

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ

Федеральное государственное бюджетное учреждение высшего образования

«ПЕНЗЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Факультет (институт)

Кафедра

ФПИТЭ
(наименование)

Электроэнергетика и Электротехника
(наименование)

Направление подготовки

13.03.02 Электроэнергетика и
Электротехника
(код и наименование)

Профиль

Электроэнергетические системы и сети
(наименование)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

на тему

Проектирование ВЛ 220 кВ «Пачелма – Мокша»

Студент

14ПЭ1

номер группы

[Подпись] 18.06.2018
подпись, дата

Скиба Илья Алексеевич
ФИО полностью

Руководитель д.т.н., профессор кафедры
«ЭиЭ»

должность, наименование организации

[Подпись]
подпись, дата

Горячев В.Я.
инициалы, фамилия

Нормоконтролер вед. инженер каф.
«ЭиЭ»

должность

[Подпись] 18.06.18
подпись, дата

Белянкин В.В.
инициалы, фамилия

Работа допущена к защите в ГЭК (протокол заседания кафедры от 8.06.18 № 11)

Заведующий кафедрой

[Подпись] 20.06.18
подпись, дата

Ашанин В.Н.
инициалы, фамилия

Работа защищена с оценкой хорошо (протокол ГЭК от 25.06.18 № 17)

Секретарь ГЭК

[Подпись]
подпись, дата

Брюсильовс Т.К.
инициалы, фамилия

2018

год выпуска

Реферат

Пояснительная записка 61 лист, 8 рисунков, 20 таблиц, 10 источников, 4 приложения.

ДОПУСТИМЫЕ ПЕРЕТОКИ, ДЕФИЦИТ МОЩНОСТИ, ДВУХСТОРОННЕЕ ПИТАНИЕ, ЭНЕРГОСИСТЕМА

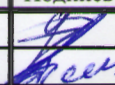
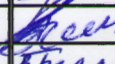
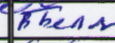
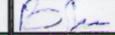
Объектом исследования являются западный энергетический район Республики Мордовия и северо-западный энергетический район Пензенской области.

Цель работы – проектирование воздушной линии (ВЛ) 220 кВ «Пачелма – Мокша» с расширением подстанции (ПС) 220/110/10 кВ «Пачелма» и ПС 220/110/10 кВ «Мокша».

В процессе работы были проанализированы нормальные и аварийные режимы работы западного энергетического района Республики Мордовия и северо-западного энергетического района Пензенской области в зимний и летний период. Были выявлены недостатки в электроснабжении потребителей 1 категории, предложен вариант их устранения

Был проведен электрический и механический расчет ВЛ 220 кВ «Пачелма – Мокша», выбран провод, посчитаны критические длины пролетов и критические стрелы провиса. Выбраны промежуточные и анкерно-угловые опоры. Предложена возможная трасса проектируемой линии.

Был предложен вариант реконструкции ПС 220 кВ «Пачелма» и ПС 220 кВ «Мокша» для удовлетворения критериям надежности электроснабжения потребителей 1 категории.

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1.17ПЗ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Проектирование ВЛ 220 кВ «Пачелма – Мокша»	Лит.	Лист	Листов	
Разраб.		Скиба И.А.							
Провер.		Горячев В.Я.					2	61	
Н. Контр.		Белянкин В.В.		13.6.18					
Утверд.		Ашанин В.Н.		13.6.18					
					каф. «ЭиЭ»				

Содержание

Введение.....	6
1 Обоснование темы выпускной квалификационной работы.....	8
1.1 Программное обеспечение для расчета установившихся режимов	10
2 Анализ перетоков мощности в западном энергетическом районе Республики Мордовия и в северо-западном энергетическом районе Пензенской области в различных режимах.....	13
2.1 Режим летнего максимума.....	13
2.1.1 Ввод параметров нагрузки и генерации в интерфейс среды RartrWin.....	14
2.2 Анализ режима работы западного энергетического района Республики Мордовия.....	15
2.2.1 Нормальный режим работы.....	15
2.2.2 Аварийное отключение ВЛ 220 кВ «Рузаевка – Мокша».....	17
2.2.3 Частичный перенос нагрузки энергосистемы в аварийном режиме.....	18
2.3 Анализ режима работы северо-западного энергетического района Пензенской области.....	19
2.3.1 Нормальный режим работы.....	19
2.3.2 Аварийное отключение ВЛ 220 кВ «Пенза-2 – Пачелма».....	21
2.4 Выводы по проведенным анализам указанных энергетических районов.....	25
3 Проектирование ВЛ 220 кВ «Пачелма – Мокша».....	26
3.1 Электрический расчет линии.....	26
3.1.1 Определение передаваемой мощности.....	26
3.1.2 выбор провода для проектируемой линии.....	28
3.2 Механический расчет линии.....	35

3.2.1	Удельные механические нагрузки на провода и тросы.....	36
3.2.2	Критические пролеты.....	39
3.3	Выбор опор.....	48
4	Предложения по реконструкции ПС 220/110/10 кВ «Пачелма».....	50
4.1	Реконструкция ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ «Пачелма».....	50
4.2	Выбор коммутационного оборудования для ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ «Пачелма».....	51
5	Предложения по реконструкции ПС 220/110/10 кВ «Мокша».....	53
5.1	Обоснование для установки автотрансформатора АТ-2 на ПС 220 кВ «Мокша».....	53
5.2	Проектирование ОРУ 220 кВ на ПС 220 кВ «Мокша».....	54
5.3	Выбор коммутационного оборудования для ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ «Мокша».....	55
6	Изображение трассы проектируемой линии на местности.....	56
7	Анализ энергосистем после проведенных мероприятий.....	57
7.1	Режим зимнего максимума.....	57
7.1.1	Ремонт участков транзита 110 кВ «Рузаевка – Мокша» и аварийное отключение ВЛ 220 кВ «Рузаевка – Мокша».....	57
7.1.2	Ремонт участков транзита 110 «Пенза – Каменка» и аварийное отключение ВЛ 220 кВ «Пенза-2 - Пачелма».....	57
7.2	Возможности расширения масштабов ремонтной кампании в энергосистемах.....	58
	Заключение.....	59
	Список используемых источников.....	60
	Приложение А - Графические модели результатов анализа перетоков мощности по ВЛ 220 кВ «Пачелма – Мокша» в среде RastrWin.....	62
	Приложение Б - ПС 220/110/10 кВ «Пачелма». Схема электрическая принципиальная ОРУ (до и после реконструкции).....	63

Приложение В - ПС 220/110/10 кВ «Мокша». Схема электрическая принципиальная ОРУ (до и после реконструкции).....	64
Приложение Г - Трасса проектируемой линии на местности.....	65

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1.17ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Введение

Энергосистема – технический объект, как совокупность электростанций, приемников электрической энергии и электрических сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима.

Устойчивость энергосистем – способность возвращаться к установившемуся режиму после различного рода возмущений.

Режимы энергосистемы подразделяются на нормальные, когда все сетевые элементы, определяющие устойчивость находятся в работе, и ремонтные, отличающиеся от нормальной тем, что из-за отключенного состояния одного или нескольких элементов электрической сети (а при эксплуатации – также из-за отключенного состояния устройств противоаварийной автоматики) уменьшен максимально допустимый переток в каком-либо сечении.

В данной работе произведен анализ установившихся режимов.

К установившимся относятся режимы, которые характеризуются неизменными параметрами. Медленные изменения режима, связанные с суточными изменениями электропотребления и генерации, нерегулярными колебаниями мощностей, передаваемых по межсистемным связям, работой устройств регулирования частоты и активной мощности и т.п., рассматриваются как последовательность установившихся режимов.

При эксплуатации, согласно уставу Минэнерго [1], исходя из требований к устойчивости энергосистем, перетоки мощности в сечениях в установившихся режимах подразделяются следующим образом:

- нормальные (наибольший допустимый переток называется максимально допустимым);

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1.17ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

- вынужденные (наибольший допустимый переток называется аварийно допустимым).

Вынужденные перетоки допускаются для предотвращения или уменьшения ограничений потребителей электроэнергии, потери гидроресурсов, при необходимости строгой экономии отдельных видов энергоресурсов, неблагоприятном наложении плановых и аварийных ремонтов основного оборудования электростанций и сети, а также в режимах минимума нагрузки при невозможности уменьшения перетока из-за недостаточной маневренности атомных электростанций.

Перетоки мощности в сечениях при установившихся режимах подразделяются следующим образом:

- нормальные (наибольший допустимый переток называется максимально допустимым),

- утяжеленные.

Утяжеленным считается переток, характеризующийся неблагоприятным наложением ремонтов основного оборудования электростанций в режимах максимальных и минимальных нагрузок, если общая продолжительность существования таких режимов в течение года не превышает 10%.

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1.17ПЗ	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 Обоснование темы выпускной квалификационной работы

Работа нацелена на разработку мероприятий для поддержания надежности электроснабжения и качества электроэнергии в западном энергетическом районе Республики Мордовия и северо-западном энергетическом районе Пензенской области.

Западная часть Республики Мордовия находится на значительном удалении от собственных генерирующих узлов (Саранская теплоэлектроцентраль (ТЭЦ) №2, Саранская газотурбинная электростанция (ГТЭС), Ромодановская ТЭЦ, ТЭЦ Мордовцемент), расстояние до крупнейшего энергоузла западной части региона (ПС 220/110/10 кВ «Мокша»)– порядка 110 км, поэтому электроснабжение данного района обеспечивается передачей электроэнергии из энергосистем ближайших граничащих регионов: Рязанской энергосистемы - от узловой ПС 220/110/10 кВ «Сасово» по двум ВЛ 110 кВ, Нижегородской энергосистемы – от ПС 110 кВ «Первомайск» по двум ВЛ 110 кВ, а также по магистральной ВЛ 220 кВ «Рузаевка – Мокша» от ПС 220/110/10 кВ «Рузаевка». Кроме того, суммарная мощность генерации на всех ТЭЦ не способна покрыть нагрузку всех потребителей электроэнергии. Регион является энергодефицитным, и дефицит мощности покрывается по следующим ЛЭП из соседних энергосистем (ЭС): ВЛ 220 кВ «Осиновка – Саранская», ВЛ 220 кВ «Арзамасская – Рузаевка» (Нижегородская ЭС), ВЛ 220 кВ «Пенза-2 – Рузаевка», ВЛ 110 кВ «Лунино – Рузаевка-1,2» (Пензенская ЭС); ВЛ 110 кВ «Инза – Умыс-1,2» (Ульяновская ЭС)

В летние периоды, в разгар ремонтной компании, на ведущую генерирующую станцию Саранская ТЭЦ-2 накладываются технологические ограничения, которые снижают максимальную мощность генерации в половину от производственных возможностей. К тому же максимальное значение суммарной передаваемой активной мощности по группе ЛЭП

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1.17ПЗ	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ограничено значениями их допустимых токовых нагрузок в послеаварийных режимах. В этих условиях невозможно выводить ЛЭП, входящие в транзит Сасово – Рузаевка в ремонт.

В 2018 году в западной части Республики Мордовия выполнено подключение потребителей первой категории: ПС 110/10 кВ «Дракино» для обеспечения работы загоризонтной радиолокационной станции «Контейнер» Министерства Обороны РФ, подключение выполнено к транзитным ВЛ 110 кВ «Рузаевка – Ковылкино». Кроме того, от шин 110 кВ ПС «Сасово» подключено электроснабжение дата-центра интернет-компании «Яндекс» с установленным потреблением 50 МВт, что привело к ограничениям по выдаче мощности для электроснабжения западного района Республики Мордовия при аварийном отключении ВЛ 220 кВ «Рузаевка – Мокша» во время летней ремонтной кампании на транзите 110 кВ «Рузаевка – Мокша – Ковылкино».

Западная часть Пензенской области так же значительно удалена от собственных генерирующих узлов региона (Пензенская ТЭЦ-1, Пензенская ТЭЦ-2), центром питания для западной части Пензенской области является ПС 220/110/10 кВ «Пачелма» с односторонним питанием по ВЛ 220 кВ «Пенза-2 – Пачелма». Крупнейшими потребителями данного энергетического района являются ПС 110/35/6 кВ «Ростовка» и ПС 110/35/6 кВ «Соседка», питающие нефтеперекачивающие станции (НПС), расположенные на участке нефтепровода «Дружба».

В связи с удаленностью западного энергетического района Пензенской области от генерирующих узлов и мощных узловых подстанций а также односторонним питанием на напряжении 220 кВ, во время летних ремонтных кампаний на транзите ПС 220/110/35/10 кВ «Пенза-1» - ПС 110/35/6 кВ «Каменка» при аварийном отключении ВЛ 220 кВ «Пенза-2 – Пачелма» накладываются существенные ограничения на потребление электроэнергии в связи с недостаточной пропускной способностью транзита 110 кВ ПС 220/110/10 кВ «Сердобск» – ПС 110/35/10 кВ «Белинский».

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1.17ПЗ	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Перенос части нагрузки района на Тамбовскую энергосистему по транзиту 110 кВ ПС 110/35/10 кВ «Рассказовская» – ПС 110/35/6 кВ «Соседка» в режиме летнего максимума невозможен в связи введенными ограничениями на генерацию в энергосистеме Тамбовской области.

Таким образом, текущая схема электроснабжения западного района Пензенской области имеет ограничения для присоединения крупных потребителей электроэнергии, в частности, перевода на электрическую тягу железнодорожного участка ст. Ряжск-2 – ст. Пенза-1 Куйбышевской Железной Дороги.

Исходя из вышеизложенного предлагается проектирование и строительство ВЛ 220 кВ «Пачелма – Мокша» протяженностью 107 км с расширением ПС 220/110/10 кВ «Пачелма» и ПС 220/110/10 кВ «Мокша».

1.1 Программное обеспечение для расчета установившихся режимов

В процессе эксплуатации электрических сетей существует вероятность возникновения режимов с недопустимыми параметрами, в том числе, таких, которые могут привести к выходу из статической или динамической устойчивости всей системы.

Поэтому расчеты устойчивости электроэнергетических систем и расчетная проверка мероприятий по ее обеспечению являются необходимой частью работ по проектированию электроэнергетических систем.

Программный комплекс RastrWin предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. RastrWin используется более чем в 150 организациях на территории России, Казахстана, Киргизии, Беларуси, Молдовы, Монголии, и республиках бывшей Югославии.

В основе программы лежит составление матрицы узловых проводимостей, а так же составление системы нелинейных алгебраических уравнений с последующим решением с помощью метода Ньютона.

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1.17ПЗ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Особенности программного комплекса:

1. Расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети).
2. Расчет установившихся режимов с учетом частоты.
3. Проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость.
4. Эквивалентирование электрических сетей.
5. Оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности.
6. Расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов.
7. Учет изменения сопротивления автотрансформатора при изменении положений РПН
8. Структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения.
9. Проведение серийных (многовариантных расчетов) по списку возможных аварийных ситуаций.
10. Моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце.
11. Моделирование генераторов.
12. Моделирование зависимостей $Q_{\max}(V)$ генератора с учетом ограничений по токам ротора и статора.
13. Моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения.
14. Анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры.

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1.17ПЗ	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

15. Расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот, проанализировать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров.

16. Расчет агрегатной информации (потребление, генерация, внешние перетоки) по различным территориальным и ведомственным подразделениям.

17. Сравнение различных режимов по заданному списку параметров.

Исходя из перечисленных возможностей программного комплекса RastrWin делаем вывод, что он является подходящим инструментом для анализа энергосистем в различных режимах.

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1.17ПЗ	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 Анализ перетоков мощности в западном энергетическом районе Республики Мордовия и в северо-западном энергетическом районе Пензенской области в различных режимах

2.1 Режим летнего максимума

Для анализа перетоков мощности в исследуемые энергетические районы взяты данные потребления электроэнергии из схем и программ перспективного развития (СиПР) для Пензенской области и Республики Мордовия на 2018-2024 гг. Данные представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Планирование потребление электроэнергии энергосистем в режиме летнего максимума

Регион	Потребление, МВт						
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ОЭС Средней Волги							
ЭС Республики Мордовия	399	401	402	404	406	407	410
ЭС Пензенской области	640	643	644	647	648	650	653

На генерацию тепловых электростанций в летних режимах накладываются ограничения по мощности, в среднем, в 2 раза меньше генерируемой мощности в зимних режимах. Данные по генерации в режиме летнего максимума получены во время прохождения преддипломной практики в филиале АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ. Данные представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Генерируемая мощность энергосистем в режиме летнего максимума

Регион	ЭС Пензенской области	ЭС Республики Мордовия
Генерируемая мощность, МВт	127	162

Согласно данным СиПР регионов, ввод дополнительных генерирующих узлов в ЭС Республики Мордовия и ЭС Пензенской области не планируется.

2.1.1 Ввод параметров нагрузки и генерации в интерфейс среды RartrWin

После включения программы RastrWin сначала загрузим все необходимые для расчета энергосистемы параметры. Вводим данные потребления ($P_{\text{наг}}$) и генерации ($P_{\text{ген}}$) для ЭС Пензенской области и ЭС Республики Мордовия (ПЭС и МЭС соответственно).

Для анализа энергосистем было выбрано среднее значение по графику планируемого потребления электроэнергии, что соответствует потреблению электроэнергии в 2021 году. После ввода данных вычислительная система RastrWin корректирует все параметры энергосистемы согласно введенным данным генерации и нагрузки. Результат перерасчета параметров энергосистем согласно введенным данным представлен в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Интерфейс потребления и генерации энергосистем в среде RastrWin

	И...	Район	Ноб	Рген	Рнаг	Др	Рпотр	Рвн	Тс	Рн мин	Рн max	Рг мин	Рг max
1	1	СанЭС	1	2 637	2 577	91,67	2 668	-32					
2	2	СЭС	1	5 189	1 318	67,27	1 385	3 804					
3	3	УЭС	1	120	593	55,48	649	-529					
4	4	ПЭС	1	127	639	31,52	671	-544					
5	5	ТЭС	1	2 247	2 868	37,17	2 905	-658					
6	6	ЧЭС	1	409	513	5,38	518	-109					
7	7	МЭС	1	162	399	6,81	406	-244					
8	8	МаЭС	1	98	277	10,66	288	-190					
9	12	НЭС	1	628	1 973	39,80	2 013	-1 385					
10	9	Центр		2 818	3 163	46,24	3 209	-391					
11	20	Юг		4 030	3 456	20,29	3 477	554					
12	10	Казахстан		-70		4,51	5	-75					
13	11	Урал		5 575	5 755	21,06	5 776	-201					

2.2 Анализ режима работы западного энергетического района Республики Мордовия

Исходя из повышенных требований к надежности электроснабжения потребителей электроэнергии, для анализа будем учитывать, что на ПС 220/110/10 кВ «Мокша» установлен второй автотрансформатор АТ-2, аналогичный АТ-1: АТДЦТН-125000/220/110. Для этого введем параметры АТ-2 на ПС 220/110/10 кВ «Мокша» в базу данных элементов энергосистем среды RastrWin.

2.2.1 Нормальный режим работы

Производим анализ энергосистемы в нормальном режиме работы в режиме летнего максимума. Моделирование данного режима представлено на рисунке 1.

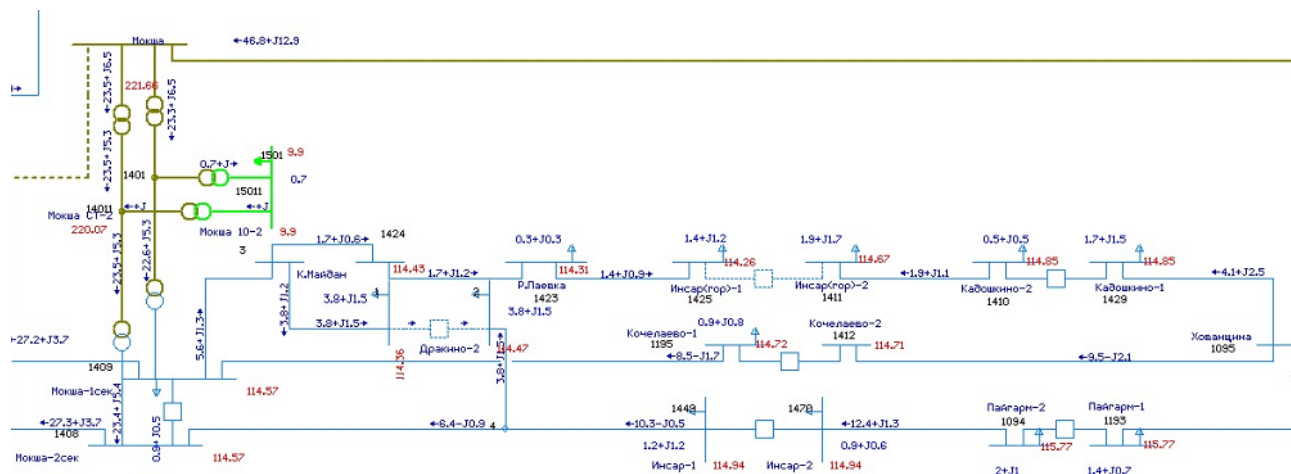


Рисунок 1 – Модель западного энергетического района Республики Мордовия в режиме летнего максимума

Согласно программе, в 2021 году в режиме летнего максимума в нормальном режиме работы, питание ПС 220/110/10 кВ «Мокша» осуществляется по следующим ЛЭП, представленным в таблице 2.4.

Таблица 2.4 - Перечень ЛЭП, питающих ПС 220/110/10 кВ «Мокша» в режиме летнего максимума

Наименование ЛЭП	Передаваемая мощность, МВА	Провод
ВЛ 220 кВ «Рузаевка – Мокша»	46,8 + j12,9	АС-300/39
ВЛ 110 кВ «Рузаевка – Пайгарм»	15,9 + j1,5	АС-150/24
ВЛ 110 кВ «Рузаевка – Хованщина»	18,3 + j4,9	АС-150/24

Итого, планируемый суммарный суммарный переток в 2021 году в режиме летнего максимума в нормальном режиме работы с

ПС 220/110/10 кВ «Рузаевка» в западный энергетический район Республики Мордовия: $\underline{S}_{\text{сумм}} = 81 + j19,3 \text{ МВА}$.

Увеличение перетока мощности в западный энергетический район региона в режиме летнего максимума в сравнении с режимом зимнего максимума обусловлен транзитной схемой энергосистемы, которая замкнута с энергосистемой Рязанской области, где и наблюдается дефицит мощности в связи с вводом ограничений по генерируемой мощности на Рязанской ГРЭС.

2.2.2 Аварийное отключение ВЛ 220 кВ «Рузаевка – Мокша»

Летние режимы обусловлены проведением ремонтных кампаний на ЛЭП и подстанциях в связи с благоприятными природными условиями для ремонта и уменьшением потребления электроэнергии конечными потребителями.

В качестве выводимой в ремонт линии берем двухцепный участок ВЛ 110 кВ – совместный подвес ВЛ 110 кВ «Рузаевка – Хованщина» и ВЛ 110 кВ «Рузаевка – Пайгарм». Данные линии введены в эксплуатацию в 1960 году, промежуточные двухцепные опоры выполнены на железобетонных стойках и на данный момент выработали свой ресурс (для ж/б опор – 50 лет), в связи с этим далее предполагаем, что данный участок выведен на длительную реконструкцию.

В качестве аварийного режима берем аварийное отключение ВЛ 220 кВ «Рузаевка – Мокша» во время проводимой ремонтной кампании. Моделирование указанного режима представлено на рисунке 2.

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1.17ПЗ	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

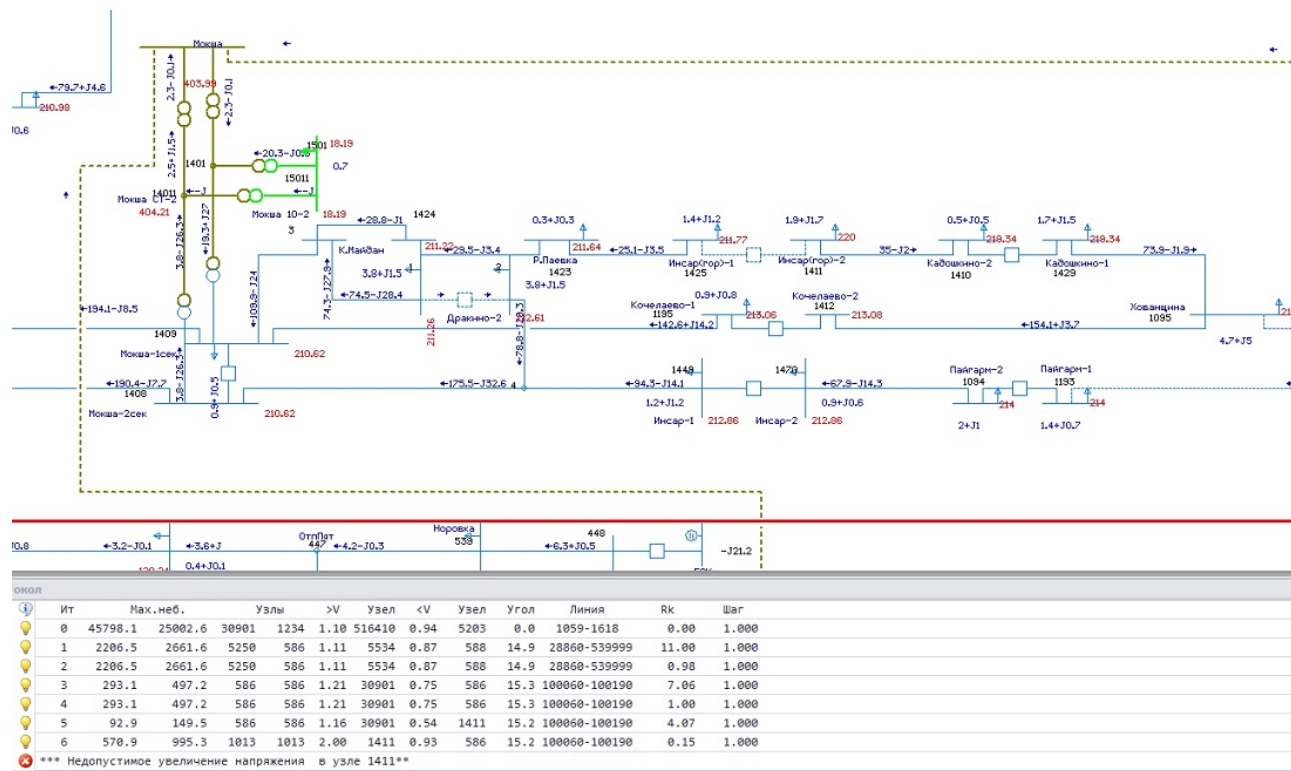


Рисунок 2 - Модель западного энергетического района Республики

Мордовия в аварийном режиме в летний период

Программа сигнализирует о том, что режим недопустимый, в транзите 110 кВ имеется перегрузка, что влечет за собой каскадные отключения потребителей электроэнергии, входящих в транзит.

2.2.3 Частичный перенос нагрузки энергосистемы в аварийном режиме

Основным методом ликвидации перегрузок линий транзита и каскадных отключений является перенос раздела – часть нагрузки с одной подстанции переключается на подстанции соседних энергосистем при наличии к ним присоединения. Западный энергетический район Республики Мордовия имеет подключение к ПС 110/10 кВ «Первомайская» (Нижегородская энергосистема) по ВЛ 110 кВ «Первомайская – Ельники» и ВЛ 110 кВ «Первомайская – Жегалово – Темников». В нормальном режиме замыкание Нижегородской энергосистемы с Мордовской энергосистемой

не осуществляется – секционные выключатели на ПС «Ельники» и ПС «Темников» в положении «Выключено».

Производим переключение нагрузки с ПС 110/10 кВ «Ковылкино» на Нижегородскую энергосистему, для этого моделируем включение секционного выключателя на ПС 110/10 кВ «Ельники» и отключение ВЛ 110 кВ «Ковылкино – Троицк» транзита «Ковылкино – Краснослободск». Аналогично производим перенос нагрузки с ПС 110/10 кВ «ГКС» путем замыкания секционного выключателя на ПС 110/10 кВ «Темников» и отключения ВЛ 110 кВ «Атюрьево – ГКС».

После проведенных мероприятий программа указывает, что модель энергосистемы работает. Но наблюдается уменьшение напряжения, выходящее за принятое согласно Правилам устройства электроустановок (далее – ПУЭ) минимально допустимое в сети 110 кВ напряжение, равное 86 кВ [2]. Режим считается недопустимым.

Таким образом, западный энергетический район Республики Мордовия в режиме летнего максимума при аварийном отключении ВЛ 220 кВ «Рузаевка – Мокша» во время ремонтной кампании на транзите 110 кВ «Рузаевка – Мокша» не соответствует показателям надежности электроснабжения для потребителей 1 категории. Мероприятия по переносу раздела на энергосистему Нижегородской области не ликвидируют дефицит мощности.

2.3 Анализ режима работы северо-западного энергетического района Пензенской области

2.3.1 Нормальный режим работы

Производим анализ энергосистемы в нормальном режиме работы в режиме летнего максимума. Моделирование данного режима представлено на рисунке 3.

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1.17ПЗ	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

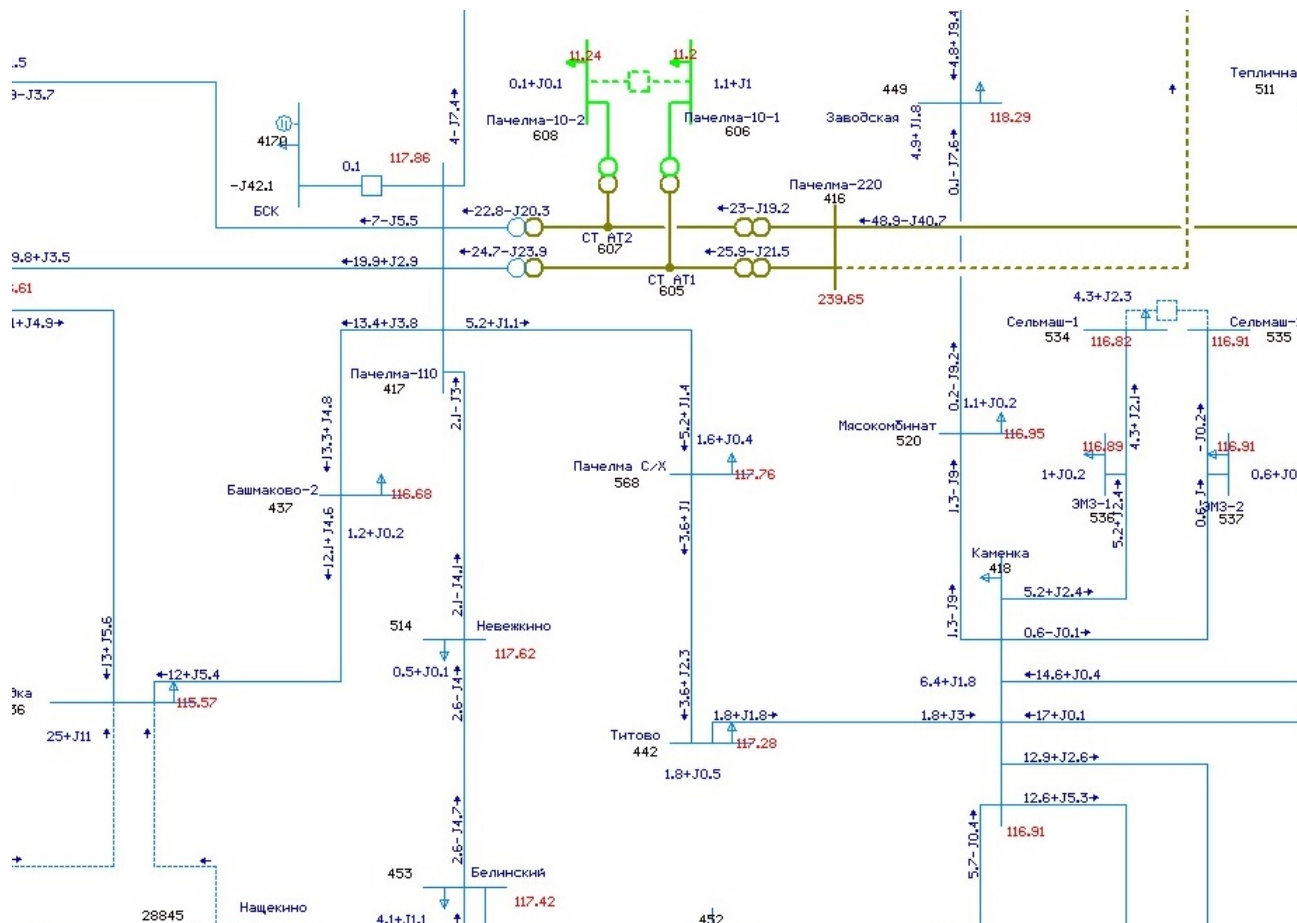


Рисунок 3 – Модель энергосистемы северо-западного энергетического района Пензенской области в режиме летнего максимума в среде RastrWin

Согласно программе, в 2021 году в режиме летнего максимума в нормальном режиме работы, питание ПС 220/110/10 кВ «Пачелма» осуществляется по следующим ЛЭП, представленным в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Перечень ЛЭП, питающих ПС 220/110/10 кВ «Пачелма» в режиме летнего максимума

ЛЭП	Передаваемая мощность, МВА	Провод
ВЛ 220 кВ «Пенза-2 – Пачелма»	50,1 – j53,5	АС-400/51
ВЛ 110 кВ «Белинский – Невежкино»	2,6 + j4,7	АС-120/19
ВЛ 110 кВ «Невежкино – Пачелма»	2,1 + j4,1	АЖ-120

Итого, планируемый суммарный суммарный переток в 2021 году в режиме летнего максимума в нормальном режиме работы н ПС 220/110/10 кВ «Пачелма»: $\underline{S}_{\text{сумм}} = 54,8 - j44,7$ МВА. Батареи статических конденсаторов (БСК) на открытом распределительном устройстве (ОРУ) 110 кВ ПС «Пачелма» и на ОРУ 110 кВ ПС «Новая» включены.

2.3.2 Аварийное отключение ВЛ 220 кВ «Пенза-2 – Пачелма»

В качестве примера выводимой в ремонт линии принимаем двухцепный участок ВЛ 110 кВ – совместный подвес ВЛ 110 кВ «Арбеково-2 – Каменка» и ВЛ 110 кВ «Каменка –Студенец». Данные линии введены в эксплуатацию в 1964 году, промежуточные двухцепные опоры выполнены на железобетонных стойках и на данный момент выработали свой ресурс (для ж/б опор – 50 лет), в связи с этим далее предполагаем, что данный участок выведен на длительную реконструкцию.

В качестве аварийного режима принимаем аварийное отключение ВЛ 220 кВ «Пенза-2 – Пачелма» во время проводимой ремонтной кампании. Моделирование указанного режима представлено на рисунке 4.

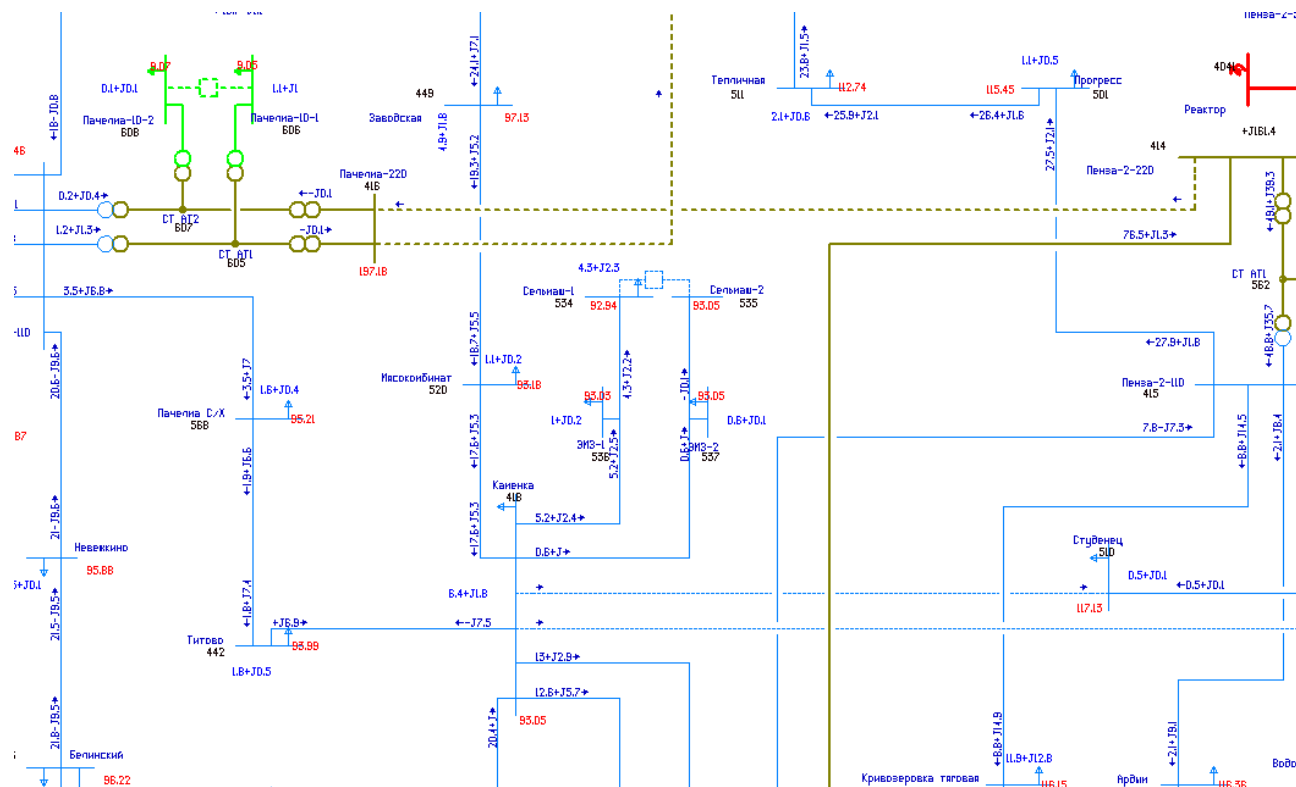


Рисунок 4 – Модель энергосистемы с аварийным отключением ВЛ 220 кВ «Пенза-2 – Пачелма» во время летней ремонтной кампании в западном энергетическом районе Пензенской области.

Воздушные линии 110 кВ, представленные в таблице 2.6, переходят в утяжеленный режим.

Таблица 2.6 - Перечень ЛЭП, питающих ПС 220/110/10 кВ «Пачелма» в аварийном режиме

ЛЭП	Передаваемая мощность, МВА	Провод
ВЛ 220 кВ «Пенза-2 - Пачелма»	0	АС-400/51
ВЛ 110 кВ «Арбеково-2 - Каменка»	0	АС-185/29
ВЛ 110 кВ «Каменка - Студенец»	0	АС-185/29
ВЛ 110 кВ «Мокшан - Новая»	66,1 + j3,1	АС-120/19
Транзит 110 кВ «Сердобск – Белинский»		
ВЛ 110 кВ «Сердобск – Куракино»	68,4 + j11	АС-120/19
ВЛ 110 кВ «Куракино – Пяша»	67,3 + j9,8	АС-120/19
ВЛ 110 кВ «Пяша – Беково»	66,4 + j9,1	АС-120/19

Коммутационное оборудование ПС 110/10 кВ «Пяша» имеет ограничение по токовой нагрузке, равное 300 А. Таким образом, на ВЛ 110 кВ «Куракино – Пяша» транзита 110 кВ «Сердобск – Белинский» в моделируемом аварийном режиме возникает перегрузка, равная 109,1% (рисунок 5).

Токовая загрузка ЛЭП												
	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	N_I(t)	Tс	Iдоп_25	Iдоп_обор	Iдоп_расч
1	515	565	Пяша - Куракино	327	327	ВН	☐	1		375,0	300,0	300,0
							☐					109,1

ip=515 & iq=565 & pr=0 выбрана 1 запись из 1607

Конструктор фильтра...

Рисунок 5 - Перегрузка участка транзита 110 кВ «Сердобск – Белинский»

В этом режиме релейная защита и автоматика ПС 110/10 кВ «Пяша» дает команду на отключение ВЛ 110 кВ «Куракино – Пяша». Транзит 110 кВ «Сердобск – Белинский» прерывается. Модель энергосистемы принимает вид, представленный на рисунке 6.

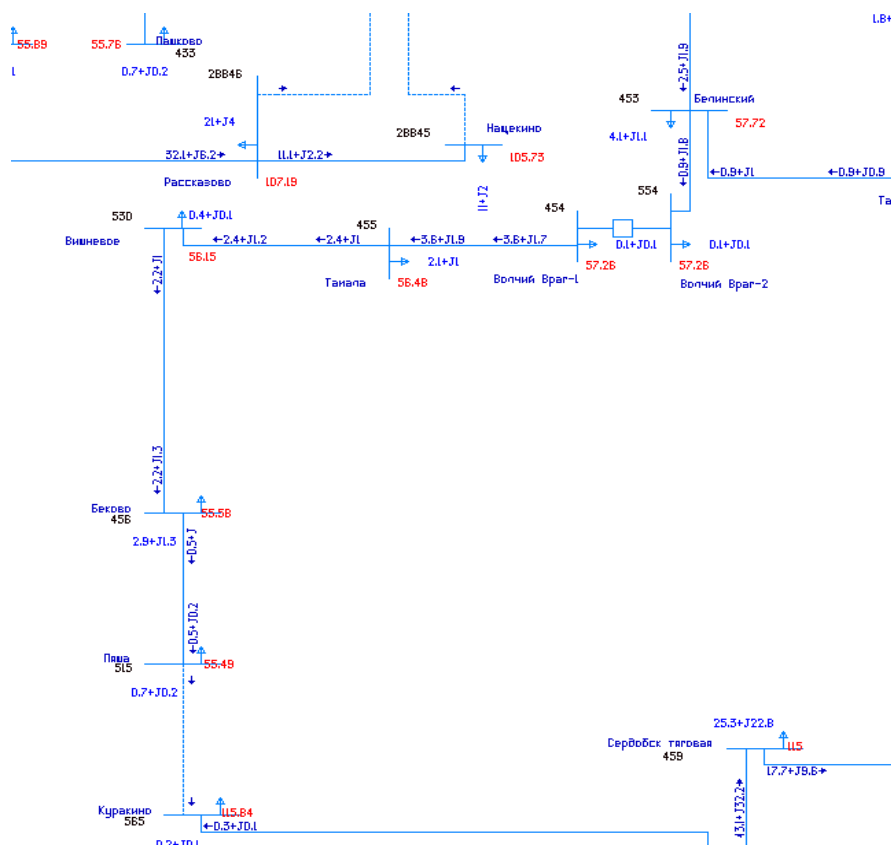


Рисунок 6 – Модель, демонстрирующая недопустимый режим работы северо-западного энергетического района Пензенской области

Программа сигнализирует о том, что режим недопустимый, в транзите 110 кВ имеется перегрузка, что влечет за собой каскадные отключения потребителей электроэнергии, входящих в транзит.

В режиме летнего максимума перенос раздела на Тамбовскую энергосистему запрещен в связи с установленными ограничениями на генерирующие мощности в энергосистеме Тамбовской области.

Таким образом, северо-западный энергетический район Пензенской области в режиме летнего максимума при аварийном отключении ВЛ 220 кВ «Пенза-2 - Пачелма» во время ремонтной кампании на транзите 110 кВ «Арбеково-2 - Каменка» не соответствует показателям надежности электроснабжения для потребителей 1 категории. Мероприятия по переносу раздела на энергосистему Тамбовской области не допускаются.

2.4 Выводы по проведенным анализам указанных энергетических районов

Исходя из проведенного анализа надежности электроснабжения западного района Республики Мордовия и северо-западного района Пензенской области выявлен ряд критических недостатков. Одним из вариантов их устранения предлагается проектирование и ввод в эксплуатацию ВЛ 220 кВ «Пачелма – Мокша» с расширением ОРУ 220 кВ ПС 220/110/10 кВ «Пачелма» и ОРУ 220 кВ ПС 220/110/10 кВ «Мокша» с установкой на ней второго АТ 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА.

3 Проектирование ВЛ 220 кВ «Пачелма - Мокша»

3.1 Электрический расчет линии

3.1.1 Определение передаваемой мощности

Так как на сегодняшний день ПС 220/110/10 кВ «Пачелма» и ПС 220/110/10 кВ «Мокша» в нормальных режимах зимнего минимума/максимума и летнего минимума/максимума имеют одностороннее питание, а задачей данной работы является создание на этих подстанций двустороннего реверсивного питания, то передаваемая по линии мощность определяется по методике, основанной на статистических данных. Максимальная потребляемая мощность берется исходя из анализа энергосистем, проведенного в предыдущем разделе для нормальных режимов зимнего максимума и летнего максимума. Данные представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Потребление энергосистем в режиме максимумов

Потребитель	Потребляемая мощность, МВА	
	Летний максимум	Зимний максимум
ПС 220/110/10 кВ «Пачелма»	54,8-j44,7	73,1-j33,3
ПС 220/110/10 кВ «Мокша»	46,8 + j12,9	49,5 + j19,4

Следовательно, в режиме летнего максимума суммарная потребляемая мощность $\underline{S}_{\text{лето сумм}} = 101,6 - 31,8 \text{ МВА}$, а в режиме зимнего максимума суммарная потребляемая мощность $\underline{S}_{\text{зима сумм}} = 122,6 - j13,6 \text{ МВА}$. Т.к. суммарное потребление в режиме зимнего максимума превысило

потребление в режиме летнего максимума, то значение $\underline{S}_{\text{зима сумм}}$ определяем как наибольшую передаваемую мощность.

На первом этапе проектирования замкнутых систем или систем с двухсторонним питанием рекомендуется выбирать напряжения по тем же эмпирическим формулам. В качестве длины линии следует подставить расчетную длину, равную половине суммарной длины всех линий системы. В качестве активной мощности рекомендуется использовать расчетную активную мощность, равную половине суммарной активной мощности всех приемников. Такое предложение обусловлено тем, что при равных длинах линий системы и при равенстве мощностей подстанций точкой раздела потоков мощностей будет точка, равноудаленная от центров питания. Предлагаемая методика дает в большинстве случаев положительный результат [4].

Устанавливаем исходные данные:

$L1$ – протяженность ВЛ 220 кВ «Пенза-2 – Пачелма», км;

$L2$ – протяженность ВЛ 220 кВ «Рузаевка – Мокша», км;

$L3$ – протяженность ВЛ 220 кВ «Пачелма – Мокша», км;

P – суммарная мощность потребителей, МВт

$$P = 122,6 \text{ (МВт)};$$

$$L1 = 108,8 \text{ (км)};$$

$$L2 = 68,4 \text{ (км)};$$

$$L3 = 107 \text{ (км)};$$

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1.17ПЗ	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчетная длина линий системы в рассматриваемом случае равна половине суммарной длины линий системы

$$L_{123} = \frac{L_1 + L_2 + L_3}{2} = \frac{108,8 + 68,4 + 107}{2} = 142,1 \text{ (км)}.$$

Расчетная мощность системы с двухсторонним электроснабжением равна $P_{\text{расч}} = \frac{122,6}{2} = 61,3 \text{ (МВт)}.$

Напряжение определяем по формуле Залесского, как наиболее подходящую для заданной передаваемой мощности и длины

$$U_{\text{рн}} = \sqrt{(P_{\text{расч}} \cdot (100 + 15 \cdot \sqrt{L_{123}}))} = \sqrt{61,3 \cdot (100 + 15 \cdot \sqrt{142,1})} = 131,7 \text{ (кВ)}.$$

По нормируемой шкале напряжений, найденное напряжение соответствует значению 220 кВ. Кроме того, в соответствии с рекомендациями ПУЭ [2], все линии замкнутых систем или систем с двухсторонним питанием должны иметь одинаковое номинальное напряжение, следовательно, окончательно принимаем проектное напряжение $U_{\text{л}} = 220 \text{ кВ}.$

3.1.2 Выбор провода для проектируемой линии

Критерием выбора сечений проводов воздушных и кабельных линий является величина полных затрат, и выбор сечений проводников должен производиться с учетом технико-экономических показателей в каждом конкретном случае.

Различной площади сечения проводников линий электропередачи соответствует различный расход проводникового материала. Следовательно, при изменении площади сечения проводников будут изменяться капитальные затраты на строительство линии. С другой стороны от площади сечения проводника зависит его активное сопротивление, которое, в свою очередь, влияет на нагрузочные потери электроэнергии и потери холостого хода и, как следствие, на стоимость этих потерь. Таким

образом, проблема выбора площади сечения проводников по существу связана с определением оптимального соотношения между капитальными затратами на сооружение линии и затратами, связанными с потерями энергии в ней.

В практике массового проектирования линий электропередачи выбор сечений производится по нормируемым обобщенным показателям, к которым относятся экономическая плотность тока и экономические токовые интервалы.

Для ВЛ значения экономической плотности тока принимались в пределах $1 \dots 1,5 \text{ А/мм}^2$ — в зависимости от региона страны и времени использования максимума нагрузки.

Применение экономических токовых интервалов для выбора сечений проводов линий было обусловлено унификацией типов опор ВЛ, которые существенно дороже проводов линии. Кроме того, критерий экономической плотности тока не учитывал дискретности сечений проводов.

На сегодняшний день не существует обоснованной методики выбора сечений проводников ЛЭП по нормируемым обобщенным показателям. С ростом сечения увеличиваются затраты на оборудование и затраты на сооружение линии, но уменьшаются потери, которые прямо пропорциональны активному сопротивлению провода.

Поскольку сечение на самом деле принимает дискретные значения, каждому из этих значений отвечает множество оптимальных решений при различных потерях в линии. Это приводит к появлению такого показателя, как экономические токовые интервалы [4].

Следует отметить, что кроме ограничения по допустимому току из условия нагрева провода существуют и другие ограничения на сечения проводов. К ним относятся ограничения:

- механической прочности проводов;

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1.17ПЗ	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- механической прочности опор ВЛ;
- снижения потерь на корону;
- допустимой потери напряжения.

На основании пособия «Рекомендации по технологическому проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше» выбор сечения проводов ВЛ напряжением 500 кВ и ниже производится по экономической плотности тока; для ВЛ напряжением выше 500 кВ — на основании расчетов [7]. Значения экономической плотности тока приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Определение экономической плотности тока для типа провода

Проводники	Экономическая плотность тока, A/mm^2 , при числе часов использования максимума нагрузки, $T_{\text{макс}}$, ч/год		
	1000 до 3000	3000 до 5000	Более 5000
Неизолированные провода и шины:			
Медные	2,5	2,1	1,8
Алюминиевые и сталеалюминиевые	1,3	1,1	1,0

Значение сечения, полученного в результате указанного расчета, округляется до величины ближайшего стандартного сечения. После этого оно подлежит проверке по всем приведенным выше ограничениям.

При проектировании ВЛ 220 кВ «Пачелма – Мокша», производим расчет токовой нагрузки для линии. Особенность систем с двухсторонним питанием или замкнутых систем электроснабжения заключается в том, что на этапе проектирования невозможно предугадать или рассчитать перетоки мощностей по линиям. Существующие в настоящее время методы расчета токов линий весьма приблизительны. На первом этапе проектирования предлагается выбирать сечения проводов по предельно допустимому току

проводов с учетом максимальной температуры района, которую для средней полосы России можно принять равной 40°C.

Значения предельно допустимых токов проводов представлены в справочных данных [3].

В данной работе система с двухсторонним питанием состоит из трех линий $L1$ («Пенза-2 – Пачелма»), $L2$ («Рузаевка – Мокша») и $L3$ («Пачелма – Мокша»).

Утяжеленным режимом замкнутой системы является режим при отключенной линии $L1$ или линии $L2$. К примеру, при отключении линии $L1$ подстанции «Пачелма» и «Мокша» будут получать питание от подстанции «Рузаевка». Ток линии «Рузаевка – Мокша» будет иметь максимальное значение, которое не должно превышать предельно допустимую величину. Аналогичная ситуация будет иметь место и при отключении линии «Рузаевка – Мокша».

При отключении линии «Пенза-2 – Пачелма» мощность линии «Рузаевка – Мокша» будет равна $\underline{S}_{PM} = \underline{S}_{Мокш} + \underline{S}_{Пач} = 122,6 - j13,6 = 123,4e^{-j6,32} \text{ (MBA)}$, где $\underline{S}_{Мокш}$ – потребление ПС 220 кВ «Мокша», $\underline{S}_{Пач}$ – потребление ПС 220 кВ «Пачелма».

$$\text{Ток линии будет равен } I_{L2} = \frac{S_{PM}}{\sqrt{3} \cdot U_{L2}} = \frac{123,4 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 323,8 \text{ (A)}$$

На ВЛ 220 кВ «Рузаевка – Мокша» применен провод АС-300/39 с допустимым значением тока при температуре +25°C $I_{доп} = 690 \text{ A}$. Пропускная способность линии удовлетворяет рассматриваемому утяжеленному режиму.

Рассмотрим токовую нагрузку на ВЛ 220 кВ «Пачелма – Мокша» при следующем утяжелении режима: отключение ВЛ 220 кВ «Рузаевка – Мокша» во время летней ремонтной кампании на транзите 110 кВ «Рузаевка – Мокша».

Так как в нормальном режиме летнего максимума, питание ПС 220/110/10 кВ «Мокша» идет от ПС 220/110/10 кВ «Рузаевка», предположим, что при указанном утяжелении режима создается дефицит мощности, равный перетоку в нормальном режиме: $\underline{S}_{\text{деф}} = 81 + j19,3 \text{ МВА}$.

Переведем мощность в показательную форму:

$$\underline{S}_{\text{деф}} = 81 + j19,3 = 83,3e^{j13} \text{ (МВА)}$$

$$\text{При этом ток линии будет равен } I_L = \frac{S_{\text{деф}}}{\sqrt{3} \cdot U_L} = \frac{83,3 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 218,6 \text{ (А)}$$

Дополнительно рассмотрим токовую нагрузку на ВЛ 220 кВ «Пачелма – Мокша» при другом утяжелении режима: отключение ВЛ 220 кВ «Пенза-2 – Пачелма» во время летней ремонтной капаний на транзите 110 кВ «Арбеково-2 – Каменка». Согласно анализу энергосистем в п.2 дополнительно отключается транзит 110 кВ «Сердобск – Белинский».

Так как в нормальном режиме летнего максимума, питание ПС 220/110/10 кВ «Пачелма» идет от ПС 220/110/10 кВ «Пенза-2» и ПС 110/35/10 кВ «Белинский», предположим, что при указанном утяжелении режима создается дефицит мощности, равный перетоку в нормальном режиме: $\underline{S}_{\text{деф}} = 54,8 - j44,7 \text{ МВА}$.

$$\text{Переведем мощность в показательную форму: } \underline{S}_{\text{деф}} = 54 - j44,7 = 70,1e^{-j40} \text{ (МВА)}$$

$$\text{При этом ток линии будет равен } I_L = \frac{S_{\text{деф}}}{\sqrt{3} \cdot U_L} = \frac{70,1 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 184 \text{ (А)}$$

Выбираем сечение для провода с учетом ограничений по экономической плотности тока. Для этого берем наибольшее значение тока, полученное при предполагаемых режимах утяжеления: $I_L = 218,6 \text{ (А)}$

В пособии [3] представлены предельно допустимые токи проводов при температуре окружающей среды $t = +25^\circ \text{C}$.

Для определения предельно допустимых токов при других температурах окружающей среды введены поправочные коэффициенты, представленные в таблице 3.3, где $t_{\text{расч}}$ – расчетная температура провода, $t_{\text{норм}}$ – нормируемая температура провода.

Таблица 3.3 - Выбор поправочных коэффициентов на температуру воздуха

$t_{расч}$	$t_{норм}$	Поправочные коэффициенты на температуру воздуха, °C									
		-5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40
+25	+7	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81

С учетом максимальной температуры района, которую для средней полосы России можно принять равной 40°C , поправочный коэффициент на температуру воздуха для $t = +40^{\circ}\text{C}$ равен $k = 0,81$. Расчетное значение предельного тока равняется $I_{Lпр} = I_L \cdot k = 218,6 \cdot 0,81 = 177,1 \text{ (A)}$.

Коэффициент $i = 1,1$ – экономическая плотность тока. Определяем сечение провода F :

$$F = \frac{I_L}{i} = \frac{177,1}{1,1} = 161 \text{ (мм}^2\text{)}$$

На принятом напряжении $U_L = 220 \text{ кВ}$ с учетом ограничений по потерям на коронный разряд и радиопомехам, выбираем провод марки АС-240/32. Силовая характеристика провода представлена в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Силовая характеристика выбранного провода [3].

Марка провода	Ток, А	
	Вне помещений	Внутри помещений
АС-240/32	605	505

Первичные параметры ВЛ 220 кВ «Пачелма – Мокша» представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 - Первичные параметры линии [3].

Марка провода	U_L , кВ	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	g_0 , См/км	b_0 , См/км
АС-240/32	220	0,130	0,431	0,0052	$2,6 \cdot 10^{-6}$

В теории электрических цепей в зависимости от типа линии и ее напряжения, используются П-образные, Г-образные или продольные схемы

замещения линии [8]. Для ВЛ 220 кВ используется П – образная схема (рисунок 7).

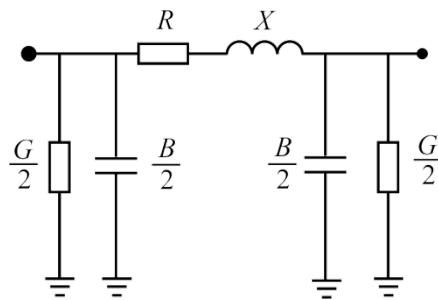


Рисунок 7 П-образная схема замещения линии ВЛ 220 кВ «Пачелма – Мокша»

На П-образной схеме замещения линии представлены следующие параметры:

- сопротивления последовательной ветви $R = r_0 \cdot l$ и $X = x_0 \cdot l$;

- проводимости параллельных ветвей $G = g_0 \cdot l$ и $B = b_0 \cdot l$,

где l - протяженность линии в километрах. r_0 - резистивное сопротивление провода линии длиной 1 км,

x_0 - индуктивное сопротивление провода линии длиной 1 км,

g_0 - активная проводимость изоляции провода линии длиной 1 км относительно земли,

b_0 - емкостная проводимость фазного провода линии относительно земли.

Межфазный интервал $D_{ср}$ для ВЛ 220 кВ берется равным 7,5 м.

Производим расчет параметров схемы замещения линии:

$$R = r_0 \cdot l = 0,130 \cdot 107 = 13,91 \text{ (Ом)},$$

$$X = x_0 \cdot l = 0,431 \cdot 107 = 46,12 \text{ (Ом)},$$

$$G = g_0 \cdot l = 0,0052 \cdot 107 = 0,56 \text{ (См)},$$

$$B = b_0 \cdot l = 2,6 \cdot 10^{-6} \cdot 107 = 2,78 \cdot 10^{-4} \text{ (См)},$$

3.2 Механический расчет линии

Для мероприятий по повышению механической прочности при проектировании воздушных линий выбираются расчетные климатические условия в соответствии с картами районирования страны по скоростным напорам ветра, по размерам гололедных образований и по грозовой активности. По данным метеорологических наблюдений территория России разделена на 7 районов по скоростным напорам ветра и на 4 района по эквивалентной стенке гололеда. Данные по максимальным нормативным скоростным напорам ветра и максимальной толщине стенки гололёда согласно районам представлены в таблицах 3.6 и 3.7 соответственно.

Таблица 3.6 - Максимальный нормативный скоростной напор ветра на высоте до 15 метров от поверхности земли

Районы по ветру	Скоростной напор ветра, Па (скорость ветра м/с), с повторяемостью		
	1 раз в 5 лет	1 раз в 10 лет	1 раз в 15 лет
1	270(21)	400(25)	550(30)
2	350(24)	400(25)	550(30)
3	450(27)	500(29)	550(30)
4	550(30)	650(32)	800(36)
5	700(33)	800(36)	800(36)
6	850(37)	1000(40)	1000(40)
7	1000(40)	1250(45)	1250(45)

Таблица 3.7 - Нормативная толщина стенки гололеда для высоты 10 м. над поверхностью земли

Районы по гололеду	Нормативная толщина стенки гололеда, мм, с повторяемостью		
	1 раз в 5 лет	1 раз в 10 лет	1 раз в 15 лет
1	5	5	На основе данных наблюдений но не менее 10 мм
2	5	10	
3	10	15	
4	15	20	
Особый	20 и более	22 и более	

В районах с сильным гололедом (3 и выше) не применяются воздушные линии с вертикальным расположением проводов.

Из всех мер борьбы с гололедом самым эффективным является его плавка большим током. При плавке гололеда производится временное изменение схемы электроснабжения и заранее предусматривается создание короткозамкнутой цепи.

Особенности расчета проводов и тросов на механическую прочность состоят в следующем:

- воздушные линии рассчитываются исходя из условий, повторяющихся не реже 1 раза в 10 лет;
- механические нагрузки на воздушные линии меняются в очень широких пределах;
- сечение провода, как правило, определяется из электрического расчета.

3.2.1 Удельные механические нагрузки на провода и тросы

Под удельной нагрузкой понимают равномерно распределенную вдоль пролета провода механическую нагрузку, отнесенную к единице

длины и поперечного сечения. Удельная нагрузка выражается в ньютонах и относится к проводу длиной 1 м. и сечением 1 мм².

В расчетах используются следующие удельные нагрузки:

1. Удельная нагрузка от собственного веса провода

$$\gamma_1 = 9,81 \frac{G_0}{F},$$

где G_0 - вес провода кг/м;

F - расчетное или действительное сечение провода, несколько отличающееся от номинального сечения, учитываемого при электрических расчетах, мм²;

9,81 м/с² – ускорение силы тяжести.

Физико-механические характеристики сталеалюминиевых проводов приведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 - Физико-механические характеристики сталеалюминиевых проводов ВЛ

Характеристика провода	
Сечение провода F , мм ²	240
Диаметр d , мм	21,6
Вес P , даН/км	921
$E \cdot 10^3$, даН/мм ²	7,7
$\alpha \cdot 10^{-6}$, 1/°C	19,8
$[\sigma_{\min}]$, даН/мм ²	12,2
$[\sigma_{\text{тср}}]$, даН/мм ²	8,1
$[\sigma_{\text{pmax}}]$, даН/мм ²	12,2

2. Удельная нагрузка от веса гололеда

$$\gamma_2 = \frac{9,81 \cdot g_0 \cdot \left[\frac{\pi \cdot (d + 2 \cdot b_z)^2}{4} - \frac{\pi \cdot d^2}{4} \right]}{F} = \frac{9,81 \cdot g_0 \cdot \pi \cdot b_z \cdot (d + b_z)}{F},$$

где g_0 - плотность гололеда равная 900 кг/м^3 ;

d - диаметр провода;

b_e - толщина стенки гололеда.

3. Удельная нагрузка от собственного веса провода и веса гололеда

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2.$$

4. Удельная нагрузка от давления ветра на провод без гололеда

$$\gamma_4 = \frac{a \cdot k_l \cdot C_x \cdot q_v \cdot d}{F} = \frac{a \cdot k_l \cdot C_x \cdot v^2 \cdot d}{1,6 \cdot F},$$

где v - скорость ветра, м/с;

q_v - скоростной напор, Па;

a - коэффициент неравномерности скоростного напора по пролету воздушной линии, равный 1 при $q_v \leq 270$ Па, 0,85 при 400 Па, 0,75 при 550 Па, 0,7 при 760 Па и более (промежуточные значения определяются линейной интерполяцией);

k_l - коэффициент влияния длины пролета, равный 1,2 при пролетах до 50 м, 1,1 при пролетах 100 м, 1,05 при 150 м, 1 при пролетах 250 м. и более.

C_x - аэродинамический коэффициент лобового сопротивления провода, равный 1,2 для проводов с диаметром менее 20 мм и для всех проводов, покрытых гололедом, 1,1 при диаметре проводов 20 мм и более и при отсутствии гололеда.

5. Удельная нагрузка от давления ветра на провод с гололедом

$$\gamma_5 = \frac{a \cdot k_l \cdot C_x \cdot q_v \cdot (d + 2 \cdot b_e)}{F} = \frac{a \cdot k_l \cdot C_x \cdot v^2 \cdot (d + 2 \cdot b_e)}{1,6 \cdot F}.$$

6. Результирующая удельная нагрузка от веса провода и давления ветра на провод без гололеда $\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2}$.

7. Результирующая удельная нагрузка от давления ветра, веса провода и гололеда $\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2}$.

Если известны действительное поперечное сечение провода F и его длина в пролете L , то полная нагрузка провода в пролете T_i , обусловленная удельной нагрузкой γ_i может быть вычислена с помощью формулы

$$T_i = \gamma_i \cdot F \cdot L$$

Длина провода в пролете близка к длине пролета l , поэтому L можно заменить на l .

3.2.2 Критические пролеты

Расчет воздушных линий по условиям механической прочности включает определение напряжений проводов при различных условиях их работы. При изменении климатических условий меняются удельные нагрузки γ , температура провода и напряжение в его материале σ . Для определения σ при разных климатических условиях используют уравнение состояния провода. Длина пролета выбирается по известным климатическим условиям и допустимым напряжениям в проводе.

Наибольшие напряжения в проводе могут возникнуть в проводе при наибольшей нагрузке и при наименьшей температуре провода. Наибольшая нагрузка возникает при гололеде с ветром. Расчетная температура при гололеде принимается равной -5°C . Наименьшая температура обычно соответствует -40°C при отсутствии гололеда и ветра. В этом случае на провод действует только нагрузка от его собственного веса.

Соотношение напряжений при наибольшей нагрузке и наименьшей температуре зависит от длины пролета. При больших длинах пролета наибольшее влияние на напряжение оказывает нагрузка. При малых длинах пролета влияние температуры на напряжение в проводе преобладает перед влиянием нагрузки. Критическая длина пролета - это такая длина, при которой напряжение при наибольшей нагрузке равно напряжению при наименьшей температуре.

Допустимые напряжения ограничены для трех исходных режимов: при наибольшей нагрузке, при низшей температуре и при среднегодовой

температуре. Сочетания равенств напряжений при этих условиях дают три критических пролета.

В практике механического расчета проводов длину пролета, при которой напряжение в проводе при наибольшей нагрузке равно напряжению в проводе при минимальной температуре окружающей среды, называют вторым критическим пролетом.

Длину второго критического пролета вычисляют по формуле:

$$l_{2K} = 4,9 \cdot \sigma_d \sqrt{\frac{\alpha \cdot (t_2 - t_-)}{(\gamma_1^2 - \gamma_7^2)}}$$

где: l_{2K} - длина второго критического пролета;

σ_d - допустимые напряжения в проводе;

α - температурный коэффициент линейного расширения;

t_2 - температура окружающей среды при образовании гололеда;

t_- - минимальная температура данного региона;

γ_7 - результирующая удельная нагрузка от давления ветра, веса провода и гололеда;

γ_1 - удельная нагрузка от собственного веса провода.

Согласно ПУЭ допустимые напряжения установлены для режима среднегодовой температуры [2]. Длина пролета, при которой напряжение в проводе достигает при низшей и среднегодовой температуре, называется первым критическим пролетом.

Если напряжения в проводе достигаются при наибольшей нагрузке и среднегодовой температуре, то такой пролет называют третьим критическим пролетом.

Длина первого и третьего критического пролета зависят от различных факторов. Допустимые напряжения при среднегодовой температуре ниже допустимых напряжений при минимальной температуре и максимальной нагрузке. Кроме этого длина первого и третьего критических пролетов зависят, естественно, от материала провода. Поэтому формулы определения

первого и третьего критических пролетов различны для алюминиевых, стальных и сталеалюминиевых проводов.

Для сталеалюминиевого провода АС-240/32 при $\sigma_r = \sigma_- = \sigma_d = 0,45 \cdot \sigma_B$ и при $\sigma_3 = 0,3 \cdot \sigma_B$

$$l_{1к} = \frac{4,38}{\gamma_1} \sigma_d \cdot \sqrt{\frac{1}{E} [\alpha \cdot E \cdot (t_3 - t_-) - 0,333 \cdot \sigma_d]};$$

$$l_{3к} = \frac{4,9}{\gamma_1} \cdot \sigma_d \cdot \sqrt{\frac{0,333 \cdot \sigma_d - \alpha \cdot E \cdot (t_r - t_3)}{E \left[\left(\frac{\gamma_r}{\gamma_1} \right)^2 - 2,25 \right]}}.$$

Механические параметры проводов электрических систем представлены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 - Механические параметры проводов электрических систем

Марка и сечение провода, мм ²	Нагрузка от собственного веса, $\gamma_1 10^3$ даН/м·мм ²	Модуль упругости $E \cdot 10^3$ даН/мм ²	Коэф-ент линейного расширения $\alpha \cdot 10^5$	Временное Сопротивление разрыву даН/мм ²	Допустимое напряжение			
					даН/мм ²		В процентах	
					Наиб нагрузка $\sigma_{ги}$ низшая температура	σ_3 средне-годовая температура	наиб нагрузка и низшая температура	Средне-годовая температура
Сталеалюминиевые 150 и более при А/С = 7,71...8,04	3,34	7,7	19,8	27	12,2	8,1	45	30

Общая формула для расчета критического пролета имеет вид

$$l_k = \frac{\sigma_n}{\gamma_m} \sqrt{\frac{\sigma_n - \sigma_m + \alpha \cdot E \cdot (t_n - t_m)}{\frac{E}{24} \left[\left(\frac{\gamma_n}{\gamma_m} \right)^2 - \left(\frac{\sigma_n}{\sigma_m} \right)^2 \right]}} ,$$

где l_k - критический пролет;

σ_m, σ_n - допустимые напряжения первого и второго режима;

α - температурный коэффициент линейного расширения;

E - модуль упругости;

γ_m, γ_n - удельная нагрузка первого и второго режима.

t_m, t_n - температура первого и второго режима.

Исходные условия для расчета пролетов определяются исходя из соотношений, представленных в таблице 3.10.

Таблица 3.10 - Соотношения, определяющие исходные условия для расчета пролетов

Соотношение пролетов	Исходные напряжения	Расчетный критический пролет
$l_{1к} < l_{2к} < l_{3к}$	$\sigma_-, \sigma_э, \sigma_\Gamma$	$l_{1к}$ и $l_{3к}$
$l_{1к} > l_{2к} > l_{3к}$	σ_-, σ_Γ	$l_{2к}$
$l_{1к}$ мнимый, $l_{2к} < l_{3к}$	$\sigma_э, \sigma_\Gamma$	$l_{3к}$
$l_{3к}$ мнимый или имеет очень большое значение $l_{1к} < l_{2к}$	$\sigma_-, \sigma_э$	$l_{1к}$

В расчете провода для конкретного пролета часто полезно знать, в каком режиме стрела провеса имеет наибольшее значение: при гололеде или при высшей температуре. При определенной температуре стрела провеса провода, находящегося под воздействием собственного веса, достигнет такого же значения, как при наличии гололеда; эта температура называется критической и обозначается t_k .

Критическая температура определяется по формуле $t_k = t_\Gamma + \frac{\sigma_\Gamma}{\alpha \cdot E} (1 - \frac{\gamma_1}{\gamma_3})$.

Из сопоставления вычисленной критической температуры с максимальной температурой можно сделать следующие выводы:

- если максимальная температура выше критической, то наибольшая стрела провеса будет при максимальной температуре;
- если максимальная температура ниже критической, то наибольшая стрела провеса будет при гололеде.

Важным этапом расчета проводов является определение механического напряжения в проводах в различных режимах. Расчетные режимы представлены в таблице 3.11.

Таблица 3.11 - Расчетные режимы проводов

Расчетный режим	Сочетание климатических условий	Номер нагрузки
I	Провода и тросы покрыты гололедом, $t = -5^{\circ}\text{C}$, скоростной напор ветра $0,25q_v$	7
II	Провода и тросы покрыты гололедом, $t = -5^{\circ}\text{C}$, ветра нет ($q_v = 0$)	3
III	Скоростной напор ветра q_v , $t = -5^{\circ}\text{C}$, гололеда нет	6
IV	Среднегодовая температура $t_{\text{ср}}$, ветра и гололеда нет	1
V	$t = +15^{\circ}\text{C}$, ветра и гололеда нет	1
VI	Низшая температура $t_{\text{н}}$, ветра и гололеда нет	1
VII	Максимальная температура $t_{\text{макс}}$, ветра и гололеда нет	1

Производим расчет провода АС 240/32 с пролетом 250 м, подвешенного на воздушной линии 220 кВ во II районе по гололеду ($c = 10\text{ мм}$) и в II ветровом районе ($q_v = 40\text{ даН/м}^2$) с температурами $t_{\text{н}} = 40^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{ср}} = 0^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{макс}} = +40^{\circ}\text{C}$.

Структура провода АС-240/32 представлена в таблице 3.12.

Таблица 3.12 - Структура выбранного провода

Номинальное сечение, мм ²	Алюминиевая часть провода		Стальной сердечник		Число повивов		Отношение сечения алюминиевой части провода к сечению стального сердечника
	число проволок	номинальный диаметр проволок, мм	число проволок	номинальный диаметр проволок, мм	алюминиевых проволок	стальных проволок	
(240/32)	24	3,60	7	2,40	2	1	7,71

Вычислим удельные нагрузки:

1. Удельная нагрузка от собственного веса провода.

По данным таблицы 40 удельная нагрузка от собственного веса провода равна $\gamma_1 = \frac{9,81 \cdot G_0}{10 \cdot F} = 3,274 \cdot 10^{-3}$ (даН/м·мм²),

где G_0 - масса провода кг /м ; Для провода АС-240/32 $G_0 = 0,921$ кг /м.

F - расчетное или действительное сечение провода, несколько отличающееся от номинального сечения, учитываемого при электрических расчетах, мм²;

По справочным данным [4] провод АС-240/32 состоит из 24 алюминиевых проводов диаметром 3,6 мм. и 7 стальных проводов диаметром 2,4 мм.

Действительное сечение провода

$$F = 24 \cdot \pi \cdot 0,25 \cdot 3,6^2 + 7 \cdot \pi \cdot 0,25 \cdot 2,4^2 = 276 \text{ мм}^2.$$

2. Удельная нагрузка от веса гололеда

$$\gamma_2 = \frac{0,981 \cdot g_0 \cdot \left[\frac{\pi \cdot (d + 2 \cdot b_c)^2}{4} - \frac{\pi \cdot d^2}{4} \right]}{F} = \frac{0,981 \cdot g_0 \cdot \pi \cdot b_c \cdot (d + b_c)}{F} =$$

$$= \frac{0,981 \cdot 900 \cdot \pi \cdot 10 \cdot (21,6 + 10) \cdot 10^{-6}}{276} = 3,1756 \cdot 10^{-3} \text{ даН/м·мм}^2$$

где g_0 - плотность гололеда равная 900 кг/м³;

$d = 21,6$ мм. - диаметр провода;

$b_c = 10$ мм.- толщина стенки гололеда.

Примечание: Тело массой в 2 кг имеет силу тяжести в 2×9,81 Ньютон. Чтобы получить декаНьютоны, необходимо разделить полученное число на 10. Поэтому в числителе предыдущего уравнения g_0 умножено на коэффициент 0,981.

3. Удельная нагрузка от собственного веса провода и веса гололеда

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2 = (3,274 + 3,1756) \cdot 10^{-3} = 6,45 \cdot 10^{-3}, \text{ даН/м·мм}^2.$$

4. Удельная нагрузка от давления ветра на провод без гололеда

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1.17ПЗ	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\gamma_4 = \frac{a \cdot k_l \cdot C_x \cdot q_v \cdot d}{F} = \frac{0,783 \cdot 1 \cdot 1,1 \cdot 40 \cdot 10^{-3} \cdot 21,6}{136,42} = 2,696 \cdot 10^{-3} \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2,$$

где $q_v = 40 \text{ даН/м}^2$ - скоростной напор;

a - коэффициент неравномерности скоростного напора по пролету воздушной линии, равный 1 при $q_v \leq 270 \text{ Па}$, 0,85 при 400 Па, 0,75 при 550 Па, 0,7 при 760 Па и более (промежуточные значения определяются линейной интерполяцией);

Для определения коэффициента неравномерности a скоростного напора по пролету воздушной линии воспользуемся линейной интерполяцией.

Известны две точки линии со значениями $a = 0,85$ при напоре 400 Па. и $a = 0,75$ при 550 Па.

Составим систему уравнений следующего вида:

$$\begin{cases} 0,85 = k \cdot 400 + b \\ 0,75 = k \cdot 550 + b \end{cases}$$

Решая систему уравнений, получаем $k = -0,0066666$ и $b = 1,11666$.

Следовательно, искомое значение коэффициента неравномерности при напоре в 500 Па равен $a = -0,006666 \cdot 500 + 1,11666 = 0,783$.

k_l - коэффициент влияния длины пролета, равный 1,2 при пролетах до 50 м, 1,1 при пролетах 100 м, 1,05 при 150 м, 1 при пролетах 250 м. и более. При длине пролета 250 метров на основе линейной интерполяции принимаем значение коэффициента $k_l = 1$.

C_x - аэродинамический коэффициент лобового сопротивления провода, равный 1,2 для проводов с диаметром менее 20 мм и для всех проводов, покрытых гололедом, 1,1 при диаметре проводов 20 мм и более и при отсутствии гололеда. При вычислении γ_4 при диаметре провода АС-240/32 равном 21,6 мм. C_x принимаем равным 1,1.

Диаметр провода АС-240/32 равен 21,6 мм.

Скоростной напор q_v равен в II ветровом районе $q = 40$ даН/м²

5. Удельная нагрузка от давления ветра на провод с гололедом

При расчете удельной нагрузки от давления ветра на провод с гололедом рекомендуется напор ветра при гололеде приравнять четверти максимального скоростного напора q . Поэтому в уравнении числитель умножен на коэффициент 0,25.

$$\gamma_5 = \frac{a \cdot k_l \cdot C_x \cdot q_v \cdot 0,25 \cdot (d + 2 \cdot b_c)}{F} = \frac{0,783 \cdot 1 \cdot 1,1 \cdot 40 \cdot 0,25 \cdot 10^{-3} (21,6 + 2 \cdot 10)}{276} = 1,298, \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2.$$

6. Результирующая удельная нагрузка от веса провода и давления ветра на провод без гололеда

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2} = \sqrt{(3,274 \cdot 10^{-3})^2 + (2,696 \cdot 10^{-3})^2} = 2,24 \cdot 10^{-3}, \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2.$$

7. Результирующая удельная нагрузка от давления ветра, веса провода и гололеда

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2} = \sqrt{(6,45 \cdot 10^{-3})^2 + (1,298 \cdot 10^{-3})^2} = 6,579 \cdot 10^{-3}, \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Удельные нагрузки провода определены. Значения модуля упругости $E = 7,7 \cdot 10^{-3}$ даН/мм², температурного коэффициента линейного расширения $\alpha = 19,8 \cdot 10^{-6}$, $1/^\circ\text{C}$; σ_- , σ_Γ и σ_Δ , даН/мм² найдем по таблице 3.9.

Вычислим критические пролеты по формулам:

$$l_{1K} = \sqrt{\frac{(\sigma_\Delta - \sigma_\Gamma) + \alpha \cdot E \cdot (t_\Delta - t_\Gamma)}{\frac{\gamma_1^2 \cdot E}{24} \cdot \left(\frac{1}{\sigma_\Delta^2} - \frac{1}{\sigma_\Gamma^2}\right)}} = \sqrt{\frac{(8,1 - 12,2) + 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot [0 - (-40)]}{\frac{(3,274 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3}{24} \cdot \left(\frac{1}{8,1^2} - \frac{1}{12,2^2}\right)}} = 262 \text{ м};$$

$$l_{2K} = 4,9 \cdot \sigma_\Delta \cdot \sqrt{\frac{\alpha \cdot (t_\Delta - t_\Gamma)}{(\gamma_7^2 - \gamma_1^2)}}$$

$$l_{2K} = 4,9 \cdot 12,2 \cdot \sqrt{\frac{19,8 \cdot 10^{-6} [-5 - (-40)]}{(6,579^2 - 3,274^2) \cdot 10^{-6}}} = 276 \text{ м};$$

$$l_{3K} = \sqrt{\frac{(\sigma_\Gamma - \sigma_\Delta) + \alpha \cdot E \cdot (t_\Gamma - t_\Delta)}{\frac{E}{24} \cdot \left(\frac{1}{\sigma_\Delta^2} - \frac{1}{\sigma_\Gamma^2}\right)}} = \sqrt{\frac{(12,2 - 8,1) + 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (-5 - 0)}{\frac{7,7 \cdot 10^3}{24} \cdot \left(\frac{(6,579 \cdot 10^{-3})^2}{8,1^2} - \frac{(3,274 \cdot 10^{-3})^2}{12,2^2}\right)}} = 132 \text{ м}.$$

Полученное соотношение пролетов $l_{1K} < l_{2K} > l_{3K}$ соответствует первому случаю таблицы 3.10, в котором расчет ведется по пролетам l_{1K} и l_{3K} .

Так как заданный пролет 250 м > 132 м, то необходимо исходить из напряжений при среднегодовой температуре и наибольших нагрузках.

Обозначения режимов примем по таблице 3.11.

Режим IV является исходным:

$$\sigma_3 = 8,1 \text{ даН/мм}^2.$$

Режим I:

$$\sigma_1 = \sigma_{\Gamma} = 12,2 \text{ даН/мм}^2.$$

Режим II:

$$\begin{aligned} \sigma_2 - \frac{\gamma_3^2 E l^2}{24 \sigma_2^2} &= \sigma_{\Gamma} - \frac{\gamma_7^2 E l^2}{24 \sigma_{\Gamma}^2} - \alpha E (t - t_{\Gamma}); \\ \sigma_2 - \frac{6,45^2 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 250^2}{24 \sigma_2^2} &= \\ &= 12,2 - \frac{6,579^2 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 250^2}{24 \cdot 12,2^2} - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 [-5 - (-5)] \end{aligned}$$

$$\sigma_2 - 834,2 / \sigma_2^2 = 12,2 - 5,83 = 6,37;$$

$$\sigma_2^2 (\sigma_2 - 6,37) = 834,2;$$

$$\sigma_2 = 10,628 \text{ даН/мм}^2.$$

Режим III:

$$\sigma_3 = 8,1 \text{ даН/мм}^2.$$

Режим V:

$$\sigma_5 = 6,712 \text{ даН/мм}^2.$$

Режим VI:

$$\sigma_6 = 12,778 \text{ даН/мм}^2.$$

Режим VII:

$$\sigma_7 = 5,196 \text{ даН/мм}^2.$$

Вычислим критическую температуру.

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1.17ПЗ	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$t_k = t_r + \frac{\sigma_r}{\alpha \cdot E} \left(1 - \frac{\gamma_1}{\gamma_3}\right) = -5 + \frac{12,2}{19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3} \left(1 - \frac{3,274 \cdot 10^{-3}}{6,45 \cdot 10^{-3}}\right) = 34,4^\circ \text{C}.$$

Критическая температура ниже максимальной температуры района расположения сети электроснабжения. Поэтому максимальная стрела провеса будет равна 3,33 метра при максимальной температуре региона, равной $+40^\circ \text{C}$.

Вычислим стрелы провеса:

В режиме II

$$f = \frac{\gamma_3 l^2}{8\sigma_2} = \frac{6,45 \cdot 10^{-3} \cdot 250^2}{8 \cdot 10,627} = 4,74 \text{ м.}$$

В режиме V

$$f = \frac{\gamma_1 l^2}{8\sigma_5} = \frac{3,274 \cdot 10^{-3} \cdot 250^2}{8 \cdot 6,712} = 3,81 \text{ м.}$$

В режиме VI

$$f = \frac{\gamma_1 l^2}{8\sigma_6} = \frac{3,724 \cdot 10^{-3} \cdot 250^2}{8 \cdot 12,778} = 2 \text{ м.}$$

В режиме VII

$$f = \frac{\gamma_1 l^2}{8\sigma_7} = \frac{3,274 \cdot 10^{-3} \cdot 250^2}{8 \cdot 5,196} = 4,92 \text{ м.}$$

По результатам расчета можно сделать вывод о том, что максимальная стрела провеса будет равна 4,92 метра при максимальной температуре региона, равной $+40^\circ \text{C}$. Полученные значения используются при выборе опор линий электропередач и построении монтажных кривых.

3.3 Выбор опор

В качестве промежуточных опор выбираем опоры на железобетонных стойках типа ПБ220-1, для пересечений с различными препятствиями и увеличенных пролетов – металлические 2П220-3, в качестве анкерно-угловых берем двухстоечные на ж/б стойках с внутренней связью УБ220-1 для углов $0-20^\circ$ и металлические 1У220-1 для углов $21-90^\circ$ а также при пересечениях с различными препятствиями (с дополнительными

подставками +5, +9 и +14 метров) и увеличенных длин пролетов. Указанные железобетонные опоры применяются при проектировании и строительстве ВЛ 220 кВ с 1975 года по сегодняшний день и за этот период зарекомендовали себя как сочетающие исключительную надежность несущих конструкций при применении в I-III гололедном и I-III ветровом районах и низкую стоимость единицы изделия. Указанные металлические опоры относятся к опорам новейшего поколения, имеют максимальную унификацию узлов с опорами соседних классов напряжения, надежность несущих конструкций при применении в I-III гололедном и I-III ветровом районах и низкую стоимость единицы изделия. Все указанные опоры рассчитаны на провода от АС-240/32 до АС-400/51.

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1.17ПЗ	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 Предложения по реконструкции ПС 220/110/10 кВ «Пачелма»

ПС 220/110/10 кВ «Пачелма» введена в эксплуатацию в 1975 году, подстанция содержит 2 автотрансформатора АТДЦТН-125000/220/110, ОРУ 220 кВ с одной секцией шин, ОРУ 110 кВ с двумя секциями шин и ОРУ 10 кВ.

4.1 Реконструкция ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ «Пачелма»

ОРУ 220 кВ было спроектировано с учетом ввода только одной ВЛ 220 кВ. Схема имеющегося ОРУ представляет собой одну секцию шин с подключением двух автотрансформаторов, каждый из которых подключен к ОРУ 220 кВ через разъединитель, отделитель и короткозамыкатель заход ВЛ 220 кВ «Пенза-2 – Пачелма» на ОРУ выполнен одним линейным разъединителем. По современным стандартам ПАО «ФСК ЕЭС», данная схема ОРУ 220 кВ является устаревшей[5]. В качестве предлагаемой схемы ОРУ 220 кВ согласно действующему нормативному стандарту ПАО «ФСК ЕЭС» [5], рекомендуется применять схему «четырёхугольник», представленную на рисунке 8.

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1.17ПЗ	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

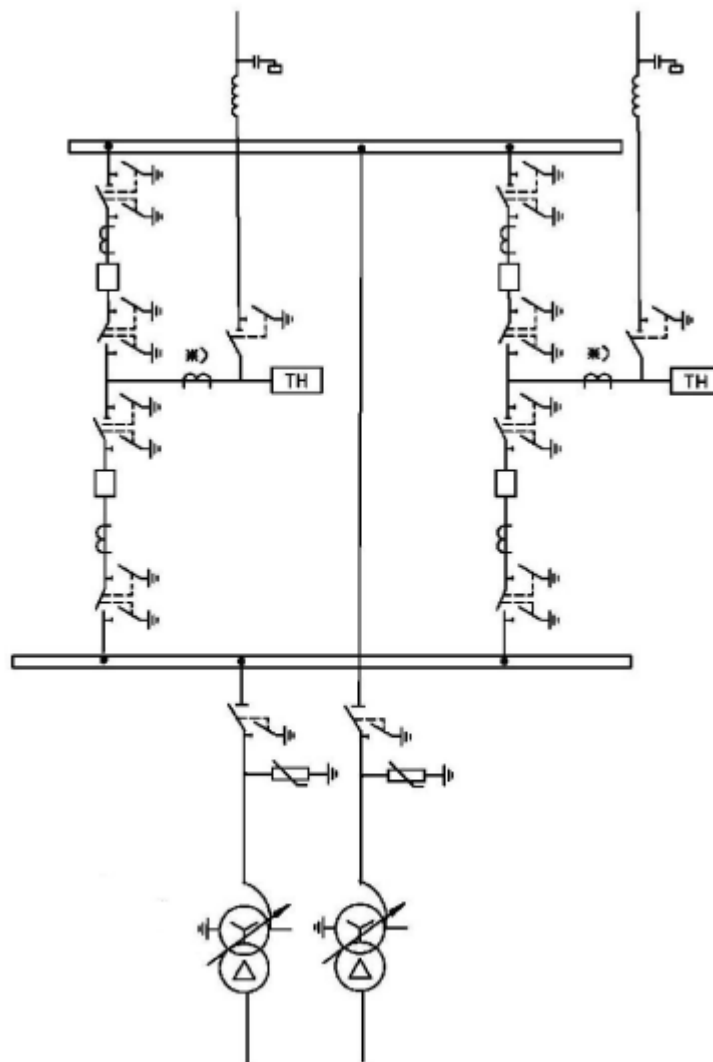


Рисунок 8 – Схема ОРУ подстанций 220-750 кВ по схеме
«четыреугольник»

4.2 Выбор коммутационной аппаратуры для ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ «Пачелма»

В качестве предлагаемых выключателей на ОРУ 220 кВ согласно действующему нормативному стандарту ПАО «ФСК ЕЭС» [6], рекомендуется применять элегазовые выключатели.

Одним из типовых решений при строительстве ОРУ 220 кВ на сегодняшний день является элегазовый выключатель ВГТ-220 производства ЗАО «Энергомаш – Уралэлектротяжмаш» (г. Екатеринбург). Согласно

заявленным производителем в паспорте выключателя параметрам, он имеет номинальный ток, равный 4000 А и ток отключения, равный 40 кА. Данные выключателя представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Технические характеристики элегазового выключателя ВГТ-220

Технические характеристики	
Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	220
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252
Номинальный ток, А	4000
Номинальный ток отключения, кА	40
Длина пути утечки внешней изоляции, см не менее	630
Собственное время отключения, мс, не более	25±2,5
Полное время отключения, мс, не более	60
Собственное время включения, мс, не более	100
Разновременность работы полюсов, с, не более:	
• при включении	0,005
• при отключении	0,0033
Нормированный ток отключения ненагруженной воздушной линии, А	125
Верхний предел избыточного давления (давление заполнения, приведенное к плюс 20°C) элегаза, МПа (кгс/см ²)	0,40(4,0)
Нижний предел избыточного давления элегаза (давление блокировки выключателя, приведенное к плюс 20 °C), МПа (кгс/см ²)	0,34(3,4)
Ресурс по коммутационной стойкости до среднего ремонта, при номинальном токе отключения, количество операций О (В), не менее	15(8)
Ресурс выключателя по механической стойкости	10000
Срок службы до среднего ремонта, лет	25
Срок службы до списания, лет	40
Масса выключателя, кг	4080
Габариты (без сборной опорной конструкции), мм, не более длина, ширина, высота	6500x760x7562

5 Предложения по реконструкции ПС 220/110/10 кВ «Мокша»

ПС 220/110/10 кВ «Мокша» введена в эксплуатацию в 1992 году, подстанция содержит 1 автотрансформатор АДЦТН-125000/220/110, ОРЦ 220 кВ, ОРУ 110 кВ с двумя секциями шин и ОРУ 10 кВ.

5.1 Обоснование для установки автотрансформатора АТ-2 на ПС 220 кВ «Мокша»

Для повышения надежности электроснабжения потребителей 1-й категории, подключенных к ОРУ 110 кВ подстанции «Мокша», а также для сосредоточения нагрузки в западном энергетическом районе Республики Мордовия и снижения нагрузки на транзиты 110 кВ «Рузаевка – Мокша» и «Сасово – Ковылкино», требуется установка второго автотрансформатора. Для установки АТ-2 применяем автотрансформатор, аналогичный АТ-1: АДЦТН-125000/220/110. Технические данные автотрансформатора представлены в таблице 5.

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1.17ПЗ	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5 - Паспортные данные трансформатора АТДЦТН-125000/220/110.

Параметры		Величины
S _{ном} , кВА		125000
U _{ном обмоток} , кВ	В	230
	С	121
	Н	10,5
U _к , %	В-С	11
	В-Н	31
	С-Н	19
ΔР _к , кВт	В-С	290
	В-Н	-
	С-Н	-
ΔР _х , %		85
I _х , %		0,5

5.2 Проектирование ОРУ 220 кВ на ПС 220 кВ «Мокша»

Схема ОРУ 220 кВ представляет собой блок «Линия – трансформатор» с разъединителем, отделителем и короткозамыкателем. По современным стандартам ПАО «ФСК ЕЭС», данная схема ОРУ 220 кВ является устаревшей[5].

В качестве предлагаемой схемы ОРУ 220 кВ ПС 220/110/10 кВ «Мокша» аналогично п. 4.1 принимаем схему «четырёхугольник».

5.3 Выбор коммутационного оборудования для ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ «Мокша»

В качестве предлагаемых выключателей на ОРУ 220 кВ ПС 220/110/10 кВ «Мокша» аналогично п. 4.2 выбираем элегазовые выключатели ВГТ-220.

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1.17ПЗ	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6 Изображение трассы проектируемой линии на местности

Трасса линии указана в свободно распространяемом приложении SASПланета с использованием спутниковых снимков местности, свободно распространяемых компанией Яндекс.

Предлагаемая трасса линии проходит по территории Пачелмского и Нижнеломовского района Пензенской области и Ковылкинского района Республики Мордовия, имеет возможный минимум пересечений с искусственными и природными преградами (железная дорога, автодороги (в т.ч. М5), ВЛ 110 кВ «Пачелма – Пачелма с/х», ВЛ 110 кВ «Пачелма с/х – Титово», ВЛ 110 кВ «Заводская – Мясокомбинат», ВЛ 110 кВ «Мокшан – Новая», ВЛ 110 кВ «Мокша – Казенный Майдан», ВЛ 10 кВ), а также минимум пересечений с водоемами и минимум углов поворота линии. Изображение трассы проектируемой линии указано в Приложении Г.

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1.17ПЗ	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7 Анализ энергосистем после проведенных мероприятий

7.1 Режим зимнего максимума

Согласно моделированию, в режиме зимнего максимума ВЛ 220 кВ «Пачелма – Мокша» передает мощность на ПС 220 кВ/110/10 «Мокша», равную $\underline{S} = 28,3 + j18,5$ МВт, обеспечивая дополнительную разгрузку ВЛ 220 кВ «Пенза-2 – Рузаевка», транзитам 110 кВ «Пенза-1 – Рузаевка», «Рузаевка – Мокша». Графическое отображение полученного режима доступно в приложении А.

7.1.1 Ремонт участков транзита 110 кВ «Рузаевка – Мокша» и аварийное отключение ВЛ 220 кВ «Рузаевка – Мокша»

При включении ВЛ 220 кВ «Пачелма – Мокша», смоделировав описанный в п. 2.5.2 аварийный режим, можем наблюдать, что система остается работоспособной, ПС 220/110/10 кВ «Мокша» получает из Пензенской энергосистемы мощность, равную, $\underline{S} = 66,3 + j27,2$ МВА, которая покрывает образовавшийся дефицит, при этом ВЛ 220 кВ «Пенза-2 – Пачелма» не перегружается. Перенос раздела на Нижегородскую энергосистему не используется. Графическое отображение полученного режима доступно в приложении А.

7.1.2 Ремонт участков транзита 110 «Пенза – Каменка» и аварийное отключение ВЛ 220 кВ «Пенза-2 – Пачелма»

При включении ВЛ 220 кВ «Пачелма – Мокша», смоделировав описанный в п. 2.6.2 аварийный режим ПС 220/110/10 кВ «Пачелма» получает из энергосистемы Мордовии мощность, равную, $\underline{S} = 41,2 - j22,1$ МВА, которая покрывает образовавшийся дефицит, при этом ВЛ 220 кВ «Рузаевка – Мокша» не перегружается. То есть, можно сделать вывод о

реверсивной работе ВЛ 220 кВ «Пачелма – Мокша». Графическое отображение полученного режима представлено в приложении А.

7.2 Возможности расширения масштабов ремонтной кампании в энергосистемах

Важным фактором ввода в эксплуатацию ВЛ 220 кВ «Пачелма – Мокша» является расширение масштабов летней ремонтной кампании.

Как показывает моделирование, с введенной ВЛ 220 кВ «Пачелма – Мокша», летняя ремонтная кампания не вызывает опасений при аварийном отключении ВЛ 220 кВ «Пенза-2 – Пачелма» во время одновременного ремонта на участках «Арбеково-2 – Каменка» и «Сердобск – Белинский», и в этом режиме дефицит мощности компенсируется перетоком из энергосистемы Мордовии, равным $\underline{S} = 63,8 - j23,6$ МВА, не перегружая ВЛ 220 кВ «Рузаевка – Мокша» и транзит 110 кВ «Рузаевка – Мокша».

Аналогично и в энергосистеме Мордовии, во время летней ремонтной кампании с ВЛ 220 кВ «Пачелма – Мокша» масштабы ремонта можно расширить. На рисунке указано моделирование режима с выведением в ремонт ВЛ 110 кВ «Потьма – Торбеево» и «Торбеево – Районная» (транзит 110 кВ «Сасово – ГКС» и линий транзита «Рузаевка – Мокша», а также аварийным отключением ВЛ 220 кВ «Рузаевка – Мокша». В этом режиме западный энергетический район Мордовии полностью покрывает созданный дефицит мощности перетоком из Пензенской энергосистемы, равным $\underline{S} = 62,6 + j29,9$ МВА, не перегружая ВЛ 220 кВ «Пенза-2 – Пачелма» и транзиты «Сердобск – Белинский» и «Арбеково-2 – Каменка». Графическое отображение полученного режима представлено в приложении А.

Заключение

В данной бакалаврской работе произведен анализ режимов работы северо-западного энергетического района Пензенской области и западного энергетического района Республики Мордовия. Были выявлены недостатки электроснабжения потребителей электроэнергии при различных режимах.

Одним из мероприятий по ликвидации выявленных недостатков рекомендуется строительство ВЛ 220 кВ «Пачелма – Мокша», что позволяет покрыть дефицит мощности в данных энергетических районах. Также был рассмотрен вариант расширения подстанции 220/110/10 кВ «Пачелма» и ПС 220/110/10 кВ «Мокша» для удовлетворения требований по надежности электроснабжения потребителей 1 категории.

Во время обучения по профилю «Электроэнергетические системы и сети» автором под руководством к.т.н., доцента кафедры «ЭиЭ» Голобокова С.В, и д.т.н., профессора кафедры «ЭиЭ» Горячева В.Я. была проделана исследовательская работа по теме данной выпускной квалификационной работы. Работа была опубликована в университетской газете «Вестник Пензенского государственного университета» [10].

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1.17ПЗ	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список используемых источников

1. Министерство энергетики Российской Федерации:
<https://minenergo.gov.ru>
2. Правила устройства электроустановок. Издание 7. Нормативный документ – утв. Министерством энергетики РФ, М., 2007. - 552 с.
3. Шатова, Ю.А. Передача и распределение электроэнергии: учеб.-метод. пособие к практическим занятиям / сост. Ю.А. Шатова - Пенза: Изд. ПГУ, 2012. – 108 с.
4. Горячев, В.Я. Электроэнергетические системы и сети. Учебное пособие. Пенза: Изд. ПГУ, 2016. – 139 с./ Бростилова, Т.Ю., Шатова, Ю.А., Голобоков, С.В
5. ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007- 29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Стандарт организации. ПАО «ФСК ЕЭС», 2010, - 128 с.
6. ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007- 29.130.01.029-2009 Выключатели-разъединители 110-330 кВ. Общие технические требования. Стандарт организации. ПАО «ФСК ЕЭС», 2009, - 35 с.
7. Министерство энергетики РФ СО 153-34.20.186-2003
Рекомендации по технологическому проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше. М.:Изд. НЦ ЭНАС, 2004, - 40 с.
8. Атабеков Г. И. Теоретические основы электротехники. Линейные электрические цепи: Учебное пособие. 7е изд., стер. — СПб.: Изд. «Лань», 2009.— 592 с.: ил. — (Учебники для вузов. Специальная литература).
9. Интернет-портал программы RastrWin [электронный ресурс]. Режим доступа: www.rastrwin.ru (дата обращения 18.06.2018)

10. Выпуск газеты «Вестник Пензенского государственного университета» № 4(20). 2017г [электронный ресурс]. Режим доступа: <https://elibrary.ru/item.asp?id=32728826> (дата обращения 18.06.2018)

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1.17ПЗ	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение А

(обязательное)

Графические модели результатов анализа
перетоков мощности по ВЛ 220 кВ «Пачелма – Мокша» в среде
RastrWin

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1.17ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

Приложение Б

(обязательное)

ПС 220/110/10 кВ «Пачелма». Схема электрическая принципиальная ОРУ
(до и после реконструкции)

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1.17ПЗ	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение В

(обязательное)

ПС 220/110/10 кВ «Мокша». Схема электрическая принципиальная ОРУ (до
и после реконструкции)

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1.17ПЗ	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение Г

(обязательное)

Трасса проектируемой линии на местности

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1.17ПЗ	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		