

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Подразделение – «Инженерная школа энергетики»

Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Профиль – «Управление режимами электроэнергетических систем»

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Разработка и исследование алгоритма централизованной автоматизации ликвидации асинхронного режима с использованием синхронизированных векторных измерений</b>

УДК 621.313.333.07-5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM8P	Жиленков Артем Алексеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Прохоров А. В.	К. Т. Н.		

**Консультанты:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицына Л.Ю.	К. ф. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Романова С.В.	К. Т. Н.		

**Допустить к защите:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Прохоров А. В.	К. Т. Н.		

Томск – 2020 г.

**Планируемые результаты обучения выпускника образовательной программы  
магистратуры по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»**

Код	Результат обучения	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Общие по направлению подготовки		
Р1	<i>Совершенствовать и развивать свой интеллектуальный и общекультурный уровень, добиваться нравственного совершенствования своей личности, демонстрировать готовность к непрерывному обучению и стремиться к реализации своего творческого потенциала.</i>	Требования ФГОС (ОК-1, 3; ОПК-1), СУОС (УК-6), Критерий 5 АИОР (п. 2.5, 2.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , работодателей: АО «СО ЕЭС».
Р2	<i>Свободно пользоваться русским и иностранным языками как средством делового общения, способностью к активной социальной мобильности.</i>	Требования ФГОС (ОПК-3), СУОС (УК-4, 5), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , работодателей: АО «СО ЕЭС».
Р3	<i>Использовать на практике навыки и умения в организации производственных работ, в управлении коллективом, использовать знания правовых и этических норм при оценке последствий своей профессиональной деятельности.</i>	Требования ФГОС (ОК-2; ОПК-1; ПК-3, 5, 10), СУОС (УК-2, 3), Критерий 5 АИОР (п. 1.2, 1.3, 2.3, 2.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , работодателей: АО «СО ЕЭС».
Р4	<i>Использовать представление о методологических основах научного познания и творчества, роли научной информации в развитии науки, готовностью вести работу с привлечением современных информационных технологий, синтезировать и критически резюмировать информацию.</i>	Требования ФГОС (ОК-3; ОПК-2, 4), СУОС (УК-1), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , работодателей: АО «СО ЕЭС».
Р5	<i>Применять углубленные естественно-научные, математические, социально-экономические и профессиональные знания в междисциплинарном контексте при разработке моделей, установлении закономерностей, анализе условий работы и управлении режимами электроэнергетического оборудования и энергосистемы в целом.</i>	Требования ФГОС (ОПК-4; ПК-1,2, 3), Критерий 5 АИОР (п.1.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , работодателей: АО «СО ЕЭС».
Р6	<i>Ставить и решать задачи инженерного анализа при планировании и управлении режимами работы электроэнергетических систем, проектировании, эксплуатации и обслуживании локальных и централизованных систем управления с использованием глубоких фундаментальных и специальных знаний, аналитических методов и сложных моделей.</i>	Требования ФГОС (ПК-5, 7, 8). Критерий 5 АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , работодателей: АО «СО ЕЭС». Требования профессиональных стандартов 20.035.
Р7	<i>Выполнять инженерные проекты по планированию и анализу режимов работы электроэнергетических систем на основе справочных, паспортных и оперативных данных с использованием современных методов проектирования и средств автоматизации профессиональной деятельности.</i>	Требования ФГОС (ПК-6, 9). Критерий 5 АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , работодателей: АО «СО ЕЭС».

Код	Результат обучения	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
<i>Профиль Управление режимами электроэнергетических систем</i>		
P8	Проводить технико-экономическое обоснование проектных решений, осуществлять профессиональную деятельность руководствуясь требованиями технической и технологической документации, разрабатывать планы и программы организации профессиональной деятельности на предприятии, определять и обеспечивать экономически эффективные режимы технологического процесса.	Требования ФГОС (ПК-11, 12, 13, 24, 25, 26), СУОС (УК-2), Критерий 5 АИОР (п. 1.5, 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , работодателей: АО «СО ЕЭС». Требования профессиональных стандартов 20.035.
P9	Осваивать новое оборудование и программное обеспечение, обеспечивающие решение задач оперативно-диспетчерского управления.	Требования ФГОС (ПК-23), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , работодателей: АО «СО ЕЭС». Требования профессиональных стандартов 20.035.
P10	Принимать решения об изменении эксплуатационного состояния или технологического режима работы объектов и оборудования электроэнергетических систем на основе знаний их устройства, принципов работы, особенностей и характеристик.	Требования ФГОС (ПК-12, 22, 24, 26), Критерий 5 АИОР (п. 1.3, 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , работодателей: АО «СО ЕЭС». Требования профессиональных стандартов 20.035.

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Подразделение – «Инженерная школа энергетики»  
 Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника  
 Профиль – «Управление режимами электроэнергетических систем»

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Прохоров А.В.  
 (Подпись) (Дата) (Ф. И. О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации
--------------------------

Студенту:

Группа	ФИО
5AM8P	Жиленков Артем Алексеевич

Тема работы:

Разработка и исследование алгоритма централизованной автоматизации ликвидации асинхронного режима с использованием синхронизированных векторных измерений	
Утверждена приказом директора	133-24/с от 12.05.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	04.06.2020
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Расчетная модель ОЭС Сибири в ПК "RastrWin3.</li> <li>2. Расчетная модель ОЭС Сибири в ПК Eurostag.</li> <li>3. Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону ОДУ Сибири.</li> </ol>
---------------------------------	---

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1. Анализ существующих типов АЛАР 2. Разработка алгоритма прогнозирования появления асинхронного режима 3. Разработка алгоритма выбора оптимального сечения деления системы 4. Сравнение работы централизованного АЛАР и локальных АЛАР
<b>Перечень графического материала</b>	1. Схема электрических сетей исследуемого энергорайона
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент	Спицына Л.Ю., доцент Отделения социально-гуманитарных наук
Социальная ответственность	Романова С.В., старший преподаватель Отделения общетехнических дисциплин
Раздел ВКР на иностранном языке	Егорова Ю.И., доцент Отделения иностранных языков
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Wide area out-of-step protection algorithm	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	20.01.2020
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Прохоров А.В.	к. т. н.		20.01.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM8P	Жиленков Артем Алексеевич		20.01.2020

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА**  
**«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
5AM8P	Жиленкову Артему Алексеевичу

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа энергетики</b>	<b>Подразделение</b>	<b>Отделение электроэнергетики и электротехники</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Тема работы:

<b>Разработка и исследование алгоритма централизованной автоматизации ликвидации асинхронного режима с использованием синхронизированных векторных измерений</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент»:</b>	
1. <i>Стоимость ресурсов научно-исследовательской работы (НИР): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Затраты на реализацию НИ: не более 35 млн. руб. Затраты на проведение НИ: не более 6 млн. руб. Показатель интегральной ресурсоэффективности: не менее 4 баллов.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	30% районный коэффициент 30 % премии 20 % надбавки
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Оклады в соответствии с окладами сотрудников НИ ТПУ; 30% отчисления на социальные нужды
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НИР</i>	Определение потенциальных потребителей. SWOT- анализ проекта.
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	Проект выполнен в рамках ВКР, разработка устава не требуется.
3. <i>Планирование процесса управления НИР: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Инициализация проекта. Организационная структура проекта. Структура работ в рамках научного исследования. Разработка плана проведения научного исследования. Расчет бюджета затрат на проектирование. Расчет капитальных затрат на оборудование.
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	В ходе проектирования была проведена оценка ресурсной эффективности проекта
<b>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):</b>	
1. Сегментирование рынка 2. Оценка конкурентоспособности технических решений 3. Матрица SWOT 4. Иерархическая структура работ 5. Календарный план-график работ 6. Матрица ответственности 7. Потенциальные риски	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	20.01.2020
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Спицына Л.Ю.	к. э. н.		20.01.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM8P	Жиленков Артем Алексеевич		20.01.2020

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5AM8P	Жиленкову Артему Алексеевичу

Школа	ИШЭ	Отделение (НОЦ)	Электроэнергетики и электротехники
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Тема ВКР:

<b>Разработка и исследование алгоритма централизованной автоматики ликвидации асинхронного режима с использованием синхронизированных векторных измерений</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	<p>Объект исследования: алгоритм централизованного АЛАР</p> <p>Область применения: рабочее место технолога</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные, правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020)
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Повышенный уровень шума, повышенный уровень электромагнитного излучения, недостаточная освещенность рабочей зоны, отклонение показателей микроклимата, психофизические нагрузки. Опасность поражения электрическим током.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Утилизация компьютера и периферийных устройств. Переработка бумаги.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>Наиболее вероятными чрезвычайными ситуациями в здании могут быть:</p> <p>1) пожары в здании</p> <p>2) террористические акты и диверсии</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	<b>20.01.2020</b>
--	-------------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романова С.В.	к.т.н.		20.01.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM8P	Жиленков Артем Алексеевич		20.01.2020



**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**

федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Подразделение: «Инженерная школа энергетики»

Направление подготовки: 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Уровень образования: магистратура

Профиль: «Управление режимами электроэнергетических систем»

Период выполнения: весенний семестр 2019/2020 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

04.06.2020

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
25.02.20	Анализ литературы и опыта эксплуатации	5
10.03.20	Выбор исследуемого сечения и описание исследуемого района	5
25.03.20	Подготовка модели для моделирования переходных процессов	10
10.04.20	Разработка алгоритма прогнозирования асинхронного режима	15
20.04.20	Разработка алгоритма определения групп когерентных генераторов	15
05.05.20	Разработка алгоритма определения оптимального сечения деления системы	20
15.05.20	Сравнение работы централизованной и локальных АЛАР	15
20.05.20	Выполнение задания по разделу «Социальная ответственность»	5
25.05.20	Выполнение задания по разделу «Финансовый менеджмент»	5
02.06.20	Оформление расчётно-пояснительной записки	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Прохоров А. В.	к. т. н.		20.01.20

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Прохоров А. В.	к. т. н.		20.01.20

## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 110 страниц, 20 рисунков, 23 таблицы, 38 использованных источников, 2 приложения.

Ключевые слова: автоматика ликвидации асинхронного режима, сечение деления системы, группа когерентных генераторов, метод опорных векторов, прогнозирование нарушения устойчивости, кластеризация.

Объектом исследования является автоматика ликвидации асинхронного режима.

Предмет исследования: алгоритмы выявления асинхронного режима и управляемого деления электроэнергетической системы.

Цель работы: разработка и исследование алгоритма централизованной автоматики ликвидации асинхронного режима с использованием синхронизированных векторных измерений.

В качестве методов исследования применялись:

- моделирование переходных процессов при помощи специализированного программного комплекса Eurostag;
- моделирование установившихся режимов при помощи ПК RastrWin3;
- метод нечетких С-средних для кластеризации и метод SVM для классификации временных рядов данных.

В процессе исследования проводились: анализ локальных АЛАР и концепций централизованных АЛАР, моделирование переходных процессов, разработка алгоритма централизованной АЛАР.

В результате исследования был разработан алгоритм централизованной АЛАР, а также выполнено сравнение его работы с работой локальных устройств АЛАР.

В дальнейшем планируется развитие результатов работы в части разработки более быстродействующего алгоритма поиска оптимальных сечений деления системы, апробации алгоритма при большем числе различных возмущающих воздействий.

## **Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки**

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. ГОСТ Р 1.5 – 2012 Стандартизация в области Российской Федерации. Стандарты национальные Российской Федерации. Правила построения, изложения, оформления и обозначения.
2. ГОСТ 2.104 – 2006 Единая система конструкторской документации. Основные надписи.
3. ГОСТ 2.105 – 95 Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам.
4. ГОСТ 2.106 – 96 Единая система конструкторской документации. Текстовые документы.
5. ГОСТ 2.702 – 2011 Единая система конструкторской документации. Правила выполнения электрических схем.
6. ГОСТ 2.709 – 89 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные проводов и контактных соединений электрических элементов, оборудования и участков цепей в электрических схемах.
7. ГОСТ 2.721 – 74 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в схемах. Обозначения общего применения.
8. ГОСТ 3.1102 – 2011 Единая система конструкторской документации. Стадии разработки и виды документов.
9. ГОСТ 3.1105 – 2011 Единая система конструкторской документации. Формы и правила оформления документов общего назначения.
10. СТО 59012820.29.020.011-2016 Релейная защита и автоматика. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования.
11. СТО 59012820.29.020.004-2018 Стандарт ОАО «СО ЕЭС». Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования. Утвержден и введен в действие 30.03.2018.

12. СТО 59012820.29.020.001-2019 Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Нормы и требования. Утвержден и введен в действие 18.02.2019.

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Асинхронный режим энергосистемы: аварийный режим энергосистемы, характеризующийся несинхронным вращением части генераторов энергосистемы.

Цикл асинхронного режима: проворот относительного угла между электродвижущими силами несинхронно работающих генераторов на 360 градусов.

АО "СО ЕЭС": АО "Системный оператор Единой энергетической системы России», включая филиалы ОАО "СО ЕЭС".

Режим энергосистемы: единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии в энергосистеме, характеризуемый его техническими параметрами, состоянием объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики).

Связь: последовательность элементов сети, соединяющих две части энергосистемы. Данная последовательность может включать в себя кроме линий электропередачи трансформаторы, системы (секции) шин, коммутационные аппараты, рассматриваемые как сетевые элементы.

Сечение: совокупность таких сетевых элементов одной или нескольких связей, отключение которых приводит к полному разделению энергосистемы на две изолированные части.

Аварийно допустимый переток активной мощности: наибольший переток активной мощности в контролируемом сечении, определяемый диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в

электроэнергетике, обеспечивающий допустимые параметры электроэнергетического режима в нормальной (ремонтной) схеме.

ОДУ Сибири: диспетчерский центр, Филиал ОАО "Системный оператор Единой энергетической системы России" Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Сибири.

Используемые сокращения:

АДВ – автоматика дозирования воздействий

АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного режима

АПНУ – автоматика предотвращения нарушения устойчивости

АР – асинхронный режим

ГРЭС – государственная районная электростанция

ГЭС – гидравлическая электростанция

ДС – деление энергосистемы

КЗ – короткое замыкание

ПА – противоаварийная автоматика

ПС – подстанция

УВ – управляющее воздействие

УПАСК – устройство передачи аварийных сигналов и команд

УСВИ – устройство синхронизированных векторных измерений

ЭЦК – электрический центр качаний

COI – system center of inertia

## Оглавление

Введение.....	18
1 Анализ литературы и опыта эксплуатации .....	20
1.1 Принципы выполнения и недостатки локальных АЛАР .....	20
1.2 Обзор основных требований к АЛАР со стороны нормативных документов .....	24
1.3 Методики настройки локальных АЛАР, установленных в ОЭС Сибири	26
1.4 Обзор причин некорректной работы устройств АЛАР в ОЭС Сибири и выбор участка энергосистемы для проведения дальнейших расчетов.....	28
1.5 Обзор концепций централизованных АЛАР .....	29
1.6. Выводы по разделу 1.....	32
2. Выполнение расчетов динамической устойчивости .....	34
2.1 Подготовка и проведение расчетов переходных процессов в Eurostag ....	34
2.1.1 Описание исследуемого энергорайона .....	34
2.1.2 Подготовка модели для исследования динамики .....	34
2.1.3 Моделирование возмущений .....	36
2.2. Выводы по разделу 2.....	39
3. Разработка прогнозирующего выявительного органа АЛАР .....	40
3.1 Выбор и формализация методов машинного обучения (кластеризация и идентификация) для прогнозирования асинхронного режима.....	40
3.2 Определение состава параметров для прогнозирования асинхронного режима, определение требований к точкам измерений .....	44
3.3 Разработка методики для обучения классификатора и ее проверка на модели ОЭС Сибири в Eurostag.....	46
3.4 Разработка блок-схемы и описание алгоритма работы прогнозирующего выявительного органа АЛАР .....	48

3.5. Выводы по разделу 3.....	50
4. Разработка алгоритма централизованного определения сечения для деления системы и ликвидации АР.....	51
4.1 Разработка требований к точкам измерений при реализации централизованного АЛАР.....	51
4.2 Моделирование и анализ признаков, по которым может осуществляться деление энергосистемы .....	53
4.3 Обеспечение требований к сбалансированности выделяемых на изолированную работу частей энергосистемы .....	56
4.4 Разработка методики централизованного определения сечения для деления энергосистемы и ликвидации АР и ее проверка на модели ОЭС Сибири в Eurostag.....	59
4.5 Разработка блок-схемы и описание алгоритма деления энергосистемы для централизованного АЛАР .....	61
4.6. Выводы по разделу 4.....	66
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	68
5.1. Общая характеристика исследования .....	68
5.2. Предпроектный анализ .....	68
5.2.1 Потенциальные потребители результатов исследования .....	68
5.2.2. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	70
5.2.3. Диаграмма Исикавы.....	71
5.2.4. SWOT- анализ проекта .....	72
5.2.5. Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	73
5.3. Инициация проекта .....	75
5.3.1. Цели и результат проекта .....	75

5.3.2. Организационная структура проекта .....	77
5.4 Планирование управления научно-техническим проектом.....	78
5.4.1. Иерархическая структура работ .....	78
5.4.2. Контрольные события проекта .....	78
5.4.3. План проекта.....	79
5.5. Бюджет НИР .....	82
5.6. Расчет капитальных затрат на оборудование.....	85
5.7. Матрица ответственности .....	86
5.8. Реестр рисков проекта .....	87
5.9. Определение ресурсной эффективности проекта .....	88
Выводы по разделу 5.....	89
6. Социальная ответственность .....	90
Введение .....	90
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	90
6.2 Производственная безопасность.....	92
6.2.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов.....	92
6.2.2.1 Повышенный уровень шума .....	94
6.2.2.2 Поражение электрическим током.....	94
6.2.2.3 Повышенный уровень электромагнитных и ионизирующих излучений в рабочей зоне.....	96
6.3 Отклонение показателей микроклимата .....	97
6.3.2 Недостаточная освещенность рабочей зоны .....	98
6.3.3 Психофизические нагрузки.....	101
6.4 Экологическая безопасность.....	102
6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	105



Выводы по разделу 6.....	107
Заключение .....	108
Список литературы .....	110
Приложение А .....	114
Introduction .....	115
A.1. Rotor angle instability prediction.....	115
A.2. Rotor angle prediction scheme .....	117
A.2.1. Bus Voltage Templates .....	117
A.2.2. Predicting Rotor Angle Instability .....	118
A.2.3. The rotor angle instability prediction scheme .....	119
A.2.3.1. Generation of Database .....	119
A.2.3.2. Identification of Voltage Templates.....	119
A.2.3.3. Development of Classifier.....	119
A.3. Power system islanding.....	120
A.3.1. The splitting strategy .....	120
A.3.2. Power system physical constraints .....	120
A.3.2.1. Power balance constraint.....	121
A.3.2.2. Transmission line capacity constraint .....	121
A.3.2.3. Voltage constraint.....	121
Conclusion.....	122
References .....	123
Приложение Б .....	124

## **Введение**

Постоянное усложнение электроэнергетических систем, ввод новых генерирующих мощностей, высокая загруженность линий электропередач в условиях низких темпов электросетевого строительства ведет к повышению вероятности возникновения и развития аварий, а также их тяжести.

Предотвращение и ликвидацию нарушений нормального режима работы энергосистем осуществляет противоаварийная автоматика (ПА).

АЛАР (автоматика ликвидации асинхронного режима) является частью ПА и предназначена для ликвидации асинхронных режимов (АР) отдельных генераторов, электростанций и частей энергосистем.

От устройств АЛАР требуется быстро и надежно выявлять и ликвидировать АР. Но существующие устройства АЛАР обладают рядом недостатков, связанных с низкими быстродействием, селективностью и чувствительностью. Кроме того, их настройка требует больших трудозатрат, что также может привести к человеческой ошибке при расчете или задании уставок устройства АЛАР.

Цель работы: разработка и исследование алгоритма централизованной автоматики ликвидации асинхронного режима с использованием синхронизированных векторных измерений.

Задачи:

1. Выявить недостатки локальных АЛАР.
2. Проанализировать основные требования к АЛАР со стороны нормативных документов.
3. Проанализировать методики настройки локальных АЛАР, установленных в ОЭС Сибири.
4. Исследовать концепции централизованных АЛАР.
5. Выполнить подготовку динамической модели исследуемого энергорайона и провести моделирование возмущений.
6. Формализовать методы машинного обучения для прогнозирования АР.

7. Разработать методику обучения классификатора (алгоритма прогнозирования нарушения устойчивости) и проверить правильность его работы на модели ОЭС Сибири.

8. Разработать алгоритма централизованного определения сечения деления системы для ликвидации АР и проверить правильность его работы на модели ОЭС Сибири.

9. Сравнить работу централизованной автоматики ликвидации АР и локальных АЛАР на модели ОЭС Сибири.

Научная и практическая новизна: разработан алгоритм централизованной АЛАР, состоящий из алгоритма прогнозирования нарушения устойчивости, алгоритма определения групп когерентных генераторов и алгоритма поиска оптимального сечения деления системы; проведен сравнительный анализ работы централизованной АЛАР и локальных АЛАР.

Практическая значимость результатов ВКР: разработанный алгоритм может быть использован при проектировании комплексов противоаварийной автоматики.

Реализация и апробация работы: по третьему разделу ВКР был представлен доклад на X Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» в г. Иркутск, 2019 г.

## **1 Анализ литературы и опыта эксплуатации**

Для определения требований к разрабатываемому алгоритму централизованного АЛАР необходимо провести анализ принципов работы существующих устройств АЛАР, выявить их недостатки и определить возможно ли их устранение при реализации централизованной автоматики.

### **1.1 Принципы выполнения и недостатки локальных АЛАР**

Существующие устройства автоматики ликвидации асинхронного режима имеют ряд недостатков. Рассмотрим их подробнее.

- Влияние дополнительных возмущений.

АЛАР, работающая по дистанционному принципу, подвержена влиянию дополнительных возмущений после начала АР [1]. На рисунке 1 представлен годограф на характеристике срабатывания устройства АЛАР типа МКПА. Как видим, если бы на подходе годографа к характеристике не произошло дополнительное возмущение (отмечено как «возникновение КЗ»), то при отключении КЗ, скорее всего, конец вектора сопротивления остался бы внутри характеристики. Но из-за дополнительного КЗ годограф не оказался внутри характеристики, из-за чего АЛАР не работал.

Использование иных условий срабатывания и иных параметров срабатывания может снизить влияние дополнительных возмущений. В данной работе предлагается использовать в качестве контролируемых параметров действующие значения напряжений и углы векторов напряжений, измеренных с помощью УСВИ на шинах электростанций и подстанций.

Дистанционные устройства АЛАР выявляют АР в начальный момент его первого цикла. Выявление АР на более ранней стадии могло бы позволить отключить связь, где должен возникнуть АР, на более ранней стадии, до возникновения дополнительного возмущения. Однако, стоит отметить, что АЛАР не должен работать до действия автоматики предотвращения нарушения устойчивости, так как она может прекратить развитие асинхронного режима. Исключением являются случаи, когда АР наступает до действия АПНУ.

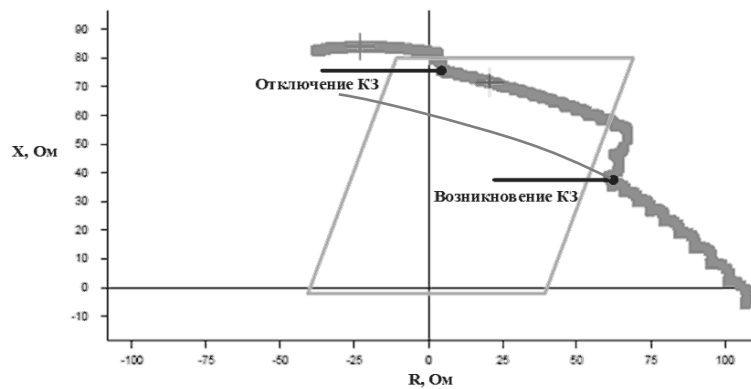


Рисунок 1 – Искажение годографа вектора сопротивления при КЗ в устройстве АЛАР, установленного на подстанции «Экибастузская» [1].

- Длительное выявление АР.

При достижении начала АР есть вероятность попадания ЭЦК в район непосредственной близости к крупным потребителям или промежуточным электростанциям. Это может сопровождаться недопустимым снижением напряжения, что может привести к нарушению устойчивости нагрузки потребителей либо к нарушению устойчивости электростанций и переходу двухчастотного АР к многочастотному [2]. Решению этой проблемы, как и в предыдущем пункте, способствует выявление возмущения на более ранней стадии, чем начало первого цикла АР.

- Низкая селективность некоторых типов АЛАР.

Быстродействующим устройствам АЛАР, осуществляющим деление при  $\delta < 180^\circ$ , не всегда удастся отстроиться от режима глубоких синхронных качаний [2]. Быстродействующие АЛАР, которые не всегда могут отстроиться от режима синхронных качаний, срабатывают при угле  $\delta_{сраб}$  (Рисунок 2). При использовании алгоритма с более точным определением нарушения устойчивости можно отказаться от такого типа АЛАР. При совместном же их использовании новый алгоритм должен производить отключение или выдавать сигнал на блокировку быстродействующего АЛАР в промежутке времени  $\Delta\delta$ , показанного на рисунке.

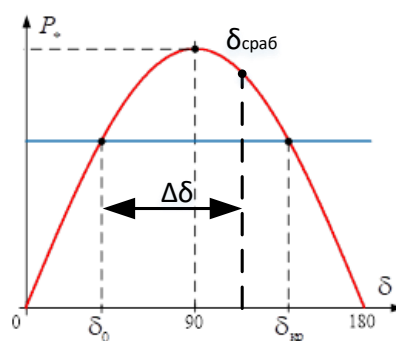


Рисунок 2 – Угловая характеристика мощности

- Пересечение характеристик срабатывания нескольких АЛАР.

Возможна неселективная работа устройств АЛАР, если несколько из них располагаются близко друг к другу [3]. При пересечении зон их работы вероятно их избыточное срабатывание (Рисунок 3).

Указанные проблемы может исключить разработка алгоритма централизованной АЛАР. В этом случае будет работать одно единственное устройство и, не будет пересечения зоны срабатывания, следовательно, не будет избыточного срабатывания устройств АЛАР.

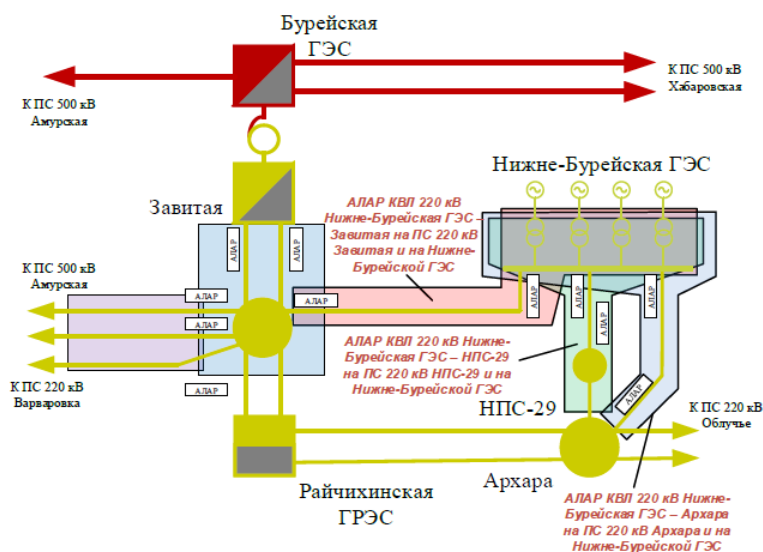


Рисунок 3 – Схема сети 220-500 кВ части энергосистемы Амурской области с указанием зон срабатывания устройств АЛАР [3].

- Низкая чувствительность цикловых АЛАР.

Ввиду низкой чувствительности цикловой АЛАР вероятно, что отключение АР произойдет поздно, потому что вектор сопротивления может не попасть в зону срабатывания АЛАР (рисунок 4).

Поэтому следует использовать методику, при которой не нужно задавать зону срабатывания АЛАР, которая может иметь недостаточную чувствительность.

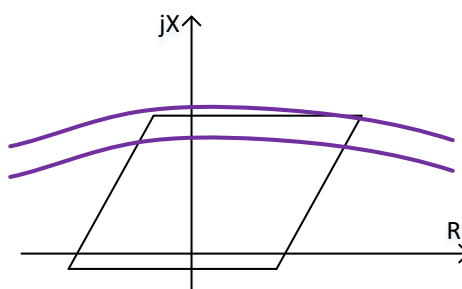


Рисунок 4 – Вектор сопротивления на характеристике срабатывания АЛАР

- Деление системы происходит без учета величины небаланса в отделившихся частях.

АЛАР в сетях 110-220 кВ с промежуточным отбором в транзите имеет возможность определения точки ДС по ускорению/замедлению ЭС для обеспечения устойчивости отделившихся энергорайонов (рисунок 5). Но в данном случае есть только 2 возможные точки ДС. Использование централизованной АЛАР дало бы более полное представление о системе в целом и возможность деления системы с выделением наиболее сбалансированных энергорайонов.

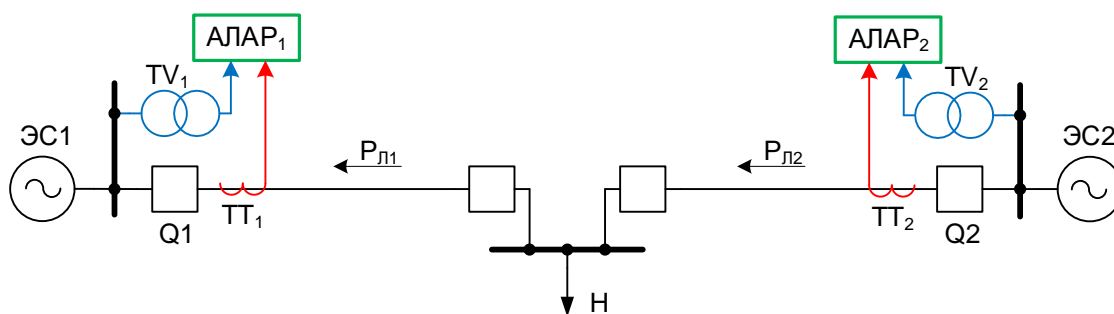


Рисунок 5 – Размещение устройств АЛАР на трнзите с промежуточным отбором мощности [2]

В итоге можно сделать следующие рекомендации по разработке:

- Централизованная АЛАР должна осуществлять прогнозирование наступления АР как можно раньше;
- Необходимо использовать иные параметры срабатывания, чем в существующих устройствах АЛАР, например, совместное

использование траекторий напряжений и углов напряжений с нескольких узлов энергосистемы;

- АЛАР должна централизованно выявлять АР и выдавать УВ для участка энергосистемы, состоящего из нескольких близких сечений, в которых есть вероятность возникновения АР;
- Сечение деления системы должно определяться с учетом минимизации небаланса в отделившихся частях энергосистемы.

## **1.2 Обзор основных требований к АЛАР со стороны нормативных документов**

Определим основные требования к работе АЛАР в соответствии с [4].

АЛАР устанавливаются на всех связях, по которым возможен АР. АР с ЭЦК на ЛЭП должны выявлять два устройства АЛАР, установленные на разных объектах электроэнергетики. Исходя из этого, УСВИ должны находиться по обе стороны от контролируемого сечения.

На всех генераторах АЭС и на всех генераторах ТЭС и ГЭС мощностью 500 МВт и выше должны устанавливаться два устройства АЛАР.

АЛАР в электрической сети напряжением 220 кВ и выше и на генераторах должны обеспечивать выявление ЭЦК. Однако, одной из основных целей централизованной автоматики является ДС до наступления первого цикла АР. Следовательно, она не должна дожидаться появления ЭЦК.

В электрической сети напряжением 150 кВ и ниже допускается применение устройств АЛАР, не обеспечивающих выявление ЭЦК.

Реализация управляющих воздействий с целью ресинхронизации запрещается. Устройства АЛАР должны действовать на деление системы или отключение генераторов.

Элементы электрической сети, отключаемые действием устройств АЛАР, должны определяться с учетом:

- наличия на отключаемом элементе ЭЦК;
- минимизации небалансов активной мощности в разделяемых частях энергосистемы;



– минимизации количества отключаемых выключателей.

Количество отключаемых выключателей должно быть наименьшим, так как отказ работы выключателя может привести к усугублению аварийной ситуации. Поэтому при разработке централизованной АЛАР необходимо учесть, что отключение большого числа элементов нежелательно.

Для минимизации небалансов активной мощности в разделяемых частях энергосистемы допускается действие устройств АЛАР на ДС на смежном объекте электроэнергетики. Это значит, что при соблюдении условия разделения когерентных групп генераторов изменение сечения ДС не противоречит нормативным документам.

Первые ступени устройств АЛАР, установленных на генерирующем оборудовании и в электрической сети напряжением 330 кВ и выше, должны выдавать УВ на отключение генераторов до начала второго цикла асинхронного режима. Устройства АЛАР, установленные на связях напряжением 220 кВ и ниже, должны выдавать УВ на ДС после выдачи УВ на ДС устройств АЛАР, установленных на связях напряжением 330 кВ и выше, входящих в одно сечение асинхронного режима, но не позднее начала пятого цикла асинхронного режима.

Следовательно, устройство выполняющее алгоритм централизованной АЛАР, должно находиться вблизи сети высокого класса напряжения и генераторов, чтобы задержка на передачу УВ была наименьшей. А на связях 220 кВ и ниже задержка не столь критична. Предполагается, что ДС на них будет происходить ранее наступления первого цикла. Но из-за задержек передачи УВ есть вероятность, что деление может начаться позже, но не позже начала пятого цикла. Следовательно, требования стандарта [4] выполняются.

При выявлении возможности возникновения многочастотного АР должны устанавливаться устройства АЛАР, выдающие УВ на ДС до начала первого цикла асинхронного режима. Данное требование определяет приоритет разработки предиктивных алгоритмов централизованной АЛАР.

### 1.3 Методики настройки локальных АЛАР, установленных в ОЭС Сибири

В соответствии с [5] в ОЭС Сибири установлены АЛАР следующих типов:

ФССС – с фиксацией скорости снижения напряжения;

ФЦС – с фиксацией циклов с пусковым органом по сопротивлению;

ФЦТ – с фиксацией циклов с пусковым органом по току;

ФПФУ – с фиксацией повышения фазового угла электропередачи.

Что касается комплектов ПА с функцией АЛАР, то здесь преобладают панели МКПА и КПА-М. Также встречаются панели АЛАР-S, ЭПО-1074-74 и ЭПО-1076/2-82. ФПФУ (режим АЛАРо) имеется в составе Шкафа для энергетических объектов фирмы-производителя ЭКРА (ШЭЭ).

Рассмотрим подробнее порядок расчета уставок АЛАРо [6, 7], так как данный тип АЛАР активно внедряется в ОЭС Сибири. Принцип его функционирования основан на прямом признаке АР – возрастании угла сдвига фаз между векторами напряжений по концам контролируемого участка. Вектор напряжения в начале участка непосредственно измеряется, а вектор напряжения в конце участка рассчитывается с помощью модели защищаемого объекта, тока и напряжения в начале. На основе этих данных определяется угол передачи. По его контролю и происходит функционирование алгоритма АЛАРо.

Для представления моделей элементов сети используется два типа четырехполюсников: П-образный и Т-образный. Они представлены на рисунке 6. В [6] также представлены схемы замещения для разного типа присоединений.

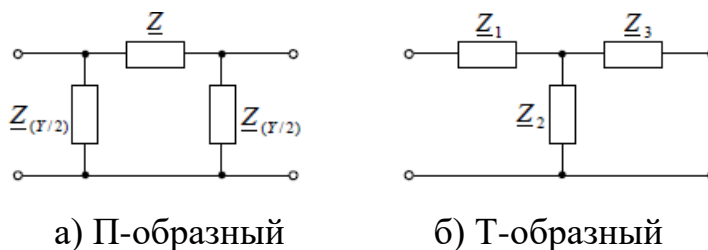


Рисунок 6 – Типы четырехполюсников

Через ток и напряжение на входе определяются ток и напряжение на выходе четырехполюсника:

$$\begin{cases} \underline{U}_2 = \underline{A}_{11}\underline{U}_1 - \underline{A}_{12}\underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 = \underline{A}_{21}\underline{U}_1 + \underline{A}_{22}\underline{I}_1 \end{cases} \quad (1)$$

где  $\underline{A}_{11}$ ,  $\underline{A}_{12}$ ,  $\underline{A}_{21}$ ,  $\underline{A}_{22}$  – комплексные коэффициенты матрицы  $A$ ;

Передаточная матрица  $A$  П-образного четырехполюсника имеет вид:

$$A_{\text{ВЛ}} = \begin{bmatrix} 1 + \frac{\underline{Z}}{\underline{Z}_{(Y/2)}} & \underline{Z} \\ \frac{2}{\underline{Z}_{(Y/2)}} + \frac{\underline{Z}}{\underline{Z}_{(Y/2)}^2} & 1 + \frac{\underline{Z}}{\underline{Z}_{(Y/2)}} \end{bmatrix} \quad (2)$$

где  $Z$  – сопротивление в продольной ветви, Ом;

$Z_{(Y/2)}$  – сопротивление в поперечной ветви, Ом.

При расчете параметров настройки АЛАРо от технолога требуется определить:

- Контролируется ли участок «за спиной»;
- Необходим ли учет погрешностей ТТ и ТН, а также погрешностей справочных данных;
- Из каких сетевых элементов состоит контролируемый участок, и в зависимости от этого выбрать соответствующую схему замещения;
- Необходимо ли согласование АЛАРо с защитой  $\Phi_Z$  (для генератора и силового трансформатора).

Затем технологу необходимо выполнить следующие действия:

- Составить схему замещения контролируемого участка;
- Выполнить расчет параметров элементов схемы замещения;
- Рассчитанные параметры внести в программу расчета уставок АЛАРо;
- Заполнить бланк уставок АЛАРо на основе таблицы уставок, сформированной программой.

#### **1.4 Обзор причин некорректной работы устройств АЛАР в ОЭС Сибири и выбор участка энергосистемы для проведения дальнейших расчетов**

Было проанализировано содержание справки по работе устройств АЛАР в ОЭС Сибири. Некорректная работа устройств АЛАР обусловлена ложной, излишней работой или отказом.

Большинство случаев неправильной работы АЛАР приходится на ошибки в заданных или выставленных уставках. Значительная часть организационных причин неправильной работы связана с ошибками при заполнении бланка параметров настроек.

Поэтому при разработке алгоритма централизованной АЛАР важно уменьшить влияние человеческого фактора при задании уставок за счет выполнения расчетов автоматически в едином программном комплексе.

В меньшем количестве случаев некорректная работа устройств АЛАР связана с неисправностью аппаратуры.

По информации ОДУ Сибири в ОЭС Сибири имеется три сечения, которые с большей вероятностью находятся под угрозой возникновения на них АР при авариях, происходивших в ОЭС Сибири. Далее представлены названия сечений и связи, входящие в них.

- Казахстан-Сибирь:
  - ВЛ 500 кВ ПС 500 кВ Барабинская – ПС 500 кВ Восход
  - ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС – ПС 1150 кВ Алтай
  - ВЛ 500 кВ ПС 500 кВ Барнаульская – ПС 500 кВ Рубцовская
- Назаровское:
  - ВЛ 500 кВ Назаровская ГРЭС СШ 500 кВ – ПС 500 кВ Ново-Анжерская
  - ВЛ 500 кВ Назаровская ГРЭС СШ 500 кВ – ПС 500 кВ Итатская
- Братск-Красноярск:
  - ВЛ 500 кВ Братский ПП 500 кВ – ПС 500 кВ Тайшет
  - ВЛ 500 кВ Братский ПП 500 кВ – ПС 500 кВ Озерная

Для исследования выбрано сечение Братск-Красноярск, так как оно обладает сложной системой шунтирующих связей и, следовательно, является наиболее показательным при разработке алгоритма выбора сечения деления системы.

### 1.5 Обзор концепций централизованных АЛАР

В зарубежной литературе предлагаются различные концепции централизованных АЛАР, основанные на WAMPaC (wide area monitoring, protection and control) [8].

Все работы по достижению сбалансированного деления системы можно свести к трем основным этапам:

1. Прогнозирование нарушения устойчивости энергосистемы;
2. Определение когерентных групп генераторов;
3. Выбор сечения деления системы.

#### Прогнозирование нарушения устойчивости

В [9, 10] предлагается с помощью УСВИ формировать наборы временных рядов изменений напряжений шин, а затем с их помощью обучать классификатор, который будет прогнозировать нарушение устойчивости.

Основная идея данного метода состоит в том, что траектории напряжений после возмущения будут изменяться по-разному и образовывать кластеры траекторий для случаев устойчивой ( $R_1$ , рисунок 6) и неустойчивой ( $R_2, R_3$ ) работы энергосистемы.

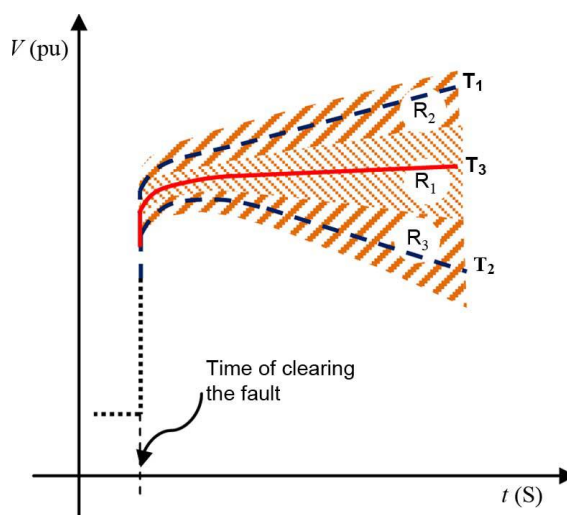


Рисунок 7 – Траектории напряжений [9]

Авторы используют временные ряды изменений напряжений на шинах подстанций, так как этот параметр наиболее быстро реагирует на возмущения, происходящие в системе, а, следовательно, позволяет экономить время на выявление не допустимых условий работы.

В следующих разделах будут приведены результаты исследования возможности дополнительного использования временных рядов других параметров режима для повышения точности прогнозирования.

Для классификации используется алгоритм обучения SVM (support vector machine). Особым свойством метода опорных векторов (SVM) является непрерывное уменьшение эмпирической ошибки классификации.

### **Определение когерентных групп генераторов**

В зарубежной литературе все авторы [9,11,12,13] предлагают одинаковый метод определения когерентных групп генераторов в режиме реального времени. В соответствии с ним рассчитывается центр инерции системы COI:

$$\delta_{COI} = \frac{\sum_{j=1}^N \delta_j \cdot H_j}{\sum_{j=1}^N H_j} \quad (3)$$

где  $N$  – число генераторов;

$\delta_j$  – внутренний угол ротора генератора  $j$ ;

$H_j$  – постоянная времени инерции генератора  $j$ .

Однако внутренний угол генератора измерить нельзя. Поэтому он заменяется углом напряжения, который может измерить УСВИ. Аналогично постоянная инерции заменяется текущей электромагнитной мощностью генератора  $P_j$ . Это утверждение представлено в работах [12-14]. Таким образом, формула определения центра углов системы выглядит следующим образом:

$$\delta_C = \frac{\sum_{j=1}^N \delta_j \cdot P_j}{\sum_{j=1}^N P_j} \quad (4)$$

Отклонение угла генератора от центра инерции системы может быть найдено по следующей формуле:

$$\Delta\delta_j = \delta_j - \delta_c \quad (5)$$

Затем вычисляется накопленный интегральный член, обозначающий ускорение (или замедление) генератора  $j$ .

$$\omega = \sum_{i=1}^n \frac{\delta(t_i) - \delta(t_{i-1})}{t_i - t_{i-1}} \quad (6)$$

Когда накопленный интеграл становится больше некоторого порогового значения, можно считать, что данный генератор не является когерентным со всей остальной энергосистемой.

### **Выбор сечения деления системы**

Основная идея работ по поиску оптимального сечения ДС сводится к задаче выбора подходящего сечения из множества сечений по заранее заданным критериям.

В [15] предлагается использовать индекс настройки  $TI = \Delta P / H$ , где  $\Delta P$  – небаланс активной мощности,  $H$  – постоянная инерции системы. Как находится постоянная инерции системы авторы не описывают. В часть энергосистемы с более низким значением  $TI$  переходят нагрузочные узлы части энергосистемы с более высоким  $TI$ . Итерационный процесс происходит до тех пор, пока ошибка, рассчитываемая по формуле 7, не станет ниже допустимой:

$$\varepsilon = \sqrt{\sum_i \frac{\left(\frac{\Delta P_i}{H_i} - \frac{\overline{\Delta P}}{H}\right)^2}{n}} \quad (7)$$

$$\text{где } \frac{\overline{\Delta P}}{H} = \frac{1}{n} \sum_i \frac{\Delta P_i}{H_i}.$$

Однако постоянная инерции не может быть измерена. К тому же  $TI$  показывает только сбалансированность отделившейся части энергосистемы, но не решает вопрос сохранения устойчивости в ней.

Авторы [16] предлагают присваивать каждому узлу весовой коэффициент, равный активной мощности в узле: с положительным знаком для генерации, с отрицательным – для нагрузки (важность размерности весового коэффициента авторами не отмечается). Далее для каждого

генераторного узла осуществляется поиск не генераторных узлов, связанных с ним, формируя остров. Если в найденном узле имеется нагрузка, то этот остров балансируется. Такой поиск происходит до тех пор, пока в образовавшемся острове не наступит баланс по активной мощности.

Данный метод имеет недостатки предыдущего, а кроме того может привести к формированию большего числа отделившихся энергорайонов, чем существует когерентных групп генераторов.

В некоторых других работах [17-19] обозначена необходимость соблюдения требований:

- когерентные группы генераторов должны быть отделены;
- небаланс активной мощности между генерацией и нагрузкой в каждой части ЭС должен быть минимален;
- каждая изолированная часть ЭС должна обладать статической устойчивостью;
- каждая изолированная часть ЭС должна обладать динамической устойчивостью.

В [19] также указано, что генераторы, принадлежащие одной когерентной группе, должны находиться в одной части ЭС, т.е. число изолированных энергорайонов не должно быть больше числа когерентных групп генераторов.

## **1.6. Выводы по разделу 1**

В данной главе были определены основные проблемы существующих алгоритмов АЛАР. Рассмотрены основные требования, предъявляемые к АЛАР, которые необходимо учесть при разработке централизованной АЛАР. Приведены причины неправильной работы устройств АЛАР в ОЭС Сибири и выбрано сечение «Братск-Красноярск», которое будет рассматриваться при выполнении следующих разделов работы. Рассмотрены принципы работы локальных устройств АЛАР. Определено, что применяемые типы АЛАР выдают управляющее воздействие на деление системы только при достижении углом сдвига фаз между векторами напряжения по концам контролируемого



участка значения  $180^\circ$ . Разрабатываемый алгоритм должен обеспечить повышение скорость обнаружения наступления АР. В работе будут применяться временные ряды изменения напряжений и углов векторов напряжений при кластеризации (при помощи метода нечетких С-средних) и классификации (при помощи SVM) для прогнозирования нарушения устойчивости параллельной работы. Для определения когерентных групп генераторов применять методику с использованием формул 4-6. При определении сечения деления системы учитывать требования из работ [17-19].

## 2. Выполнение расчетов динамической устойчивости

### 2.1 Подготовка и проведение расчетов переходных процессов в Eurostag

#### 2.1.1 Описание исследуемого энергорайона

На рисунке 8 представлена схема исследуемого энергорайона. Сечение «Братск-Красноярск» показано черной пунктирной линией.

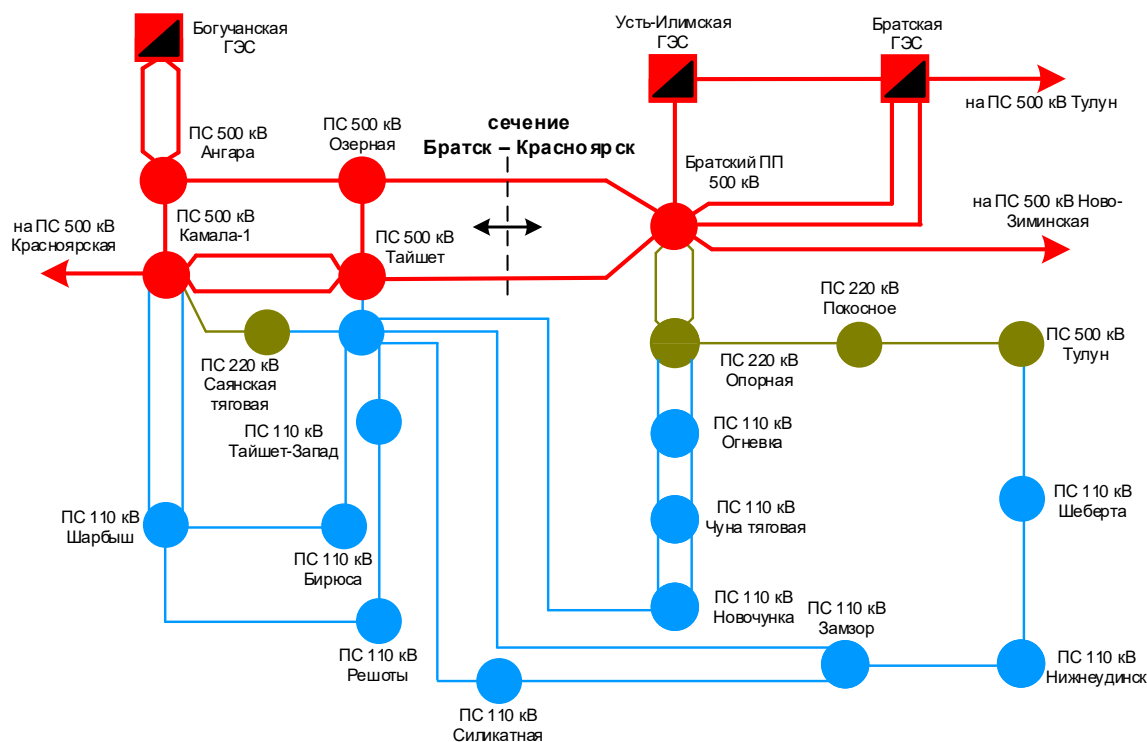


Рисунок 8 – Схема исследуемого энергорайона

В соответствии с ПУР аварийно допустимый переток активной мощности в данном сечении составляет 2020 МВт.

#### 2.1.2 Подготовка модели для исследования динамики

В летнем контрольном замере 2019 года переток активной мощности по сечению Братск-Красноярск направлен с востока на запад и составляет 656 МВт.

Для получения асинхронного режима в сечении была сформирована траектория утяжеления для увеличения перетока.

Для достижения предельного перетока активной мощности были дополнительно включены на Красноярской ГЭС генераторы 1, 7, 8, 12 и генератор 2 на Саяно-Шушенской ГЭС. Траектория утяжеления представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Траектория утяжеления

Название ЭС	Начальная мощность, МВт	Изменение мощности на шаге, МВт
Красноярская ГЭС	2194	115.3
Назаровская ГРЭС	259	7.85
Саяно-Шушенская ГЭС	2118.49	45.899
Богучанская ГЭС	1881	5.85
Южно-Кузбасская ГРЭС ТГ-6	39.18	2.441
Кемеровская ГРЭС	91.38	2.43
Томская ГРЭС-2 ТГ-7	35.66	1.217
Западно-Сибирская ТЭЦ ТГ-1, 4	111.72	2.413
Новосибирская ТЭЦ-4 ТГ-6	72.75	1.86
Новосибирская ТЭЦ-5 Бл.1, 4	328.56	3.572
Омская ТЭЦ-4	95	2.75
Омская ТЭЦ-5 ТГ-1	72	1.4
Братская ГЭС	2703.22	-101.064
Усть-Илимская ГЭС	2284.36	-49.995
Гусиноозёрская ГРЭС	408.4	-6.42
Харанорская ГРЭС	450.7	-7.835
Читинская ТЭЦ-1 ТГ2, 3	132.7	-2.385
Мамаканская ГЭС	87.45	-4.372
Иркутская ГЭС	404.21	-20.209

Предельный переток получился равным 2839 МВт.

Линии, входящие в состав сечения Братск-Красноярск оснащены АРПМ. АРПМ воздействует на ОН-2Бр и ОН-4БР при достижении значения перетока активной мощности по ВЛ 500 кВ Братский ПП – Тайшет 700 МВт в направлении от шин ПС 500 кВ Тайшет и на ОН-2Бр и ОН-4БР при достижении значения перетока активной мощности по ВЛ 500 кВ Братский ПП – Озерная 650 МВт в направлении от шин ПС 500 кВ Озерная.

Управляющее воздействие АРПМ на ОН-2Бр смоделировано при перетоке 1150 МВт по сечению «Братск-Красноярск», затем ОН-4Бр – при перетоке 1155 МВт.

При моделировании АРПМ предельный переток активной мощности по сечению не достигается. Поэтому была скорректирована траектория утяжеления. Генераторы, которыми была дополнена траектория, представлены в таблице 2.

Таблица 2 – траектория утяжеления

Название ЭС	Начальная мощность, МВт	Изменение мощности на шаге, МВт
Бийская ТЭЦ-1 ТГ-4	25.15	3.55
Барнаульская ТЭЦ-3 ТГ-1	69.97	1.432
Омская ТЭЦ-5 ТГ-3	160	2.142
ТЭЦ СХЗ	7.03	3.138
ТЭЦ АКХЗ	88.42	4.51
Омская ТЭЦ-3 ТГ-11	47	1.857
ТЭЦ КСК	9.5	0.857
Усть-Илимская ГЭС	1284.16	-7.205
Читинская ТЭЦ-1 ТГ-5	86.8	-4.828
ТЭЦ ППГХО ТГ-1	53.2	-5.457

Предельный переток получился равным 2478 МВт.

### 2.1.3 Моделирование возмущений

Так как АДП по сечению Братск – Красноярск составляет 2020 МВт рассмотрим возмущения при близком к АДП перетоку активной мощности – 1975 МВт. Рассматриваются как нормативные, так и ненормативные возмущения.

В таблице 3 представлены смоделированные возмущения, время, за которое наступает асинхронный режим по сечению Братск – Красноярск после возникновения возмущения, а также номер сечения АР для каждого возмущения в соответствии с сечениями, показанными пунктирными линиями на рисунке 2.

Таблица 3 – Возмущения и время наступления АР при перетоке по сечению  
1975 МВт в направлении с запад на восток

Группа	№	Возмущение	Время до АР, с	Сечение
1.1	1	Отключение ВЛ 500 кВ Тайшет - БПП при (1) КЗ (близкое к ПС Тайшет) и неуспешном АПВ	устойчивость не нарушена	
	2	Отключение ВЛ 500 кВ Тайшет - БПП при (1) КЗ (близкое к БПП) и неуспешном АПВ	устойчивость не нарушена	
1.4	3	Отключение ВЛ 500 кВ Тайшет - БПП при (1.1) КЗ (близкое к ПС Тайшет) и неуспешном АПВ	устойчивость не нарушена	
	4	Отключение ВЛ 500 кВ Тайшет - БПП при (1.1) КЗ (близкое к БПП) и неуспешном АПВ	устойчивость не нарушена	
	5	Отключение ВЛ 500 кВ Озерная - БПП при (1.1) КЗ (близкое к ПС Озерная) и неуспешном АПВ	устойчивость не нарушена	
	6	Отключение ВЛ 500 кВ Озерная - БПП при (1.1) КЗ (близкое к БПП) и неуспешном АПВ	устойчивость не нарушена	
1.5	7	Отключение ВЛ 500 кВ Тайшет - БПП при (1) КЗ (близкое к ПС Тайшет) с отказом одного выключателя	1.39	4
	8	Отключение ВЛ 500 кВ Тайшет - БПП при (1) КЗ (близкое к ПС Тайшет) с отказом одного выключателя	1.35	2
	9	Отключение ВЛ 500 кВ Озерная - БПП при (1) КЗ (близкое к ПС Озерная) с отказом одного выключателя	1.385	4
	10	Отключение ВЛ 500 кВ Озерная - БПП при (1) КЗ (близкое к БПП) с отказом одного выключателя	устойчивость не нарушена	
2.1	11	Отключение II СШ ПС Озерная при (1) КЗ	устойчивость не нарушена	
	12	Отключение VI СШ БПП при (1) КЗ	устойчивость не нарушена	
	13	Отключение V СШ БПП при (1) КЗ	устойчивость не нарушена	

	14	Отключение IV СШ ПС Тайшет при (1) КЗ	устойчивость не нарушена	
3.1	15	Отключение 3Г УИГЭС	устойчивость не нарушена	
Ненормативное	16	Отключение двух ВЛ 500 кВ Тайшет - БПП и Озерная - БПП и неуспешным АПВ	0.69	5
	17	Отключение ВЛ 500 кВ Тайшет - БПП при (3) КЗ (близкое к ПС Тайшет) и неуспешном АПВ	1.26	4
	18	Отключение ВЛ 500 кВ Озерная - БПП при (3) КЗ (близкое к ПС Озерная) и неуспешном АПВ	1.295	4
	19	Отключение ВЛ 500 кВ Тайшет - БПП при (1.1) КЗ (близкое к ПС Тайшет) с отказом одного выключателя	0.58	3
	20	Отключение ВЛ 500 кВ Тайшет - БПП при (1.1) КЗ (близкое к ПС Тайшет) с отказом одного выключателя	0.58	1

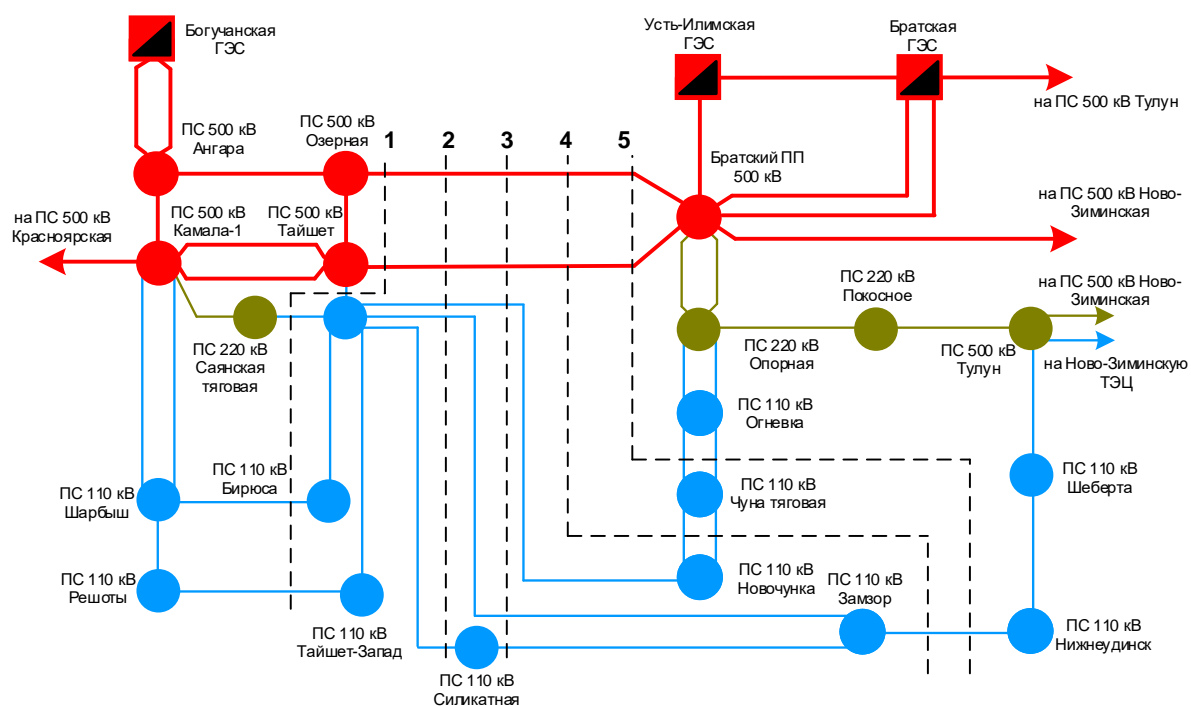


Рисунок 9 – Сечения асинхронного режима

Из таблицы 3 видно, что при перетоке 1975 МВт, близком к АДП (2020 МВт), АР возникает в пределах от 0,58 до 1,39 с. Сечение АР, как правило, оказывается 4 типа (рисунок 9).

В случаях, когда сечение АР соответствует сечениям 2-5 на рисунке 9, деление системы будет проходить в соответствии с расположением устройств АЛАР [5] по сечению 2 на рисунке 10.

При этом небаланс активной мощности в восточной части ЭС составит -1679 МВт. В случаях, когда сечение АР совпадает с сечением 1 на рисунке 9, деление системы будет проходить по сечению 1 на рисунке 10. При этом небаланс активной мощности в восточной части ЭС составит -1855 МВт.

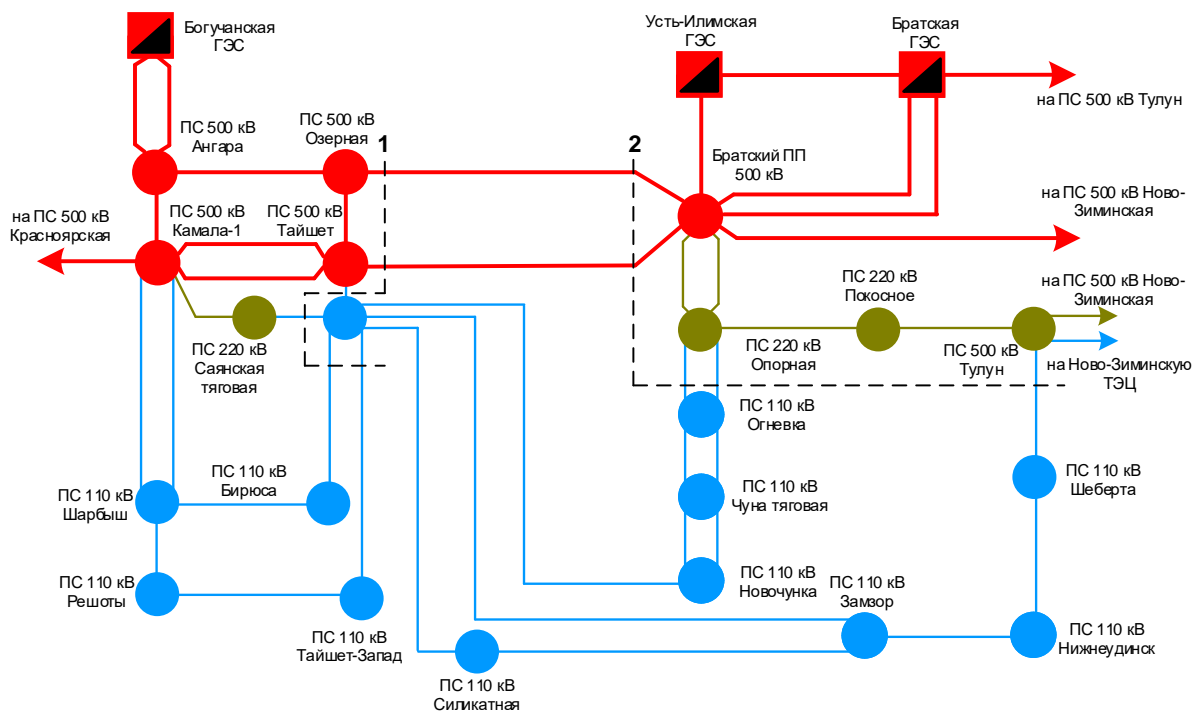


Рисунок 10 – Сечения деления системы

## 2.2. Выводы по разделу 2

В данном разделе представлены результаты расчетов переходных процессов при направлении перетока по рассматриваемому сечению: с запада на восток. Было выполнено утяжеления сечения «Братск-Красноярск». Определен предельный переток по сечению, равный 2839 МВт. При этом АДП по сечению в соответствии с ПУР составляет 2020 МВт (при направлении перетока с запада на восток). При перетоке, близком к АДП смоделировано 20 различных возмущений, часть из которых приводили к нарушению устойчивости параллельной работы по рассматриваемому сечению. Также определено время, когда наступает АР при данных возмущениях. Полученные

данные будут использоваться при тестировании алгоритма централизованной АЛАР в следующих разделах работы.

### **3. Разработка прогнозирующего выявительного органа АЛАР**

Предлагаемая методика прогнозирования нарушений динамической устойчивости генераторов включает в себя следующие этапы:

1. Формирование набора данных путем моделирования заданных возмущений и переходных процессов.
2. Выполнение кластеризации полученных при моделировании данных.
3. Обучение классификатора на основе данных, полученных при кластеризации.
4. Использование обученного классификатора для прогнозирования нарушений динамической устойчивости генераторов в режиме онлайн.

#### **3.1 Выбор и формализация методов машинного обучения (кластеризация и идентификация) для прогнозирования асинхронного режима**

##### **Формирование набора данных:**

На динамической модели энергосистемы, для которой предполагается идентифицировать нарушения динамической устойчивости, осуществляется моделирование переходных процессов.

Формирование набора данных выполняется отдельно для каждого расчетного случая. Набор включает в себя информацию о действующих значениях и углах напряжений на шинах подстанций в каждый момент времени переходного процесса. Также для дальнейшей кластеризации наборы содержат логические переменные. Так как формирование наборов данных происходит расчетным путем, то программно можно задавать любые значения логических переменных, например 0, 1 и 2. Как правило эти логические переменные указывают на наличие или отсутствие нарушения устойчивости (логическая переменная «0») параллельной работы по исследуемому сечению. Для этого по осциллограммам переходного процесса определяется факт превышения  $180^\circ$  разностью углов напряжений по сечению. В данной работе также осуществляется отстройка от действия АПНУ. Для этого



контролируется время наступления АР: если АР наступает до действия АПНУ, то присваивается одна логическая переменная (например, «1»), если после действия АПНУ – другая (например, «2»).

В рамках данной работы формирование наборов данных выполнялось при помощи ПК RastrWin3 и Eurostag вручную. В дальнейшем данный процесс будет автоматизирован.

Возможны два способа формирования набора данных оффлайн: по принципу II-До и I-До. В таблице 4 представлены преимущества и недостатки обоих способов.

При реализации централизованного АЛАР по принципу I-До, необходимо получение большого объема данных о режиме системы, выполнение кластеризации и классификации, а затем выбор сечения деления системы в рамках достаточно короткого цикла расчетов – порядка 30 с, что требует больших и дорогостоящих вычислительных мощностей. Поэтому на данном этапе работы предпочтительным решением представляется выполнение основных расчетных функций централизованного АЛАР по принципу II-До.

Таблица 4 – Преимущества и недостатки II-До и I-До

	Преимущества	Недостатки
II-До	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Не требуется сложное ПО;</li> <li>▪ Не требуется больших вычислительных мощностей;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Моделирование возмущений выполняется не для конкретного до аварийного режима, а для заранее заданной области существования установившихся режимов;</li> <li>▪ Учитывает ограниченное количество топологий и режимов работы энергосистемы;</li> <li>▪ Требуется трудозатрат на обновление наборов данных при изменениях в энергосистеме</li> </ul>

I-До	<ul style="list-style-type: none"> <li>При обучении классификатора, моделирование переходных процессов выполняется для текущего режима.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Требуется сложное ПО;</li> <li>Требуется большие вычислительные мощности</li> </ul>
------	--	--

При выполнении автоматики по принципу II-До следует учитывать, что для каждой топологии сети должны быть сформированы свои классификаторы и свои сечения деления системы. Также они будут зависеть от направления перетока активной мощности по сечению и его величины. Исходя из этого будет формироваться некое множество классификаторов и вариантов сечений в зависимости от схемно-режимной ситуации. Диапазон изменения перетока по сечению может быть достаточно широким, поэтому достаточность обучения классификатора для всего диапазона возможных значений перетока или необходимость обучения нескольких классификаторов для отдельных участков диапазона требуют дополнительного исследования. Поэтому в данной работе при тестировании алгоритма прогнозирования нарушения устойчивости централизованной АЛАР на сечении «Братск-Красноярск» при перетоке 1975 МВт в направлении с запада на восток для формирования набора данных будет выбран диапазон режимов, включающий в себя режимы с перетоком мощности по сечению от 1787 до 2164 МВт.

### **Кластеризация:**

Кластеризация заключается в разбиении множества объектов на однородные подмножества (кластеры), обладающие рядом общих свойств. В данной работе алгоритм классификации обрабатывает временные ряды напряжений и углов напряжений на шинах подстанций, входящих в сечение. Выполнено деление на три группы случаев, описанных ранее. Кластеризация выполнялась методом нечетких *C*-средних (*c-means*). Это наиболее популярный алгоритм нечеткой кластеризации. Он представляет собой модификацию метода *k*-средних.

Как уже сказано, сначала задается число центров кластеров  $c_j$ . Затем в соответствии с методов нечетких  $C$ -средних необходимо рассчитать матрицу принадлежности элементов к кластерам  $r_{ij}$ :

$$M = \begin{bmatrix} m_{11} & m_{12} & \dots & m_{1l} \\ m_{21} & m_{22} & \dots & m_{2l} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ m_{c1} & m_{c2} & \dots & m_{cl} \end{bmatrix} \quad (8)$$

где  $m_{ij}$  – степень принадлежности элемента  $j$  кластеру  $i$ .

Расстояние от объектов до кластеров с соответствующими принадлежностями находится по следующей формуле:

$$J = \sum_{i=1}^c \sum_{j=1}^l (m_{ij})^w d(v_i, x_j) \quad (9)$$

где  $d(v_i, x_j)$  – расстояние между объектом  $x_j$  и центром кластера  $v_i$ ,

$w$  – вес, определяющий нечеткость (размытость) кластеров,

На первом шаге матрица принадлежностей  $M$  задается случайным образом. Затем запускается итерационный процесс вычисления центров кластеров и пересчета элементов принадлежности матрицы степеней принадлежностей:

$$m_{ij} = \frac{1}{(d_{ij})^{\frac{2}{w-1}} \sum_{k=1}^c \frac{1}{(d_{kj})^{\frac{2}{w-1}}}} \text{ при } d_{ij} > 0 \text{ и } m_{kj} = \begin{cases} 1, k = i \\ 0, k \neq i \end{cases} \text{ при } d_{ij} = 0,$$

где  $d_{ij} = d(v_i, x_j)$  для  $i = \overline{1, c}, j = \overline{1, l}$ .

Вычисление продолжается, пока изменение матрицы относительно матрицы на предыдущей итерации не станет меньше заданного значения.

### **Классификация:**

Классификация заключается в разбиении набора объектов на известное число классов. В данной работе применяется классификатор на основе метода опорных векторов (support vector machine – SVM). Метод реализует поиск разделяющей плоскости с максимальным зазором в пространстве векторов.

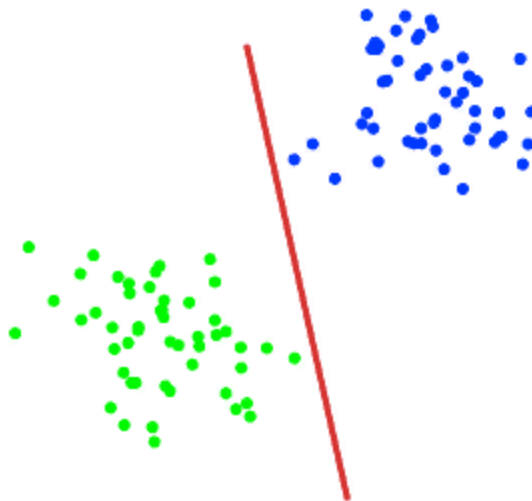


Рисунок 11 – Разделяющая прямая

Данный метод изначально относится к бинарным классификаторам, но он также применим и для задач мультиклассификации.

Алгоритм классификации может быть формализован следующим образом:

$$a(x) = \text{sign}(\sum_{i=1}^l \lambda_i y_i \langle x_i, x \rangle - \omega_0) \quad (10)$$

где  $x_i$  – опорный вектор,  $\lambda$  – вектор двойственных переменных,  $y_i = \langle \omega, x_j \rangle - \omega_0$ ,  $\omega_0$  – пороговое значение, обычно вычисляемое, как среднее по всем опорным векторам.  $x_i$  называется опорным вектором, если  $\lambda_i > 0$  и  $\langle \omega, x_j \rangle - \omega_0 = y_i$ .

Для определения принадлежности к какому-либо из классов используются матрицы нечеткого членства (fuzzy membership matrices), рассчитываемые при выполнении кластеризации.

### 3.2 Определение состава параметров для прогнозирования асинхронного режима, определение требований к точкам измерений

Необходимо определить какие параметры режима лучше всего использовать для цели прогнозирования нарушения устойчивости параллельной работы по рассматриваемому сечению «Братск-Красноярск». Для обучения классификатора использовались наборы напряжений и углов напряжений, имитирующих данные УСВИ, полученные с шин подстанций 500 кВ Озерная, Тайшет и Братского ПП. Дискретность данных – 20 мс, длина временного ряда – 200 мс. Подстанции выбраны, исходя из того, что они

входят в рассматриваемое сечение. Проанализированы два варианта соотношений тренировочной и тестовой выборки:

когда тестируются 100% собранных данных на этих же 100% данных, которые использовались для обучения (тренировки) классификатора;

и когда 75% данных набора (15 случаев) использовались для обучения классификатора, а остальные 25% (5 случаев) – для тестирования обученного классификатора.

В таблице 5 представлены результаты тестирования обученного классификатора для трех типов состава параметров прогнозирования: напряжение, угол напряжения и оба параметра.

Таблица 5 – Результаты тестирования

Парам.	Место сбора данных	Тренировочная выборка / тестовая выборка	
		100%/100%	75%/25%
U	ПС 500 кВ Братский ПП	0.9375	0.8333
	ПС 500 кВ Озерная	0.9375	0.8333
	ПС 500 кВ Тайшет	0.9375	0.8333
	БПП + Озерная + Тайшет	0.9375	0.8333
$\delta$	ПС 500 кВ Братский ПП	1	0.8333
	ПС 500 кВ Озерная	0.9375	1
	ПС 500 кВ Тайшет	0.9375	1
	БПП + Озерная + Тайшет	0.9375	1
U+ $\delta$	ПС 500 кВ Братский ПП	1	1
	ПС 500 кВ Озерная	1	1
	ПС 500 кВ Тайшет	1	1
	БПП + Озерная + Тайшет	1	1

Как видно, по таблице 5 наилучший результат был получен при использовании сразу двух временных рядов. В данном случае правильность обучения классификатора была 100%.

При использовании в качестве параметра для прогнозирования только напряжения на шинах подстанции мы имеем один случай неправильного выявления классификатором нарушения устойчивости. При использовании

только угла напряжения в некоторых случаях также есть одна ошибка в определении нарушения устойчивости.

### **3.3 Разработка методики для обучения классификатора и ее проверка на модели ОЭС Сибири в Eurostag**

Проверим правильность прогнозирования с использованием временных рядов различной длины.

Необходимо учитывать влияние АПНУ. АДВ ПС 500 кВ Озерная имеет следующие УВ при перетоке активной мощности по сечению Братск-Красноярск с запада на восток: ОГ-1Кр, ОГ-2Кр, ОН-2Бр, ОН-4Бр, ОН-1Ирк, ОН-2Ирк, ОН-3Ирк, ОН-4Ирк.

В этом случае имеет смысл разделить все случаи нарушения устойчивости на те, при которых АР возникает до действия АДВ, и на те, при которых АР возникает после действия АДВ. Поэтому будут использоваться наборы данных, состоящие из трех частей: случаи устойчивой работы и две части случаев неустойчивой работы.

В таблице 6 представлены результаты тестирования для различных вариантов длины временного ряда и различных вариантов места сбора данных.

При обучении и тестировании классификатора было рассмотрено 20 различных возмущений для трех значений перетока по сечению «Братск-Красноярск» с запада на восток, равных 1787, 1975 и 2164 МВт – всего 60 расчетных случаев. При использовании в качестве параметров для прогнозирования действующего значения напряжения и угла вектора напряжения мы получаем, что наиболее высокая точность прогнозирования нарушения устойчивости параллельной работы энергосистемы по рассматриваемому сечению достигается, когда длина временного ряда измеряемых параметров составляет 60 мс, а сбор данных осуществляется со всех трёх подстанций, входящих в сечение. Одинаковые показатели для БПП и всех трех подстанций связаны с тем, что многие возмущения были смоделированы вблизи шин БПП.

Таблица 6 – Результаты тестирования

Длина временного ряда, мс	Подстанции, на которых осуществляется сбор данных							
	ПС Тайшет		ПС Озерная		Братский ПП		БПП, Тайшет, Озерная	
	100/100	80/20	100/100	80/20	100/100	80/20	100/100	80/20
20	0.7872	0.6923	0.7659	0.7692	0.8085	0.7692	0.8085	0.7692
40	0.8298	0.6923	0.7659	0.6923	0.8085	0.7692	0.8085	0.7692
60	0.8936	0.923	0.8936	0.923	0.9787	0.923	0.9787	0.923
80	0.9574	0.923	0.9362	0.923	0.9787	0.923	0.9787	0.923
100	0.9574	0.923	0.9362	0.923	0.9574	0.923	0.9574	0.923
120	0.9574	0.923	0.8936	0.923	0.9787	0.923	0.9787	0.923

97,87% точности при использовании 100% данных для тестирования и тренировки означало, что одно возмущение, из-за которого возникал АР после действия АПНУ, было воспринято классификатором как неопасное. 92,3% точности в 20%-ой выборке данных для тестирования на 80%-ой выборке для тренировки означало также, что одно возмущение, из-за которого возникал АР после действия АПНУ, было воспринято классификатором как неопасное.

С учетом того, что наименьшее время до начала АР в рассмотренных режимах составляет 580 мс, кластеризация и классификация занимает 50 мс, а для сбора данных достаточно 60 мс, то на определение сечения деления системы и передачу сигналов по УПАСК и отключение выключателей остается 470 мс (рисунок 4).

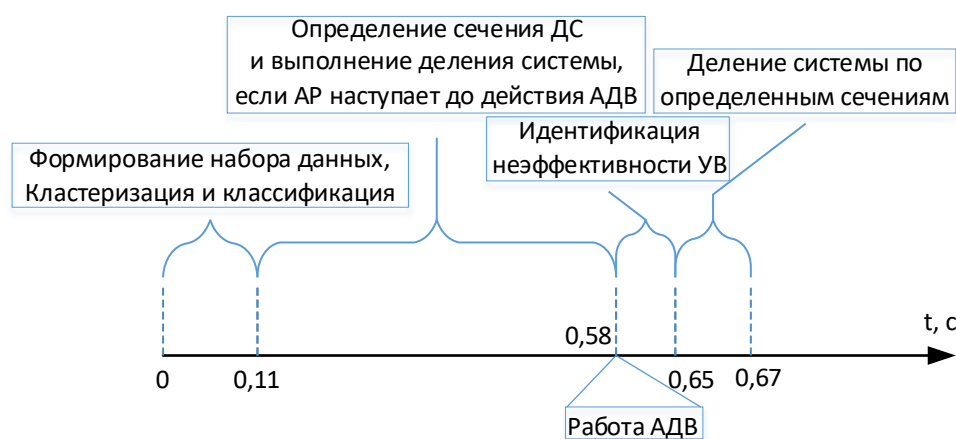


Рисунок 12 – Процессы алгоритма централизованной АЛАР на временной шкале

В таблице 7 представлены результаты тестирования идентификации нарушения устойчивости после действия АДВ при различных возможных комбинациях УВ.

Как видим, для данных возмущений при использовании временных рядов, полученных со всех трех рассмотренных подстанций точность прогнозирования получилась наиболее высокой для временного ряда длиной 20 мс. 97,37% точности прогнозирования означает, что один случай, который не приводил к нарушению устойчивости после действия АДВ, был воспринят, как случай нарушения устойчивости.

Таблица 7 – Результаты тестирования

Длина временного ряда, мс	20	40	60	80	100
100%/100%	0.9737	0.9737	0.9737	0.9737	0.9737
80%/20%	1	0.9091	0.8182	0.8182	0.9091

### 3.4 Разработка блок-схемы и описание алгоритма работы прогнозирующего выявительного органа АЛАР

На рисунке 13 представлена блок-схема алгоритма работы прогнозирующего органа АЛАР.

Блок «Идентификация нарушения устойчивости» реализует алгоритм классификации по методу SVM. Данный блок определяет, к какой из трех групп возмущений относится данное возмущение:



- возмущение, которое не приводит к нарушению устойчивости и возникновению АР;
- возмущение, которое приводит к нарушению устойчивости и, АР возникает до действия АПНУ;
- возмущение, которое приводит к нарушению устойчивости, и АР может возникнуть после действия АПНУ.

В зависимости от времени возникновения АР либо поступает сигнал на ДС, либо на блок «Идентификация нарушения устойчивости после действия АПНУ», который начнет работать после наступления времени срабатывания АПНУ.

Блок «Идентификация нарушения устойчивости после действия АПНУ» реализует алгоритм по методу SVM и определяет необходимость выполнения ДС после выдачи УВ АДВ.

Блок «Деление системы» выполняет деление системы по сечению, найденному ранее. Функционал данного блока описан в разделе 4.5.

Задача блоков «Набор данных» заключается в предоставлении алгоритму идентификации нарушения устойчивости сформированных в режиме II-До наборов данных: для идентификации после возникновения возмущения и после действия противоаварийной автоматики

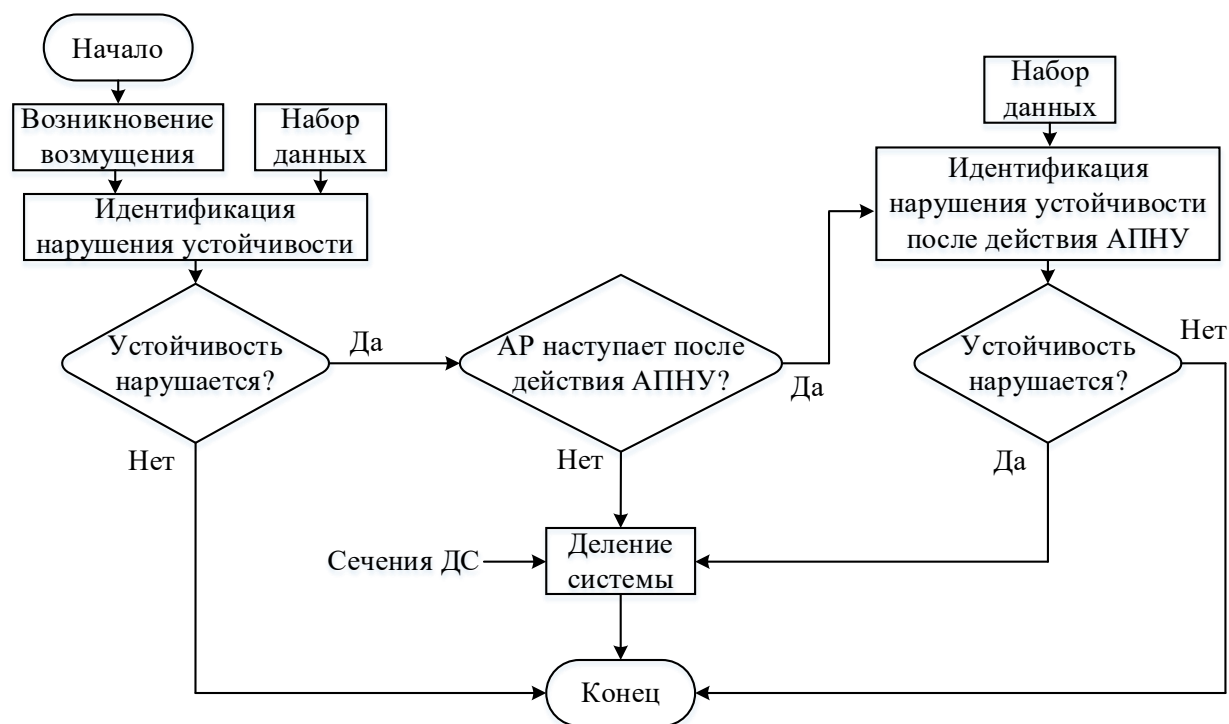


Рисунок 13 – Блок-схема алгоритма прогнозирующего органа АЛАР

### 3.5. Выводы по разделу 3

В данном разделе описаны методы машинного обучения, на которых основана работа алгоритма идентификации нарушения устойчивости параллельной работы по рассматриваемому сечению. Определено, что часть расчетов, которая выполняется оффлайн, будет производиться в режиме П-До. Выбраны длины временных рядов и точки измерения для работы алгоритма. Данные должны собираться с УСВИ, установленных на ПС Озерная, ПС Тайшет и Братский ПП. Выяснено, что достаточная длина временных рядов, используемых при формировании данных, составляет 60 мс для процесса идентификации непосредственно после возникновения возмущения. Точность идентификации нарушения устойчивости при этом составляет 97,9%. Для повышения точности в дальнейшем необходимо рассмотреть большие размеры выборки данных. Для определения нарушения после работы АПНУ длина временного ряда и точность идентификации составляют, соответственно, 20 мс и 97,4%. Также разработана блок-схема и описан алгоритм прогнозирующего выявительного органа централизованной АЛАР.

#### **4. Разработка алгоритма централизованного определения сечения для деления системы и ликвидации АР**

Рассмотрим сечение деления системы в ОЭС Сибири при однофазном КЗ и дальнейшем отключении ВЛ 500 кВ Братский ПП – Тайшет с отказом одного выключателя на ПС 500 кВ Тайшет и действием УРОВ. В данном случае в соответствии с расположением устройств АЛАР система будет разделена по сечению, показанному пунктирной линией на рисунке Б.1 (Приложение Б). При делении по данному сечению, частота в дефицитной части энергосистемы снижается до значений, при которых работает первая очередь АЧР, напряжение на шинах снижается ниже критического  $U_{кр} \approx 0,7 \cdot U_{ном}$ . Небаланс активной мощности в восточной части ЭС равен  $P_{нб} = -1679$  МВт. В результате работы АЧР будет отключена нагрузка, в результате работы АОСН будет происходить включение батарей статических конденсаторов и отключение шунтирующих реакторов.

Для того, чтобы определить величину отключаемой нагрузки в дефицитной части энергосистемы был смоделирован АЧР. Выяснено, что в результате работы АЧР для прекращения снижения частоты в восточной части ЭС будет отключено 798 МВт нагрузки.

Во избежание отключения нагрузки следует производить деление по сечению, в результате которого небаланс в отделившихся частях ЭС минимален. В идеальном случае будут образованы сбалансированные отделившиеся части энергосистемы.

##### **4.1 Разработка требований к точкам измерений при реализации централизованного АЛАР**

В соответствии с [20] Электростанции установленной мощностью 500 МВт и более, а также электростанции и подстанции, имеющие РУ высшего класса напряжения 330 кВ и выше, должны быть оснащены УСВИ. При этом УСВИ должны быть установлены на следующих присоединениях:

- ЛЭП 330 кВ и выше;

- ЛЭП, входящие в контролируемые сечения ЕЭС России напряжением 220 кВ и выше;
- ЛЭП 220 кВ и выше, обеспечивающие межгосударственные перетоки электрической энергии;
- автотрансформаторы, входящие в контролируемое сечение (со стороны высшего класса напряжения);
- турбогенераторы АЭС и ТЭС мощностью 200 МВт и более;
- гидрогенераторы ГЭС и ГАЭС мощностью 100 МВт и более;
- генераторы единичной мощностью 60 МВт и более, входящие в состав парогазовых установок.

Как уже было сказано ранее, планируется использовать данные, полученные при помощи УСВИ, расположенных на ПС 500 кВ Тайшет, ПС 500 кВ Озерная и Братский ПП. Эти подстанции соответствуют вышеизложенным требованиям и уже имеют в своем составе соответствующие устройства.

Для работы алгоритма определения сечения деления системы важно иметь УСВИ на генераторах. Вышеуказанным требованиям в Иркутской и Красноярской энергосистемах соответствуют блоки следующих электростанций:

- Братская ГЭС;
- Усть-Илимская ГЭС;
- Богучанская ГЭС;
- Красноярская ГЭС;
- Берёзовская ГРЭС.

Гидрогенераторы данных ГЭС имеют мощность выше 100 МВт, мощность блоков Берёзовской ГРЭС больше 200 МВт.

Так как Красноярская ГЭС и Берёзовская ГРЭС находятся на большом удалении от рассматриваемого сечения «Братск-Красноярск», то возможны большие задержки по времени в передаче данных. Следовательно, будет рассмотрено определение когерентных групп генераторов по данным с УСВИ

на электростанциях: Усть-Илимская ГЭС и Братская ГЭС со стороны Иркутской ЭС и Богучанская ГЭС – со стороны Красноярской ЭС.

#### **4.2 Моделирование и анализ признаков, по которым может осуществляться деление энергосистемы**

В разделе 1.5 был описан метод определения когерентных групп генераторов. В соответствии с ним необходимо определять центр углов  $\delta_{COA}$  по формуле (4).

Были смоделированы возмущения 1-20 (таблица 3). Затем по формулам (4), (5) были рассчитаны центр углов и изменения углов напряжений на каждом шаге. Далее по формуле (6) оценивалась накопленная ошибка.

Было выявлено, что для всех случаев, когда возмущения не приводили к нарушению устойчивости и все генераторы раскачивались вместе, т.е. были когерентными относительно друг друга, максимальная накопленная ошибка составляла 23,49 при ускорении генератора и -26,67 – при замедлении (возмущение №11, таблица 3). Поэтому с запасом примем максимальную накопленную ошибку равной (-30; +30).

На рисунке 14 показаны углы и центр углов  $\delta_{COA}$  при возмущении №11 таблицы 3. Штрих-пунктирными линиями показаны моменты времени, когда накопленная ошибка была максимальной.

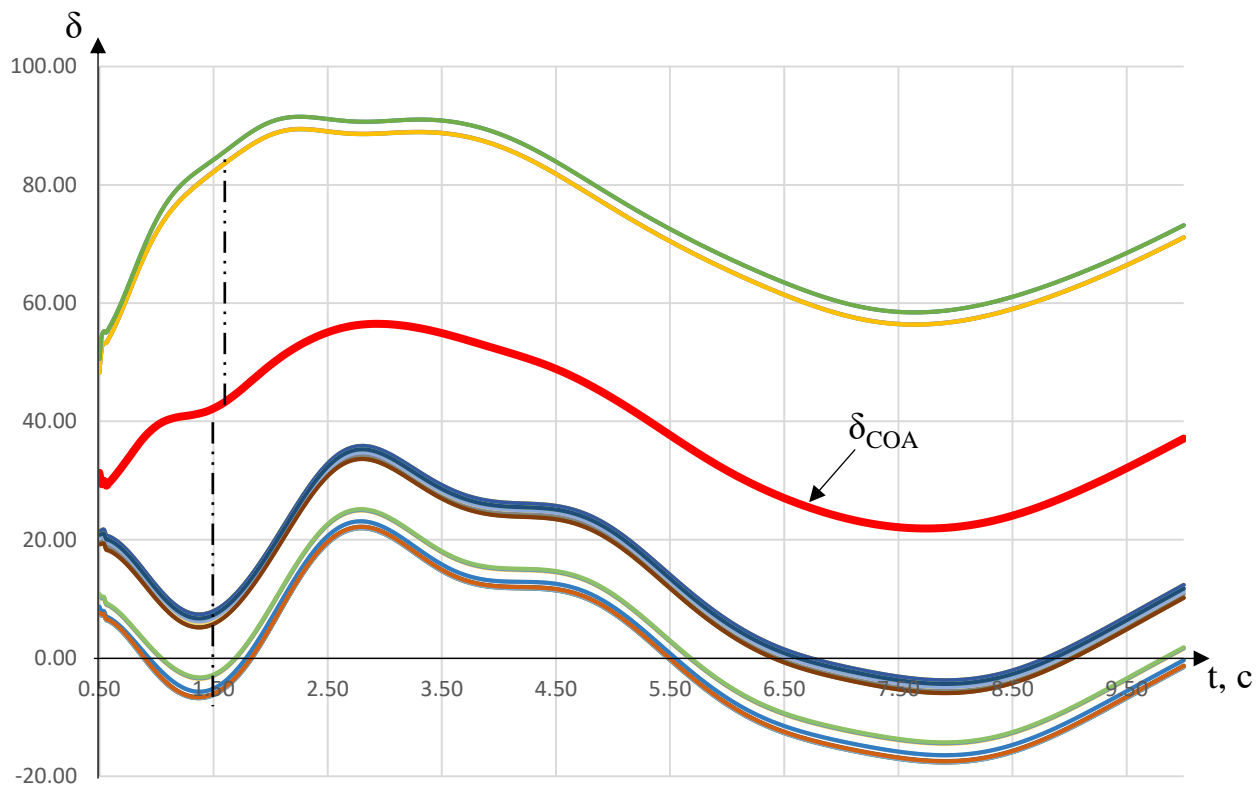


Рисунок 14 – Углы и центр углов при возмущении №11

Теперь с учетом выбранной допустимой накопленной ошибки определим когерентные группы генераторов для случаев, когда возмущение приводит к нарушению устойчивости.

На рисунке 15 показаны углы и центр углов при возмущении №7 (таблица 3). В этом случае в момент времени 0,88 с углы напряжений на выводах генераторов Богучанской ГЭС имеют накопленную ошибку, превышающую 30, что говорит о том, что данная группа генераторов не является когерентной с остальными.

По рисунку 16 видно, что ошибка у когерентных генераторов накапливается практически одинаково. Опытным путем определено, что разница между накопленными ошибками пары когерентных генераторов максимально составляет всего 1,2. Тогда если с запасом принять эту разницу  $\Delta\omega_{\Sigma} = 1,5$ , то легко можно определить когерентные группы, которых для данного сечения при любом возмущении будет две:

1. генераторы Богучанской ГЭС
2. генераторы Усть-Илимской ГЭС и Братской ГЭС

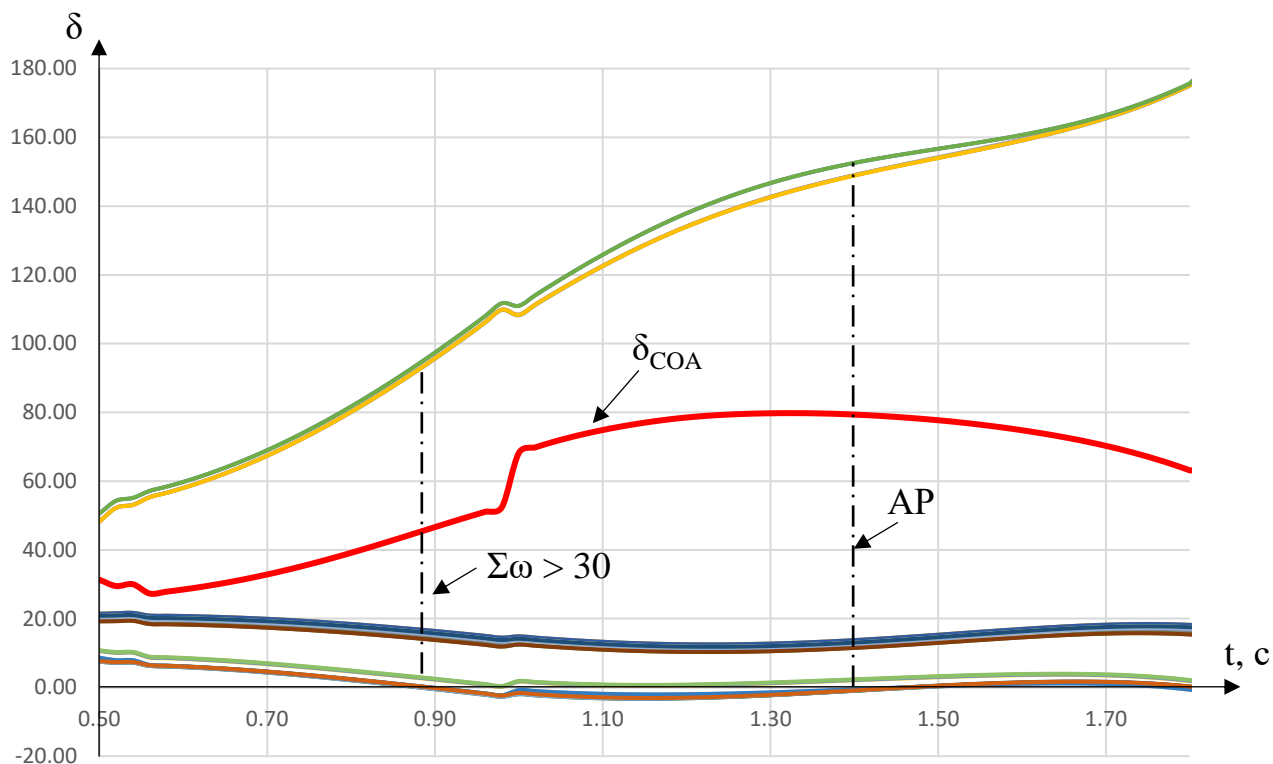


Рисунок 15 – Углы и центр углов при возмущении №7

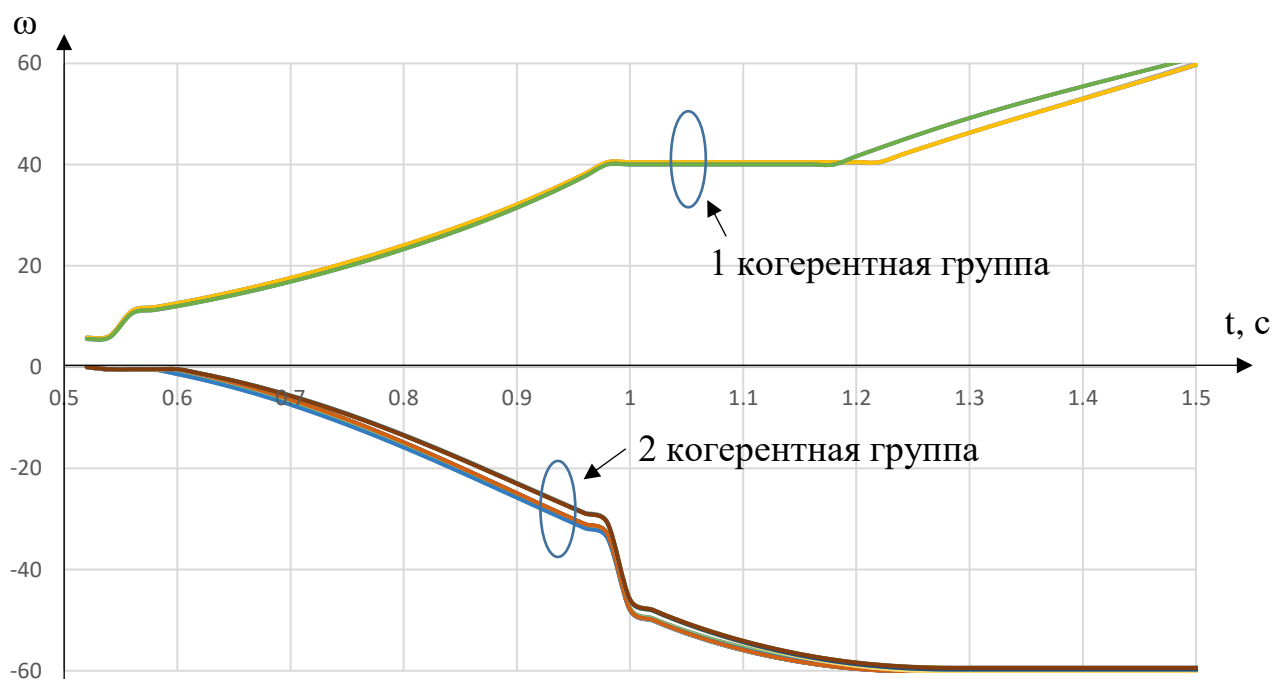


Рисунок 16 – Накопленная ошибка для каждого генератора при возмущении №7

Скорость определения групп когерентных генераторов зависит от скорости переходного процесса. В таблице 8 представлено время, через которое будут определены группы когерентных генераторов при различных возмущениях. Также для сравнения в таблице представлено время до наступления асинхронного режима.

Таблица 8 – Время определения групп когерентных генераторов

Номера возмущений (табли. 3)	7	8	9	16	17	18	19	20
Время определения когерентных групп, мс	380	380	380	280	100	80	160	160
Время наступления АР, мс	1390	1350	1385	690	1260	1295	580	580

Как видно из таблицы, время определения когерентных групп различается в зависимости от времени до наступления АР. Наименьшая разница во времени между этими двумя событиями составляет 420 мс. Это время закладывается на работу алгоритма выбора оптимального сечения деления системы.

#### **4.3 Обеспечение требований к сбалансированности выделяемых на изолированную работу частей энергосистемы**

После определения когерентных групп генераторов необходимо выбрать сечение, в соответствии с которым после деления системы когерентные группы окажутся в разных её частях.

Нахождение сечения, при делении системы по которому изолированные части энергосистемы будут устойчивы, выполняется при помощи программных комплексов RastrWin3 и Eurostag в режиме оффлайн. Расчет может выполняться по принципу I-До или II-До. Преимущества и недостатки I-До и II-До были описаны ранее (таблица 4). К ним мы вернемся позже.

Для того, чтобы считать сечение оптимальным необходимо обеспечение ряда требований.

##### **Обеспечение статической устойчивости**

##### **1. Критерий по снижению напряжения**

Данный критерий является приоритетным. Несоблюдение данного критерия может повлечь за собой отключение большой доли нагрузки.



Поэтому в первую очередь необходимо обеспечение статической устойчивости нагрузки. При снижении напряжения до значения, называемого критическим, наступает граничное состояние по условию устойчивой работы двигателя. Последующее снижение напряжения ниже критического приводит к «лавинообразному» процессу снижения частоты вращения двигателя вплоть до его остановки. Таким образом первое условие может быть сформулировано как:

$$U_j \geq U_{кр} \quad (11)$$

где  $U_j$  – это напряжение узла  $j$ .

### **Обеспечение динамической устойчивости**

#### **2. Критерий по разности углов напряжений**

Вторым важным критерием является обеспечение динамической устойчивости в отделившихся частях ЭС. Для этого угол по каждой из линий не должен превышать  $180^\circ$ . Тогда второе условие выбора сечения выглядит следующим образом:

$$-\pi < \theta_i < \pi \quad (12)$$

где  $\theta_i$  – это разность углов напряжений по концам  $i$ -ой линии.

### **Проверка динамической устойчивости генераторов**

Данная проверка выполняется после проверки выполнения всех остальных критериев.

Динамическая устойчивость замедляющихся (ускоряющихся) генераторов, попавших в ускоряющуюся (замедляющуюся) часть ЭС в результате деления системы, проверяется в Eurostag. В случае нарушения устойчивости генератора, выбирается сечение, в соответствии с которым электростанция с данным генератором остается в замедляющейся части ЭС.

### **Дополнительные критерии**

Следующие критерии являются менее важными, чем предыдущие. Это связано с тем, что невыполнение этих условий либо не приводит к быстрому нарушению устойчивости, либо управляющие воздействия противоаварийной автоматики, направленные на соблюдение данных условий, имеют менее

заметные последствия для потребителей и генерации. Рассмотрим дополнительные критерии подробнее.

### **3. Критерий по повышению напряжения**

Первая ступень АОПН с первой выдержкой времени действует на включение шунтирующих реакторов, со второй – на отключение линии, если включение ШР не привело к снижению напряжения ниже допустимого. Вторая ступень при напряжении  $1,4-1,5U_{ном}$  действует на отключение линии с двух сторон с запретом АПВ. Отключение одних сетевых элементов может привести к перегрузке других. Поэтому третье условие формулируется следующим образом:

$$U_j \leq (1,4 \div 1,5) \cdot U_{ном} \quad (13)$$

### **4. Критерий по соответствию токовой нагрузки сетевого элемента ДДТН**

При отключении каких-либо элементов, возможно повышение тока в оборудовании сверх допустимых значений. Поэтому нужно также учитывать перегрузку оборудования по току:

$$I_i \leq I_{ДДТН} \quad (14)$$

где  $I_i$  – это ток по  $i$ -ой линии,  $I_{ДДТН}$  – ток, нагревающий провод при заданных климатических условиях до величины длительно допустимой температуры.

### **5. Критерий по не превышению перетока по сечению значения АДП**

Превышение перетоком активной мощности аварийно допустимого значения не обязательно приводит к нарушению устойчивости. Однако риск повышается, поэтому учитывать данный критерий также немаловажно. Переток по сечению не должен превышать аварийно допустимый переток (АДП), наибольший переток, допустимый в вынужденном режиме. АДП можно получить из ПУР. Данное условие выглядит следующим образом:

$$P_{сеч} \leq P_{АДП} \quad (15)$$

## **Проверка по условию минимизации небаланса в изолированных частях энергосистемы**

Во избежание работы АЧР необходимо, чтобы снижение частоты, вызванное результирующим дефицитом активной мощности было наименьшим. Для этого из сечений, удовлетворяющих условиям 1 – 5, выбирается сечение, при котором небаланс в отделившихся частях ЭС минимален.

Если не выполняются все критерии, то необходимо осуществлять выбор сечения отбрасывая критерии: начиная с наименее важного (5) и заканчивая самым важным (1). Если какой-то из критериев выполняется не полностью, то необходимо выбирать сечение, при котором данный критерий выполняется как можно в большем числе узлов (сечений, сетевых элементов).

В том виде, в котором сейчас существует алгоритм поиска сечения ДС, 1 – 5 условия должны проверяться в RastrWin3. Для того, чтобы при отключении линий, входящих в сечение деления системы УР был посчитан, необходимо, чтобы в каждой части ЭС был ШБМ. Поэтому узел ПС 220 кВ Ерофей Павлович, находящийся в Забайкальской ЭС, был принят базовым.

Найденные в результате расчета оффлайн сечения ДС для каждого возможного сочетания когерентных групп генераторов затем используются в режиме онлайн (рисунок 13).

### **4.4 Разработка методики централизованного определения сечения для деления энергосистемы и ликвидации АР и ее проверка на модели ОЭС Сибири в Eurostag**

Как уже было сказано ранее, расчеты, выполняемые оффлайн, могут осуществляться по принципу II-До либо по принципу I-До. Расчет выбора оптимального из 8 потенциальных сечений ДС без учета проверки в Eurostag составляет 1,1 с. Машина, на которой производился расчет обладает следующими параметрами: процессор 3,2 ГГц, ОЗУ 8 ГБ (установленная память), 64-разрядная операционная система. Полученное время является достаточно длительным, тем более учитывая, что сечений-претендентов

может быть много больше. В связи с этим расчет сечений ДС следует выполнять по принципу II-До. Сечение может зависеть от топологии сети, от значения и направления перетока активной мощности по контролируемому сечению, от состава включенного генерирующего оборудования. Поэтому будем иметь множество возможных сечений ДС. Однако это не означает, что для каждой схемно-режимной ситуации будет своё сечение. Вероятно, во многих случаях они будут совпадать.

Рассмотрим сечения деления системы в ОЭС Сибири при возмущениях, представленных в таблице 3: номера 7-9 и 16-20. На рисунке Б.2 (приложение Б) представлены 8 сечений деления системы, подобранные вручную.

Так как расчет выполняется по принципу II-До, то как и в разделе 3, примем диапазон значений перетока по сечению «Братск-Красноярск» от 1787 МВт до 2164 МВт. В таблице 9 представлены номера сечений ДС (рисунок Б.2), которые оказались оптимальными для данного значения перетока и данного возмущения.

Таблица 9 – Номера оптимальных сечений ДС

№ возмущения (из табл. 3)	Переток по сечению Братск - Красноярск, МВт		
	1787	1975	2164
7	-	6	5
8	-	6	5
9	-	6	5
11	-	-	5
16	2	2	2
17	-	6	5
18	-	6	5
19	6	6	5
20	6	6	5

Как видим из таблицы, при возмущении №16 наилучшим является сечение ДС №2. В остальных случаях оптимальными оказывались сечения

либо под номером 5, либо под номером 6. Так как алгоритм выбора сечения по принципу II-До выполняется для всего заданного диапазона, то для одних и тех же возмущений должны быть выбраны одинаковые сечения. Так как при большем значении перетока сечение №6 оказалось не подходящим, то для всего диапазона значений перетока будет выбрано в качестве оптимального сечение под номером 5 (рисунок Б.2).

Чтобы определить, какое из двух сечений (2 или 5) необходимо использовать для деления системы, также может применяться алгоритм классификации. Его работа должна осуществляться параллельно работе алгоритма определения нарушения системы. Как уже отмечалось ранее, время на выполнение классификации составляет примерно 50 мс.

При делении по сечению №5 ТГ-1 Ново-Зиминской ТЭЦ, находившийся в дефицитной части ЭС, после деления оказывается в избыточной части. По результатам моделирования переходного процесса в Eurostag выяснено, что устойчивость турбогенератора не нарушается. Следовательно, сечение №5 выбирается в качестве сечения, по которому будет произведено деление системы.

Вначале 4 раздела было указано, что при делении системы существующими локальными устройствами АЛАР величина отключаемой АЧР нагрузки составляет 798 МВт. Аналогично была определена величина отключаемой АЧР нагрузки при делении системы по сечению №5. Она составила 353 МВт, что на 445 МВт меньше.

Отсюда очевидно, что деление системы по сечению, выбранному исходя из условия минимизации небаланса и проверочных условий 1-5 является предпочтительным с точки зрения восстановления нормальной работы энергосистемы и сохранения потребителей.

#### **4.5 Разработка блок-схемы и описание алгоритма деления энергосистемы для централизованного АЛАР**

Задачу выбора сечения можно представить в виде двух составляющих: офлайн расчет сечений ДС и онлайн выбор сечения ДС.

На рисунке 18 представлена блок-схема алгоритма расчета возможных сечений деления энергосистемы для централизованного АЛАР.

Задача блока «Поиск возможных комбинаций групп когерентных генераторов» заключается в том, чтобы в результате расчета множества переходных процессов выделить несколько групп когерентных генераторов, которые могут сформироваться в рассматриваемой ЭС.

Задача блока «Формирование сечений» состоит в формировании всевозможных сечений деления системы, которые удовлетворяли бы условию, что группы когерентных генераторов должны быть отделены друг от друга после ДС.

Блок «Определение возможных схемно-режимных ситуаций» должен сформировать набор режимов с различными топологиями и параметрами для того, чтобы можно было выполнить проверку критериев, которым должно соответствовать сечение ДС.

Блок «Проверка по критериям 1-5» служит для нахождения нескольких сечений, которые бы соответствовали требованиям к устойчивой работе отделившихся частей энергосистемы, в соответствии с разделом 4.3.

Блок «Проверка сечений на соответствие части условий 1-5» необходим в случае, если ни одно сечение не соответствует всем критериям. Как было описано в разделе 4.3, при такой ситуации пренебрегают менее значимыми критериями в пользу выполнения более значимых.

Задача блока «Проверка на сохранение динамической устойчивости генераторов» заключается в определении, будет ли сохраняться динамическая устойчивость изначально замедляющихся (ускоряющихся) генераторов, которые оказались в ускоряющейся (замедляющейся) части ЭС. Если устойчивость не сохраняется просто выбирается сечение ДС, по которому этот генератор остается в части ЭС, имеющей тот же знак ускорения.

Блок «Выбор оптимальных сечений по условию минимизации небаланса» необходим для определения окончательной группы генераторов для каждой схемно-режимной ситуации и состава групп когерентных

генераторов. Для этого выбираются сечения, при делении по которым небаланс активной мощности в отделившихся частях ЭС будет минимальным.

Блок «Хранение информации о сечениях при различных режимах и составах групп когерентных генераторов», как видно из названия, хранит наборы сечений, которые затем в режиме онлайн будут использоваться для конкретных режимов и групп когерентных генераторов.

Блок-схема второго этапа выбора сечения, который реализуется в режиме онлайн, представлен на рисунке 19.

Блок «Контроль предшествующего режима» передает информацию о доаварийном режиме энергосистемы, т.е. о режиме до возникновения возмущения, блоку «Выбор сечения ДС», который использует её для выбора сечения для конкретного режима.

Задача блока «Определение групп когерентных генераторов» состоит в том, чтобы в соответствии с описанием в разделе 4.1 определить состав групп когерентных генераторов, что необходимо для правильного выбора сечения ДС.

Блок «Прогнозирование нарушения устойчивости» работает в соответствии с алгоритмом, описанным в разделе 3. Он служит для принятия решения о необходимости деления системы.

В итоге Блок «Выполнение ДС», имея информацию о том, как необходимо выполнить деление системы и требуется ли выполнять деление, делает окончательный выбор и отправляет управляющее воздействие на устройства деления системы.

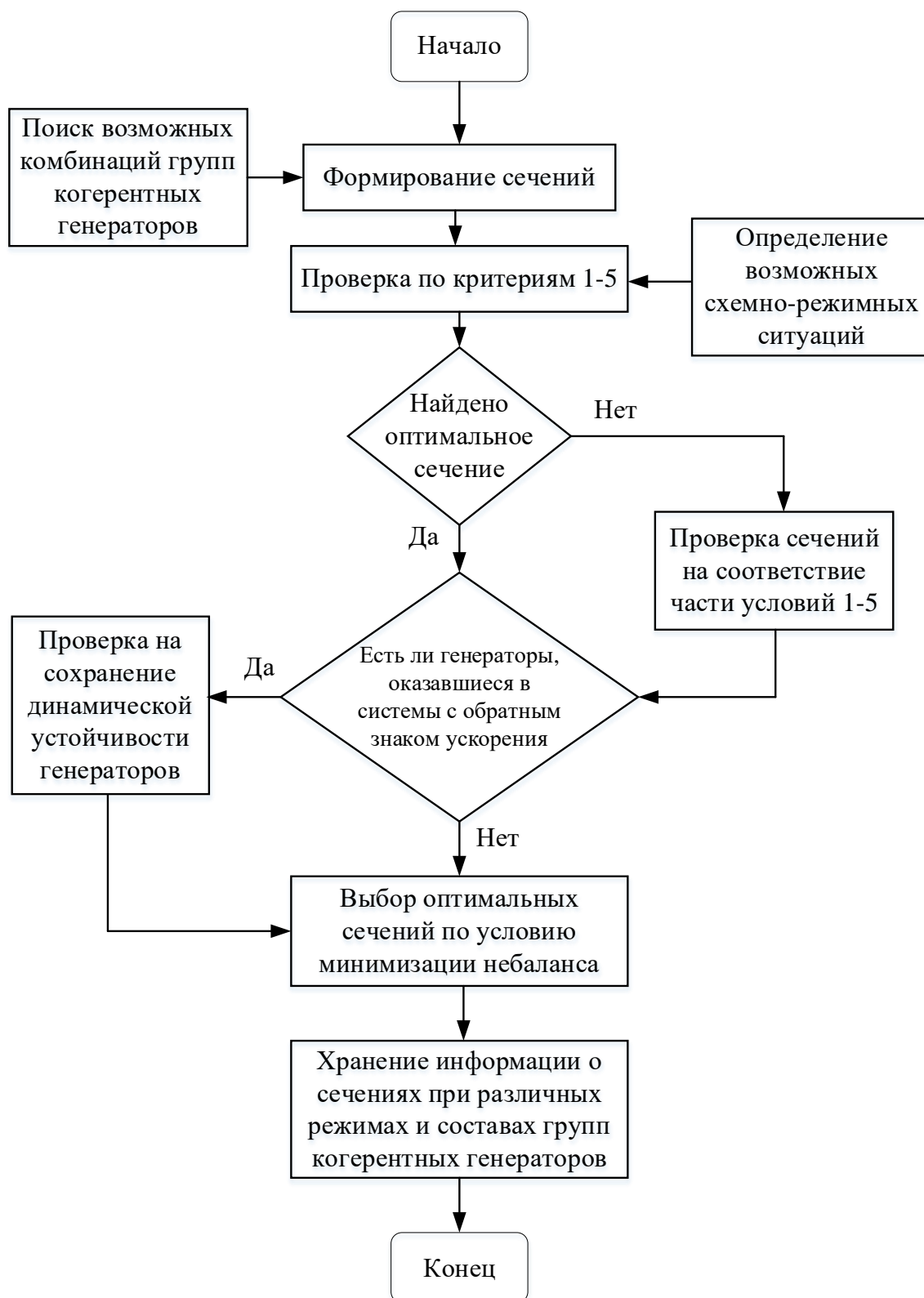


Рисунок 18 – Блок-схема алгоритма расчета сечений деления энергосистемы



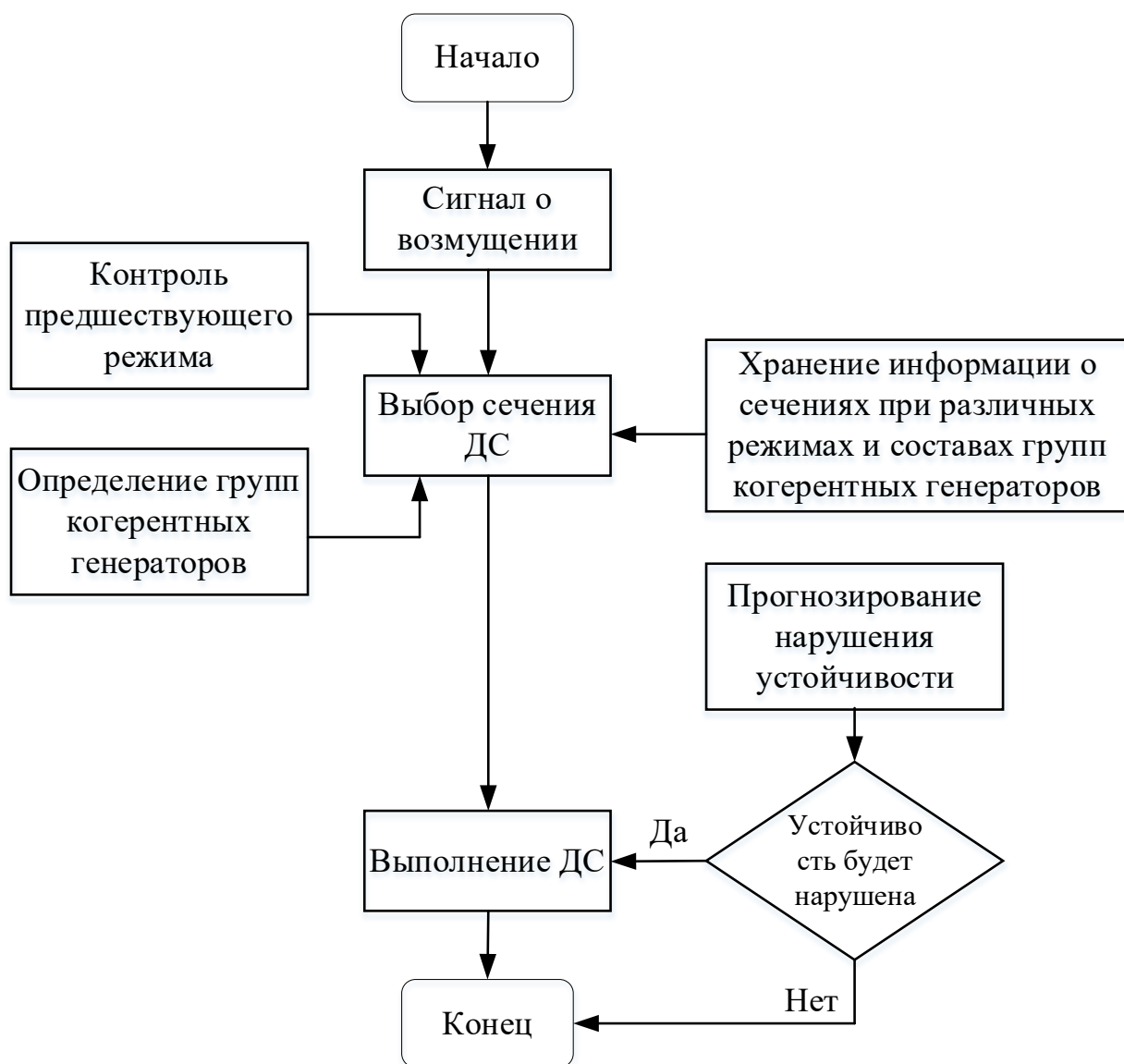


Рисунок 19 – Блок-схема алгоритма выбора сечений деления энергосистемы

#### 4.6. Выводы по разделу 4

В данном разделе описаны требования к точкам измерения для реализации централизованного АЛАР. Описан алгоритм определения когерентных групп генераторов и выполнено его тестирование с использованием расчетной модели энергосистемы. Разработана методика определения сечения деления системы и ликвидации АР и произведена её проверка на модели ОЭС Сибири. Разработаны блок-схема и описан алгоритм определения сечения ДС централизованной АЛАР.

Показано, что деление системы по сечению, выбранному в соответствии с критериями и алгоритмами, описанными в данном разделе, позволяет уменьшить управляющие воздействия АОСЧ в отделившихся частях энергосистемы.

Также определено, что алгоритм централизованной АЛАР показывает высокое быстродействие. В разделе 3 отмечалось, что время на формирование набора данных, кластеризацию и классификацию составляет 110 мс, время на передачу данных по каналам связи составляет примерно 200 мс, а время идентификации необходимости выполнения ДС после действия АПНУ – 70 мс. В данном разделе дополнительно было показано, что время определения групп когерентных генераторов зависит от переходного процесса, а время на выполнение выбора сечения деления системы составляет около 50 мс. При этом алгоритмы выбора сечения и идентификации нарушения устойчивости работают параллельно. Соответственно, время их работы не складывается, а общее время работы централизованного АЛАР определяется большим из них. Исходя из этого можно выполнить сравнение скорости работы алгоритма централизованной АЛАР и существующих.

В таблице 10 приведено время идентификации нарушения устойчивости централизованной АЛАР и существующими АЛАР для различных возмущений при перетоке по сечению «Братск-Красноярск» 1975 МВт. Отметим, что время идентификации нарушения устойчивости существующих

АЛАР соответствует времени наступления АР, так как их срабатывание происходит по факту выявления ЭЦК на защищаемом участке.

Таблица 10 – Времена идентификации нарушения устойчивости

Номера возмущений (табл. 3)	Время идентификации нарушения устойчивости, мс		
	Централизованной АЛАР		Существующими АЛАР
	С учетом действия АПНУ	Без учета действия АПНУ	
7	650	430	1390
8	650	430	1350
9	650	430	1385
16	650	330	690
17	650	310	1260
18	650	310	1295
19	-	310	580
20	-	310	580

## **5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **5.1. Общая характеристика исследования**

Целью проекта является обоснование экономической эффективности установки централизованного АЛАР (автоматика ликвидации асинхронного режима) на сечении Братск – Красноярск.

В данном разделе представлена оценка коммерческого потенциала, планирование проекта, расчет затрат на проектирование для проведения научно-исследовательской работы (НИР).

Организационное управление НИР формирует механизм, позволяющий достигнуть необходимых результатов. В функциональное управление входят наборы, методы и инструменты, которые позволяют успешно распределить имеющиеся возможности.

### **5.2. Предпроектный анализ**

#### **5.2.1 Потенциальные потребители результатов исследования**

В данной работе предпроектный анализ проводится по упрощенной схеме, при которой необходимо определить потребителей, дать оценку готовности проекта к коммерциализации.

Поэтому необходимо четко представлять, кто является конечным потребителем разработки, или кто может стать им в будущем, то есть определить свой целевой рынок.

В данном проекте сегментом рынка является электроэнергетика.

Критерии сегментирования:

- отрасль (энергетика);
- определенная услуга (проектирование АЛАР для ЛЭП).

Карта сегментирования рынка приведена в таблице 11.

Таблица 11 – Карта сегментирования рынка

		Административно хозяйственное деление ЕЭС				
		Оптовые генерирующие компании (ОГК)	Территориальные генерирующие компании (ТГК)	Распределительные компании (РК)	Компании, занимающие оперативно-диспетчерским управлением	Сетевые компании (СК)
Условия бесперебойного энергоснабжения потребителя	Выбор местоположения, вида топлива, а также основного оборудования электростанций	х				
	Выбор местоположения, класса напряжения и основного оборудования подстанций	х	х	х		х
	Выбор схем системообразующей и распределительной сети			х		х
	Строительство и техническое обслуживание линий электропередач			х		х
	Управление режимами электрической сети, подготовка графиков ремонта оборудования				х	
	Непрерывная подготовка и повышения качества обслуживающего персонала	х	х	х	х	х
	Выбор противоаварийной автоматики					х

Правильная настройка централизованного АЛАР и правильный выбор места установки УСВИ способствует своевременному делению сети в необходимом месте, что может значительно снизить экономический урон от протекания АР, что в свою очередь, положительно повлияет на все сектора энергетики.

### **5.2.2. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

Рынок находится в постоянном движении, поэтому систематически необходимо проводить анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке. В настоящее время на рынке устройств противоаварийной автоматики, в частности устройств ликвидации асинхронного режима, высокий уровень конкуренции.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения направлен на проведение сравнительной эффективности научной разработки и определение направления для ее будущего повышения.

В таблице 12 представлена оценочная карта, с помощью которой целесообразно проводить анализ. Для анализа выбраны три главных производителя устройств АЛАР:

- АЛАР ЭКРА, построенные на угловом принципе (индекс «ф»);
- АЛАР, построенные на дистанционном принципе, и являющиеся функцией панели МКПА ООО «Прософт системы» (индекс 1);
- АЛАР, построенные на дистанционном принципе, и являющиеся функцией панели КПА-М АО «ИАЭС» (индекс 2);

Таблица 11 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки		Вес критерия	Баллы			Конкурентно-способность		
			Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
1		2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>								
1	Повышение производительности	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
2	Удобство эксплуатации	0,09	5	5	5	0,45	0,45	0,45
3	Потребность в вычислительной мощности	0,08	4	3	3	0,32	0,24	0,24
4	Потребность в сложном программном обеспечении	0,08	4	3	3	0,32	0,24	0,24
5	Потребность в ресурсах памяти	0,08	3	3	3	0,24	0,24	0,24
6	Интегрированность с другими комплексами	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
7	Надежность	0,1	4	4	4	0,4	0,4	0,4
8	Простота эксплуатации	0,07	5	5	5	0,35	0,35	0,35
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>								
1	Конкурентоспособность технологии	0,08	4	4	4	0,32	0,32	0,32
2	Уровень проникновения на рынок	0,05	3	3	3	0,15	0,15	0,15
3	Цена	0,07	2	2	2	0,14	0,14	0,14
4	Предполагаемый срок эксплуатации	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
5	Послепродажное обслуживание	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
6	Финансирование научной разработки	0,05	2	3	3	0,1	0,15	0,15
<b>Итого</b>		<b>1</b>				<b>3,94</b>	<b>3,83</b>	<b>3,83</b>

Из таблицы видно, что наиболее конкурентоспособным является первое решение.

### 5.2.3. Диаграмма Исикавы

Для определения причин проблем используется диаграмма причины-следствия Исикавы. Объектом анализа является в данном случае является вероятное неправильное срабатывание централизованной автоматики ликвидации асинхронного режима. Основная проблема и факторы, которые влияют на объект анализа представлены на рисунке 20.

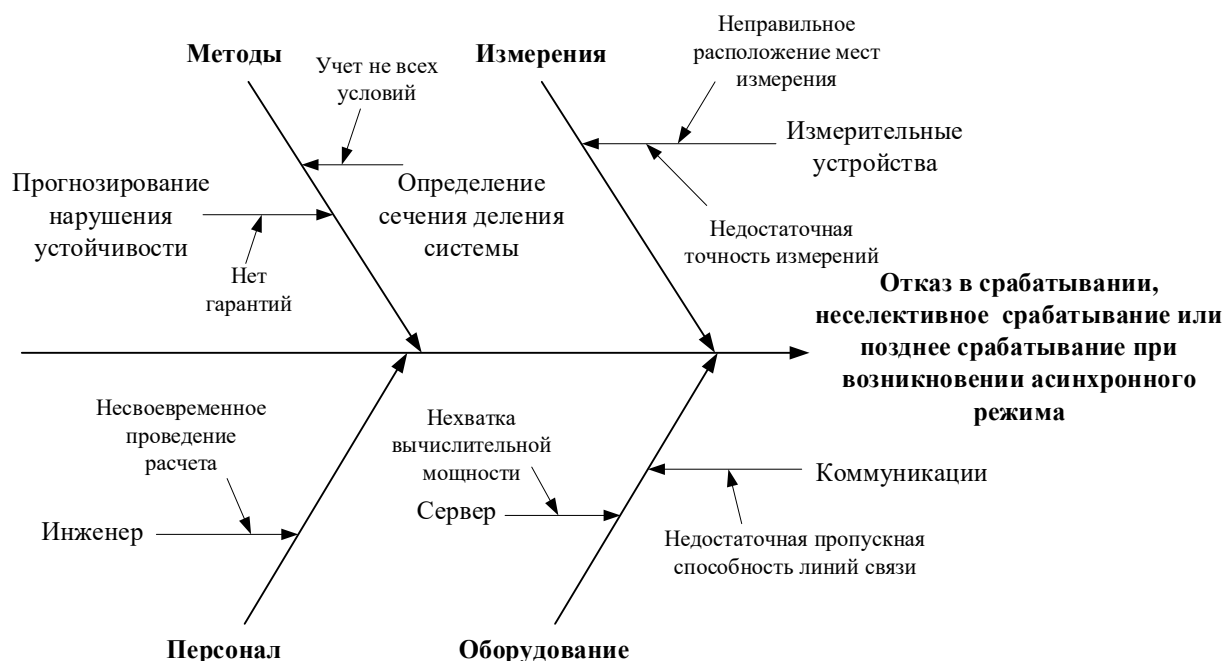


Рисунок 20 – Диаграмма Исикавы

#### 5.2.4. SWOT- анализ проекта

SWOT-анализ проекта заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Для проведения анализа внутренних и внешних факторов, влияющих на научное исследование, проводимое в рамках данной магистерской работы, воспользуемся таким инструментом, как матрица SWOT, представляющая разделение всех факторов на сильные и слабые стороны, а также возможности и угрозы (таблица 13).

Таблица 13 – Матрица SWOT

Strengths (сильные стороны)	Weaknesses (слабые стороны)
<p>C1. Возможность своевременно выполнить деление сети в необходимом месте с целью уменьшения экономического ущерба от протекания долгого AP</p> <p>C2. Повышение точности исследования данной части энергосистемы</p> <p>C3. Повышение возможности анализа возникающих аварийных ситуаций</p> <p>C4. Уменьшение трудозатрат для настройки исследуемого устройства</p>	<p>Сл1. Неверная работа устройства может повлечь больший экономический ущерб от возникновения AP</p> <p>Сл2. Неопределенность относительно сроков внедрения результатов исследования</p>



<b>Opportunities (возможности)</b>	<b>Threats (угрозы)</b>
В1. Заинтересованность проектом со стороны управляющих ЕЭС организаций (АО «СО ЕЭС», ПАО "Россети") В2. Возможность использования результатов проведенного исследования в связи с полнотой и высоким качеством проделанной работы	У1. Появление более полноценно реализованного расчетного проекта У2. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования У3. Появление исследования с более глубоким теоретическим содержанием.

Анализируя данную матрицу, можно сказать, что данное научное исследование в частности, расчетный проект, реализуемый в рамках исследования, имеет значительное количество сильных сторон. Однако существует принципиальная слабая сторона, связанная с особенностями проведения расчетов, а также возможности неверной настройки исследуемого устройства.

Имеется ряд возможностей, повышающих привлекательность рассматриваемого решения. Также присутствуют угрозы, среди которых особого внимания требует появление в самое ближайшее время наиболее точного расчета аварийных ситуаций данного района.

Описание сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта, его возможностей и угроз происходило на основе результатов анализа, проведенного в предыдущих разделах магистерской диссертации.

#### **5.2.5. Оценка готовности проекта к коммерциализации**

Для определения степени готовности научной разработки к коммерциализации каждый аспект проекта оценивается по пятибалльной шкале. Проект оценивается с точки зрения его проработанности и с точки зрения готовности разработчика к реализации. Полученные оценки представлены в таблице 14. Оценки суммируются, на основании полученной суммы можно говорить о степени готовности проекта к коммерциализации.

Таблица 14 – Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1.	Определен имеющийся научно-технический задел	4	4
2.	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	4	4
3.	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	5	4
4.	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	3	4
5.	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	5	5
6.	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	2	2
7.	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	2	2
8.	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	1	1
9.	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	3
10.	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	4	4
11.	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	1	1
12.	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	1	1
13.	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	2	3
14.	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	1	2
15.	Проработан механизм реализации научного проекта	4	4
	ИТОГО БАЛЛОВ	42	44

Значение  $B_{\text{сум}} = 44$  позволяет говорить о средней готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации.

Тем не менее, произведенная оценка готовности научной разработки требует дальнейшего совершенствования заготовки проекта, а, возможно, и более глубоких исследований в области маркетинга.

### **5.3. Инициация проекта**

Инициация проекта ставит своей целью провести анализ осуществимости проекта и, в случае утвердительного ответа, авторизовать проект для исполнения в компании.

Руководитель проекта должен быть назначен на этапе инициации. До формального назначения руководителя проекта основную работу на этапе инициации выполняет спонсор проекта, который выпускает Устав проекта. Устав проекта документирует бизнес-потребности, текущее понимание потребностей заказчика проекта, а также новый продукт, услугу или результат, который планируется создать.

На этапах инициации и планирования исполняющая организация задействует, как правило, свои лучшие ресурсы, которые необходимы в других проектах. Поскольку выходом процесса инициации может быть также (и чаще всего бывает) отказ организации от вхождения в проект, организация заинтересована в скорейшем ответе "да или нет" и минимизации задействования своих ресурсов на этапе инициации.

#### **5.3.1. Цели и результат проекта**

Реализация любого проекта преследует какую-либо определенную цель. Неправильно определенные цели и задачи, или цели без задач, приводят к тому, что в процессе реализации проекта возникают перерасход средств, конфликты между членами проектной команды, несоблюдение контрольных промежуточных пунктов и, как следствие, недовольство доноров проекта.

Под результатом проекта понимают продукцию, полезный эффект проекта. В качестве результата в зависимости от цели проекта, могут выступать: научная разработка; новый технологический процесс; программное средство и т.д.

Таблица 15 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
<p>Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ Филиал АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ</p>	<p>1. Выбор места установки УСВИ данных филиалов для идентификации нарушения работы по сечению Братск-Красноярск; 2. Выбор параметров настройки централизованного АЛАР; 3. Выбор устройств деления системы, производящие деление по сигналу от централизованного АЛАР.</p>

Таблица 16 – Цели и результат проекта

<b>Цели проекта</b>	<p>1. Расчет переходных процессов и формирование наборов данных для работы алгоритмов идентификации нарушения устойчивости и определения места деления системы; 2. Разработка алгоритма выявления нарушения устойчивости параллельной работы по сечению Братск-Красноярск; 3. Разработка алгоритма поиска места деления системы.</p>
<b>Ожидаемые результаты проекта</b>	Разработка рабочей версии алгоритма централизованной АЛАР. В дальнейшем планируется продолжить сотрудничество с АО «СО ЕЭС» в данном направлении.
<b>Критерии приемки результата проекта</b>	<p>1. Идентификация нарушения устойчивости должна производиться в соответствии с требованиями чувствительности, селективности и быстродействия существующих устройств АЛАР или лучше. 2. Деление системы должно образовывать изолированные части энергосистемы, в которых параметры электроэнергетического режима соответствуют допустимым. 3. Каналы передачи данных телеметрии и телемеханики должны быть зашифрованы по стандартам РФ для обеспечения нормальной работы центра управления данными терминалами.</p>
<b>Требования к результату проекта</b>	Полученный алгоритм централизованного АЛАР обязан соответствовать требованиям чувствительности, селективности и быстродействия.
	Стоимость проекта должна быть сопоставима по сравнению с аналогами, а в лучшем случае быть меньшей.
	Результаты проекта не должны быть в широком доступе для обеспечения энергетической безопасности Иркутской энергосистемы.

На данном этапе были определены заинтересованные стороны проекта, были определены цели и ожидаемые результаты проекта, а также критерии приемки результатов проекта заинтересованной стороной. В дальнейшем это позволит не допустить перерасход средств и избежать конфликтов между участниками проекта.

### 5.3.2. Организационная структура проекта

Организационная структура проекта – соответствующая проекту временная организационная структура, включающая всех его участников и создаваемая для успешного управления и достижения целей проекта.

Необходимость разработки организационной структуры объясняется тем, что для выполнения проекта создается команда проекта – новый временный рабочий коллектив, состоящий из специалистов различных структурных подразделений компаний со стороны Исполнителя и со стороны Заказчика. Как и для любого нового коллектива, для членов команды проекта необходимо определить проектные роли (временные должности), функции, обязанности, ответственность, полномочия и правила взаимодействия, а также организационную схему, отражающую отношения подчиненности.

Таблица 17 – Исполнители и их функции в создании проекта

п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудо-затраты, час.
1	Прохоров Антон Викторович НИ ТПУ <i>К.т.н., доцент ОЭЭ ИШЭ ТПУ</i>	Руководитель проекта	1. Координация работы над проектом. 2. Консультирование по теоретической части проекта 3. Разрешение вопросов	460
2	Франк С.А. ОДУ Сибири <i>Главный специалист СРЗА ОДУ Сибири</i>	Эксперт проекта	Консультирование по особенностям функционирования района исследования	150
3	Жиленков Артем Алексеевич ОДУ Сибири, НИ ТПУ <i>Специалист-стажер 1 категории группы кадрового резерва, магистрант 2 курса, ИШЭ</i>	Исполнитель по проекту	1. Расчет установившихся режимов и переходных процессов в энергосистеме ОЭС Сибири и их анализ; 2. Разработка алгоритма централизованного АЛАР.	1220
<b>ИТОГО:</b>				<b>1830</b>

## 5.4 Планирование управления научно-техническим проектом

### 5.4.1. Иерархическая структура работ

Содержание всего проекта работ определено и структурировано в виде иерархии, показанной на рисунке 21.

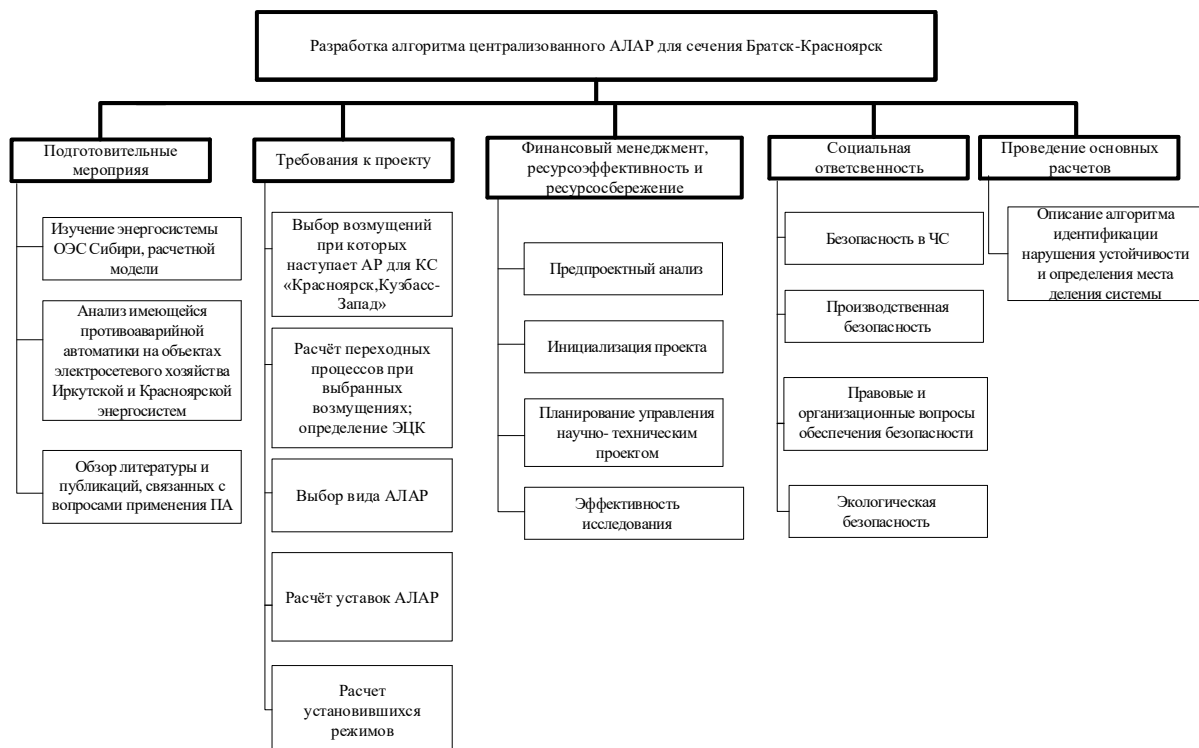


Рисунок 21 – Иерархическая структура работ

### 5.4.2. Контрольные события проекта

В рамках данного подраздела необходимо определить ключевые события проекта, определить их даты и результаты, которые должны быть получены по состоянию на эти даты. Эту информацию необходимо свести в таблицу (таблица 18).

Таблица 18 – Контрольные события проекта

п/п	Контрольное событие	Дата	Результат (подтверждающий документ)
1	Контроль собранной информации	25.02.2020	Произведен обзор литературы, публикаций и научных исследований по теме магистерской диссертации. Обозначены проблемы и сложности при проектировании АЛАР. Выявлены основные программные комплексы, удовлетворяющие требованиям по выполнению расчетов в диссертации (ПК Eurostag, ПК RastrWin3).

			Проанализирован энергорайон, в котором будет производиться расчет противоаварийной автоматики.
2	Подготовка расчетной модели для выполнения расчетов установившихся режимов	<b>01.03.2020</b>	В ПК RastrWin3 производилась отладка рабочей модели. Затем было выполнено утяжеление несколькими способами.
3	Подготовка расчетной модели для выполнения расчетов переходных процессов	<b>06.03.2020</b>	Динамическая модель была подготовлена в ПК Eurostag. Был получен набор режимов.
4	Расчет переходных процессов	<b>15.03.2020</b>	С помощью ПК Eurostag сформирован набор переходных процессов
5	Разработка алгоритма идентификации нарушения устойчивости параллельной работы по исследуемому сечению	<b>20.04.2020</b>	Разработан алгоритм, успешно идентифицирующий нарушения
6	Разработка алгоритма определения сечения деления системы	<b>25.05.2020</b>	Разработан алгоритм, успешно определяющий сечение деления системы
7	Оформление основного и дополнительных разделов диссертации	<b>10.06.2020</b>	Определена и обобщена ресурсная, финансовая, бюджетная, социальная и экономическая эффективность исследования

В рамках данного раздела были определены ключевые события проекта, их даты и результаты, которые должны быть получены по состоянию на эти даты.

### 5.4.3. План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный план проекта. Календарный план проекта представлен в таблице 19. Календарный план-график для наглядной иллюстрации работы над проектом представлен в таблице 20.

**Таблица 19 – Календарный план проекта**

<b>Код</b>	<b>Название</b>	<b>Длит-ть, дни</b>	<b>Дата начала работ</b>	<b>Дата окончания работ</b>	<b>Состав участников</b>
<b>1</b>	<b>Анализ текущего состояния проблемы</b>				
1.1	Изучение энергосистемы ОЭС Сибири	<b>15</b>	11.02.2020	26.02.2020	Исполнитель Эксперт
1.2	Анализ устройств АЛАР, установленных на объектах электросетевого хозяйства Иркутской и Красноярской энергосистем	<b>4</b>	26.02.2020	01.03.2020	Исполнитель Эксперт
1.3	Обзор литературы и публикаций	<b>30</b>	10.02.2020	11.03.2020	Исполнитель Руководитель
<b>2</b>	<b>Подготовка расчетной модели</b>				
2.1	Подготовка модели для расчета установившихся режимов	<b>5</b>	27.02.2020	02.03.2020	Эксперт Исполнитель
2.2	Подготовка модели для расчета переходных процессов	<b>5</b>	01.03.2020	06.03.2020	Эксперт Исполнитель
<b>3</b>	<b>Проведение основных расчетов и разработка алгоритмов централизованной АЛАР</b>				
3.1	Расчет установившихся режимов в рассматриваемых энергорайонах	<b>6</b>	29.02.2020	06.03.2020	Исполнитель
3.2	Расчет переходных режимов	<b>10</b>	05.03.2020	15.03.2020	Исполнитель
3.3	Разработка и тестирование алгоритма идентификации нарушения устойчивости	<b>35</b>	16.03.2020	20.04.2020	Исполнитель
3.4	Разработка и тестирование алгоритма поиска сечения деления системы	<b>45</b>	21.04.2020	25.05.2020	Исполнитель
<b>4</b>	<b>Раздел на английском языке</b>				
4.1	Описание алгоритмов идентификации нарушения устойчивости и поиска сечений ДС	<b>1</b>	26.05.2020	26.05.2020	Исполнитель
<b>5</b>	<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>				
5.1	Предпроектный анализ	<b>1</b>	27.05.2020	27.05.2020	Исполнитель
5.2	Инициация проекта	<b>2</b>	28.05.2020	29.05.2020	Исполнитель
5.3	Планирование управления научно-техническим проектом	<b>2</b>	30.05.2020	31.05.2020	Исполнитель
5.4	Эффективность исследования	<b>2</b>	01.06.2020	02.06.2020	Исполнитель
<b>6</b>	<b>Социальная ответственность</b>				
6.1	Безопасность в ЧС	<b>1</b>	02.06.2020	02.06.2020	Исполнитель
6.2	Производственная безопасность	<b>1</b>	03.06.2020	03.06.2020	Исполнитель
6.3	Экологическая безопасность	<b>1</b>	04.06.2020	04.06.2020	Исполнитель
6.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	<b>1</b>	05.06.2020	06.06.2020	Исполнитель
<b>Итого</b>		<b>167</b>			



Таблица 20 – Календарный план-график работы над проектом

Код	Название	Число дней	Состав участников	Продолжительность выполнения работ																			
				Февраль				Март				Апрель				Май				Июнь			
				1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Анализ текущего состояния проблемы																						
1.1	Изучение энергосистемы ОЭС Сибири	15	1. Исполнитель																				
			2. Эксперт																				
1.2	Анализ устройств АЛАР, установленных на объектах электросетевого хозяйства Иркутской и Красноярской энергосистем	4	1. Исполнитель																				
			2. Эксперт																				
1.3	Обзор литературы и публикаций	30	1. Исполнитель																				
			2.Руководитель																				
2	Подготовка расчетной модели																						
2.1	Подготовка модели для расчета установившихся режимов	5	1. Исполнитель																				
			2. Эксперт																				
2.2	Подготовка модели для расчета переходных процессов	5	1. Исполнитель																				
			2. Эксперт																				
3	Проведение основных расчетов и разработка алгоритмов централизованной АЛАР																						
3.1	Расчет установившихся режимов в рассматриваемых энергорайонах	6	1. Исполнитель																				
3.2	Расчет переходных режимов	10	1. Исполнитель																				
3.3	Разработка и тестирование алгоритма идентификации нарушения устойчивости	35	1. Исполнитель																				
3.4	Разработка и тестирование алгоритма поиска сечения деления системы	45	1. Исполнитель																				
4	Раздел на английском языке																						
4.1	Описание алгоритмов идентификации нарушения устойчивости и поиска сечений ДС	1	1. Исполнитель																				
5	Социальная ответственность																						
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	1																					
5.2	Безопасность в ЧС	1	1. Исполнитель																				
5.3	Региональная безопасность	1	1. Исполнитель																				
5.4	Техногенная безопасность	1	1. Исполнитель																				

 – Исполнитель
  – Эксперт
  – Руководитель

## 5.5. Бюджет НИР

При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения.

Рассчитанные затраты должны быть минимальными, с целью экономической выгоды проекта.

В процессе формирования бюджета НИР используется следующая группировка затрат по статьям:

- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- стоимость оборудования.

### *Специальное оборудование для проведения проектных работ*

В таблице 21 приведены затраты на покупку необходимого ПО. Вендоры не предоставляют стоимость программного продукта, поэтому цены не являются точными.

Таблица 21 – Расчет затрат по выделенной статье

№ п.п.	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборуд-я	Цена ед. оборуд-я, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
1	ПО MS Office 2016	1	3,6	3,6
2	ПК RastrWin3	1	620	620
3	ПК Eurostag 5.1	1	4 196	4 196
Затраты по приобретению оборудования:				4 819,6

Лицензии на указанные ПО уже имеются у филиалов АО «СО ЕЭС», поэтому нам нужно учитывать только затраты на амортизацию.

Средний срок полезного использования ПО составляет не менее 6 лет. На расчетные работы приходится 90 дней.

$$A = \frac{4\,819,6}{6 \cdot 12 \cdot 30} \cdot 90 = 200,82 \text{ тыс. руб.}$$

### Основная заработная плата исполнителей темы

В данном пункте вычисляется основная заработная плата научных и инженерно-технических работников непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда.

Для расчета заработной платы необходимо учесть, что в составе рабочей группы у нас находятся 3 человека: исполнитель (студент), эксперт (руководитель от ОДУ Сибири) и руководитель (научный руководитель в ТПУ). Предварительно необходимо рассчитать действительный годовой фонд рабочего времени для всех участников проекта (таблица 22).

Таблица 22 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Эксперт	Исполнитель
Календарное число дней	365	365	365
Количество нерабочих дней - выходные и праздничные дни	66	66	118
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	48	24	24
Действительный годовой фонд рабочего времени $F_d$	251	275	223

В таблице 23 приведен расчет заработной платы по данному проекту с учетом коэффициентов и базового оклада каждого из работников.

Таблица 23 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	$Z_b$ , руб.	$k_{пр}$	$k_d$	$k_p$	$Z_m$ , руб.	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб.
Руководитель	36800	0,3	0,2	1,3	71760	2973,32	30	89199,6
Эксперт	42300	0,3	0,2	1,3	82485	3359,39	24	80625,36
Исполнитель	9220	0,3	0,2	1,3	17979	902,98	119	107454,62

Ниже приведены расшифровки обозначений:

$k_{пр}$ - коэффициент премий;

$k_d$  – коэффициент доплат и надбавок;

$k_p$  - районный коэффициент;  
 $З_б$ -заработная плата базисная;  
 $З_м$ - зарплата месячная;  
 $З_{дн}$ - дневная заработная плата;  
 $T_p$  количество рабочих дней;  
 $З_{осн}$ - основная заработная плата.

Ниже приведены формулы, по которым рассчитывались показатели.

Основная заработная плата:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_{раб} \quad (16)$$

Среднедневная зарплата

$$З_{дн} = \frac{З_м \cdot M}{F_d} \quad (17)$$

где  $M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года.

Месячный должностной оклад

$$З_м = З_б(1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p \quad (18)$$

Итого по данной статье предусматривается финансирование в размере  
 $ФЗП = 277,3$  тыс. руб.

*Отчисления на социальные нужды*

Отчисления на социальные нужды (включает в себя отчисления во внебюджетные фонды) рассчитываются по следующей формуле:

$$C_{внеб} = k_{внеб} (З_{осн} + З_{доп}) \quad (19)$$

Примем отчисления в размере 30% от ФЗП:

$$C_{внеб} = 0,3 \cdot 277,3 = 83,19 \text{ тыс. руб}$$

*Накладные расходы*

В данную статью относят затраты на управление и хозяйственное обслуживание. Сюда же можно отнести расходы по содержанию/эксплуатацию/ремонт используемого оборудования, помещений, оплату электроэнергии и пр.

Накладные расходы рассчитываются по следующей формуле:

$$C_{накл} = k_{накл} (З_{осн} + З_{доп}) \quad (20)$$

Коэффициент накладных расходов примем 0,8. Итого:

$$C_{\text{накл}} = 0,8 \cdot 277,3 = 221,84 \text{ тыс. руб}$$

#### *Прочие прямые расходы*

Киберцентр ТПУ предоставляет доступ к сети Интернет для студентов. Согласно договорным обязательствам доступ с 1 устройства в месяц стоит 350 рублей. В Таблице 24 представлена стоимость услуг по доступу к Интернет за период производства работ.

Таблица 24 – Расчет стоимости услуг по доступу в Интернет

Стоимость месячного доступа для 1 устройства, руб	Количество устройств	Количество месяцев	Итого, руб
350	1	5	1750

#### **5.6. Расчет капитальных затрат на оборудование**

Так как необходимые для реализации данного проекта устройства синхронизированных векторных измерений уже имеются на объектах электроэнергетики, то необходим только учет оборудования, представленного ниже.

1. Два сервера ЦАЛАР, где будет располагаться ПТК;
2. УПАСК и ВОЛС к Братской ПП от следующих станций и подстанций: ПС 500 кВ Озерная, ПС 500 кВ Тайшет, Богучанская ГЭС, Усть-Илимская ГЭС, Братская ГЭС.

Таблица 25 – Расчёт капитальных затрат

Наименование оборудования	Кол-во	Цена за единицу, тыс.руб.	Стоимость, тыс.руб.
Сервер централизованной АЛАР	2	2680	5360
Устройство передачи аварийных сигналов и команд	5	900	4500
ВОЛС ВЛ 500 кВ БПП – Тайшет	1	6600	6600
ВОЛС ВЛ 500 кВ БПП – Усть-Илимская ГЭС	1	6000	6000
ВОЛС ВЛ 500 кВ БПП – Озерная	1	6500	6500
ВОЛС ВЛ 500 кВ Озерная – Богучанская ГЭС	1	1200	1200
ВОЛС ВЛ 500 кВ БПП – Братская ГЭС	1	1000	1000
ИТОГО			31160

Общая себестоимость установки устройства АЛАР составила  $K_M = 31160000$  руб.

#### Группировка затрат по статьям

В Таблице 26 представлены затраты по выше рассмотренным статьям (тыс. руб.), также приведено процентное соотношение видов затрат. Капитальные затраты отнесены к бюджету реализации исследования. Остальные статьи – к бюджету исследования.

Таблица 26 – Группировка затрат по статьям

	Бюджет реализации НТИ		Бюджет НТИ					
Статья	Капитальные затраты	Итого	Специальное оборудование	Основная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Накладные расходы	Прочие прямые расходы	Итого
Сумма, тыс.руб.	31160000	31160000	4819,6	277,3	83,2	221,8	1,75	<b>5 403,65</b>
%	100	100	89,19	5,13	1,54	4,11	0,03	<b>100</b>

#### 5.7. Матрица ответственности

Участие на определенном этапе проекта каждого человека из состава рабочей группы представлено в таблице 27.

Таблица 27 – Матрица ответственности

Код	Эксперт проекта С.А. Франк, Главный специалист	Руководитель проекта А.В. Прохоров Доцент ОЭЭ ИШЭ, к.т.н.	Исполнитель работ по проекту А.А. Жиленков Специалист-стажер I категории службы кадрового	Консультант Ю.И. Егорова Доцент ОИЯ ШБШП, к.т.н.	Консультант Л. Ю. Спицына доцент ОСГН ШБШП, к.э.н.	Консультант С.В. Романова старший преподаватель отделения ОД ШБШП
<b>1</b>						
1.1	Э		И			
1.2	Э		И			
1.3		Р	И			

<b>2</b>						
2.1	Э		И			
2.2	Э		И			
<b>3</b>						
3.1			И			
3.2			И			
3.3			И			
3.4			И			
<b>4</b>						
4.1			И	К		
<b>5</b>						
5.1			И		К	
5.2			И		К	
5.3			И		К	
5.4			И		К	
<b>6</b>						
6.1			И			К
6.2			И			К
6.3			И			К
6.4			И			К

### 5.8. Реестр рисков проекта

Возможные неопределенные события, которые могут возникнуть в проекте и вызвать влекущие за собой нежелательные последствия, сведены в таблицу 28. Вероятность наступления и влияние риска оценивается по пятибалльной шкале.

Таблица 28 – Реестр рисков

№	Риск	Потенциальное воздействие	Вероятность	Влияние риска	Уровень	Способы смягчения	Условия наступления
1	Неблагоприятная политика руководства организации ОАО «СО ЕЭС»	Отказ от выполнения работ по рассматриваемому проекту	2	2	Низкий	Обоснование необходимости проведения расчетного проекта по моделированию релейной защиты	При появлении более эффективных мероприятий
2	Разработка подобных проектов другими проектными организациями	Невозможность внедрения данного проекта, связанная с его неактуальностью по предложенной проблеме	3	3	Средний	Разработка более эффективной, простого или дешевого варианта исполнения данного вида ПА	В случае наличия у проектных организаций более высококвалифицированных кадров
3	Изменение направления в использовании иностранного оборудования	Смещение приоритета по использованию иностранного оборудования в пользу	4	4	Высок.	Обоснование необходимости внедрения именного иностранного оборудования из-за его широкого распространения,	По политическим соображениям

		отечественных аналогов				большой точности измерений и надежности	
--	--	------------------------	--	--	--	---	--

В целом перспективы проекта на реализацию оцениваются как положительные.

### 5.9. Определение ресурсной эффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Так как определение финансовой эффективности не представляется возможным в данном случае, произведем оценку ресурсоэффективности научной разработки.

Интегральный показатель ресурсоэффективности НИР можно определить следующим образом:

$$I_p = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i ,$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$a_i$  – весовой  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$b_i$  – балльная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

$n$  – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлены в форме таблицы (таблица 29).

Таблица 29 – Оценка ресурсоэффективности проекта

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Оценка разрабатываемого решения	Оценка заменяемого решения
Удобство эксплуатации	0,3	5	2
Обеспечение надежности энергоснабжения потребителей	0,3	4	4
Соответствие современным требованиям	0,3	5	2



Срок эксплуатации	0,1	4	4
ИТОГО	1	4,5	3

В данном разделе была определена ресурсоэффективность проекта по интегральному показателю эффективности НИР, который составил 4,5 балла из 5.

### **Выводы по разделу 5**

В данной главе было проведено экономическое обоснование НИР, приведен процесс организации научного исследования и бюджет его реализации, а также определена ресурсоэффективность проекта.

Бюджет НИР составил 36563650 руб. Более детально:

- на проектирование 5403650 руб;
- на оборудование 31160000 руб.

Время, затраченное для производства работ:

- для исполнителя – 119 дней;
- для эксперта – 24 дня;
- для руководителя – 30 дней.

Было сделано экономическое обоснование установки централизованной АЛАР на сечении Братск-Красноярск с точки зрения ресурсоэффективности, что являлось основной целью этого раздела.

Данный проект – установка централизованной АЛАР на сечение Братск - Красноярск повысит вероятность успешного и своевременного деления сети при возникновении АР, и поможет избежать большого экономического ущерба.

## **6. Социальная ответственность**

### **Введение**

Для данной магистерской диссертации объектом исследования является алгоритм централизованной АЛАР.

Разработка алгоритма осуществляется с помощью компьютера. Следовательно, компьютер является основным инструментом для выполнения задачи. При работе с компьютером человек подвергается воздействию ряда опасных и вредных производственных факторов: электромагнитных полей, инфракрасного и ионизирующего излучений, шума и вибрации, статического электричества, поражение электрическим током и др.

В разделе социальная ответственность данной диссертации даются рекомендации для защиты от пагубных воздействий компьютерной техники, рассмотрены меры по пожарной безопасности и охране окружающей среды.

### **6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Правовой основой законодательства в области обеспечения БЖД является Конституция – основной закон государства.

Охрана труда – это система обеспечения безопасности жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия.

Законодательство РФ об охране труда состоит из соответствующих норм Конституции РФ, основ законодательства РФ об охране труда и издаваемых в соответствии с ними законодательных и иных нормативных актов.

Основные направления государственной политики в области охраны труда:

- признание и обеспечение приоритета жизни и здоровья работников по отношению к результатам производственной деятельности предприятий;

- установление единых нормативных требований по охране труда для предприятий всех форм собственности независимо от сферы хозяйственной деятельности и ведомственной подчиненности;

- защита интересов работников, пострадавших в результате несчастных случаев на производстве и другие.

Каждый работник имеет право на охрану труда, в том числе:

- на рабочее место, защищенное от воздействия вредных или опасных производственных факторов;

- на возмещение вреда, причиненного увечьем, профессиональным заболеванием либо иным повреждением здоровья, связанным с исполнением им трудовых обязанностей;

- на обучение безопасным методам и приемам труда за счет работодателя и др.

Основные направления государственной политики, изложенные в Трудовом кодексе РФ, следующие:

- обеспечение приоритета сохранения жизни и здоровья работников;
- установление единых нормативных требований по охране труда;
- профилактика несчастных случаев и повреждения здоровья работников;

- расследование и учет несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;

- защита интересов работников, которые пострадали в результате несчастных случаев на производстве;

- распространение передового отечественного и зарубежного опыта работы по улучшению условий и охраны труда;

- обеспечение работников средствами индивидуальной и коллективной защиты, а также санитарно-бытовыми помещениями и устройствами, лечебно-профилактическими средствами за счет средств работодателей

К специальным правовым нормам при работе за компьютером в офисном помещении относятся: проведения медицинского осмотра и отправление в дополнительный оплачиваемый отпуск.

Требования к организации медицинского обслуживания пользователей ПЭВМ по [26]:

1. Лица, работающие с ПЭВМ более 50% рабочего времени (профессионально связанные с эксплуатацией ПЭВМ), должны проходить обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (в течение трудовой деятельности) медицинские осмотры. Частота этих осмотров определяется территориальными органами Роспотребнадзора совместно с работодателем. Стоит обратить внимание, что если сотрудник младше 22 лет, то проходить периодические осмотры он должен ежегодно.

2. Женщины со времени установления беременности переводятся на работы, не связанные с использованием ПЭВМ, или для них ограничивается время работы с ПЭВМ (не более 3-х часов за рабочую смену) при условии соблюдения гигиенических требований, установленных настоящими санитарными правилами. Трудоустройство беременных женщин следует осуществлять в соответствии с законодательством Российской Федерации.

## **6.2 Производственная безопасность**

### **6.2.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов**

Производственные факторы, связанные с работой на компьютере: шум, вибрация, электромагнитное воздействие, различные излучения и др. Также сильное умственное напряжение оказывает проектирование и решение задач. Монотонная деятельность, эмоциональная нагрузка, сидячее положение тоже влияют на здоровье человека.

Необходимо правильное расположение элементов управления на рабочем месте для оптимальной рабочей позы. Также необходимо правильное планирование режима работы с соблюдением требований к труду и отдыху.

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [21] можно выделить следующие вредные и опасные факторы при работе на ПЭВМ, которые представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Вредные факторы

№	Факторы	Этапы работ		Нормативные документы
		Исследование	Эксплуатация	
1	повышенный уровень шума на рабочем месте	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 [22] ГОСТ 12.1.029-80 [23] СП 51.13330.2011 [24]
2	повышенный уровень электромагнитных и ионизирующих излучений;		+	ГОСТ 12.1.006–84. ССБТ [25] СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [26] СанПиН 2.2.4.1191-03 [27]
4	недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [28] СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [26] СП 52.13330.2016 [29]
5	отклонение показателей микроклимата	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [30] СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [26]
6	опасность поражения электрическим током	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [31] ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [32]
7	психофизические нагрузки	+	+	СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [26]

### 6.2.2.1 Повышенный уровень шума

Шум на рабочем месте может создаваться оргтехником, системой отопления и кондиционирования.

Уровни звукового давления от различных источников представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Уровни звукового давления различных источников

Источник шума	Уровень шума, дБ
Жесткий диск	40
Вентилятор	45
Монитор	17
Клавиатура	10
Принтер	45
Сканер	42

Шум может вызвать у человека снижение слуха, повысить раздражительность и утомляемость, снижает производительность.

На рабочем месте при работе с ПЭВМ шум не должен превышать 50 дБ [21].

Для снижения шума можно прибегнуть к рациональной планировке помещения.

### 6.2.2.2 Поражение электрическим током

Важнейшим документом для обеспечения электробезопасности человека является [37]. Протекание электрического тока вызвано разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий.

Вызывается при замыкании человека цепи через тело человека. Через прикосновение к токоведущим частям.

Правила эксплуатации электроустановок (ПУЭ) утверждает, что помещение с ПЭВМ относится к помещениям без повышенной опасности [33].

Электрический ток проходя через организм человека может оказывать на него три вида воздействий:

- термическое;
- электролитическое;
- биологическое.

Термическое действие тока подразумевает появление на теле ожогов разных форм, перегревание кровеносных сосудов и нарушение функциональности внутренних органов, которые находятся на пути протекания тока.

Электролитическое действие проявляется в расщепление крови и иной органической жидкости в тканях организма вызывая существенные изменения ее физико-химического состава.

Биологическое действие вызывает нарушение нормальной работы мышечной системы. Возникают непроизвольные судорожные сокращения мышц, опасно такое влияние на органы дыхания и кровообращения, таких как легкие и сердце, это может привести к нарушению их нормальной работы, в том числе и к абсолютному прекращению их функциональности.

Безопасность от поражения электрическим током достигается за счет следующих мероприятий:

- изоляции токоведущих частей;
- сигнализации и блокировки;
- использование знаков безопасности;
- отключение электроустановок в целях защиты;
- применение индивидуальных средств защиты.

### 6.2.2.3 Повышенный уровень электромагнитных и ионизирующих излучений в рабочей зоне

Большинство технических приборов излучают электромагнитное поле во внешнюю среду, воздействуя на человека. Если у электромагнитного поля напряженность выше предельно допустимой величины, то у человека начнут развиваться нарушения сердечно-сосудистой и нервной систем. Основное излучение ЭМП происходит от мониторов компьютеров.

По [26] напряженность электромагнитного поля на расстоянии 50 см вокруг видеомонитора должна быть не более:

- 25 В/м в диапазоне низких частот (5Гц – 2 кГц);
- 2,5 В/м в диапазоне высоких частот (2 – 400 кГц).

Мониторы персональных компьютеров являются источниками электростатического поля, поверхностный электростатический потенциал не должен превышать 500 В.

Из-за ионизирующего излучения в организме может нарушение функций кроветворных органов (нарушается свертываемость кровь, сосуды становятся более хрупкими), повышается риск инфекционных заболеваний.

Современные мониторы должны иметь стандарт низкого излучения (Low Radiation) и сертификат ТСО'99, эти стандарты означают, что мониторы имеют низкий уровень электромагнитного поля.

Допустимое время пребывания персонала, обслуживающего установки промышленной частоты, определяется по формуле [34]:

$$T = \frac{50}{E} - 2,$$

где  $T$  – допустимое время нахождения в зоне с напряженностью электрического поля  $E$  в часах;

$E$  – напряженность электрического поля в кВ/м.

$$E = \frac{50}{T+2} = \frac{50}{8+2} = 5 \text{ кВ/м},$$

Т.е. при напряженности 5 кВ/м и менее допустимо нахождение человека в течение всей 8-часовой рабочей смены.



### 6.3 Отклонение показателей микроклимата

При протекании физических и биологических процессов в организме человек производит тепловой обмен с окружающей средой. Под комфортной средой понимается среда, в которой охлаждающая способность соответствует выделенному теплу телом человека.

В зависимости от параметров микроклимата тело человека по-разному взаимодействует с окружающей средой. Человеческий организм способен поддерживать температуру тела постоянной за счет различных способов отдачи теплоты: конвекция, излучение, испарение, дыхание.

Для нормального самочувствия человека в рабочей зоне должны поддерживаться температура, относительная влажность, скорость движения воздуха.

Показатели микроклимата в производственных помещениях, согласно [9] представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Параметры микроклимата для помещений, где установлены компьютеры

Период года	Параметр микроклимата	Величина
Холодный	Температура воздуха в помещении	22-24 °С
	Относительная влажность	40-60 %
	Скорость движения воздуха	до 0,1 м/с
Теплый	Температура воздуха в помещении	23-25 °С
	Относительная влажность	40-60 %
	Скорость движения воздуха	до 0,1-0,2 м/с

Согласно [26] в помещениях, оборудованных ПЭВМ, должна проводиться ежедневная влажная уборка и систематическое проветривание после каждого часа работы на ПЭВМ.

Для повышения влажности воздуха в помещениях с мониторами ПЭВМ следует применять увлажнители воздуха, заправляемые ежедневно дистиллированной или прокипяченной питьевой водой.

### 6.3.2 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Помещения с ПЭВМ (ПК) должны иметь естественное и искусственное освещение.

К требованиям к освещению рабочих мест, оборудованных ПЭВМ, можно отнести следующее:

1. Естественное освещение должно осуществляться через боковые светопроемы ориентированные преимущественно на север и северо-восток. Величина коэффициента естественной освещенности (КЕО) должна соответствовать нормативным уровням по [35] и создавать КЕО не ниже 1,2 % в зонах с устойчивым снежным покровом и не ниже 1,5 % на остальной территории.

2. Искусственное освещение следует осуществлять в виде системы комбинированного освещения. В качестве источников света рекомендуется применять люминесцентные лампы типа ЛБ.

3. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 лк. Местное освещение не должно создавать бликов на поверхности экрана и увеличивать освещенность экрана более 300 лк.

4. Общее освещение следует выполнять в виде сплошных или прерывистых линий светильников, расположенных сбоку от рабочих мест, параллельно линии зрения пользователя при разном расположении ПК. При расположении компьютеров по периметру линии светильников должны располагаться локализовано над каждым рабочим столом ближе к его переднему краю.

5. Для освещения помещений с ПК необходимо применять светильники серии ЛПО 36 с зеркализированными решетками, укомплектованными высокочастотными пускорегулирующими аппаратами (ВЧ ПРА).

6. При отсутствии светильников серии ЛПО 36 с ВЧ ПРА и без ВЧ ПРА в модификации "Кососвет" допускается применение светильников общего освещения серий: ЛПО 13 - 2 x 40/Б-01; (4 x 40/Б-01); ЛСП 13 - 2 x 40-06; (2 x

65-06); ЛСО 05 - 2 х 40-001; (2 х 40-003); ЛСО 04 - 3 х 36-008; ЛПО 34 - 4 х 36-002; (4 х 58-002); ЛПО 31 - 2 х 40-002, а также их отечественных и зарубежных аналогов.

7. Применение светильников без рассеивателей и экранизирующих решеток не допускается.

8. Показатель ослепленности для источников общего искусственного освещения не должен превышать 20.

Расчет освещенности рабочего места сводится к выбору системы освещения, определению необходимого числа светильников, их типа и размещения. Исходя из этого, рассчитаем параметры искусственного освещения.

Обычно искусственное освещение выполняется посредством электрических источников света двух видов: ламп накаливания и люминесцентных ламп. Будем использовать люминесцентные лампы, которые по сравнению с лампами накаливания имеют ряд существенных преимуществ:

- по спектральному составу света они близки к дневному, естественному свету;
- обладают более высоким КПД (в 1,5 – 2 раза выше, чем КПД ламп накаливания);
- обладают повышенной светоотдачей (в 3 – 4 раза выше, чем у ламп накаливания);
- более длительный срок службы.

Расчет освещения производится для кабинета площадью 50 м<sup>2</sup>, ширина которой 5 м, высота – 2,92 м. Расчёт проводится по методу светового потока.

Для определения количества светильников определим световой поток, падающий на поверхность по формуле

$$F = \frac{E \cdot K \cdot S \cdot Z}{n},$$

где  $F$  – рассчитываемый световой поток, лм;

$E$  – нормированная минимальная освещенность, лк;

$S$  – площадь освещаемого помещения (в нашем случае  $S = 50 \text{ м}^2$ );

$Z$  – отношение средней освещенности к минимальной (обычно принимается равным 1,1 – 1,2, пусть  $Z = 1,2$ );

$K$  – коэффициент запаса, учитывающий уменьшение светового потока лампы в результате загрязнения светильников в процессе эксплуатации (его значение зависит от типа помещения и характера проводимых в нем работ и в нашем случае  $K = 1,5$ );

$n$  – коэффициент использования, (выражается отношением светового потока, падающего на расчетную поверхность, к суммарному потоку всех ламп и исчисляется в долях единицы.

Коэффициент использования ( $n$ ) зависит от характеристик светильника, размеров помещения, окраски стен и потолка, характеризующихся коэффициентами отражения от стен ( $P_C$ ) и потолка ( $P_{\Pi}$ ), значение коэффициентов  $P_C$  и  $P_{\Pi}$  примем наиболее распространенные для светлых административно-конторских помещений:  $P_C = 50 \%$ ,  $P_{\Pi} = 70 \%$ .

Комбинированная освещенность должна составлять 750 лк – при работах высокой точности, и 400 лк – при выполнении работ средней точности.

В помещения, где установлены компьютеры, относятся к зрительным работам средней точности и имеет четвертый уровень зрительных работ [33].

Значение  $n$  определим по таблице коэффициентов использования различных светильников. Для этого вычислим индекс помещения по формуле:

$$I = \frac{S}{h \cdot (A + B)},$$

где  $S$  – площадь помещения,  $12 \text{ м}^2$ ;

$h$  – расчетная высота подвеса 2 м;

$A$  – ширина помещения 4 м;

$B$  – длина помещения 3 м.

Получим:

$$I = \frac{12}{2 \cdot (4 + 3)} = 0,857$$

Зная индекс помещения находим  $n = 0,3$ .

Теперь найдем световой поток:

$$F = \frac{300 \cdot 1,5 \cdot 12 \cdot 1,2}{0,3} = 21600 \text{ лм}$$

Рассчитаем необходимое количество ламп по формуле

$$N = \frac{F}{F_L},$$

где  $N$  – определяемое число ламп;

$F$  – световой поток;

$F_L$  – световой поток лампы, 6000 лк.

$$N = \frac{21600}{6000} = 3,6 = 4 \text{ шт}$$

При выборе осветительных приборов используем четыре светодиодных лампы 80 Вт.

### 6.3.3 Психофизические нагрузки

Работник персонального компьютера получает нервно-эмоциональную нагрузку. Для защиты работника необходимо правильно планировать рабочее место. Очень важно соблюдать правильность рабочей позы. Свет должен попадать сбоку, чтобы не слепил глаза. Расстояние между столами должно быть не менее двух метров.

По [21] к вредным производственным факторам, обладающим свойствами психофизиологического воздействия на организм человека, работающего на ПЭВМ, можно отнести нервно-психические перегрузки, связанные с напряженностью трудового процесса и физические перегрузки организма работающего.

Нервно-психические перегрузки подразделяют:

- на умственное перенапряжение, в том числе вызванное информационной нагрузкой;

- перенапряжение анализаторов, в том числе вызванное информационной нагрузкой;

- монотонность труда, вызывающая монотонию;

- эмоциональные перегрузки.

Физические перегрузки организма, работающего подразделяют:

- статическая нагрузка;

- рабочая поза;

- наклоны корпуса тела работника;

- физиологически недостаточную двигательную активность (гиподинамию).

При несоблюдении общих требований у человека будут наблюдаться болезненные ощущения в спине, пояснице, шеи, головные боли, раздражительность.

У сотрудника при работе с компьютером может возникнуть синдром длительных статических нагрузок (гиподинамия) в результате длительного сидения, которое приводит к сильному перенапряжению спины и ног. Мышцы находятся под постоянной статической нагрузкой в состоянии сокращения, а это приводит к ухудшению кровообращения. Все это может привести к ухудшению состояния здоровья.

#### **6.4 Экологическая безопасность**

Экологическая безопасность обуславливается возможностью снижения уровня ущерба, наносимого окружающей среде в процессе производства, использования, потребления, хранения, утилизации потребительских товаров человеком.

Наиболее негативное влияние на окружающую среду оказывают товары, создающие выбросы в атмосферу, почву и воду химических веществ в различном фазово-дисперсном состоянии, а также образующие шумовое, тепловое, электромагнитное загрязнение при хранении, транспортировании, эксплуатации, потреблении, утилизации.

В рабочем процессе человек сталкивается с использованием немалого количества офисной техники, и при истечении службы оборудования его необходимо утилизировать. Когда что-либо из техники приходит в негодность, предприятия и организации приобретают оснащение нового поколения. А старое оборудование зачастую выкидывается вместе с обычным мусором. В обязательном порядке должна производиться утилизация любой оргтехники, компьютеров (в том числе и мониторов), принтеров и копировальных аппаратов.

Многие предприятия и учреждения сталкиваются с проблемой, как избавиться от устаревшей техники. Просто выбросить ее - нельзя, так как в ее состав входят химические вещества, опасные для экологии, а также драгметаллы. Оставлять старую технику на предприятии не выгодно, так как за нее нужно платить налог. Оптимальным выходом является утилизация оргтехники. В отличие от простого выброса техники на свалку, процесс утилизации является законным. При этом нарушение правил утилизации или утилизация техники без снятия ее с баланса предприятия являются грубым нарушением закона и преследуются Административным и Уголовным кодексами Российской Федерации. Стоит отметить, что сама по себе оргтехника опасности не представляет.

Один ПК (монитор, системный блок, клавиатура, мышь) содержит, помимо ничтожного количества ценных металлов, много разных тяжелых химических соединений:

- ртуть;
- кадмий;
- мышьяк;
- свинец;
- цинк;
- никель.

Попадая на стихийную свалку, эти вещества под влиянием солнечного ультрафиолета и агрессивного атмосферного воздействия разлагаются и

становятся токсичными. Впитываясь в грунт, через некоторое время они попадают к нам на стол.

Поэтому компьютер на свалке — это большая ядовитая коробка, которая опасна для нашего здоровья и для окружающей среды.

Вся ненужная техника, подвергающаяся процессу утилизации, проходит специальную процедуру:

1. непосредственный процесс переработки;
2. отправку некоторых частей оргтехники на аффинаж (это металлургический процесс изъятия высокочистых благородных металлов при отделении от них загрязняющих примесей, один из видов извлечения металлов).

Обязательной утилизации подлежит следующая оргтехника или некоторые её элементы:

- ПК, ноутбуки;
- планшеты;
- серверное оборудование (испорченные системы охлаждения, сгоревшие или диски с БД секторами, блоки питания, озу, процессоры, платы расширения, серверные стойки/шкафы и т.д.);
- АТС;
- платы;
- роутеры, свитчи, маршрутизаторы;
- мониторы; ИБП; сканеры, МФУ, принтеры и их комплектующие (фотобарабаны, картриджи и т.д.);
- жесткие диски (HDD);
- мышки и клавиатуры;
- периферийные устройства;
- СОМ-диски;
- разнообразные шнуры (кабели);
- другие накопительные устройства.



Второй момент связанный с экологической безопасностью при рабочем процессе это использование огромного количества бумаги, которую в конечном итоге нужно переработать. Однако стоит отметить, что не вся бумага подается переработке.

Следующие типы бумаги хорошо поддаются переработке:

- картон;
- плотная бумага;
- газеты;
- журналы;
- рекламные буклеты, небольшие брошюры;
- конверты (без пластиковых окошек);
- бумага для копиров;
- писчая бумага.

Процесс переработки бумаги снижает объемы вырубки лесов, позволяет снизить загрязнение атмосферы и гидросферы, которое происходит в процессе создания бумаги на заводах, а также снизить затраты электроэнергии, которое необходимо затратить на создание бумажных изделий.

### **6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайные ситуации можно разделить на: техногенные, экологические, природные, социально-политические. Также существуют локальные, региональные, национальные, глобальные чрезвычайные ситуации.

К техногенным можно отнести: пожар; обрушение зданий; аварии в электроэнергетических системах.

К природным: землетрясение; метеорологические явления; природные пожары; эпидемия заболеваний.

Экологические: влияние на атмосферу; влияние на гидросферу.

Социально-политические: беспорядки; терроризм.

Среди всех перечисленных, для данного предприятия, наиболее возможен появление пожара.

При эксплуатации ЭВМ существует опасность различного рода возгораний. В современных компьютерах очень высока плотность размещения элементов электронных систем, в непосредственной близости друг от друга располагаются соединительные провода, коммуникационные кабели. При протекании по ним электрического тока выделяется значительное количество теплоты, что может привести к повышению температуры отдельных узлов до 80 – 100 °С. При этом возможны оплавление изоляции соединительных проводов, их оголение и, как следствие, короткое замыкание, сопровождаемое искрением, которое ведет к недопустимым перегрузкам элементов электронных схем. Перегреваясь, они сгорают с разбрызгиванием искр.

Пожар внутри здания представляет опасность для жизни и здоровья людей, а также влечет значительный материальный ущерб. Офисное помещение в соответствии с классификацией производств по пожарной безопасности относится к категории Д [36].

Нормы оснащения помещений ручными порошковыми и углекислотными огнетушителями.

Ручные углекислотные огнетушители устанавливают в помещениях из расчета один огнетушитель на 50 м<sup>2</sup>.

Согласно требованиям Постановления Правительства РФ от 25.04.2012 № 390 (ред. от 06.04.2014) «О противопожарном режиме» необходима установка двух огнетушителей. Нормы оснащения помещений категории Д ручными огнетушителями представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Нормы оснащения помещений ручными огнетушителями

Категория помещения	Предельная защищаемая площадь, м <sup>2</sup>	Класс пожара	Пенные и водные огнетушители вместимостью	Порошковые огнетушители вместимостью, л/ массой огнетушащего вещества, кг	Хладоновые огнетушители вместимостью 2 (3) л	Углекислотные огнетушители вместимостью, л/ массой огнетушащего вещества, кг		
			10 л	2/2	5/4	10/9	2/2	5(8)/3(5)

Д	1800	А	2 ++	4 +	2 ++	1 +	–	–
		В	–	–	2 +	1 ++	–	–
		(Е)	–	2 +	2 ++	1 +	4+	2++

В случае пожара срабатывает находящаяся в помещениях автоматическая установка пожаротушения (АУП). Они снабжены звуковой и световой сигнализацией.

Причины возникновения пожара:

- короткое замыкание в электроустановках;
- возгорание электротехнических устройств из-за чрезмерного перегрева под нагрузкой;
- возгорание по причине нарушения правил пожарной безопасности.

При возникновении пожара необходимо вызвать пожарную службу по телефону 01, обеспечить эвакуацию людей из здания.

В каждом здании число эвакуационных выходов с каждого этажа должно быть не менее двух. Дверные проемы и лестничные пролеты должны быть спроектированы и построены так, чтобы обеспечить беспрепятственную эвакуацию персонала из здания. Внутри здания должны быть установлены пожарные щиты, оборудованные лопатами, ведрами, огнетушителями.

### **Выводы по разделу 6**

Представлено описание расчета освещения рабочей зоны. Определены опасные и вредные факторы, влияющие на жизнь и здоровье человека, также определены средства для уменьшения их негативного воздействия. Также рассмотрены основные причины возникновения пожара и меры по его предотвращению. Рассмотрены организационные и правовые вопросы обеспечения безопасности труда человека.

## **Заключение**

В работе представлены результаты разработки алгоритма централизованной автоматики ликвидации асинхронного режима. Разработанный алгоритм состоит из нескольких частных функциональных алгоритмов, решающих задачи выявления и ликвидации асинхронного режима.

**Алгоритм прогнозирующего выявительного органа централизованной АЛАР.** В виду высокой сложности предварительных расчетов определено, что основная часть расчетов будет проводиться по принципу П-До. При различных возмущениях и значениях перетоков было выполнено моделирование режимов и обучение прогнозирующего выявительного органа. Результаты тестирования алгоритма с помощью расчетной модели показали высокую точность идентификации нарушения устойчивости – более 97%.

**Алгоритм выбора оптимального сечения деления системы.** Данный алгоритм состоит из двух составляющих: алгоритм определения групп когерентных генераторов и непосредственно алгоритм определения сечения, по которому должно происходить деление. Также было проведено тестирование алгоритма с помощью модели ОЭС Сибири. Результаты моделирования показали, что алгоритм позволяет сформировать изолированные части энергосистемы, в которых для сохранения устойчивости необходим меньший объем балансирующих управляющих воздействий, по сравнению со случаем деления системы локальными устройствами АЛАР.

Основная часть расчетов алгоритма выбора оптимального сечения ДС также производится в режиме П-До.

Несмотря на работу алгоритмов обучения выявительного органа и расчета управляющих воздействий в режиме П-До, все расчеты автоматизированы, что минимизирует трудоемкость работы технолога.

В работе также было выполнено сравнение времени срабатывания централизованной АЛАР и существующих локальных АЛАР по исследуемому

сечению. Определено, что централизованная АЛАР может выявлять и ликвидировать асинхронный режим значительно быстрее, чем локальные устройства АЛАР, при этом обеспечивая более сбалансированное деление.

При дальнейшем развитии работы планируется:

- Разработать алгоритм для автоматизации обучения выявительного органа централизованной АЛАР;
- Усовершенствовать алгоритм выбора оптимального сечения деления системы;

Разработать алгоритм определения места ввода управляющих воздействий по принципу I-До.

## Список литературы

1. Волохов Н.А. «Исследование влияния на работу устройств АЛАР возмущений, возникающих после начала асинхронного режима». Электроэнергетика глазами молодежи: материалы X Международной научно-технической конференции, 16-21 сентября 2019, Иркутск. – В 3 т. Т 1. – Иркутск, ИРНITU. – 440 с.
2. Основы противоаварийной автоматики в электроэнергетических системах: Учебное пособие / Р.А. Вайнштейн, Е.А. Пономарев, В.А. Наумов, Р.В. Разумов. – Чебоксары: Изд-во РИЦ «СРЗАУ», 2015. – 182 с.: ил.
3. Крикун А.А. «Анализ настройки устройств АЛАР в схеме выдачи мощности Нижне-Бурейской ГЭС». Электроэнергетика глазами молодежи: материалы X Международной научно-технической конференции, 16-21 сентября 2019, Иркутск. – В 3 т. Т 1. – Иркутск, ИРНITU. – 440 с.
4. СТО 59012820.29.020.004-2018 Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования. Москва, 2018.
5. Положение по управлению режимами работы энергосистемы в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири. Приложение 28. Объекты электроэнергетики, на которых размещены АЛАР, их алгоритмы функционирования и параметры настройки.
6. Автоматика ликвидации асинхронного режима АЛАРо. Методика расчета уставок. Версия 2.1. ООО Научно-производственное предприятие «Экра».
7. Шкаф линейной противоаварийной автоматики с функциями основной и резервной автоматики ликвидации асинхронного режима типа ШЭЭ 22Х 0102. Руководство по эксплуатации. ЭКРА.656453.221/220 0102 РЭ. ООО Научно-производственное предприятие «Экра».
8. F. Arraño-Vargas, C. Rahmann, F. Valencia, L. Vargas, “Active Splitting in Longitudinal Power Systems based on a WAMPC”, January 2018.

9. A. Rajapakse, F. Gomez, K. Nanayakkara, “Rotor Angle Instability Prediction Using Post-Disturbance Voltage Trajectories”, IEEE PES General Meeting, 25-29 July 2010.
10. C. W. Taylor, D. C. Erickson, K. Martin, R. E. Wilson, and V. Venkatasubramanian, “WACS—wide-area stability and voltage control system: R&D and online demonstration,” Proc. IEEE, vol. 93, no. 5, pp. 892–906, May 2005.
11. D. Fan, V. Centeno, “Adaptive out-of-step protection schemes based on synchrophasors”, 2014 IEEE PES General Meeting, Conference & Exposition, 27-31 July 2014.
12. F. Hashiesh, H. E. Mostafa, I. Helal, M. M. Mansour, “A Wide Area Synchrophasor Based ANN Transient Stability Predictor for the Egyptian Power System”, 2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 11-13 Oct. 2010.
13. F. Hashiesh, H. E. Mostafa, A.-R. Khatib, “An Intelligent Wide Area Synchrophasor Based System for Predicting and Mitigating Transient Instabilities”, IEEE Transactions on Smart Grid, June 2012.
14. F. Hashiesh, H. E. Mostafa, M. M. Mansour, “Wide Area Transient Stability Prediction Using On-line Artificial Neural Networks”, 2008 IEEE Canada Electric Power Conference, 6-7 Oct. 2008.
15. X. Wang, V. Vittal, “System Islanding Using Minimal Cutsets with Minimum Net Flow”, IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 10-13 Oct. 2004.
16. Yu Guang-liang, Xie Huan, Xu Haojun, “Electric Power System Splitting Strategies Based on Unstable Mode Prediction”, 2005 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific, 18 Aug. 2005.
17. Kai Sun, Da-Z. Zheng, Q. Lu, “A simulation study of OBDD-based proper splitting strategies for power systems under consideration of transient stability”, IEEE Transactions on Power Systems, Feb. 2005.

18. Y. Zhou, Wei Hu, Y. Min, “Active splitting strategy searching approach based on MISOCP with consideration of power island stability”, Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2019.

19. Tao Ding, Kai Sun, Can Huang, “Mixed-Integer Linear Programming-Based Splitting Strategies for Power System Islanding Operation Considering Network Connectivity”, IEEE Systems Journal, March 2018.

20. СТО 59012820.29.020.001-2019 Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Нормы и требования. Москва, 2019.

21. ГОСТ 12.0.003-15 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

22. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.

23. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

24. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003

25. ГОСТ 12.1.006–84 Система стандартов безопасности труда. Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.

26. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.

27. СанПиН 2.2.4.1191-03 Электромагнитные поля в производственных условиях.

30. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.

31. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.

32. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.



33. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
34. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
35. Правила устройства электроустановок. – СПб.: Изд-во ДЕАН, 2001. – 928 с.
36. СанПиН 2.2.4.1191–03. Электромагнитные поля в производственных условиях.
37. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.
38. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".
39. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

## Приложение А

### Wide area out-of-step protection algorithm

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM8P	Жиленков Артем Алексеевич		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Прохоров Антон Викторович	Кандидат технических наук, доцент		

Консультант – лингвист Отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Егорова Юлия Ивановна	Кандидат технических наук		

## **Introduction**

Power systems can adapt to various disturbances and continue to operate satisfactorily within the desired bounds of frequency and voltage. Such faults include loss of generation or large changes in loads. However, they are not suitable to be immune to all possible events. Contingency events can lead to rotor angle, voltage or frequency instability.

The rotor angle instability is initiated either by a small disturbance (load change) or a large disturbance (fault in the system). The transient instability (large disturbance rotor angle instability) usually manifests in the form of aperiodic angular separation due to unsatisfactory synchronizing torque. The synchronizing torque appears as the first swing instability. However, if the damping torque is not sufficient then in large power systems it is possible that the transient instability occurs in the later oscillations.

Protection against rotor angle instability and loss of synchronism is also called as out-of-step protection. It is provided using distance relays. The success of such actions based out-of-step protection systems is restricted in minimizing the effects of system wide disturbances.

In this paper, a method for predicting angular instability following a large disturbance is used.

### **A.1. Rotor angle instability prediction**

Rotor angle instability prediction involves gradually monitoring of the power system variables observed after a disturbance. It also includes using of various changes to determine whether the transient swings are permanently stable or not.

Instability prediction mainly involve the post disturbance period. If an instability condition can be detected enough early, preventive actions such as system splitting, load shedding, generation shedding, dynamic breaking and generator fast valving.

Rotor angles are the primary indicators of transient instability. They need to be expressed in relation to a common reference.

The concept of system COI (center of inertia) angle [1, 2, 3] is used to derive a reference angle:

$$\delta_{CO} = \frac{\sum_{i=1}^n H_i \cdot \delta_i}{\sum_{i=1}^n H_i} \quad (A.1)$$

Where

$N$  is the number of generators,

$\delta_i$  is the internal rotor angle of generator  $i$ ,

$H_i$  is inertia time constant of generator  $i$ .

Since the internal machine rotor angles cannot be measured directly, it is replaced by the phase angle of the corresponding generator bus voltage. Analogically, the inertia time constant is replaced by the high side active power injections for the generator. This can be done since the machine inertia can be considered proportional to the real power output. Therefore equation (A.1) can be re-written as:

$$\delta_C = \frac{\sum_{j=1}^n P_j \cdot \delta_j}{\sum_{j=1}^n P_j} \quad (A.2)$$

Where

$\delta_C$  is the center of angles of the group of generators;

$\delta_j$  is the phase angle of bus voltage;

$n$  is the number of generator buses;

$P_j$  is the current active power generation schedule at generator bus.

Another term  $\Delta\delta_j$  can be defined as:

$$\Delta\delta_j = \delta_j - \delta_C \quad (A.3)$$

Two accumulated integral terms are then computed,  $\Omega_a$  and  $\Omega_d$ , hence to denote slowing down or the speeding up of generator  $j$  with relative to the center of angles calculated in the previous step.  $\Omega_a$  as the integral for  $\Delta\delta_j$ , whenever  $\Delta\delta_j$  continuously stays above a threshold, say  $\Delta\delta_a^*$ . When  $\Omega_a$  grows above a set value, say  $\Omega_a^*$ , a remedial action (activating load shedding or generator tripping) is initiated. The tripping generation is the right choice as generator  $j$  is speeding away from the rest of the system. This process is clarified using Figure A.1.

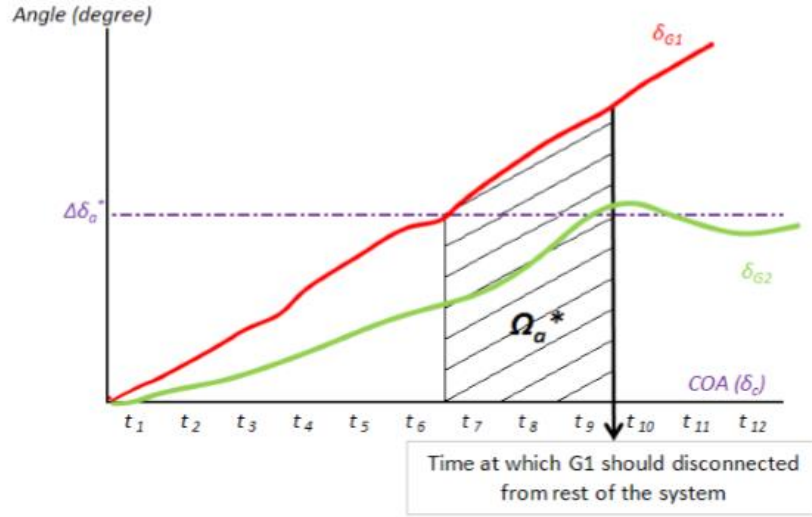


Figure A.1 – The Online Determination of Angle of Instability

The computation of the  $\Omega_d$  is similar to accumulate the integral of  $\Delta\delta_j$  below threshold, denoted  $\Delta\delta_d^*$ . When  $\Omega_d$  is above a set value  $\Omega_d^*$  load shedding would be initiated to reduce the disturbance event as a remedial action.

## A.2. Rotor angle prediction scheme

The post-fault voltage magnitude trajectories of unstable and stable faults vary significantly. The post-fault voltage remains flat after the restoration when the system is stable. On the other hand, the bus voltages commonly tends to fall gradually or rise after the initial recovery when the fault leads to rotor angle instability. But the trajectory may remain flat. This difference can be used to predict the post-fault system stability status [3, 4].

### A.2.1. Bus Voltage Templates

The probability of unstable operation of the system is high if the post-fault bus voltage trajectories are in the hatched areas R2 or R3 (Figure A.2). However, if the post-fault voltage trajectory is in the area indicates by R1, the system will be stable after the fault.

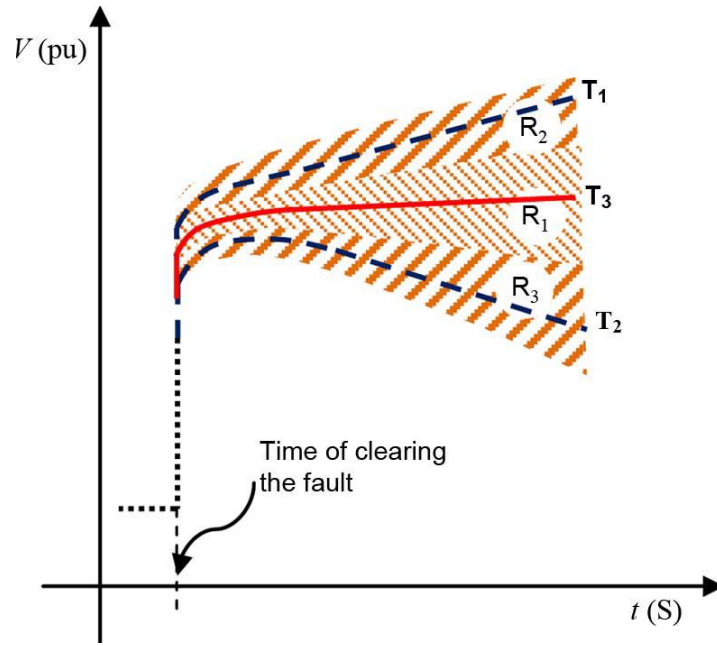


Figure A.2 – Voltage templates

It is possible to define several specific post-fault voltage trajectories. Such an example are the trajectories  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $T_3$  in Figure A.2. They represent various probable voltage variations. Some faults represented by trajectories lead to rotor angle instability.

### A.2.2. Predicting Rotor Angle Instability

When combining values that calculated at several buses in the system it can give a more reliable indication of the system stability status after the disturbance. The classifier combines data from different places. It uses the similarity of changing monitored voltages to pre-defined templates used as features.

The input data for transient instability prediction system are the positive sequence voltage magnitudes at buses in the system as. The system starts valuing the similarity of the evolving voltage to pre-identified templates when a fault is detected through circuit breaker status signal or by means of the voltage dip. Then similarity values are fed into a classifier. It predicts the stability status of the power system.

### **A.2.3. The rotor angle instability prediction scheme**

The rotor angle instability prediction system consists of three stages:

- 1) simulation of dynamic and generation of database of them;
- 2) identification of voltage templates;
- 3) training of classifier.

#### **A.2.3.1. Generation of Database**

A database of simulation cases is needed to identify templates and to train the classifier. It is important to take into account that a variety of possible contingencies, as many as practically possible, in the database.

The possible scenarios such as contemporaneous multiple contingencies and failure of protection must be included in the database. It is also important to consider heavily and lightly loaded conditions.

Entries of simulation database are the time variations of the bus voltages after each disturbance and a corresponding logical variable which shows whether the system was stable or not after the certain disturbance.

#### **A.2.3.2. Identification of Voltage Templates**

A certain bus corresponds a large number of voltage trajectories that are in the database. These voltage trajectories, which correspond with different faults, clusters in to a set of templates.

In this paper, the fuzzy C-means (FCM) clustering algorithm was used. FCM clustering admits one piece of data to refer to two or more clusters.

In the R programming language using the «dtwclust» package the script was prepared to perform clustering.

#### **A.2.3.3. Development of Classifier**

The target of the classifier is to predict the probably unstability status of the system after a fault. For this, it uses voltage trajectory. They are similar to pre-identified voltage templates. Using the templates the fuzzy membership values can be calculated at all important buses in the system.

This study uses SVM classifiers. SVM classifier training algorithm embodies structural risk minimization and therefore minimizes an upper bound on the expected risk of misclassification.

In the R programming language using the «e1071» package the script was prepared to perform clustering.

### **A.3. Power system islanding**

Consequently, system stability cannot always be maintained through emergency control, and system splitting is needed to prevent cascading failure and blackout.

System splitting normally divides an interconnected power system into several islands by tripping properly selected lines. The key of the system-splitting problem is to determine the proper splitting strategy that ensures the synchronization of generators and the satisfaction of various constraints in each island.

#### **A.3.1. The splitting strategy**

A splitting strategy typically aims to minimize the total load shedding of all islands that mismatches the generation while satisfying the following constraints [3, 5].

1. Splitting constraints: The whole power system should be split into a given number of islands, and the generators that become out of step are separated into each island. This means there is no direct connection between any two islands.
2. Power system physical constraints: The power balance, generation limits and transmission line capacity limits should be taken into account as the constraints.
3. Subgraph connectivity constraints: Each island should be a connected subgraph, such that the integrity of each island can be guaranteed.

#### **A.3.2. Power system physical constraints**

After system splitting, the power balance of each island should be guaranteed. In addition, the transmission line capacity, the power generation, and the load demand should be restricted within their physical limits.



### A.3.2.1. Power balance constraint

The splitting system is the emergency control, and the power balance is the most critical constraint.

$$\min \sum_{i=1}^n (P_i^{GEN} - P_i^{LOAD}) \quad (A.4)$$

Where

$P_i^{GEN}$  is the power output of generators,

$P_i^{LOAD}$  is the load demand.

The reactive power is related to the voltage magnitude, which is a local issue according to the power system analysis. After the splitting strategy addressing dc power flow is implemented, the voltage profile in each island can be improved by switchable shunt capacitors or reactors and the automatic voltage regulator with generators to be close to the nominal voltage profile, by which the imbalance in reactive power is also reduced.

### A.3.2.2. Transmission line capacity constraint

The transmission line capacity constraint is given as follows:

$$P_{ij} \leq P_{ij}^{max} \quad (A.5)$$

Where  $P_{ij}^{max}$  is the allowable flow of active power on the transmission line.

### A.3.2.3. Voltage constraint

The voltage constraint associated with a disturbance of the load stability. It is given as follows:

$$U_i > U_i^{min} \quad (A.6)$$

Where  $U_i^{min} = 0,7 \cdot U_i^{nom}$  is the critical voltage value.

When the voltage value is greater than  $1,4 \cdot U_{nom}$  the automatic of voltage increase limitation works. It disconnects part of the lines. This may result in overloading other lines. Therefore, this constraint is given as follows:

$$U_i < U_i^{max} \quad (A.7)$$

Where  $U_i^{max} = 1,4 \cdot U_i^{nom}$ .

## **Conclusion**

A method for predicting the rotor angle stability status following a large disturbance using post-disturbance voltage magnitude variations was described.

A fast online coherency identification technique suitable for online applications was also described.

Also in this paper approach with consideration of island stability is formulated. The static stability and transient stability issues in splitting control are investigated.

The proposed method can provide a more practical splitting strategy and make a comprehensive trade-off between island stability and load shedding amount.

## References

1. Fahd Hashiesh, Hossam E. Mostafa, Ibrahim Helal. A wide area synchrophasor based ANN transient stability predictor for the Egyptian power system, 2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010.
2. Fahd Hashiesh, Hossam E. Mostafa, Mohamed M. Mansour. Wide area transient stability prediction using on-line Artificial Neural Networks. 2008 IEEE Canada Electric Power Conference, 2008.
3. Yifan Zhou, Wei Hu, Yong Min. Active splitting strategy searching approach based on MISOCP with consideration of power island stability. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2019.
4. Athula D. Rajapakse, Francisco Gomez, Kasun Nanayakkara. Rotor angle instability prediction using post-disturbance voltage trajectories. IEEE Transactions on Power Systems, May 2010.
5. Tao Ding, Kai Sun, Can Huang. Mixed-integer linear programming-based splitting strategies for power system islanding operation considering network connectivity. IEEE Systems Journal, March 2018.

## Приложение Б

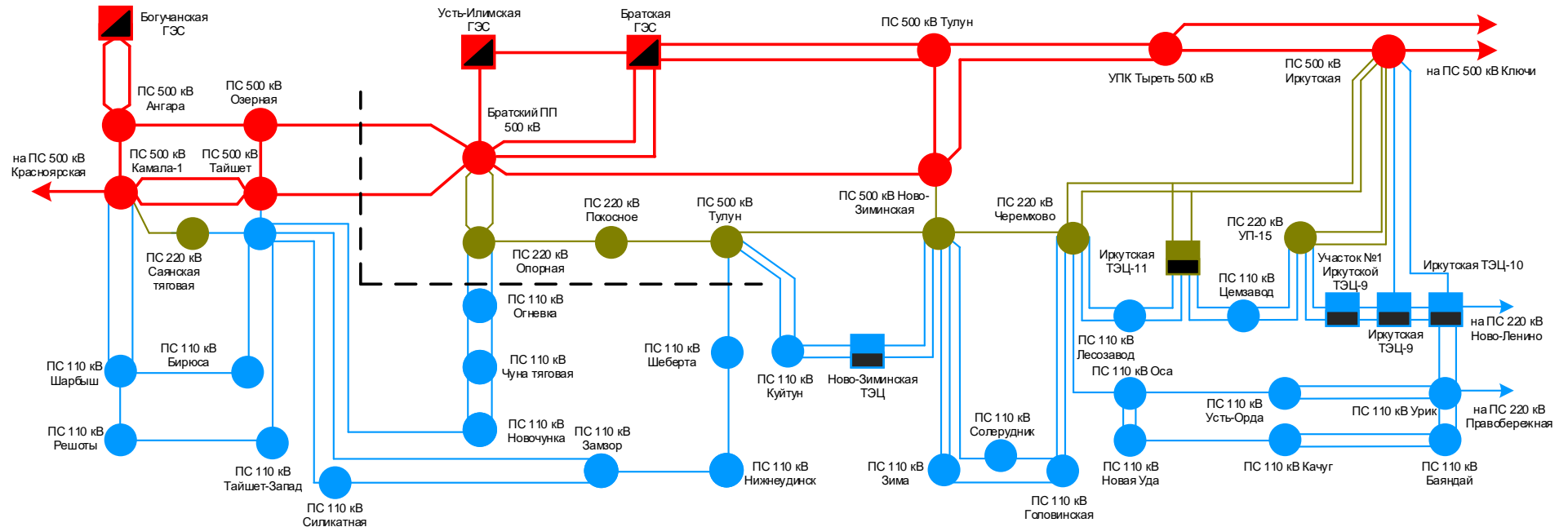


Рисунок Б.1 – Сечение асинхронного хода

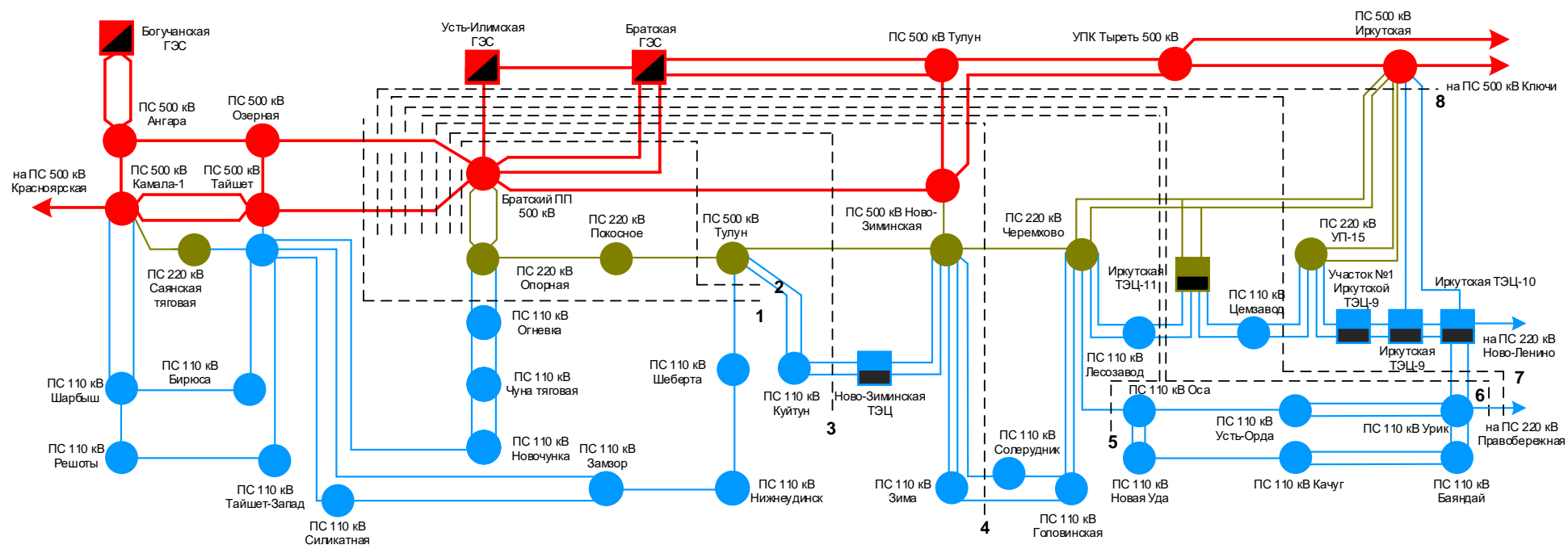


Рисунок Б.2 – Рассматриваемые сечения деления системы