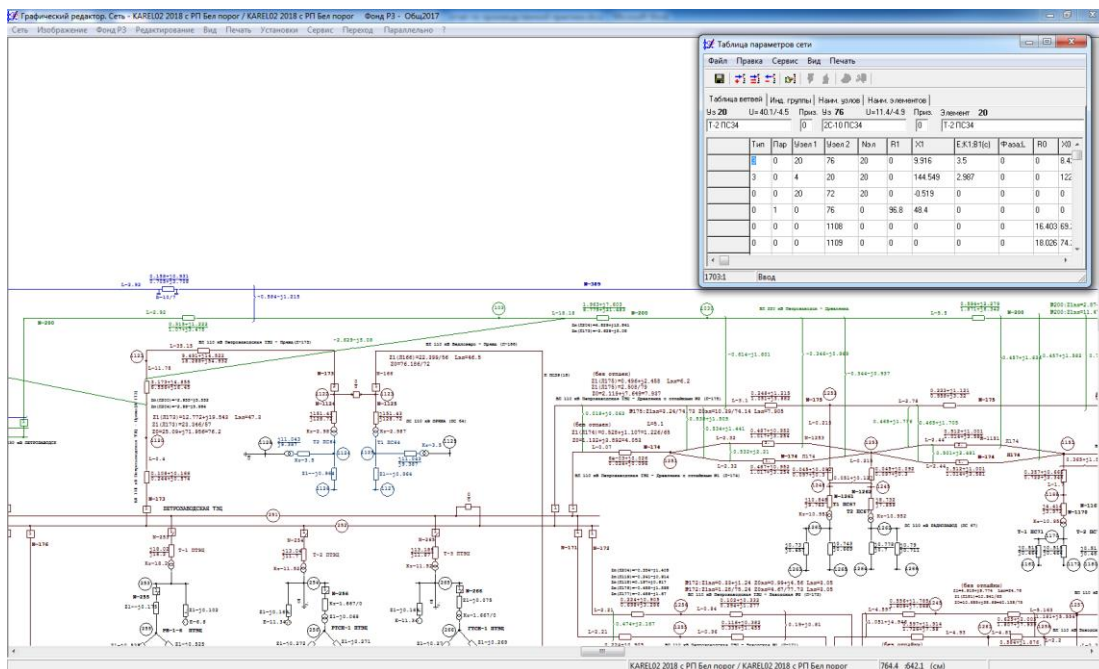


Рисунок 4.2. Окно для изменения и задания параметров сети

Рисуется схема с помощью окна: «Узлы, ветви и другие детали» (рис. 4.3)

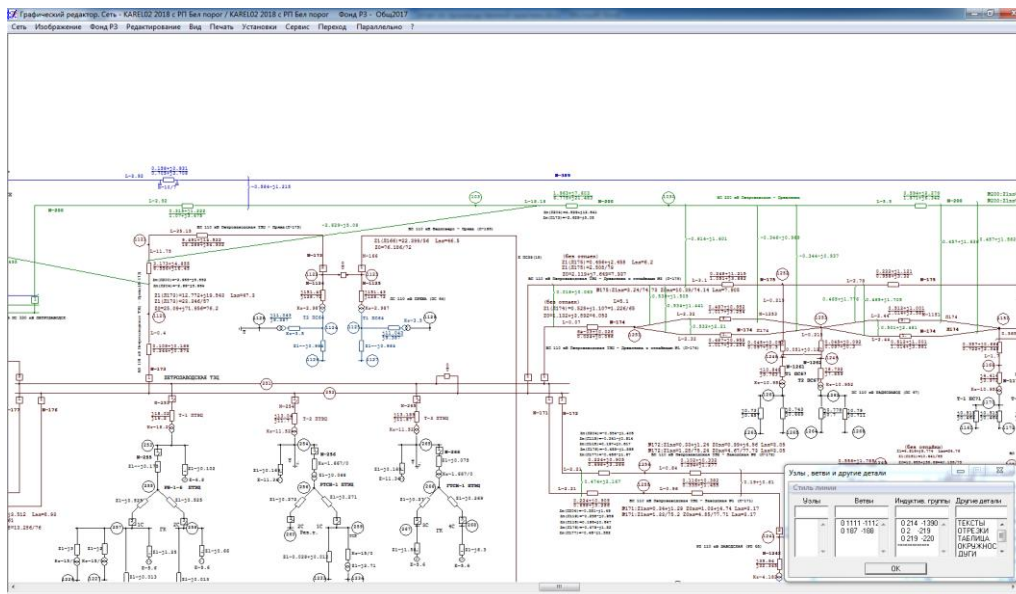


Рисунок 4.3. Окно для рисования сети

## 4.2. Расчет ТКЗ

Используемые методы расчетов программы ТКЗ позволяют определять начальные значения периодической слагающей полного тока К.З. (сверхпереходной ток) как основной расчетной величины для выбора параметров устройств релейной защиты и автоматики.

Диалоговая программа расчета электрических величин (ТКЗ-Д) позволяет:

- производить расчеты электрических величин в диалоговом режиме, указывая непосредственно на схеме замещения сети место повреждения, вид повреждения и коммутируемые элементы;

- формировать протокол произведенных расчетов автоматически или по желанию пользователя регулировать объем и форму результатов расчетов;

- производить расчеты в сети с, практически, неограниченным числом узлов сети;

При открытии приложения «Расчет ТКЗ» открывается рабочее поле со схемой замещения и окна «Задание для расчета ТКЗ» и «Протокол».

В окне «Задание для расчета ТКЗ» расчет производится посредством специального языка приказов, а в окно «Протокол» выводятся результаты расчета (рис. 4.4).

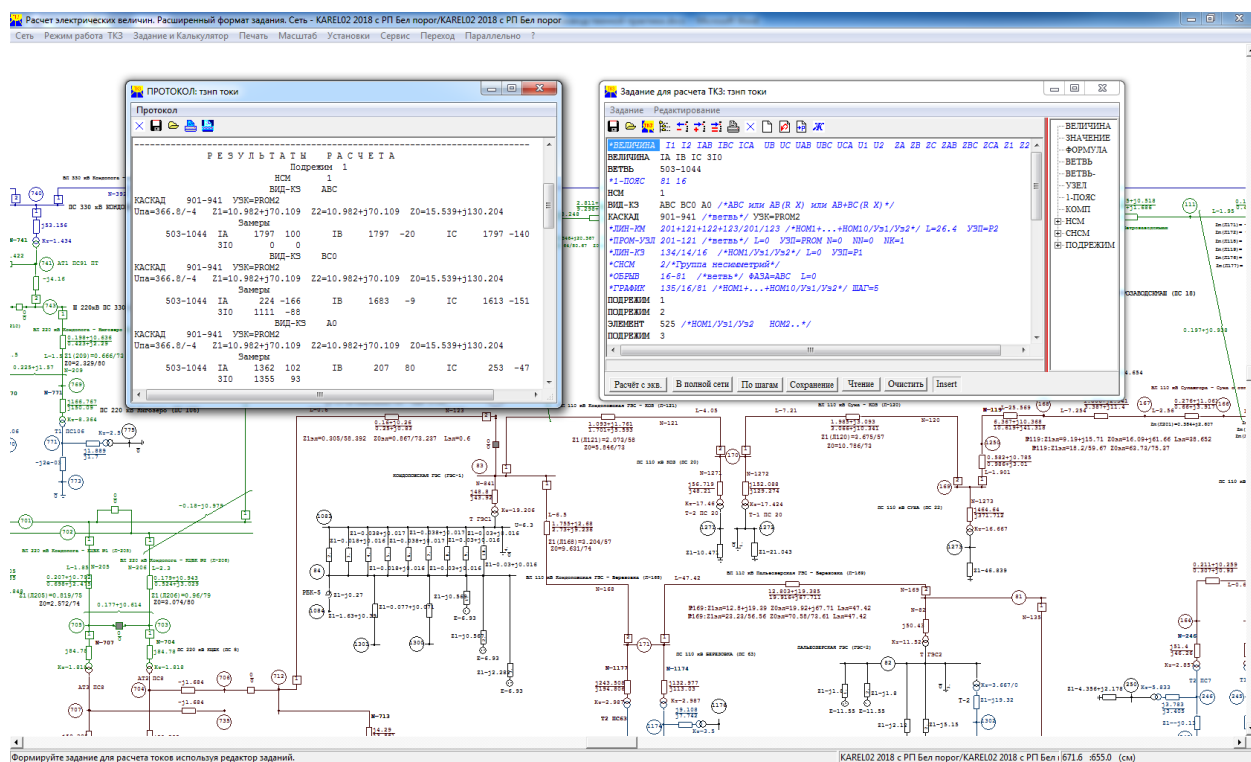


Рисунок 4.4. Окна для задания расчета и протокол результатов расчета для расчета ТКЗ

### 4.3. ТКЗ по месту повреждения

Программа расчета токов КЗ по месту повреждения для каждого из заданных узлов производит два вида расчётов: расчёт при трёхфазном металлическом КЗ в узле (ABC) и расчёт при однофазном металлическом КЗ в узле (A0). Узлы для расчёта задаются в приказе УЗЕЛ-КЗ. Узлы задаются двумя способами. Перечисление через пробел отдельных узлов сети и записью диапазона: УЗ1-УЗ2. Число узлов в задании не ограничено.

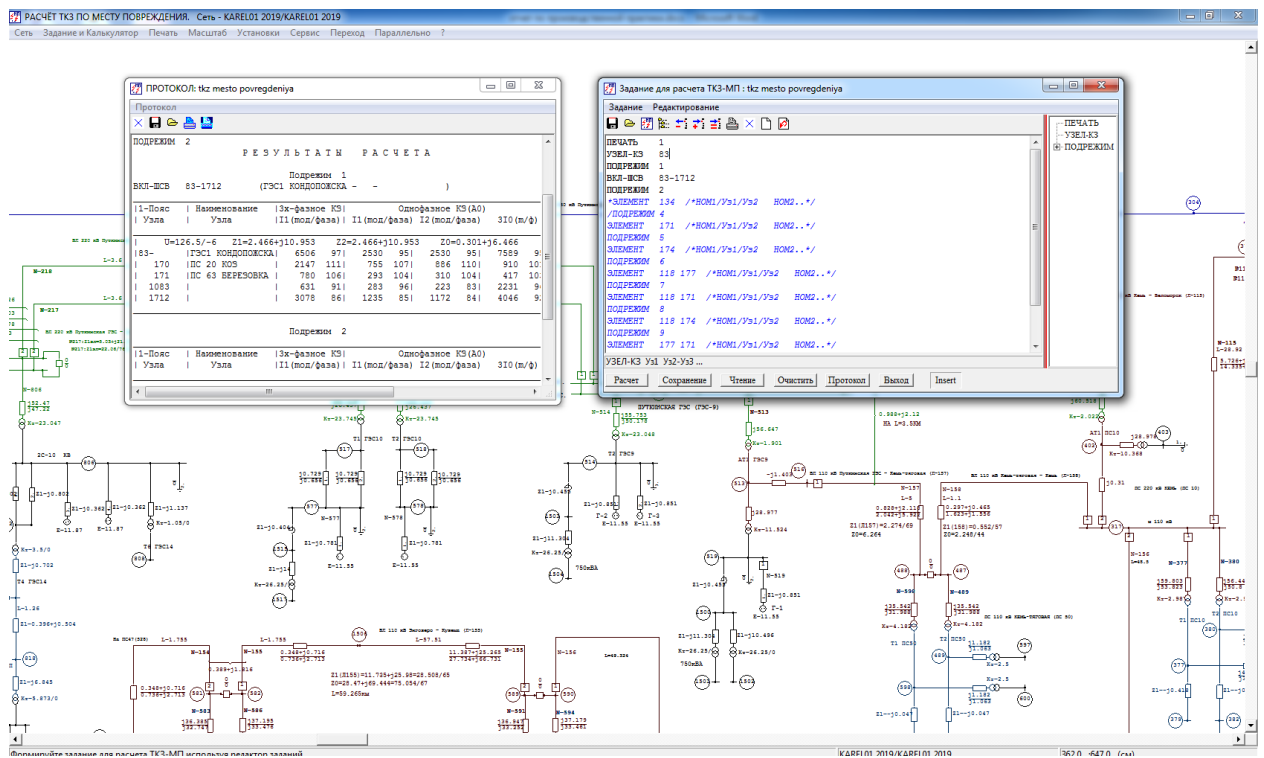


Рисунок 4.5. Окна для задания расчета и протокол результатов расчета для расчета ТКЗ по месту повреждения

#### 4.4. Релейная защита

Расчёт параметров срабатывания устройств релейной защиты и хранение результатов расчёта производится по ступеням. Общение пользователя с программой РЗ происходит через задание на расчёт защит. Задание на расчет составляется с помощью созданного языка общения в виде приказов и информационных полей при них. Результаты расчётов по рассчитываемой ступени программа РЗ помещает в выходной документ в табличном виде, который располагается на панели с заголовком “Выходной документ расчёта защит - ....”.

Для каждой ступени по программе РЗ можно выполнить все расчётные условия, которые предъявляются к ступеням в методических разработках по выбору параметров срабатывания ступени. Этими расчётными условиями являются:

- отстройка от КЗ вне зоны действия ступени;
- согласование параметров отдельных ступеней указанных защит;



- отстройка от нагрузочного режима;
- отстройка от КЗ с учетом нагрузочного режима на линии;
- проверка чувствительности при КЗ в зоне действия ступени.

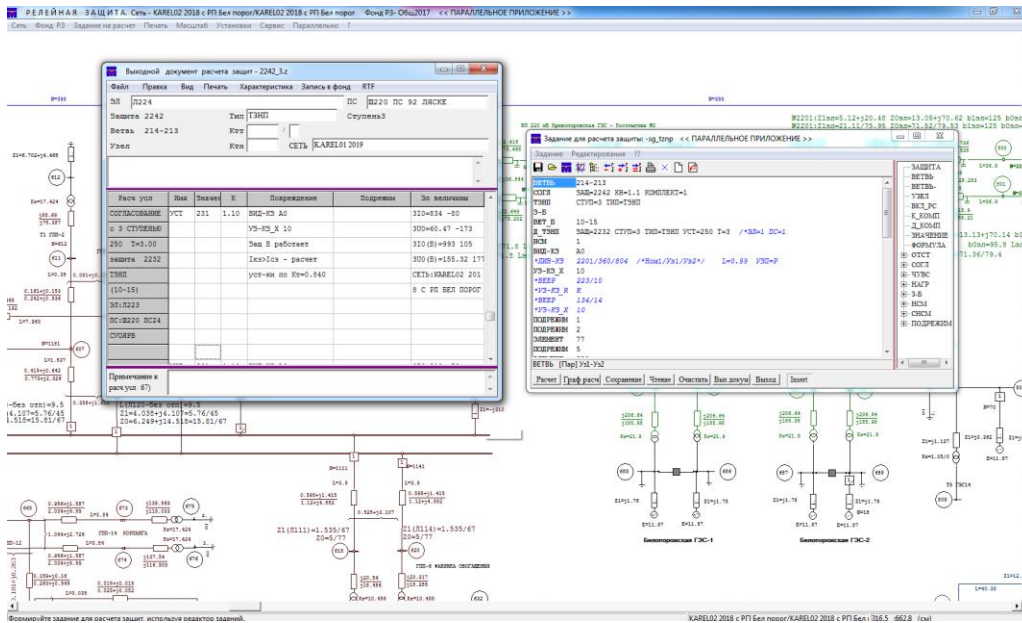


Рисунок 4.5. Окна для задания расчета и протокол результатов расчета для расчета релейной защиты

## 5. Расчет вторичных цепей трансформаторов тока для нужд устройств релейной защиты

Организация вторичных цепей РЗА должна выполняться в соответствии с разделом 3.4 ПУЭ, а также со стандартами СТО 56947007-29.240.10.028-2009 и СТО 5697007-29.240.043-2010. Для выполнения электрических соединений между шкафами РЗА используются медные экранированные кабели с изоляцией, не распространяющей горение и низким уровнем дымогазовыделением. Кроме того, кабели вторичных цепей трансформаторов напряжения, прокладываемые от клеммного шкафа с защитными автоматами на ОРУ до шкафов РЗА в помещении релейных панелей, должны иметь металлическую оболочку или броню, а кабели от обмоток трансформаторов напряжения до клеммных шкафов с защитными автоматами на ОРУ должны иметь изоляцию на номинальное напряжение не менее 1000 В, так как они не входят в зону защиты автоматов и к ним предъявляются требования повышенной надежности. Экраны и броня кабелей должны заземляться с двух сторон.

В данном разделе расчет будет производиться только для РП 330 кВ Борей, так как на ПС 330 кВ Лоухи и Путкинской ГЭС подключение будет осуществляться уже к существующим трансформаторам тока и напряжения.

Параметры трансформатора тока приведены в приложении Г.



## 5.1. Расчет вторичных обмоток трансформаторов тока

```

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-KAREL04 2019 с Борей для диплома  ДАТА-02.06.2020.  ВРЕМЯ-13:57:05
ПЕЧАТЬ 1
УЗЕЛ-КЗ 5026
ПОДРЕЖИМ 1

                РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

                Подрежим 1
    
```

1-Пояс   Узла	Наименование   Узла	3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (А0)		3I0 (м/ф)
		I1 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	
	U=355.5/-5	Z1=4.348+j29.376	Z2=4.348+j29.376	Z0=3.997+j33.389		
5026-		6912 93	2207 92	2207 92	6620 92	
521		2766 90	865 82	898 93	3185 92	
5023		1634 98	600 105	488 93	668 101	
5024	РП 330 КВ БОРЕЙ	2521 93	772 95	821 91	2775 91	

Рисунок 5.1. Расчет ТКЗ на шинах РП 330 кВ Борей

В разделе производится расчет вторичных обмоток трансформатора тока по [26] и [27] для нужд релейной защиты.

- Расчетная кратность тока при трехфазном (однофазном) КЗ определяется:

$$K_{10}^{(3)} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(3)}}{I_{1\text{НОМ}}} \quad (5.1)$$

$$K_{10}^{(1)} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(1)}}{I_{1\text{НОМ}}} \quad (5.2)$$

Где  $I_{\text{КЗ}}^{(1)}$  и  $I_{\text{КЗ}}^{(3)}$  – однофазный и трехфазный токи короткого замыкания;

$I_{1\text{НОМ}}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока.

- Нагрузка на вторичную обмотку ТТ определяется как:

$$S_2^{(3)} = I_{2\text{НОМ}}^2 \cdot (R_{\text{пр}} + R_{\text{пер}}) + S_{\text{нагр}} \quad (5.3)$$

$$S_2^{(1)} = I_{2\text{НОМ}}^2 \cdot (2 \cdot R_{\text{пр}} + R_{\text{пер}}) + S_{\text{нагр}} \quad (5.4)$$

Где  $S_2^{(3)}$  – нагрузка на вторичную обмотку ТТ при трехфазном КЗ;

$S_2^{(1)}$  – нагрузка на вторичную обмотку ТТ при однофазном КЗ;

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S} - \text{сопротивление контрольного кабеля};$$

Где  $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$  – удельное сопротивление медного провода;

$l$  – максимальная длина контрольного кабеля, м;

$S$  – сечение жилы кабеля,  $\text{мм}^2$ ;

$R_{\text{пер}} = 0,1 \text{ Ом}$  – переходное сопротивление контактов;

$S_{\text{нагр}}$  – номинальная нагрузка на вторичную обмотку.

ТТ дополнительно проверяют на соответствие номинальным характеристикам согласно [32]:

$$Z_{\text{н.факт.расч}} \leq k_{\text{ном}} \cdot \frac{(Z_{\text{ТТ}} + Z_{\text{НОМ}})}{k_{10 \text{ доп}}} - Z_{\text{ТТ}} \quad (5.5)$$

Где  $k_{10 \text{ доп}}$  – максимально допустимый коэффициент предельной кратности ТТ;

$k_{\text{ном}}$  – номинальный коэффициент предельной кратности ТТ;

$Z_{\text{НОМ}}$  – номинальная нагрузка вторичной обмотки от устройств РЗ;

$Z_{\text{н.факт.расч}}$  – фактическая нагрузка на ТТ.

Таблица 5.1 Расчет параметров ТТ

Параметр	Расчет
Тип ТТ	ТТФ-330
Номинальный первичный ток, А	2000
Номинальный вторичный ток, А	1
Номинальная кратность тока, о.е.	30
Номинальная нагрузка на вторичную обмотку, В·А	20
Сопротивление вторичной обмотки, Ом	2
Сечение контрольного кабеля, $\text{мм}^2$	2,5
Максимальная длина контрольного кабеля, м	280
Нагрузка от устройств РЗА на фазу, В·А	1
Значение сквозного тока КЗ <sup>(3)</sup> через ТТ, кА	6,912
Расчетная кратность тока при КЗ <sup>(3)</sup>	3,5

Параметр	Расчет
Значение сквозного тока КЗ <sup>(1)</sup> через ТТ, кА	6,620
Расчетная кратность тока при КЗ <sup>(1)</sup>	3,3
Нагрузка на вторичную обмотку ТТ при КЗ <sup>(3)</sup> , В·А	3,06
Нагрузка на вторичную обмотку ТТ при КЗ <sup>(1)</sup> , В·А	5,02
Фактически допустимая нагрузка на вторичную обмотку ТТ при КЗ <sup>(3)</sup> , В·А	74,7
Фактически допустимая нагрузка на вторичную обмотку ТТ при КЗ <sup>(1)</sup> , В·А	78,6
Допустимая кратность ТТ при КЗ <sup>(3)</sup>	58,3
Допустимая кратность ТТ при КЗ <sup>(1)</sup>	32,7
$Z_{н.факт.расч}$ для КЗ <sup>(3)</sup> , Ом	9,32
$Z_{н.факт.расч}$ для КЗ <sup>(1)</sup> , Ом	18,18

Согласно расчетам, приведенным в таблице 5.1, трансформатор ТГФ-330 обеспечивает правильную работу в заданном классе точности при принятых коэффициентах трансформации.

## 5.2. Определение времени до насыщения трансформатора тока

Расчет проводится в соответствии с ГОСТ Р 58669-2019.

Эквивалентную постоянную времени  $T_{р.экв}$  необходимо рассчитывать:

$$T_{р.экв} = \frac{1}{I_{кз\Sigma}} \cdot \left( \sum_{i=1}^n I_{кз i} \cdot T_{p i} \right) \quad (5.6)$$

Где  $I_{кз\Sigma}$  – суммарный ток КЗ;

$T_{p i}$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока в каждой  $i$ -ой ветви, питающей место КЗ;

$I_{кз i}$  – ток КЗ в  $i$ -ой ветви;

Постоянную времени затухания аperiodической составляющей тока в каждой  $i$ -ой ветви, питающей место КЗ, необходимо рассчитывать по формуле:

$$T_{pi} = \frac{X_i}{\omega \cdot R_i} \quad (5.7)$$

Где  $X_i$  – индуктивное сопротивление  $i$ -ой ветви;

$R_i$  – активное сопротивление  $i$ -ой ветви;

$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 314$  Гц – угловая частота.

В таблице 5.2 указаны сопротивления  $X$  и  $R$  для каждого присоединения (данные предоставлены специалистами филиала АО «СО ЕЭС» Карельское РДУ).

Таблица 5.2 Расчет  $T_{pi}$

Присоединение	X, Ом	R, Ом	$T_{pi}$ , с
ВЛ 330 кВ Борей – Путкинская ГЭС № 2	1,66	0,46	0,011
ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи №2	175,08	55,4	0,01
1сш РП 330 кВ Борей	190,37	55,89	0,011

Время до насыщения ТТ рассчитывается по формуле:

$$t_{\text{нас}} = T_{p.\text{ЭКВ}} \cdot \ln \frac{\omega \cdot T_{p.\text{ЭКВ}}}{\omega \cdot T_{p.\text{ЭКВ}} - A + 1} \quad (5.8)$$

При этом должны соблюдаться следующие условия:

$$\omega \cdot T_{p.\text{ЭКВ}} + 1 > A \quad (5.9)$$

$$A > 1 \quad (5.10)$$

Где  $A$  – параметр режима.

При невыполнении условия (5.9) – насыщение магнитопровода отсутствует и время до насыщения ТТ равно бесконечности.

При невыполнении условия (5.10) – эксплуатация ТТ в таких условиях недопустима, так как ток предельной кратности меньше действующего тока КЗ.

Параметр режима рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{I_{1\text{НОМ}} \cdot k_{\text{НОМ}} \cdot Z_{2\Sigma\text{НОМ}}}{I_{\text{КЗ}} \cdot Z_{2\Sigma}} \quad (5.11)$$

Где  $z_{2\Sigma\text{НОМ}}$  – номинальное полное сопротивление вторичной нагрузки ТТ;  
ТТ;

$z_{2\Sigma}$  – полное сопротивление ветви вторичного тока.

$k_{\text{НОМ}}$  – номинальный коэффициент предельной кратности ТТ;

$$z_{2\Sigma\text{НОМ}} = \sqrt{(R_2 + z_{\text{Н.НОМ}} \cdot \cos \varphi_{\text{Н.НОМ}})^2 + (X_2 + z_{\text{Н.НОМ}} \cdot \sin \varphi_{\text{Н.НОМ}})^2} \quad (5.12)$$

Где  $\varphi_{\text{Н.НОМ}}$  – номинальное значение угла сопротивления нагрузки ( $\varphi_{\text{Н.НОМ}} = 0,8$ );

$R_2$  – активное сопротивление вторичной обмотки;

$X_2$  – индуктивное сопротивление вторичной обмотки.

$$z_{2\Sigma} = \sqrt{(R_2 + R_{\text{Н.ФАКТ}})^2 + (X_2 + X_{\text{Н.ФАКТ}})^2} \quad (5.13)$$

Где  $R_{\text{Н.ФАКТ}}$  – фактическое активное сопротивление нагрузки ТТ;

$X_{\text{Н.ФАКТ}}$  – фактическое индуктивное сопротивление нагрузки ТТ.

Расчёт времени до насыщения с учетом намагничивания:

$$t_{\text{НАС}} = T_{\text{р.ЭКВ}} \cdot \ln \frac{\omega \cdot T_{\text{р.ЭКВ}}}{\omega \cdot T_{\text{р.ЭКВ}} - A \cdot (1 - k_r) + 1} \quad (5.14)$$

Где  $k_r = 0,86$  – коэффициент остаточной намагниченности сердечника ТТ.

При этом должны соблюдаться условия:

$$\omega \cdot T_{\text{р.ЭКВ}} + 1 > A \cdot (1 - k_r) \quad (5.15)$$

$$A \cdot (1 - k_r) > 1 \quad (5.16)$$

Таблица 5.3 Расчет  $t_{\text{НАС}}$  аналитическим методом

Параметр	3-х фазное КЗ	1 фазное КЗ
$T_{\text{р.ЭКВ}}$ , мс	20	10
A	18,6	9,9

Параметр	3-х фазное КЗ	1 фазное КЗ
Выполнение условий:		
$\omega \cdot T_{p.экв} + 1 > A$	Нет (ТТ насыщается)	
$A > 1$	да	
$t_{нас}, мс$	-	-
Выполнение условий:		
$\omega \cdot T_{p.экв} + 1 > A \cdot (1 - k_r)$	да	
$t_{нас}$ с учетом намагничивания, мс	5,88	3,26
$A \cdot (1 - k_r), о.е$	2,6	1,39

Так как время до насыщения менее 15 мс, должен быть использован графический метод определения данного времени.

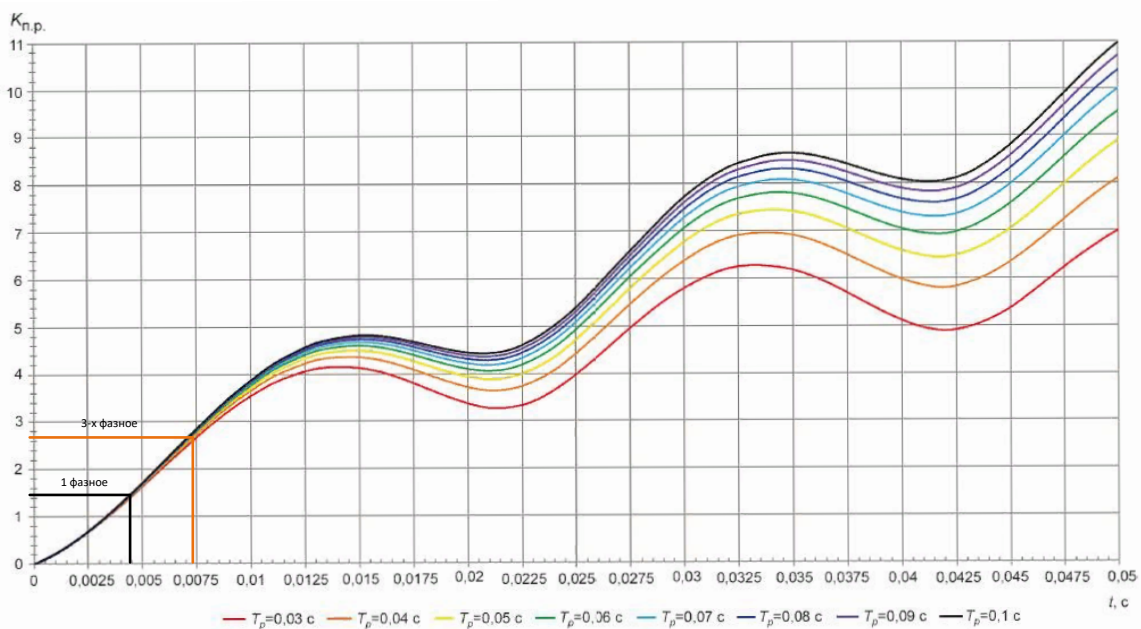


Рисунок 5.2. Универсальные характеристики ТТ при  $\cos \varphi = 0,8$  для  $T_p = 0,03 - 0,1$  с в промежутке времени  $t = 0 - 0,05$  с для однофазного и трехфазного КЗ

Время до насыщения не превышает 7,5 мс, следовательно, должны быть обеспечены мероприятия по корректной работе дифференциальных защит в случае насыщения ТТ.

## 6. Расчет параметров релейной защиты для ЛЭП

### 6.1. Расчет параметров релейной защиты ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи №1

Для защиты ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи №1 предусматриваются два комплекта защит. Оба комплекта выполняются в составе шкафа ШЭ 2710 591591 на базе МПТ БЭ 2704 305 производства ООО НПП «Экра» и реализует следующие функции:

- ДЗЛ
- ДЗ с функцией блокировки при качаниях
- ТЗНП
- Токовая отсечка

#### Расчет дифференциальной защиты линии

Расчет выполняется в соответствии с ЭКРА.656323.037 Д7 в редакции 2.0.

1. Расчет токов короткого замыкания в программном комплексе «АРМ СРЗА» для расчета уставок ДЗЛ (таблица 6.1).

Таблица 6.1 Расчет ТКЗ

Параметр	РП 330 кВ Борей	ПС 330 кВ Лоухи
	I, кА	
$I_{кз}^{(3)}$ в максимальном режиме, КЗ вблизи шин подстанции	4,48	5,52
$I_{кз}^{(1,1)}$ в максимальном режиме, КЗ вблизи шин подстанции	4,32	5,17
$I_{кз}^{(2)}$ в минимальном режиме: отключена ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи №2. КЗ вблизи шин противоположной подстанции при отключении питания, с одной стороны.	1,62	1,99
$I_{кз}^{(1)}$ в минимальном режиме: отключена ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи №2. КЗ вблизи шин	1,32	1,53

Параметр	РП 330 кВ Борей	ПС 330 кВ Лоухи
	I, кА	
противоположной подстанции при отключении питания, с одной стороны.		

2. Расчет эквивалентной постоянной времени  $T_a$  [22], [23], [24].

$$T_a = \frac{X_{\text{эк}}}{\omega_c \cdot R_{\text{эк}}} \quad (6.1)$$

Где,  $X_{\text{эк}}$  – индуктивная составляющая результирующего сопротивления расчетной схемы относительно точки КЗ.

$$X_{\text{эк}} = X_{1\text{эк}} + \frac{X_1}{2} \quad (6.2)$$

$R_{\text{эк}}$  – активная составляющая результирующего сопротивления расчетной схемы относительно точки КЗ.

$$R_{\text{эк}} = R_{1\text{эк}} + \frac{R_1}{2} \quad (6.3)$$

$\omega_c$  – синхронная угловая частота напряжения сети.

Для ПС 330 кВ Лоухи:

По формуле 6.2 и 6.3:

$$X_{\text{эк}} = 38,042 + \frac{34,48}{2} = 55,282 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{эк}} = 4,871 + \frac{5,69}{2} = 7,716 \text{ Ом}$$

По формуле 6.1:

$$T_a = \frac{55,282}{7,716 \cdot 314} = 0,023 \text{ с} = 23 \text{ мс}$$

Аналогично рассчитывается для РП 330 кВ Борей.



Таблица 6.2 Сопротивления присоединений к шинам ПС 330 кВ Лоухи

Шины	Присоединение	Сопротивление прямой последовательности присоединения, Ом	Эквивалентное сопротивление прямой последовательности, Ом	Постоянная времени $T_a$ , мс
Шины ПС 330 кВ Лоухи	ВЛ 330 кВ Князегубская – Лоухи №1	5,69+j34,48	4,871+j38,042	23
Шины РП 330 кВ Борей	ВЛ 330 кВ Борей – Путкинская ГЭС №2	0,07+j0,42	8,325+j53,272	22

### 3. Расчет базисного тока

$$I_6 = \frac{I_{ТТ\ А\ РП\ 330\ кВ\ Борей} + I_{ТТ\ А\ ПС\ 330\ кВ\ Лоухи}}{2} \quad (6.4)$$

Где  $I_{ТТ\ А\ ПС\ 330\ кВ\ Лоухи}$  – номинальные первичные токи трансформаторов токов с наибольшим коэффициентом трансформации соответствующих подстанций.

$$I_6 = \frac{2000 + 2000}{2} = 2000\ А$$

### 4. Расчет тока срабатывания

$$I_{нб} = \frac{1}{I_6} \cdot \left[ (2 \cdot \varepsilon + 2 \cdot \varepsilon_{изм} + \delta_{кс}) \cdot I_{раб.макс} + \sum I_{отв} + \frac{I_{ёмк}}{2} \right] \quad (6.5)$$

Где,  $\varepsilon = 0,03$  – погрешность ТТ класса точности 10Р;

$\varepsilon_{изм} = 0,01$  – небаланс, определяемый погрешностями измерений тока в каждом терминале полукомплектов ДЗЛ;

$\delta_{кс}$  – небаланс, вызванный асимметрией мультиплексированного канала связи;

$I_{раб.макс} = I_{ТТ.ном} = 2000\ А$  – максимальный рабочий ток ЛЭП;

$\sum I_{отв} = 0\ А$  – суммарный ток всех ответвлений;

$I_{\text{емк}}$  – расчетный емкостной ток ЛЭП.

$$\delta_{\text{КС}} = 2 \cdot \sin\left(\frac{\varphi_{\text{КС}}}{2}\right) = 2 \cdot \sin\left(\frac{\Delta t_{\text{КС}} \cdot 18 \cdot 10^{-3}}{2}\right) \quad (6.6)$$

Где,  $\Delta t_{\text{КС}}$  – время асимметрии канала связи. Время  $\Delta t_{\text{КС}}$  для мультиплексированного канала между РП 330 кВ Борей и ПС 330 кВ Лоухи составляет 125 мс.

$$\delta_{\text{КС}} = 2 \cdot \sin\left(\frac{125 \cdot 18 \cdot 10^{-3}}{2}\right) = 0,04$$

$$I_{\text{емк}} = b_1 \cdot L_{\text{л}} \cdot U_{\phi} = 3,41 \cdot 10^{-6} \cdot 158,53 \cdot 190,8 \cdot 10^3 = 104,1 \text{ А}$$

Где  $b_1$  – удельная проводимость ВЛ 330 кВ, выполненной проводом 2хАСО-300, принимается  $3,46 \cdot 10^{-6}$  См/км;

$L_{\text{л}} = 158,53$  км – длина ЛЭП;

$U_{\phi} = \frac{330}{1,73} = 190,8$  кВ – номинальное фазное напряжение сети.

$$I_{\text{нб}} = \frac{1}{2000} \cdot \left[ (2 \cdot 0,01 + 2 \cdot 0,03 + 0,04) \cdot 2000 + 0 + \frac{104,1}{2} \right] = 0,15 \text{ о. е.}$$

$$I_{\text{до}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб}}}{k_{\text{в}}} \quad (6.7)$$

Где,  $k_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, выбирается из диапазона от 1,5 до 2,0;

$k_{\text{в}}$  – коэффициент возврата, принимается равным 0,9.

$$I_{\text{до}} = \frac{2 \cdot 0,15}{0,9} = 0,333 \text{ о. е.}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз мин}}^{(1)}}{I_{\text{до}} \cdot I_{\text{б}}} \quad (6.8)$$

Где,  $I_{\text{кз мин}}^{(1)} = 1360$  А – минимальный ток однофазного КЗ, проходящего через защиту при КЗ на ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи № 1 вблизи шин 330 кВ РП 330 кВ Борей в режиме одностороннего включения со

стороны ПС 330 кВ Лоухи. В рассматриваемом режиме ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи № 2 отключена.

$$k_{\text{ч}} = \frac{1360}{0,333 \cdot 2000} = 2,04 > 2$$

Необходимая чувствительность обеспечивается.

#### 5. Расчет дифференциальной токовой отсечки

$$I_{\text{д отс}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб кз внеш макс}}}{I_{\text{б}}} \quad (6.9)$$

Где,  $k_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, выбирается в диапазоне от 1,5 до 2,0;

$I_{\text{нб кз внеш макс}}$  – ток небаланса при внешнем КЗ с максимальным током КЗ.

$$I_{\text{нб кз внеш макс}} = I_{\text{кз внеш макс}} \cdot \sqrt{1 + \frac{1}{k_s} \cdot \left( \frac{1}{k_s} - 2 \cdot \cos(\Delta\varphi_s) \right)} \quad (6.10)$$

Где,  $I_{\text{кз внеш макс}} = 1333$  А - максимальный ток, протекающий через ТТ при однофазном КЗ на шинах РП 330 кВ Борей. В рассматриваемом режиме ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи № 2 отключена. Для определения значений  $k_s$  и  $\Delta\varphi_s$  рассмотрено однофазное КЗ, так как данному режиму соответствует максимальная нагрузка от устройств РЗА на ТТ. В качестве  $I_{\text{кз внеш макс}}$  принимается значение тока в поврежденной фазе.

Коэффициент  $k_s$  и фазовый сдвиг  $\Delta\varphi_s$  определяются в зависимости от постоянной времени первичной сети и максимального тока внешнего КЗ (см. приложение Д, рис Д.1).

$$I_{\text{кз}}^* = \frac{I_{\text{кз внеш макс}}}{I_{\text{ном тт}}} \quad (6.11)$$

Где  $I_{\text{ном тт}}$  – номинальный ток рассматриваемого ТТ.

$$I_{\text{кз}}^* = \frac{1333}{2000} = 0,67 \text{ о. е.}$$

В соответствии с рис 6.1 данному расчетному режиму соответствуют значение  $k_s = 1,0$  и фазовый сдвиг  $\Delta\varphi_s = 1^\circ$  (расчетная точка А1) при нагрузке  $z_H = 0,25 \cdot z_{\text{ном}}$ .

$$I_{\text{нб кз внеш макс}} = 1333 \cdot \sqrt{1 + \frac{1}{1} \cdot \left(\frac{1}{1} - 2 \cdot \cos(1^\circ)\right)} = 22,7 \text{ А}$$

$$I_{\text{д отс}} = \frac{2 \cdot 22,7}{2000} = 0,0227 \text{ о. е.}$$

Минимально возможная для установки уставки:  $I_{\text{д отс}} = 2 \text{ о. е.}$

#### 6. Расчет тока начала торможения и коэффициента торможения на втором наклонном участке

Определение коэффициента искажения тормозного тока выполняется на рис. Д.2 (приложение Д) по полученной расчетной точке А1 ( $k_s = 1$ ;  $\Delta\varphi_s = 1^\circ$ ):  $k_{\text{СТ}} = 2$ .

Расчет тока начала торможения второго участка:

$$I_{s2} = \frac{k_{\text{СТ}} \cdot I_{\text{кз}}^* \cdot I_{\text{ном ТТ}}}{I_{\text{б}}} \quad (6.12)$$

$$I_{s2} = \frac{2 \cdot 0,67 \cdot 2000}{2000} = 1,34 \text{ о. е.}$$

Определение минимального значения коэффициента  $k_{\text{тэ отс}}$  по кривым (приложение Д, рис.Д.3)

$$k_{\text{тэ отс}} = 0,5.$$

Определение коэффициента торможения:

$$k_{\text{Т2}} = \frac{k_{\text{тэ отс}} - k_{\text{Т1}} \cdot \frac{I_{s2}}{I_{\text{Т отс}}}}{1 - \frac{I_{s2}}{I_{\text{Т отс}}}} \quad (6.13)$$

Где,  $I_{\text{Т отс}}$  – предельный тормозной ток, определяющийся по формуле:

$$I_{\text{Т отс}} = \frac{I_{\text{д отс}}}{k_{\text{тэ отс}}} \quad (6.14)$$

$$I_{\text{Т отс}} = \frac{2}{0,5} = 4 \text{ о. е.}$$

$$k_{\text{Т2}} = \frac{0,5 - 0,5 \cdot \frac{1,34}{4}}{1 - \frac{1,34}{4}} = 0,5 \text{ о. е.}$$

7. Расчет уставки срабатывания функции контроля обрыва цепи переменного тока:

$$I_{\text{КЗ}}^* = \frac{I_{\text{КЗ внеш макс}}}{I_{\text{НОМ ТТ}}} \quad (6.14)$$

$$I_{\text{Д КГТ уст}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{Нб}} \quad (6.15)$$

Где,  $k_{\text{отс}} = 1,5$  – коэффициент отстройки.

$$I_{\text{Д КГТ уст}} = 1,5 \cdot 0,15 = 0,225 \text{ о. е.}$$

Таблица 6.3 Параметры настройки ДЗЛ

Параметр настройки	РП 330 кВ Борей	ПС 330 кВ Лоухи
$T_a$ , мс (постоянная времени первичной сети)	23	22
Тип ТТ	ТТФ-330	СА 362
Номинальный первичный/вторичный ток первого ТТ (ТТ А)	2000/1	2000/1
Номинальный первичный/вторичный ток первого ТТ (ТТ В)	2000/1	2000/1
Тип характеристики торможения	Сумма модулей (в соответствии с рекомендациями ООО НПП «ЭКРА»	Сумма модулей (в соответствии с рекомендациями ООО НПП «ЭКРА»
Базисный ток ( $I_b$ ), А	2000 А	
Ток срабатывания ДЗЛ ( $I_{до}$ ), о.е.	0,333 о.е. / 666 А	
Дифференциальная токовая отсечка ( $I_{д отс}$ ) (не используется), о.е.	2 о.е. / 4000 А	
Коэффициент торможения на первом	0,5 о.е. / 0,3 В соответствии с рекомендациями ООО НПП	

Параметр настройки	РП 330 кВ Борей	ПС 330 кВ Лоухи
наклонном участке ( $k_{T1}$ ), о.е.	«ЭКРА», приведенными в документе ЭКРА.656323.037 Д7 в редакции 2.0 от 07.11.2018	
Ток начала торможения ( $I_{S2}$ ), о.е.	1,34 о.е. / 2680 А	
коэффициент торможения на втором наклонном участке ( $k_{T2}$ ), о.е.	0,5 о.е. / 0,3	
Уставка срабатывания функции контроля обрыва цепи переменного тока ( $I_{д кцт уст}$ ), о.е.	0,225 о.е. / 510 А	
Угол сектора блокирования	70° (по умолчанию) В соответствии с рекомендациями ООО НПП «ЭКРА», приведенными в документе ЭКРА.656323.037 Д7 в редакции 2.0 от 07.11.2018	
Примечание – уставки задаются одинаковыми для обоих полукомплектов ДЗЛ		

### Расчет ДЗ

Выполняется в соответствии с Руководящими указаниями № 7.

Расчет произведен в программе «АРМ СРЗА», приведен в приложении Е.

Таблица 6.4 Уставки ДЗ

Параметр	1 ступень	2 ступень	3 ступень	4 ступень
RY, Ом	27,7	47,3	80,3	205,9
XU, Ом	54,3	92,8	157,6	403,7
ФМЧ,°	82	82	82	82
Ф2,°	-15	-15	-15	-15
Ф3,°	115	115	115	115
Ф4,°	0	-	-	-
t, с	0	0,6	2,7	3

### Выбор уставок реле блокировки при качаниях

Расчет уставок реле блокировки при качаниях выполняется в соответствии с рекомендациями п.2.1.3.1 УДК 621.316.

Уставка чувствительного реле блокировки при качаниях по приращению тока обратной последовательности отстраивается от токов небаланса обратной последовательности, связанных с погрешностями ТТ при максимальном рабочем токе:

$$DI_{2\_чувст\_бк} = \frac{k_{зап} \cdot I_{2нб\_расч}}{k_{возв}} = 0,046 \cdot I_{макс.раб} \quad (6.17)$$

Где  $k_{зап} = 1,3$  – коэффициент запаса;

$k_{возв} = 0,95$  – коэффициент возврата;

$I_{макс.раб} = 788,9$  А – максимальное значение первичного тока защищаемой линии в режиме зимних минимальных нагрузок (приложение Ж таблица Ж.1).

$$DI_{2\_чувст\_бк} = 0,046 \cdot 788,9 = 36,3 \text{ А}$$

Ввиду того, что минимально возможная величина уставки чувствительного реле блокировки при качаниях по приращению тока обратной последовательности в микропроцессорном терминале типа БЭ2704 при  $k_{тт} = 2000/1$  А составляет 40 А, окончательно в качестве уставки принимаем:

$$DI_{2\_чувст\_бк} = 40 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности чувствительного реле блокировки при качаниях по приращению тока обратной последовательности:

$$k_{ч} = \frac{I_{2кз.д\_мин}}{DI_{2\_чувст\_бк}} \quad (6.18)$$

$I_{2кз.д\_мин} = 541$  А – минимальный ток обратной последовательности в месте установки защиты при двухфазном КЗ в зоне дальнего резервирования. При двухфазном КЗ на шинах 330 кВ ПС 330 кВ Княжегубская.

$$k_{ч} = \frac{541}{40} = 13,53 > 1,2$$

Уставка чувствительного реле по приращению тока прямой последовательности выбирается по большему из следующих расчетных условий:

- 1) Отстройка от наброса тока, например, при отключении обходной связи противоаварийной автоматикой во время качаний, когда может сработать реле сопротивления ДЗ:

$$DI_{1\_чувст\_бк} = k_{зап} \cdot \Delta I_{max} \quad (6.19)$$

Где  $k_{зап} = 1,3$  – коэффициент запаса;

$\Delta I_{max}$  – максимальный наброс тока.

- 2) Для отстройки от качаний и асинхронных режимов (при возможности их появления на линии):

$$DI_{1\_чувст\_бк} = k_{зап} \cdot I_{Kmax} = \frac{k_{зап} \cdot \pi}{K} \cdot \left( \frac{I_K}{T_S} \right) \quad (6.20)$$

Где  $k_{зап} = 1,3$  – коэффициент запаса;

$I_{Kmax}$  – скорость изменения тока при качаниях;

$I_K = 2440$  А – ток (действующее значение) при качаниях;

$K = 50 \frac{1}{с}$  – коэффициент пересчета уставки;

$T_S = 0,7$  – период качаний.

Для расчета выбирается режим, при котором отношение  $\frac{I_K}{T_S}$  наибольшее.

Уставка чувствительного реле по приращению тока прямой последовательности по условию отстройки от наброса тока:

$$\Delta I_{max} = I_2 - I_1 \quad (6.21)$$

Где  $I_2 = 476,2$  А – значение первичного тока в защищаемой линии (приложение Ж таблица Ж.2);

$I_1 = 275,1$  А - значение первичного тока в защищаемой линии (приложение Ж таблица Ж.3);



$$\Delta I_{max} = 476,2 - 275,1 = 201,1 \text{ А}$$

По формуле 6.19:

$$DI_{1\_чувст\_бк} = 1,3 \cdot 201,1 = 261,4 \text{ А}$$

По формуле 6.20:

$$DI_{1\_чувст\_бк} = \frac{1,3 \cdot 3,14}{50} \cdot \left( \frac{2440}{0,7} \right) = 285 \text{ А}$$

В качестве уставки принимаем большее из полученных значений – 285 А.

Коэффициент чувствительности чувствительного реле блокировки при качаниях по приращению тока прямой последовательности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{1\text{кз.д.мин}}}{DI_{1\_чувст\_бк}} \quad (6.22)$$

Где  $I_{1\text{кз.д.мин}} = 982 \text{ А}$  – минимальный ток прямой последовательности в месте установки защиты при трехфазном КЗ в зоне дальнего резервирования. При трехфазном КЗ на шинах 330 кВ ПС 330 кВ Князегубская.

$$k_{\text{ч}} = \frac{982}{285} = 3,45 > 1,2$$

Уставки грубых реле по приращению тока обратной и прямой последовательности выбираются в 2-3 раза большими соответствующих уставок чувствительных реле по приращению тока обратной и прямой последовательности:

$$DI_{2\text{груб\_бл}} = 3 \cdot DI_{2\_чувст\_бк} \quad (6.23)$$

$$DI_{1\text{груб\_бл}} = 3 \cdot DI_{1\_чувст\_бк} \quad (6.24)$$

$$DI_{2\text{груб\_бл}} = 3 \cdot 40 = 120 \text{ А}$$

$$DI_{1\text{груб\_бл}} = 3 \cdot 285 = 855 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности грубого реле блокировки при качаниях по приращению тока обратной последовательности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{2\text{кз.бл\_мин}}}{DI_{2\text{груб\_бл}}} \quad (6.25)$$

Где  $I_{2\text{кз.бл\_мин}} = 662 \text{ А}$  – минимальный ток обратной последовательности в месте установки защиты при двухфазном КЗ в зоне ближнего резервирования. При двухфазном КЗ на шинах 330 кВ ПС 330 кВ Лоухи.

$$k_{\text{ч}} = \frac{662}{120} = 5,52 > 1,2$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{1\text{кз.бл\_мин}}}{DI_{1\text{груб\_бл}}} \quad (6.26)$$

Где  $I_{1\text{кз.бл\_мин}} = 1226 \text{ А}$  – минимальный ток прямой последовательности в месте установки защиты при трехфазном КЗ в зоне ближнего резервирования. При трехфазном КЗ на шинах 330 кВ ПС 330 кВ Лоухи.

$$k_{\text{ч}} = \frac{1226}{825} = 1,49 > 1,2$$

В соответствии с рекомендациями п. 2.1.4 УДК 621.316 время ввода быстродействующих ступеней от чувствительных и грубых пусковых органов блокировки от качаний выбирается больше суммарного времени срабатывания быстродействующих защит и отключения выключателя (ликвидации КЗ).

$$t_{\text{ВВ.б.ст.БКчув}} = t_{\text{ВВ.б.ст.БКгр}} = T_{\text{с.з.}} = t_{\text{с.з.}} + t_{\text{уров}} + t_{\text{о.в.}} + t_{\text{зап.}} \quad (6.27)$$

Где  $T_{\text{с.з.}}$  – суммарное время срабатывания быстродействующих защит и отключение выключателя (ликвидации КЗ).

$t_{\text{с.з.}} = 0,025 \text{ с}$  – время срабатывания быстродействующей защиты, принимаемое в соответствии с п. 1.4.2.12 ЭКРА.656453.039-21 РЭ;

$t_{уров} = 0,25$  с – время срабатывания УРОВ;

$t_{о.в.} = 0,05$  с – полное время отключения выключателя;

$t_{зап.} = 0,1$  с – время запаса;

В соответствии с п. 1.4.2.12 ЭКРА.656453.039-21 РЭ время срабатывания реле сопротивления шкафа ШЭ2710 591591 не превышает 0,025 с.

$$T_{с.з.} = 0,025 + 0,25 + 0,05 + 0,1 = 0,43 \text{ с}$$

Ввиду того, что дискретность ввода уставок в МПТ типа БЭ2704 305 составляет 0,1 с, окончательно в качестве уставки принимаем 0,5 с.

В соответствии с рекомендациями п. 2.1.4 УДК 621.316 время ввода медленнодействующих ступеней от блокировки от качаний выбирается больше времени срабатывания самой медленнодействующей из используемых ступеней.

В соответствии с таблицей 6.2. выдержка времени четвертой ступени ДЗ принимается равной 3 с. Окончательно в качестве уставки времени ввода медленнодействующих ступеней от блокировки от качаний принимаем 3,3 с.

Таблица 6.5 Уставки реле блокировки при качаниях

$DI_{2\_чувст\_бк}$	$DI_{1\_чувст\_бк}$	$DI_{2\_груб\_бл}$	$DI_{1\_груб\_бл}$	$T_{с.з.}$	время ввода медленнодействующих ступеней от блокировки от качаний
<b>A</b>	<b>A</b>	<b>A</b>	<b>A</b>	<b>с</b>	<b>с</b>
40	285	120	855	0,5	3,3

### Расчет ТЗНП

Расчет произведен в программе АРМ СРЗА, приведен в приложении 3.

Таблица 6.6 Уставки ТЗНП

Параметр	1 ступень	2 ступень	3 ступень	4 ступень
I, А	2606	670	523	100
t, с	0	1,2	2	4,1

## Расчет уставок реле направления мощности нулевой последовательности

Расчет уставок реле направления мощности нулевой последовательности выполняется в соответствии с рекомендациями п.2.2.2 УДК 621.316.

Первичный ток срабатывания разрешающего реле выбирается по условию отстройки от суммарного тока небаланса нулевой последовательности в максимальном нагрузочном режиме:

$$I_{0\text{ср}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot (k_{\text{нб}} \cdot I_{\text{нагр.макс}} + 3I_{0\text{нр}}) \quad (6.28)$$

Расчет данного параметра выполнен в таблице 6.4

Таблица 6.7 Расчет  $I_{0\text{ср}}$  в ПК «АРМ СРЗА»

Расч условие	имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
НАГРУЗКА	УСТ	55			КН=1.25 КВ=0.9 КНБ=0.05 JH=789	

$$I_{0\text{ср}} = 55 \text{ A}$$

Ввиду того, что минимально возможная величина уставки срабатывания разрешающего реле направления мощности нулевой последовательности в МПТ типа БЭ2704 в первичных величинах составляет 80 А (для ТТ с КТТ=200/1 А), окончательно в качестве уставки принимаем:

$$I_{0\text{ср}} = 80 \text{ A}$$

Проверка чувствительности по току:

$$k_{\text{чI}} = \frac{3I_{0\text{min}}}{I_{0\text{ср}}} \geq 1,2 \quad (6.29)$$

Где  $3I_{0\text{min}} = 197 \text{ A}$  – минимальное значение периодической составляющей утроенного начального первичного тока нулевой

последовательности, проходящего в месте установки защиты при расчетном виде КЗ на землю в расчетном режиме.

$$k_{\text{чI}} = \frac{197}{80} = 2,46 > 1,2 \quad (\text{условие выполняется})$$

Первичное напряжение срабатывания выбирается по условию отстройки от напряжения небаланса и напряжения, обусловленного несимметрией в нормальном нагрузочном режиме:

$$U_{\text{оср}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot \left( U_{\text{онб}} \cdot \frac{n_{\text{тн}}}{\sqrt{3}} + 3U_{\text{онр}} \right) \quad (6.30)$$

Где,  $k_{\text{отс}} = 1,25$  – коэффициент отстройки;

$k_{\text{в}} = 0,9$  – коэффициент возврата по напряжению;

$U_{\text{онб}} = (2 - 3) \text{ В}$  – вторичное напряжение небаланса на реле, определяемое погрешностью измерения трансформатора напряжения; [25]

$n_{\text{тн}}$  – коэффициент трансформации ТН, принимается равным 3300;

$3U_{\text{онр}} = 0$  – утроенное первичное напряжение нулевой последовательности, обусловленное несимметрией в системе.

$$U_{\text{оср}} = \frac{1,25}{0,9} \cdot 3 \cdot \frac{3300}{\sqrt{3}} = 7,94 \text{ кВ}$$

Проверка чувствительности по напряжению:

$$k_{\text{чи}} = \frac{3U_{\text{0мин}}}{U_{\text{оср}}} \geq 1,2 \quad (6.31)$$

Где  $3U_{\text{0мин}} = 18,15 \text{ кВ}$  – утроенное минимальное значение периодической составляющей первичного напряжения нулевой последовательности, проходящего через защиту при КЗ на землю;

$$k_{\text{чи}} = \frac{18,15}{7,94} = 2,29 > 1,2 \quad (\text{условие выполняется})$$

Ток срабатывания блокирующего реле направления мощности выбирается меньше, чем ток срабатывания реле тока наиболее чувствительной ступени ТЗНП, но не менее 80 А для  $K_{\text{тт}}=2000/1 \text{ А}$ :

$$I_{0\text{бл}} = \frac{3I_0}{k_{\text{отс}}} \quad (6.32)$$

Где  $3I_0 = 100 \text{ А}$  – ток срабатывания реле тока наиболее чувствительной ступени ТЗНП;

$k_{\text{отс}} = 1,2$  – коэффициент отстройки.

$$I_{0\text{бл}} = \frac{100}{1,2} = 83,33 \text{ А}$$

Уставка блокирующего реле направления мощности по напряжению срабатывания выбирается так же, как и для разрешающего:

$$U_{0\text{бл}} = U_{0\text{ср}} = 7,94 \text{ кВ}$$

Таблица 6.8 Уставки реле направления мощности

$I_{0\text{ср}}, \text{ А}$	$U_{0\text{ср}}, \text{ кВ}$	$I_{0\text{бл}}, \text{ А}$	$U_{0\text{бл}}, \text{ кВ}$
80	7,94	83,33	7,94

Выдержки времени срабатывания ДЗ и ТЗНП при автоматическом и оперативном ускорениях

В соответствии с п. Б2.2.5 СТО 56947007-29,120,70,200-2015 задержка на срабатывание автоматического ускорения определяется согласно выражению:

$$t_{\text{ау}} = t_{\text{в.разн}} + \Delta t \quad (6.34)$$

Где,  $t_{\text{в.разн}}$  – время разновременности включения фаз выключателя.

Для ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи № 1 со стороны РП 330 кВ Борей применяются выключатели В322 и В320 типа HPL420B2 (ABB) и 3AP2FI (Siemens) соответственно. Согласно паспортным данным для выключателей HPL420B2 (ABB) и 3AP2FI (Siemens) время разновременности включения фаз составляет 0,004 с и 0,005 с.

$\Delta t$  – степень надежности, принимается равной (0,1 – 0,2) с.

$$t_{\text{ау}} = 0,005 + 0,2 = 0,205 \text{ с}$$

Ввиду того, что дискретность ввода уставок в МПТ типа БЭ2704 составляет 0,01 с, окончательно в качестве уставки принимаем  $t_{ay} = 0,21$  с.

При этом для возможности исключения ложной работы защит при внешних КЗ выдержку времени на срабатывания ДЗ и ТЗНП при оперативном ускорение принимаем равной 0,3 с.

Таблица 6.9 Уставки выдержек времени

$t_{ay}, c$	$t_{oy}, c$
0,21	0,3

### Токовая отсечка

Расчет уставок токовой отсечки выполняется в соответствии с рекомендациями п. 2.3 УДК 621.316.

Таблица 6.10 Расчет ТО в ПК «АРМ СРЗА»

ЭЛ Защита 39312 Ветвь 5026-5023 Узел				Тип МФТЗ КТТ 2000/1 КТН 3300		ПС РП 330 кВ Борей Ступень 1	
Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины	
ОТСТРОЙКА	УСТ УСТ_ U	2544 117.2	1.30 1.30	ВИД-КЗ ABC 3931/5026/502 L=0.85 УЗП=Р	ЭЛ 395 493	IA=1957 -90 UBC=152.32 -100	
	УСТ УСТ_ U	2332 126.6	1.30 1.30	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 502	ЭЛ 395 493	IA=1794 -90 UAB=164.63 20	
НАГРУЗКА МФТЗ_М	УСТ	3480			КН=1.30 КВРТ=0.95 JH=2543		
ЧУВСТВИ- НОСТЬ	УСТ КСХ РТ	3480 1.00 ABC	1.49	ВИД-КЗ ABC 5026-502,0.000		IC=5194 -83 Ip=5194 -83	

Принимаем уставку  $I=3480$  А, так как обеспечивается требуемая чувствительность ( $k_{\text{ч}} > 1,2$ ). Время срабатывания  $t=0$  с.

## 6.2. Расчет параметров релейной защиты для остальных ЛЭП

### 1. ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи № 2

Таблица 6.11 Параметры настройки ДЗЛ

Параметр настройки	РП 330 кВ Борей	ПС 330 кВ Лоухи
$T_a$ , мс (постоянная времени первичной сети)	23	22
Тип ТТ	ТГФ-330	СА 362
Номинальный первичный/вторичный ток первого ТТ (ТТ А)	2000/1	2000/1
Номинальный первичный/вторичный ток первого ТТ (ТТ В)	2000/1	2000/1
Тип характеристики торможения	Сумма модулей (в соответствии с рекомендациями ООО НПП «ЭКРА»	Сумма модулей (в соответствии с рекомендациями ООО НПП «ЭКРА»
Базисный ток ( $I_G$ ), А	2000 А	
Ток срабатывания ДЗЛ ( $I_{до}$ ), о.е.	0,29 о.е. / 580 А	
Дифференциальная токовая отсечка ( $I_{дотс}$ ) (не используется), о.е.	2 о.е. / 4000 А	
Коэффициент торможения на первом наклонном участке ( $k_{т1}$ ), о.е.	0,5 о.е. / 0,3 В соответствии с рекомендациями ООО НПП «ЭКРА», приведенными в документе ЭКРА.656323.037 Д7 в редакции 2.0 от 07.11.2018	
Ток начала торможения ( $I_{s2}$ ), о.е.	1,34 о.е. / 2680 А	
коэффициент торможения на втором наклонном участке ( $k_{т2}$ ), о.е.	0,5 о.е. / 0,3	
Уставка срабатывания функции контроля обрыва цепи переменного тока ( $I_{дкцтуст}$ ), о.е.	0,17 о.е. / 340 А	
Угол сектора блокирования	70° (по умолчанию) В соответствии с рекомендациями ООО НПП «ЭКРА», приведенными в документе	



<b>Параметр настройки</b>	<b>РП 330 кВ Борей</b>	<b>ПС 330 кВ Лоухи</b>
	ЭКРА.656323.037 Д7 в редакции 2.0 от 07.11.2018	
Примечание – уставки задаются одинаковыми для обоих полукомплектов ДЗЛ		

Таблица 6.12 Уставки ДЗ

Параметр	1 ступень	2 ступень	3 ступень	4 ступень
<b>RY, Ом</b>	23,9	40,9	69,2	176,3
<b>XУ, Ом</b>	47,1	80,3	136,3	347,3
<b>ФМЧ,°</b>	83	83	82	83
<b>Ф2,°</b>	-15	-15	-15	-15
<b>Ф3,°</b>	115	115	115	115
<b>Ф4,°</b>	0	-	-	-
<b>t, с</b>	0	0,6	2,7	3

Таблица 6.13 Уставки реле блокировки при качаниях

<b>DI<sub>2</sub>чувст_бк</b>	<b>DI<sub>1</sub>чувст_бк</b>	<b>DI<sub>2</sub>груб_бл</b>	<b>DI<sub>1</sub>груб_бл</b>	<b>T<sub>с.з.</sub></b>	<b>время ввода медленнодействую щих ступеней от блокировки от качаний</b>
<b>A</b>	<b>A</b>	<b>A</b>	<b>A</b>	<b>с</b>	<b>с</b>
40	304,3	120	912,9	0,5	3,3

Таблица 6.14 Уставки ТЗНП

<b>1 ступень</b>		<b>2 ступень</b>		<b>3 ступень</b>		<b>4 ступень</b>	
<b>I, A</b>	<b>t, с</b>	<b>I, A</b>	<b>t, с</b>	<b>I, A</b>	<b>t, с</b>	<b>I, A</b>	<b>t, с</b>
2646	0	652	1,2	509	2	100	4,1

Таблица 6.15 Уставки реле направления мощности

<b>I<sub>0ср</sub>, A</b>	<b>U<sub>0ср</sub>, кВ</b>	<b>I<sub>0бл</sub>, A</b>	<b>U<sub>0бл</sub>, кВ</b>
80	7,94	83,33	7,94

Таблица 6.16 Выдержки времени срабатывания ДЗ и ТЗНП

<b>t<sub>ay</sub>, с</b>	<b>t<sub>oy</sub>, с</b>
0,21	0,3

Таблица 6.17 Уставки ТО

<b>I, с</b>	<b>t, с</b>
3251	0

## 2. ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Борей №1

Таблица 6.18 Параметры настройки ДЗЛ

Параметр настройки	РП 330 кВ Борей	Путкинская ГЭС
$T_a$ , мс (постоянная времени первичной сети)	26	26
Тип ТТ	ТГФ-330	ТФУМ 330А-У1
Номинальный первичный/вторичный ток первого ТТ (ТТ А)	2000/1	2000/1
Номинальный первичный/вторичный ток первого ТТ (ТТ В)	-	-
Тип характеристики торможения	Сумма модулей (в соответствии с рекомендациями ООО НПП «ЭКРА»	Сумма модулей (в соответствии с рекомендациями ООО НПП «ЭКРА»
Базисный ток ( $I_b$ ), А	2000 А	
Ток срабатывания ДЗЛ ( $I_{до}$ ), о.е.	0,33 о.е. / 660 А	
Дифференциальная токовая отсечка ( $I_{дотс}$ ) (не используется), о.е.	2 о.е. / 4000 А	
Коэффициент торможения на первом наклонном участке ( $k_{т1}$ ), о.е.	0,5 о.е. / 0,3 В соответствии с рекомендациями ООО НПП «ЭКРА», приведенными в документе ЭКРА.656323.037 Д7 в редакции 2.0 от 07.11.2018	
Ток начала торможения ( $I_{s2}$ ), о.е.	4,62 о.е. / 9240 А	
коэффициент торможения на втором наклонном участке ( $k_{т2}$ ), о.е.	0,5 о.е. / 0,3	
Уставка срабатывания функции контроля обрыва цепи переменного тока	0,12 о.е. / 240 А	

Параметр настройки	РП 330 кВ Борей	Путкинская ГЭС
$(I_{д\ кцт\ уст})$ , о.е.		
Угол сектора блокирования	70° (по умолчанию) В соответствии с рекомендациями ООО НПП «ЭКРА», приведенными в документе ЭКРА.656323.037 Д7 в редакции 2.0 от 07.11.2018	
Примечание – уставки задаются одинаковыми для обоих полукомплектов ДЗЛ		

Таблица 6.19 Уставки ДЗ

Параметр	1 ступень	2 ступень	3 ступень
<b>RY, Ом</b>	Полученная уставка меньше минимального значения уставки, которую позволяет выставить МПТ при заданных Ктт и Ктн, поэтому данная ступень не используется.	19,5	130,1
<b>XУ, Ом</b>		38,3	255,1
<b>ФМЧ,°</b>		82	82
<b>Ф2,°</b>		-15	-15
<b>Ф3,°</b>		115	115
<b>Ф4,°</b>		-	-
<b>t, с</b>		0,6	2,7

Таблица 6.20 Уставки реле блокировки при качаниях

$DI_{2\_чувст\_бк}$	$DI_{1\_чувст\_бк}$	$DI_{2\_груб\_бл}$	$DI_{1\_груб\_бл}$	$T_{с.з.}$	время ввода медленнодействующих ступеней от блокировки от качаний
<b>A</b>	<b>A</b>	<b>A</b>	<b>A</b>	<b>с</b>	<b>с</b>
40	813,8	120	2441,4	0,5	3

Таблица 6.21 Уставки ТЗНП

1 ступень		2 ступень		3 ступень		4 ступень	
I, A	t, с	I, A	t, с	I, A	t, с	I, A	t, с
Не используется, так как не обеспечивается требуемая чувствительность.		1704	0,6	298	2	100	4,1

Таблица 6.22 Уставки реле направления мощности

$I_{0cp}$ , A	$U_{0cp}$ , кВ	$I_{0бл}$ , A	$U_{0бл}$ , кВ
---------------	----------------	---------------	----------------

80	7,94	83,33	7,94
----	------	-------	------

Таблица 6.23 Выдержки времени срабатывания ДЗ и ТЗНП

$t_{ay}, c$	$t_{oy}, c$
0,21	0,3

Таблица 6.24 Уставки ТО

$I, c$	$t, c$
Не используется, так как не обеспечивается требуемая чувствительность, следовательно, ТО не эффективна.	

### 3. ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Борей №2

Таблица 6.25 Параметры настройки ДЗЛ

Параметр настройки	РП 330 кВ Борей	Путкинская ГЭС
$T_a$ , мс (постоянная времени первичной сети)	26	26
Тип ТТ	ТГФ-330	ТФУМ 330А-У1
Номинальный первичный/вторичный ток первого ТТ (ТТ А)	2000/1	2000/1
Номинальный первичный/вторичный ток первого ТТ (ТТ В)	2000/1	-
Тип характеристики торможения	Сумма модулей (в соответствии с рекомендациями ООО НПП «ЭКРА»)	Сумма модулей (в соответствии с рекомендациями ООО НПП «ЭКРА»)
Базисный ток ( $I_6$ ), А	2000 А	
Ток срабатывания ДЗЛ ( $I_{до}$ ), о.е.	0,33 о.е. / 660 А	
Дифференциальная токовая отсечка ( $I_{дотс}$ ) (не используется), о.е.	2 о.е. / 4000 А	
Коэффициент торможения на первом наклонном участке ( $k_{т1}$ ), о.е.	0,5 о.е. / 0,3 В соответствии с рекомендациями ООО НПП «ЭКРА», приведенными в документе ЭКРА.656323.037 Д7 в редакции 2.0 от 07.11.2018	
Ток начала торможения ( $I_{s2}$ ), о.е.	4,86 о.е. / 9720 А	

Параметр настройки	РП 330 кВ Борей	Путкинская ГЭС
коэффициент торможения на втором наклонном участке ( $k_{T2}$ ), о.е.	0,5 о.е. / 0,3	
Уставка срабатывания функции контроля обрыва цепи переменного тока ( $I_{Д КЦТ УСТ}$ ), о.е.	0,12 о.е. / 240 А	
Угол сектора блокирования	70° (по умолчанию) В соответствии с рекомендациями ООО НПП «ЭКРА», приведенными в документе ЭКРА.656323.037 Д7 в редакции 2.0 от 07.11.2018	
Примечание – уставки задаются одинаковыми для обоих полукомплектов ДЗЛ		

Таблица 6.26 Уставки ДЗ

Параметр	1 ступень	2 ступень	3 ступень
$R_Y$ , Ом	Полученная уставка меньше минимального значения уставки, которую позволяет выставить МПТ при заданных Ктт и Ктн, поэтому данная ступень не используется.	19,8	129,5
$X_Y$ , Ом		38,6	254
$\Phi_{MЧ}$ , °		81	82
$\Phi_2$ , °		-15	-15
$\Phi_3$ , °		115	115
$\Phi_4$ , °		-	-
t, с		0,6	2,3

Таблица 6.27 Уставки реле блокировки при качаниях

$DI_{2\_чувст\_бк}$	$DI_{1\_чувст\_бк}$	$DI_{2\_груб\_бл}$	$DI_{1\_груб\_бл}$	$T_{с.з.}$	время ввода медленнодействующих ступеней от блокировки от качаний
А	А	А	А	с	с
40	616,2	120	1848,6	0,5	3

Таблица 6.28 Уставки ТЗНП

1 ступень		2 ступень		3 ступень		4 ступень	
I, А	t, с	I, А	t, с	I, А	t, с	I, А	t, с
Не используется, так		1706	0,6	301	2	100	4,1

как не обеспечивается требуемая чувствительность.						
---	--	--	--	--	--	--

Таблица 6.29 Уставки реле направления мощности

$I_{0\text{ср}}, \text{A}$	$U_{0\text{ср}}, \text{кВ}$	$I_{0\text{бл}}, \text{A}$	$U_{0\text{бл}}, \text{кВ}$
80	7,94	83,33	7,94

Таблица 6.30 Выдержки времени срабатывания ДЗ и ТЗНП

$t_{\text{ay}}, \text{с}$	$t_{\text{oy}}, \text{с}$
0,21	0,3

Таблица 6.19 Уставки ТО

$I, \text{с}$	$t, \text{с}$
Не используется, так как не обеспечивается требуемая чувствительность, следовательно, ТО не эффективна.	

## Заключение

Основной целью данной работы являлось проектирование устройств релейной защиты для ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи №1, ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи №2, ВЛ 330 кВ Борей – Путкинская ГЭС №1 и ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС №2. Для достижения данной цели были решены следующие задачи:

1. Проведен анализ «тяжелых» схемно-режимных и режимно-балансовых ситуаций одноцепного транзита 330 кВ ПС 330 кВ Лоухи – Путкинская ГЭС – Ондская ГЭС, таких как зимний режим максимальных нагрузок при нормативном возмущении с отключением ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Лоухи №1 в нормальной схеме (рассматриваемое контролируемое сечение «Ленинград - Карелия») и летнего режима максимальных нагрузок при нормативном возмущении с отключением ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск (рассматривается контролируемое сечение «Ленинград – Карелия») или ВЛ 330 кВ Кондопога – Петрозаводск (рассматривается контролируемое сечение «Петрозаводск–Кондопога») в единичной схеме ремонта ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Лоухи №1.

Эти режимы нарушают нормальную работу энергосистемы. Для исключения данных «тяжелых» схемно-режимных и режимно-балансовых ситуаций производится строительство второй цепи северного транзита 330 кВ.

Так же данный транзит поможет решить проблемы запертой мощности в Кольской энергосистеме, выдаваемой Кольской АЭС, то есть увеличит пропускную способность. И повысит надежность связи Кольской, Карельской и Ленинградской энергосистем с единой энергосистемой России.

2. Изучены два типа аппаратной реализации устройств релейной защиты: на электромеханической и микропроцессорной базе. Рассмотрены их достоинства и недостатки и указаны будущие перспективы устройств релейной защиты. На сегодняшний день трансформация электроэнергетики влияет и на совершенствование устройств релейной защиты. Хотя и замена

устройств на электромеханической базе происходит медленно, но по истечению срока их эксплуатации постепенно будет происходить их вытеснение в связи с возросшими нормативными требованиями. Стимулирует переход на микропроцессорные устройства релейной защиты проект «Цифровая энергетика», в рамках которого предусматривается устройствами, возможностью передачи и обмена информацией с другими цифровыми устройствами, такими как АСУ ТП (автоматизированная система управления технологическим процессом), операционно-информационные комплексы, предлагается внедрение средств дистанционного управления.

Замена электромеханических устройств РЗ может снизить неправильную работу РЗ при условии соответствующей подготовки персонала, потому что чаще неправильная работа РЗ связана с ошибками персонала.

3. На основе проведенных исследований для ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи №1, ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи №2, ВЛ 330 кВ Борей – Путкинская ГЭС №1 и ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС №2 выбраны устройства релейной защиты на микропроцессорной базе производителя ООО НПП «ЭКРА», что соответствует современным трендам в отечественной энергетике, связанным с приказом Минпромторга России по импортозамещению, а так же проекту по цифровизации энергетике.

Для ВЛ 330 кВ предусматриваются два комплекта защит. Оба комплекта выполняются в составе шкафа ШЭ 2710 591591 на базе МПТ БЭ 2704 305 производства ООО НПП «Экра» с реализацией функций дифференциальной защиты линии, дистанционной защиты, токовой защиты нулевой последовательности и токовой отсечкой.

Так же произведен расчет вторичных цепей трансформатора тока и расчет времени до насыщения трансформатора тока аналитическим и графическим методом.

4. Проведен расчет и выбор параметров срабатывания релейной защиты для ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи №1, ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи №2, ВЛ



330 кВ Борей – Путкинская ГЭС №1 и ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС №2, и проведена проверка чувствительность параметров срабатывания. При расчетах использовался программный комплекс «АРМ СРЗА». Что позволило овладеть практическими навыками работы с современными программными комплексами.

Релейная защита является одним из важнейших устройств, при проектировании электроэнергетических систем.

Выбор аппаратной реализации устройств релейной защиты и расчет параметров срабатывания релейной защиты, произведённый в ходе данной работы может быть использован при проектировании устройств релейной защиты для второй цепи одноцепного участка северного транзита.

## Список литературы

1. Библия электрика [Текст]: ПУЭ (шестое и седьмое издание, все действующие разделы); ПОТ; ПТЭ. – Новосибирск: Норматика, 2018. – 672 с.
2. Распоряжение Главы Республики Карелия от 30 апреля 2019 года N 220-р «Об утверждении Программы перспективного развития электроэнергетики Республики Карелия на период до 2023 года» [Электронный источник] / docs2.kodeks.ru (дата обращения 05.05.2020).
3. Приказ Минэнерго России от 13 февраля 2019 года №101 «Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики».
4. Указ Президента Российской Федерации от 07.05.2018 года № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года».
5. СТО 56947007-29.120.70.200-2015 «Методические указания по расчету и выбору параметров настройки (уставок) микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики производства ООО НПП «Экра», «ABB», «GE Multilin» и «ALSTOM Grid»/ «Areva» для воздушных и кабельных линий с односторонним питанием напряжением 110-330 кВ».
6. СТО ДИВГ-058-2017 «Расчет токов коротких замыканий и замыканий на землю в распределительных сетях» от 23.03.2018.
7. ГОСТ Р 58669 - 2019. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. - Москва: Стандартиформ, 2020. - 62 с.

8. Чернобровов Н.В. Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. - 5-е издание, перераб. и доп. М., "Энергия", 1974. - 680с.
9. Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем: Учебное пособие для вузов. - 2-е издание, перераб. и доп. - М., Энергоатомиздат, 1992. - 528 с.
10. РД 153-34.0-35.648-01 от 28.08.2001 года «Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующийся устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем».
11. РД 34.35.310-97 от 01.01.1997 года «Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем».
12. Приложения №1 к протоколу Правления ОАО «Россети» от 22.06.2015 года № 356пр «Концепция развития релейной защиты и автоматики электросетевого комплекса».
13. Кузьмин И.Л. Микропроцессорные устройства релейной защиты: учебное пособие / сост.: И.Л. Кузьмин, И.Ю. Иванов, Ю.В. Писковацкий. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2015. – 310 с
14. Ершов, А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 4: Защита электрических сетей и электроустановок напряжением 6–10–110–220 кВ: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2015. – 152 с.
15. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учеб.для вузов по спец. «Электроснабжение». – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш.шк., 1991. – 496 с.: ил
16. Дьяков А.Ф. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем: учеб.пособие для вузов/ А.Ф.

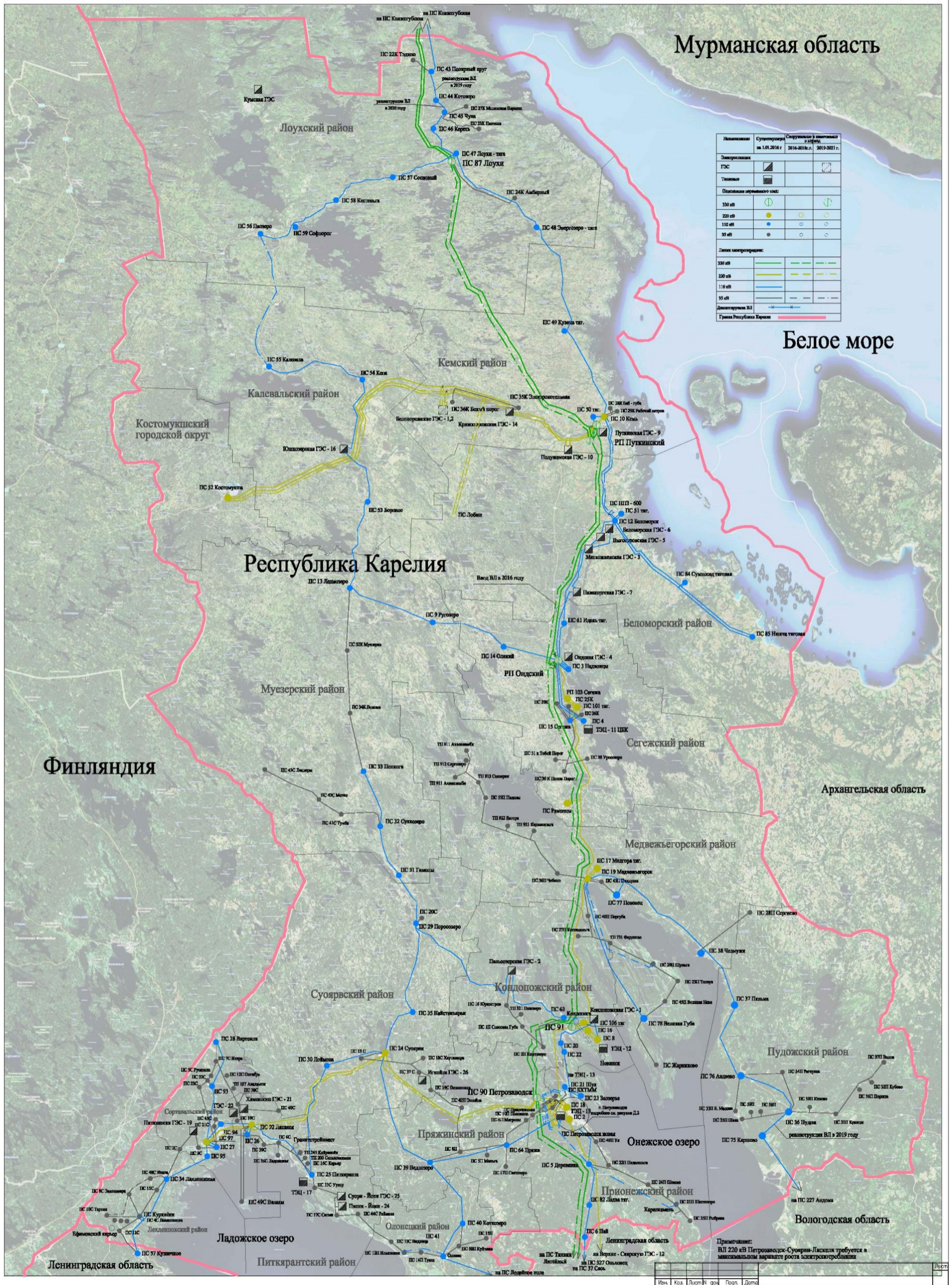
- Дьяков, Н.И. Овчаренко. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 336 с.: ил
17. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.: ил.
18. ЭКРА.656323.037 Д7 в редакции 2.0 от 07.11.2018 «Рекомендации по выбору уставок функции продольной дифференциальной защиты линии электропередачи (ДЗЛ), используемой в терминалах БЭ 2704 09х, БЭ2704 59х, БЭ2502Б 21хх и в шкафах серии ШЭ2607 09х, ШЭ2710 59х, ШЭ2607 29х».
19. УДК 621.316 «Рекомендации по расчету уставок резервных защит ЛЭП ВН на базе шкафов НПП «ЭКРА»», Версия 18.
20. Руководящие указания № 7 «Дистанционная защита линий 35-330 кВ».
21. Руководящие указания № 12 «Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110-500 кВ»
22. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М.: Энергия, 1970. – 514 с
23. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-98. - М., Изд. НЦ ЭНАС, 2004г.
24. Г. Циглер. Цифровые устройства дифференциальной защиты. / Под ред. Дьякова А.Ф. – Нюрнберг: Энергоиздат, 2005. – 273 с.
25. Вавин В.Н. Трансформаторы напряжения и их вторичные цепи / В.Н, Вавин; ред. Г.Г. Родин. – Москва: Энергия, 1957. – 105 с.
26. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для студ. сред. проф. образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. - 4-е изд., стер. - М.: Издательский центр "Академия", 2007. - 448 с.
27. Шабад М.А. Трансформаторы тока в схемах релейной защиты. Часть первая. Экспериментальная и расчетная проверка: конспект

- лекций. - Санкт-Петербург.: Издание Петербургского энергетического института повышения квалификации руководящих работников и специалистов Минтопэнерго РФ, 1995. - 39 с.
28. Карелиястат: [Электронный ресурс] // Федеральная служба государственной статистики. М., 1999-2020. URL: [krl.gks.ru](http://krl.gks.ru) (Дата обращения 05.05.2020)
29. Главное управление по Республике Карелия // МЧС России URL: [krl.gks.ru](http://krl.gks.ru) (дата обращения: 05.05.2020).
30. Россети ФСК ЕЭС [Электронный ресурс]. – 2007-2020. URL: [fsk-ees.ru](http://fsk-ees.ru) (Дата обращения 09.05.2020)
31. План мероприятий по импортозамещению в отрасли энергетического машиностроения, электротехнической и кабельной промышленности Российской Федерации [Текст]: приказ Минпромторга России от 16.04.2019 № 1327 // Официальный сайт Министерства промышленности и торговли Российской Федерации. – 2019.



Приложение А

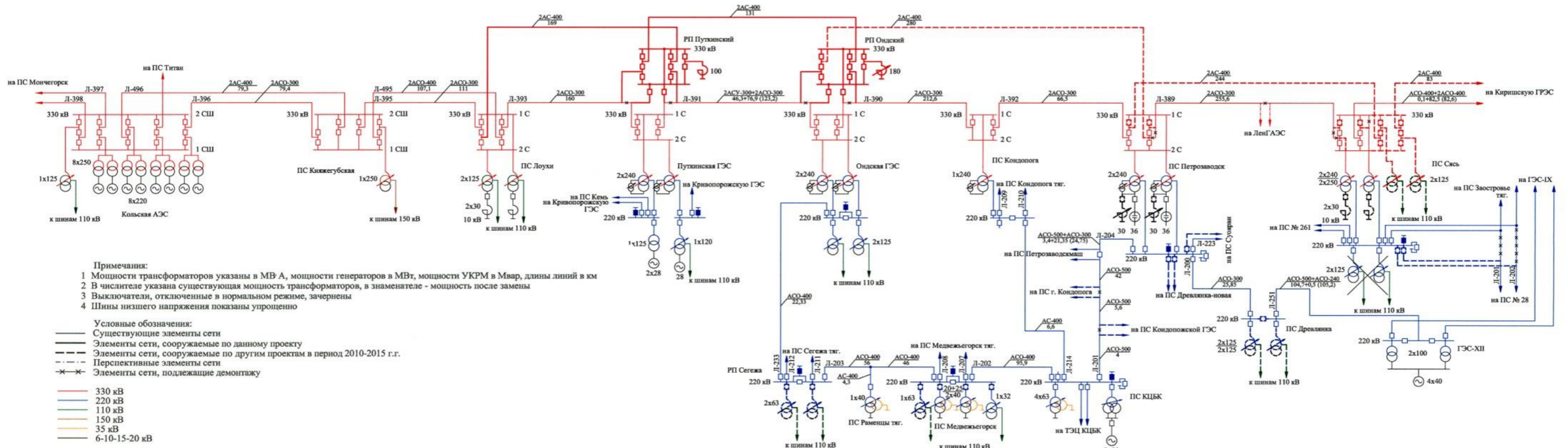
Карта - схема электрических сетей 35 - 330 кВ Республики Карелия



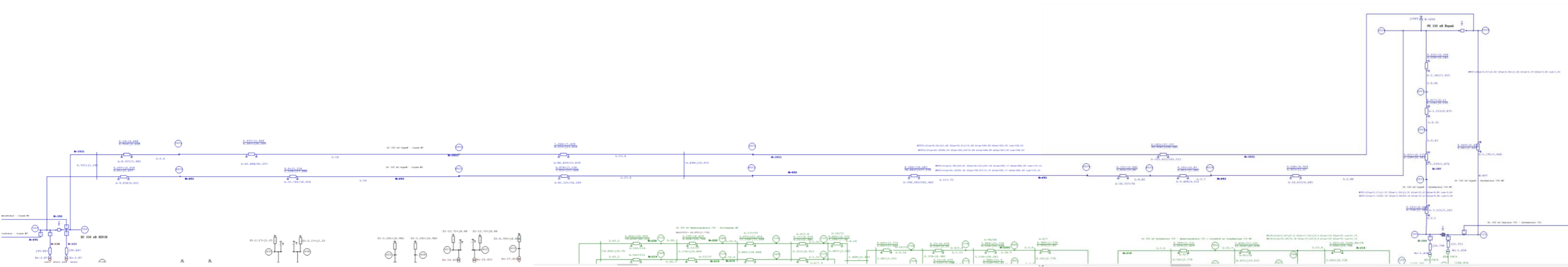


## Приложение Б

### Схема присоединения вводимых объектов в связи со строительством Северного транзита 330 кВ



Приложение В  
Схема из ПК «АРМ СРЗА» для основных расчетов





## Приложение Г

Таблица Г.1. Параметры трансформатора тока

Наименование технических характеристик		Значение характеристики
<b>Тип</b>		<b>ТГФ-330</b>
1. Основные технические характеристики:		
1.1.	Номинальное рабочее фазное напряжение, кВ	330/ $\sqrt{3}$
1.2.	Наибольшее рабочее фазное напряжение, кВ	363/ $\sqrt{3}$
1.3.	Номинальная частота, Гц	50
1.4.	Номинальный ток первичной обмотки, А	2000
1.5.	Допустимая перегрузка по первичному току, при котором сохраняется заявленный класс точности для измерительных обмоток, при температуре окружающей среды до +40°C, %	20
2. Требования к стойкости при сквозных токах короткого замыкания:		
2.1.	Ток термической стойкости, кА	16
2.2.	Время действия термической стойкости, с	3
2.3.	Ток электрической стойкости, кА	41
3. Характеристики вторичных обмоток		
3.1.	Количество вторичных обмоток	6
3.2.	Номинальный первичный ток, А	2000
3.3.	Номинальный вторичный ток, А	1
3.4.	Параметры вторичных обмоток	
Обмотка №1 – АИИС КУЭ	Класс точности, %	0,2S
	Номинальная нагрузка, В·А	15
Обмотка №2 – измерение	Класс точности, %	0,2
	Номинальная нагрузка, В·А	15
Обмотка №3 – защита	Класс точности, %	10P
	Номинальная нагрузка, В·А	20
Обмотка №4 – защита	Класс точности, %	10P
	Номинальная нагрузка, В·А	20
Обмотка №5 – защита	Класс точности, %	10P
	Номинальная нагрузка, В·А	20

<b>Наименование технических характеристик</b>		<b>Значение характеристики</b>
Обмотка №6 – защита	Класс точности, %	10P
	Номинальная нагрузка, В·А	20
Номинальная предельная кратность вторичных обмоток для защиты		30

Примечание: данные предоставлены специалистами филиала АО «СО ЕЭС» Карельское РДУ.

## Приложение Д

### Графики для расчета параметров срабатывания ДЗЛ

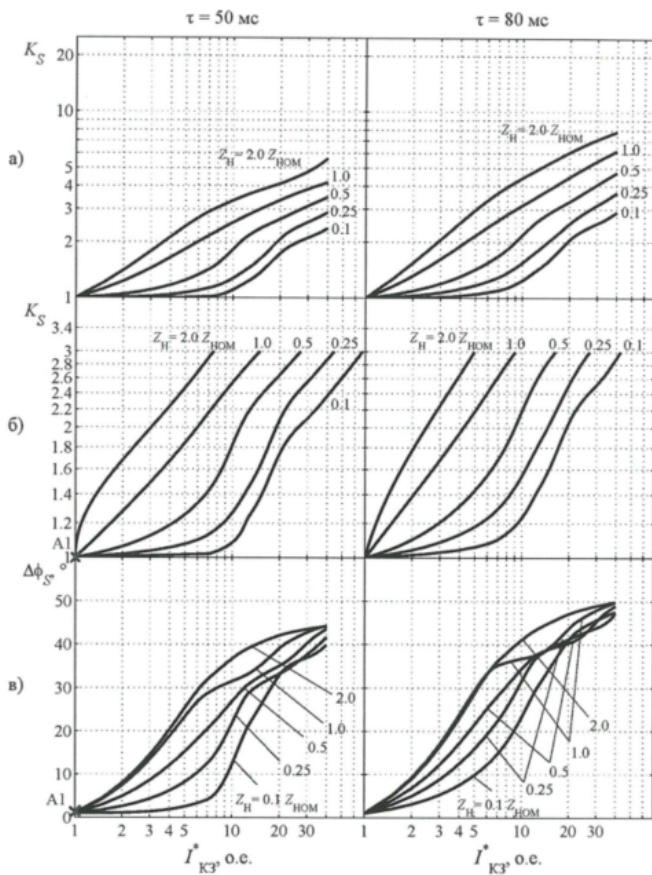


Рисунок Д.1. Зависимость коэффициента искажения  $K_S$  и отклонения угла  $\Delta\phi_S$  от тока КЗ для разных значений постоянной времени и вторичной нагрузки.

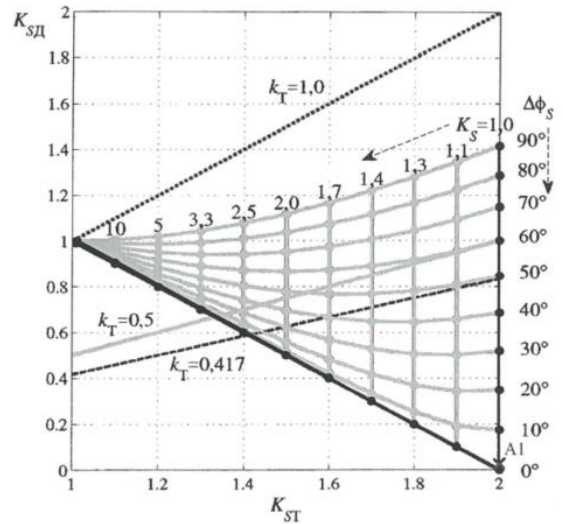


Рисунок Д.2. Определение коэффициента искажения тормозного тока

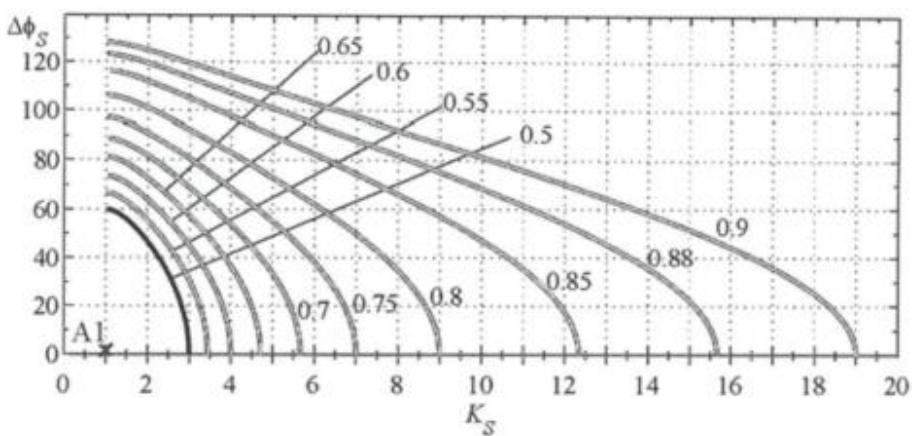


Рисунок Д.3. Взаимосвязь между максимальным отношением токов по концам защищаемой линии и предельным углом между токами, при котором происходит блокирование ДЗЛ.

**Приложение Е**  
**Расчет дистанционной защиты**

**Таблица Е.1. Расчет 1 ступени ДЗ**

ЭЛ Защита 39312 Ветвь 5026-5023 Узел		Тип ШЭ2710 КТТ 2000/1 КТН 3300		ПС РП 330 кВ Борей Ступень 1		
Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
Отстройка	XУ	54.3	0.85	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 502		ZCA=64.66 82
	RY	27.7				
	ФМЧ	82				
	Ф2	-15				
	Ф3	115				
	Ф4	0				

**Таблица Е.2. Расчет 2 ступени ДЗ**

ЭЛ Защита 39312 Ветвь 5026-5023 Узел		Тип ШЭ2710 КТТ 2000/1 КТН 3300		ПС РП 330 кВ Борей Ступень 2		
Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ ШЭ2710 (5026-5023) С 1 СТУПЕНЬЮ XУ=30.5 RY=15.7 T=0.00 ФМЧ 81 Ф2 -15 Ф3 115 Ф4 -12 ЗАЩИТА 4951 ШЭ2710 (1 503-1044) ЭЛ: Л-4951 ПС: ПС87 ЛОУХИ 330 КВ	XУ	85.5	0.85	ВИД-КЗ АВС ВЕЕР 495/503 1 503-1044, 0.8 (Лотн_лин=0.8)	ЭЛ 493	ZCA=101.76 82 ZBC(Б)=27.77 82
	RY	43.6				
	ФМЧ	82				
	Ф2	-15				
	Ф3	115				
	XУ	73.3	0.85	ВИД-КЗ АВС ВЕЕР 395/502 1 502-1043, 1.000 (Лотн_лин=1.000)	ЭЛ 493	ZCA=87.00 83 ZBC(Б)=36.51 82
	RY	37.4				
	ФМЧ	82				
	Ф2	-15				
	Ф3	115				
СОГЛАСОВАНИЕ ШЭ2710 (5026-5023) С 1 СТУПЕНЬЮ XУ=28.7 RY=14.5	XУ	84.6	0.85	ВИД-КЗ АВС ВЕЕР 395/502 1 502-1043, 0.8 (Лотн_лин=0.8)	ЭЛ 493	ZCA=100.42 83 ZBC(Б)=25.96 84
	RY	43.1				
	ФМЧ	82				
	Ф2	-15				
	Ф3	115				

ЭЛ Защита 39312 Ветвь 5026-5023 Узел		Тип ШЭ2710 КТТ 2000/1 КТН 3300			ПС РП 330 кВ Борей Ступень 2	
Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
T=0.00 ФМЧ 83 Ф2 -15 Ф3 115 Ф4 -12 ЗАЩИТА 3951 ШЭ2710 (1 502-1043) ЭЛ: Л-395 ПС: ПС87 ЛОУХИ 330 КВ						
	XУ RУ ФМЧ Ф2 Ф3	73.3 37.4 82 -15 115	0.85	ВИД-КЗ АВС ВЕЕР 495/503 1 503-1044, 0.8 (Lотн_лин=0.8)	ЭЛ 493	ZCA=87.00 83 ZBC(Б)=34.92 84
ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ ШЭ2710 (5026-5023)	XУ RУ ФМЧ Ф2 Ф3 ХВТ RBT JTP	73.3 37.4 82 -15 115 44.4 22.7 0.10	1.14 33.60 KЧзр= 1.14 4.59	ВИД-КЗ АВ УЗЕЛ-КЗ 502	ЭЛ 493	ZAB=64.66 82 IA=919 -52
kч<1.25, следовательно, не обеспечивается должная чувствительность. С учетом наличия ДЗШ 330 кВ на ПС 330 кВ Князегубская, дальнейший расчет уставок производится в режиме, когда параллельная ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи №2 включена (в соответствии с п 3б) гл. 5Б РУ №7.						
ОТСТРОЙКА ШЭ2710 (5026-5023)	XУ RУ ФМЧ Ф2 Ф3	92.8 47.3 82 -15 115	0.85	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 1044		ZCA=110.21 83
СОГЛАСОВАНИЕ ШЭ2710 (5026-5023) С 1 СТУПЕНЬЮ XУ=30.5 RУ=15.7 T=0.00 ФМЧ 81 Ф2 -15 Ф3 115 Ф4 -12 ЗАЩИТА 39311 ШЭ2710 (1 503-1044) ЭЛ: Л-4951 ПС: ПС87 ЛОУХИ 330	XУ RУ ФМЧ Ф2 Ф3	177.0 90.2 82 -15 115	0.85	ВИД-КЗ АВС ВЕЕР 495/503 1 503-1044, 0.8 (Lотн_лин=0.8)	ЭЛ 495/1044	ZCA=211.96 80 ZAB(Б)=27.77 82

ЭЛ Защита 39312 Ветвь 5026-5023 Узел		Тип ШЭ2710 КТТ 2000/1 КТН 3300			ПС РП 330 кВ Борей Ступень 2	
Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
КВ						
СОГЛАСОВАНИЕ ШЭ2710 (5026-5023) С 1 СТУПЕНЬЮ ХУ=28.7 РУ=14.5 Т=0.00 ФМЧ 83 Ф2 -15 Ф3 115 Ф4 -12 ЗАЩИТА 3951 ШЭ2710 (1 502-1043) ЭЛ: Л-395 ПС: ПС87 ЛОУХИ 330 КВ	ХУ РУ ФМЧ Ф2 Ф3	169.2 86.3 82 -15 115	0.85	ВИД-К3 АВС ВЕЕР 395/502 1 502-1043, 0.8 (Лотн_лин=0.8)	ЭЛ 395/1043	ZCA=201.06 83 ZBC(Б)=25.96 84
ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ ШЭ2710 (5026-5023)	ХУ РУ ФМЧ Ф2 Ф3 ХВТ РВТ JTP	92.8 47.3 82 -15 115 56.2 28.7 0.10	1.45 1959.65 КЧзр= 1.44 4.59	ВИД-К3 АВ УЗЕЛ-К3 502	ЭЛ 525	ZAB=64.66 82 IA=919 -52
	ХУ РУ ФМЧ Ф2 Ф3 ХВТ РВТ JTP	92.8 47.3 82 -15 115 56.2 28.7 0.10	1.45 2078.76 КЧзр= 1.44 4.77	ВИД-К3 АВ УЗЕЛ-К3 502	ЭЛ 391	ZAB=64.66 82 IA=954 -52
Кч>1.25, следовательно, обеспечивается должная чувствительность.						

Таблица Е.3. Расчет 3 ступени ДЗ

ЭЛ Защита 39312 Ветвь 5026-5023 Узел		Тип ШЭ2710 КТТ 2000/1 КТН 3300		ПС РП 330 кВ Борей Ступень 3		
Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ ШЭ2710 (5026-5023) С 2 СТУПЕНЬЮ ХУ=54.0 RУ=28.0 Т=0.6 ФМЧ 81 Ф2 -15 Ф3 115 Ф4 -12 ЗАЩИТА 4951 ШЭ2710 (1 503-1044) ЭЛ: Л-4951 ПС: ПС87 ЛОУХИ 330 КВ	ХУ RУ ФМЧ Ф2 Ф3	105.7 53.9 82 -15 115	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗ-КЗ_X 1044 Защ Б работает $Z_{кз} < Z_{сз}$ – расчет уст-ки по $K_T=1.226$ $Z_p=125.78$ 82		ZCA=110.21 83 ZBC(Б)=36.51 82
	ХУ RУ ФМЧ Ф2 Ф3	106.4 54.3 82 -15 115	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗ-КЗ_X 1044 $Z_{1д}=0.2+j1.4$ $Z_{0д}=1.1+j4.1$		ZCA=126.59 82 ZBC(Б)=49.33 80
СОГЛАСОВАНИЕ ШЭ2710 (5026-5023) С 2 СТУПЕНЬЮ ХУ=50.0 RУ=20.0 Т=0.6 ФМЧ 83 Ф2 -15 Ф3 115 Ф4 -12 ЗАЩИТА 3951 ШЭ2710 (2 502-1043) ЭЛ: Л-395 ПС: ПС87 ЛОУХИ 330 КВ	ХУ RУ ФМЧ Ф2 Ф3	103.8 52.9 82 -15 115	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗ-КЗ_X 1043 Защ Б работает $Z_{кз} < Z_{сз}$ – расчет уст-ки по $K_T=1.282$ $Z_p=123.57$ 82		ZCA=110.21 83 ZBC(Б)=34.92 84
	ХУ RУ ФМЧ Ф2 Ф3	104.5 53.3 82 -15 115	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗ-КЗ_X 1044 $Z_{1д}=0.1+j1.2$ $Z_{0д}=0.9+j3.5$		ZCA=124.09 83 ZBC(Б)=45.32 84

ЭЛ Защита 39312 Ветвь 5026-5023 Узел		Тип ШЭ2710 КТТ 2000/1 КТН 3300		ПС РП 330 кВ Борей Ступень 3		
Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ ШЭ2710 (5026-5023) С 2 СТУПЕНЬЮ ХУ=7.00 РУ=3.5 Т=1.70 ФМЧ 89 Ф2 -15 Ф3 115 ЗАЩИТА 1981 ШЭ2710 (1 534-527) Узел 534	ХУ РУ ФМЧ Ф2 Ф3	403.7 205.9 82 -15 115	0.85	ВИД-КЗ АВС УЗ-КЗ_Х 534 Защ Б работает Zкз<Zсз – расчет уст-ки по Кт=3.064 Zр=480.47 82		ZCA=321.48 85 ZBC(Б)=0.00 0
ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ ШЭ2710 (5026-5023)	ХУ РУ ФМЧ Ф2 Ф3 ХВТ РВТ ЛТР	103.8 52.9 82 -15 115 62.9 32.1 0.10	0.30 3.15 KЧзр= 0.30 1.89	ВИД-КЗ АВ УЗЕЛ-КЗ 1044	ЭЛ 395	ZAB=345.72 85 IA=363 -54
Kч<1.25, следовательно, не обеспечивается должная чувствительность. Для обеспечения дальнего резервирования защит ВЛ 330 кВ Князегубская – Лоухи № 1, 2 используем 4 ступень ДЗ. 3 ступень оставляем в работе.						
ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ ШЭ2710 (5026-5023)	ХУ РУ ФМЧ Ф2 Ф3 ХВТ РВТ ЛТР	157.6 80.3 82 -15 115 95.5 48.7 0.10	0.12 0.07 KЧзр= 0.10 0.35	ВИД-КЗ АВ УЗЕЛ-КЗ 536	ЭЛ 391	ZAB=1870 47 IA=70 137
Kч<1.2, следовательно, не обеспечивается должная чувствительность. Для обеспечения дальнего резервирования защит СН, НН АТ1 и АТ2 используем 4 ступень ДЗ. 3 ступень оставляем в работе.						



Таблица Е.4. Расчет 4 ступени ДЗ

ЭЛ Защита 39312 Ветвь 5026-5023 Узел		Тип ШЭ2710 КТТ 2000/1 КТН 3300		ПС РП 330 кВ Борей Ступень 4		
Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждени е	Подрежи м	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ ШЭ2710 (5026-5023) С 2 СТУПЕНЬЮ ХУ=7.00 РУ=3.5 Т=1.70 ФМЧ 89 Ф2 -15 Ф3 115 ЗАЩИТА 1981 ШЭ2710 (1 534-527) Узел 534	ХУ РУ ФМЧ Ф2 Ф3	403. 7 205. 9 82 -15 115	0.85	ВИД-КЗ АВС УЗ-КЗ_Х 534 Защ Б работает Zкз<Zсз – расчет уст-ки по Кт=3.064 Zр=480.47 82		ZCA=321.48 85 ZBC(Б)=0.0 0 0
	ХУ РУ ФМЧ Ф2 Ф3	405. 4 206. 7 82 -15 115	0.85	ВИД-КЗ АВС УЗ-КЗ_Х 534 Z1д=0.0+j2.6 Z0д=0.0+j2.6		ZCA=478.79 85 ZBC(Б)=6.3 2 94
ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТ Б	ХУ РУ ФМЧ Ф2 Ф3 ХВТ РВТ JTP	403. 7 205. 9 82 -15 115 244. 7 124. 8 0.10	2.64 43.53 KЧзр= 1.52  3.33	ВИД-КЗ АВ УЗЕЛ-КЗ 534	ЭЛ 395	ZAB=345.72 85 IA=363 -54
Kч>1.2, следовательно, обеспечивается должная чувствительность. Дальнее резервирование защит ВЛ 330 кВ Князегубская-Лоухи № 1, 2 обеспечивается						
ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТ Б	ХУ РУ ФМЧ Ф2 Ф3 ХВТ РВТ JTP	403. 7 205. 9 82 -15 115 244. 7 124. 8 0.10	0.30 0.19 KЧзр= 0.25  0.35	ВИД-КЗ АВ УЗЕЛ-КЗ 536	ЭЛ 391	ZAB=1870 47 IA=70 137

ЭЛ Защита 39312 Ветвь 5026-5023 Узел		Тип ШЭ2710 КТТ 2000/1 КТН 3300			ПС РП 330 кВ Борей Ступень 4	
Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждени е	Подрежи м	Эл величины
Кч<1.2, следовательно, не обеспечивается должная чувствительность. Выполним расчет уставки по обеспечению выполнения этого условия.						
ОТСТРОЙКА	XY XYMA K RY RYMAK ФМЧ Ф2 Ф3	825. 0 825. 0 825. 0 825. 0 82	1.20 Котс=0.6 6	ВИД-КЗ АВ УЗЕЛ-КЗ 534	ЭЛ 391	ZAB=1873 46
Полученная уставка превышает максимальные значения, которые возможно выставить при заданных КТТ и КТН.						
По расчетам четвертой ступени ДЗ ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи №1 со стороны РП 330 кВ Борей: -обеспечивает принцип дальнего резервирования.						

## Характеристики ДЗ

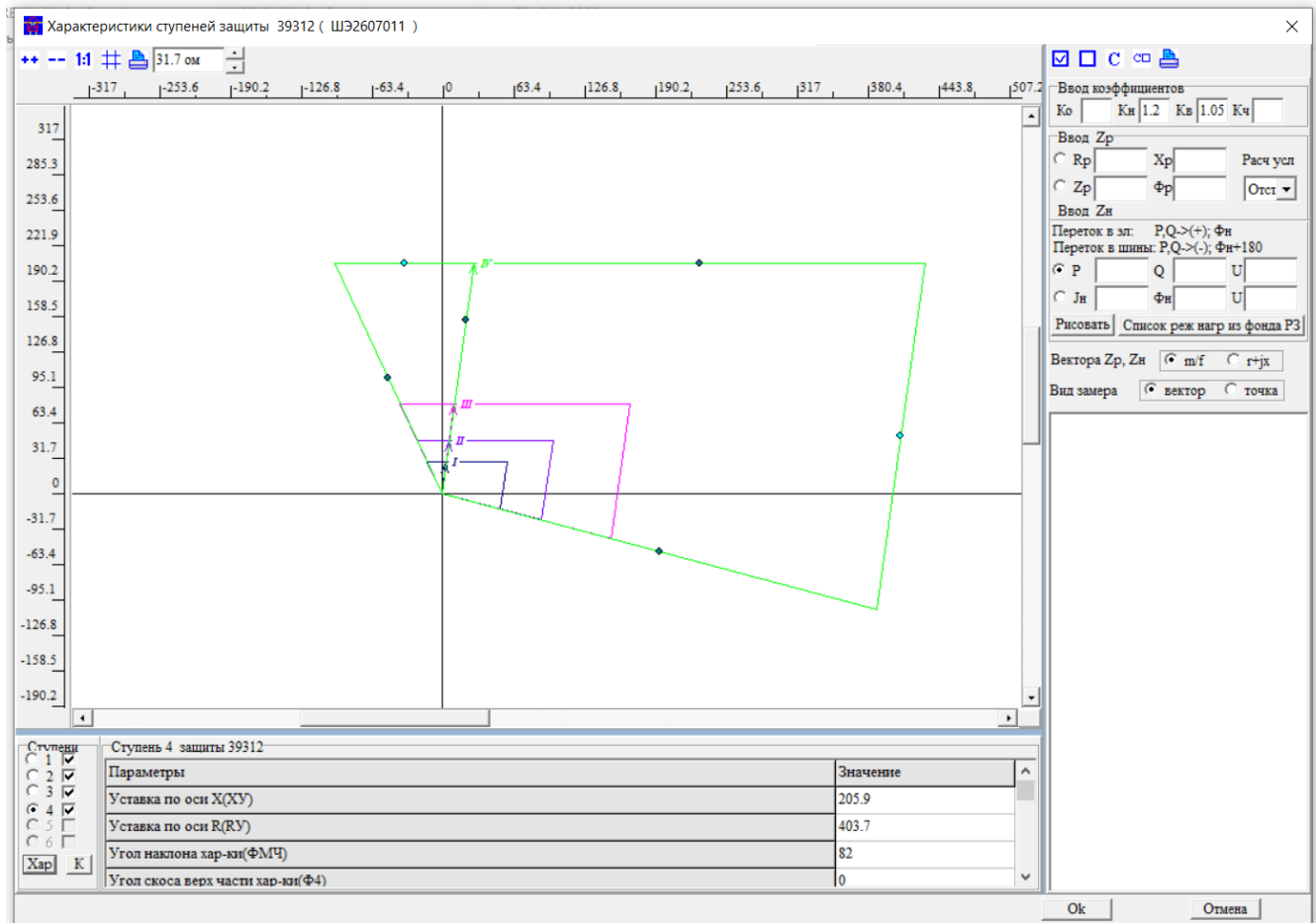


Рисунок Е.1. Характеристики дистанционной защиты

## Приложение Ж

Таблица Ж.1. Результаты расчетов электрических режимов для зимних минимальных нагрузок для выбора уставок реле блокировки при качаниях.

<b>Режим</b>	<b>ВЛ 330 кВ Борей-Лоухи №1</b>	<b>ВЛ 330 кВ Борей-Лоухи №2</b>
Откл. ВЛ 330 кВ Княжегубская – Лоухи №1 и ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи №2	788,3 А	118,0 А
Откл. ВЛ 330 кВ Княжегубская – Лоухи №2 и ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи №1	109,2 А	789,5 А

Таблица Ж.2. Результаты расчетов электрических режимов для летних максимальных нагрузок для выбора уставок реле блокировки при качаниях для  $I_2$ .

<b>Режим</b>	<b>ВЛ 330 кВ Борей-Лоухи №1</b>	<b>ВЛ 330 кВ Борей-Лоухи №2</b>
Откл. ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи №2	476,2 А	0 А
Откл. ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи №1	0 А	480,0 А

Таблица Ж.3. Результаты расчетов электрических режимов для летних максимальных нагрузок для выбора уставок реле блокировки при качаниях для  $I_1$ .

<b>Режим</b>	<b>ВЛ 330 кВ Борей-Лоухи №1</b>	<b>ВЛ 330 кВ Борей-Лоухи №2</b>
Нормальный режим	275,1 А	271,5 А

Примечание: данные предоставлены специалистами филиала АО «СО ЕЭС» Карельское РДУ.

## Приложение 3

### Таблица 3.1. Расчет 1 ступени ТЗНП

ЭЛ Защита 39312 Ветвь 5026-5023 Узел				Тип ШЭ2710 КТТ 2000/1 КТН 3300		ПС РП 330 кВ Борей Ступень 1	
Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины	
ОТСТРОЙКА	УСТ	1355	1.30	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 502		3I0=1042 -80 3U0=84.47 -175	
	УСТ	1149	1.30	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 502		3I0=883 101 3U0=71.62 5	
	УСТ	1682	1.30	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 502	ЭЛ 493	3I0=1294 -78 3U0=53.97 -173	
	УСТ	1407	1.30	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 502	ЭЛ 493	3I0=1082 102 3U0=45.15 7	
	УСТ	1216	1.30	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 502	ЭЛ 495	3I0=936 -79 3U0=75.85 -174	
	УСТ	1092	1.30	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 502	ЭЛ 495	3I0=840 101 3U0=68.08 5	
ЧУВСТВИ- НОСТЬ	УСТ	2606	2.22	ВИД-КЗ А0 3931/5026/502 L=0.01		3I0=5785 -88 3U0=216.70 176	
	УСТ	2606	2.11	ВИД-КЗ ВС0 3931/5026/502 L=0.01		3I0=5492 91 3U0=205.69 -4	
$k_{\text{ч}} > 1,2$ , обеспечивается требуемая чувствительность							

### Таблица 3.2. Расчет 2 ступени ТЗНП

ЭЛ Защита 39312 Ветвь 5026-5023				Тип ШЭ2710 КТТ 2000/1 КТН 3300		ПС РП 330 кВ Борей Ступень 2	
Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины	
ОТСТРОЙКА	УСТ	429	1.30	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 534		3I0=330 -83 3U0=26.86 -178	
	УСТ	469	1.30	ВИД-КЗ ВС0		3I0=360 96	

ЭЛ Защита 39312 Ветвь 5026-5023				Тип ШЭ2710 КТТ 2000/1 КТН 3300	ПС РП 330 кВ Борей Ступень 2	
Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
				УЗЕЛ-КЗ 534		3U0=29.31 1
	УСТ	429	1.30	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 536		3I0=330 -83 3U0=26.83 -178
	УСТ	468	1.30	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 536		3I0=360 96 3U0=29.28 1
	УСТ	568	1.30	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 534	ЭЛ 493	3I0=437 -81 3U0=18.30 -176
	УСТ	616	1.30	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 534	ЭЛ 493	3I0=474 98 3U0=19.87 3
	УСТ	567	1.30	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 536	ЭЛ 493	3I0=436 -81 3U0=18.28 -176
	УСТ	616	1.30	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 536	ЭЛ 493	3I0=474 98 3U0=19.85 3
	УСТ	419	1.30	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 534	ЭЛ 495	3I0=322 -81 3U0=26.18 -177
	УСТ	466	1.30	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 534	ЭЛ 495	3I0=358 97 3U0=29.14 2
	УСТ	418	1.30	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 536	ЭЛ 495	3I0=322 -81 3U0=26.15 -177
	УСТ	465	1.30	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 536	ЭЛ 495	3I0=358 97 3U0=29.11 2
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ 2300 Т=0.00 защита 3951 ТЗНП (502-1043) ЭЛ:ВЛ 330 КВ  КНЯЖЕГУБСКАЯ -ЛОУХИ № ПС:1С-330 ПС ЛОУХИ	УСТ	675	1.30	ВИД-КЗ А0 ВЕЕР 395/502 941-1041,0.802 (Lотн_лин=0.645)		3I0=519 -77 3U0=42.08 -173 3I0(Б)=2300 -86 3U0(Б)=140.63 178

ЭЛ Защита 39312 Ветвь 5026-5023				Тип ШЭ2710 КТТ 2000/1 КТН 3300	ПС РП 330 кВ Борей Ступень 2	
Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
	УСТ	1058	1.30	ВИД-КЗ А0 ВЕЕР 395/502 1041-1043,0.323 (Lотн_лин=0.419)	ЭЛ 493 495	3I0=814 -76 3U0=33.96 -171 3I0(Б)=2300 -85 3U0(Б)=180.14 179
	УСТ	919	1.30	ВИД-КЗ А0 ВЕЕР 395/502 941-1041,0.953 (Lотн_лин=0.594)	ЭЛ 493	3I0=707 -76 3U0=29.50 -171 3I0(Б)=2300 -86 3U0(Б)=156.49 179
ЧУВСТВИ- НОСТЬ	УСТ	670	1.56	ВИД-КЗ А0 3931/5026/502 L=1		3I0=1042 -80 3U0=84.47 -175
	УСТ	670	1.32	ВИД-КЗ ВС0 3931/5026/502 L=1		3I0=883 101 3U0=71.62 5
ЧУВСТВИ- НОСТЬ	УСТ	670	0.49	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 534		3I0=330 -83 3U0=26.86 -178
	УСТ	670	0.54	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 534		3I0=360 96 3U0=29.31 1
$k_q = 1,5$ , обеспечивается требуемая чувствительность при КЗ в конце линии						

Таблица 3.3. Расчет 3 ступени ТЗНП

ЭЛ Защита 39312 Ветвь 5026-5023				Тип ШЭ2710 КТТ 2000/1 КТН 3300	ПС РП 330 кВ Борей Ступень 3	
Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 2 СТУПЕНЬЮ 1450 T=0.60 защита 3951 ТЗНП (502-1043)	УСТ	485	1.10	ВИД-КЗ А0 ВЕЕР 395/502 901-941,0.911 (Lотн_лин=0.924)		3I0=441 -76 3U0=35.71 -171 3I0(Б)=1450 -88 3U0(Б)=119.35 180

ЭЛ Защита 39312 Ветвь 5026-5023				Тип ШЭ2710 КТТ 2000/1 КТН 3300	ПС РП 330 кВ Борей Ступень 3	
Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЭЛ:ВЛ 330 КВ  КНЯЖЕГУБСКАЯ -ЛОУХИ № ПС:1С-330 ПС ЛОУХИ						
	УСТ	508	1.10	ВИД-КЗ А0 ВЕЕР 395/502 901-941,0.000 (Лотн_лин=1.000)		3U=461 -75 3U0=37.40 -171 3U(Б)=837 -84 3U0(Б)=125.01 - 180
	УСТ	644	1.10	ВИД-КЗ А0 ВЕЕР 395/502 941-1041,0.034 (Лотн_лин=0.905)	ЭЛ 493	3U=586 -75 3U0=24.44 -169 3U(Б)=1450 -88 3U0(Б)=129.63 - 180
	УСТ	673	1.10	ВИД-КЗ А0 ВЕЕР 395/502 901-941,0.000 (Лотн_лин=1.000)	ЭЛ 493	3U=612 -74 3U0=25.51 -169 3U(Б)=765 -85 3U0(Б)=135.34 - 179
СОГЛАСОВАНИЕ с 3 СТУПЕНЬЮ 600 Т=0.30 защита 3951 ТЗНП (502-1043) ЭЛ:ВЛ 330 КВ  КНЯЖЕГУБСКАЯ -ЛОУХИ № ПС:1С-330 ПС ЛОУХИ						
ЧУВСТВИ- НОСТЬ	УСТ	523	0.90	ВИД-КЗ А0 395/502/901 L=0.8		3U=468 -76 3U0=37.96 -172
	УСТ	523	0.71	ВИД-КЗ ВС0 395/502/901 L=0.8		3U=374 104 3U0=30.28 9

ЭЛ Защита 39312 Ветвь 5026-5023				Тип ШЭ2710 КТТ 2000/1 КТН 3300		ПС РП 330 кВ Борей Ступень 3	
Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезжим	Эл величины	
ЧУВСТВИ- НОСТЬ	УСТ	523	1.72	ВИД-КЗ А0 395/502/901 L=0.1		3I0=902 -79 3U0=73.09 -175	
	УСТ	523	1.42	ВИД-КЗ ВС0 395/502/901 L=0.1		3I0=745 101 3U0=60.40 6	
$k_{\text{ч}} > 1,2$ , обеспечивается требуемая чувствительность.							
ЧУВСТВИ- НОСТЬ	УСТ	523	1.11	ВИД-КЗ А0 395/502/901 L=0.5		3I0=582 -78 3U0=47.20 -173	
	УСТ	523	0.88	ВИД-КЗ ВС0 395/502/901 L=0.5		3I0=461 103 3U0=37.35 7	
$k_{\text{ч}} < 1,2$ , не обеспечивается требуемая чувствительность, 3 ступень не обеспечивает дальнего резервирования, поэтому используем 4 ступень.							

Таблица 3.4. Расчет 4 ступени ТЗНП

ЭЛ Защита 39312 Ветвь 5026-5023				Тип ШЭ2710 КТТ 2000/1 КТН 3300		ПС РП 330 кВ Борей Ступень 4	
Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезжим	Эл величины	
СОГЛАСОВА НИЕ с 3 СТУПЕНЬЮ 600 T=0.30 защита 3951 ТЗНП (502-1043) ЭЛ:ВЛ 330 КВ  КНЯЖЕГУБС КАЯ -ЛОУХИ № ПС:1С-330	УСТ	69	1.10	ВИД-КЗ А0 502-1043 УЗК=К УЗ-КЗ_R К Защ Б работает Ikз>Iсз - расчет уст-ки по Kт=0.105		3I0=277 -80 3U0=22.47 - 176 3I0(Б)=2644 96 3U0(Б)=338.3 4 178	



ЭЛ Защита 39312 Ветвь 5026-5023				Тип ШЭ2710 КТТ 2000/1 КТН 3300	ПС РП 330 кВ Борей Ступень 4	
Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезжим	Эл величины
ПС ЛОУХИ						
	УСТ	69	1.10	ВИД-КЗ А0 502-1043 УЗК=К УЗ-КЗ_Р К А0(327.19 0.00)		3U0=63 -11 3U0=5.10 -107 3I0(Б)=600 165 3U0(Б)=76.82 -112
	УСТ	95	1.10	ВИД-КЗ А0 502-1043 УЗК=К УЗ-КЗ_Р К Защ Б работает Ikз>Iсз - расчет уст-ки по Kт=0.144	ЭЛ 493	3I0=374 -79 3U0=15.62 - 174 3I0(Б)=2598 96 3U0(Б)=338.0 3 179
	УСТ	95	1.10	ВИД-КЗ А0 502-1043 УЗК=К УЗ-КЗ_Р К А0(325.31 0.00)	ЭЛ 493	3I0=87 -10 3U0=3.61 -105 3I0(Б)=600 165 3U0(Б)=78.09 -112
СОГЛАСОВА НИЕ с 4 СТУПЕНЬЮ 200 Т=3.80 защита 3951 ТЗНП (502-1043) ЭЛ:ВЛ 330 КВ  КНЯЖЕГУБС КАЯ -ЛОУХИ № ПС:1С-330 ПС ЛОУХИ	УСТ	23	1.10	ВИД-КЗ А0 502-1043 УЗК=К УЗ-КЗ_Р К Защ Б работает Ikз>Iсз - расчет уст-ки по Kт=0.105		3I0=277 -80 3U0=22.47 - 176 3I0(Б)=2644 96 3U0(Б)=338.3 4 178
	УСТ	23	1.10	ВИД-КЗ А0		3I0=21 -3

ЭЛ Защита 39312 Ветвь 5026-5023				Тип ШЭ2710 КТТ 2000/1 КТН 3300	ПС РП 330 кВ Борей Ступень 4	
Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
				502-1043 УЗК=К УЗ-КЗ_Р К А0(1027.50 0.00)		3U0=1.70 -98 3I0(Б)=200 174 3U0(Б)=25.59 -104
	УСТ	32	1.10	ВИД-КЗ А0 502-1043 УЗК=К УЗ-КЗ_Р К Защ Б работает Iкз>Iсз - расчет уст-ки по Кт=0.144	ЭЛ 493	3I0=374 -79 3U0=15.62 - 174 3I0(Б)=2598 96 3U0(Б)=338.0 3 179
	УСТ	32	1.10	ВИД-КЗ А0 502-1043 УЗК=К УЗ-КЗ_Р К А0(1021.88 0.00)	ЭЛ 493	3I0=29 -1 3U0=1.20 -96 3I0(Б)=200 174 3U0(Б)=26.03 -104
ЧУВСТВИ- НОСТЬ	УСТ	100	4.61	ВИД-КЗ А0 395/502/901 L=1		3I0=461 -75 3U0=37.40 - 171
	УСТ	100	3.90	ВИД-КЗ ВС0 395/502/901 L=1		3I0=390 105 3U0=31.65 10
$k_{\text{ч}} > 1,2$ , обеспечивается требуемая чувствительность.						