

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
**«БЕЛГОРОДСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ им. В.Г. ШУХОВА»**
(БГТУ им. В.Г. Шухова)

Институт Энергетики, информационных технологий и управляющих систем _____

Кафедра Электроэнергетики и автоматики _____

Направление подготовки 13.02.03-«Электроэнергетика и электротехника» _____

Направленность образовательной программы «Электроснабжение» _____

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

на тему:

«Оценка экономической целесообразности перевода электрических сетей
35 кВ Прохоровского района Белгородской области на напряжение 110 кВ»

Студент	_____	Селин А.Ю.
Зав. кафедрой	_____	Белоусов А.В.
Руководитель	_____	Воловиков А.А.

К защите допустить
Зав. кафедрой _____ / **Белоусов А.В.** /
« _____ » _____ **2018 г.**

Белгород 2018 г.

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
**«БЕЛГОРОДСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ им. В.Г. ШУХОВА»**
(БГТУ им. В.Г. Шухова)

Институт Энергетики, информационных технологий и управляющих систем

Кафедра Электроэнергетики и автоматики

Направление подготовки 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»

Направленность образовательной программы Электроснабжение

Утверждаю:

Зав. кафедрой _____ Белоусов А.В.

« ____ » _____ 2018 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента
Селина Алексея Юрьевича

1. Вид выпускной квалификационной работы (ВКР) бакалаврская работа
2. Тема ВКР: «Оценка экономической целесообразности перевода электрических сетей 35 кВ Прохоровского района Белгородской области на напряжение 110 кВ»
утверждено приказом по университету от « ____ » _____ 2018 г. № _____
3. Срок сдачи студентом законченной ВКР « ____ » _____ 2018 г.
4. Исходные данные : данные преддипломной практики – нормальные схемы электрических соединений сети 35-110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» на 2016-2021 гг., значения мощностей нагрузок подстанций Прохоровского района Белгородской области.
5. Содержание ВКР: краткая характеристика электрической сети Прохоровского района, расчёт электрических нагрузок на различную перспективу; расчёт и анализ режимов работы существующей электрической сети 35-110 кВ на различную перспективу; разработка варианта развития сети 110 кВ Прохоровского района при переводе подстанций с высшим напряжением 35 кВ на уровень напряжения 110 кВ; выбор числа и мощности силовых трансформаторов на подстанциях, схем распределительных устройств подстанций и сечений проводов ВЛ; расчет и анализ режимов электрической сети 110 кВ Прохоровского района на различную перспективу; расчёт токов КЗ в сети 110 кВ; оценка целесообразности перевода сети 35 кВ Прохоровского района на напряжение 110 кВ; спецвопрос: выбор дугогасящих реакторов.
6. Перечень графического материала
 01. Карта-схема и однолинейная схема электрических соединений электрической сети 35-110 кВ Прохоровского района Белгородской области;
 02. Режим работы электрической сети 35-110 кВ Прохоровского района Белгородской области;
 03. Режимы работы электрической сети 110 кВ Прохоровского района Белгородской области после реконструкции;
 04. Экономические показатели перевода сети 35 кВ на уровень напряжения 110 кВ.

Консультанты по работе с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Задание выдал (подпись, дата)	Задание принял (подпись, дата)

Дата выдачи задания « _____ » _____ 2018 г

(подпись руководителя)

Задание принял к исполнению _____

(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

№ п/п	Наименование этапов работы	Срок выполнения этапов работы	Примечание
1	Анализ исходных данных, написание введения	25.03.18 – 31.03.18	выполнено
2	Разработка основной части	02.04.18 – 29.04.18	выполнено
3	Составление заключения, библиографического списка	01.05.18 – 07.05.18	выполнено
4	Подготовка графической части, титульных листов	14.05.18 – 26.05.18	выполнено
5	Получение отзыва, сбор подписей	01.06.18 – 09.06.18	выполнено

Дипломник Селин А.Ю.

Руководитель Воловиков А.А.

АННОТАЦИЯ

Объем 73 страницы, 13 рисунков, 29 таблиц, 25 использованных библиографических источников, 4 чертежа.

Выпускная квалификационная работа посвящена разработке плана развития электрической сети Прохоровского района Белгородской области на ближайшие 20 лет. Произведён расчёт и анализ режимов работы существующей электрической сети в нормальном и послеаварийном режимах с учётом перспективных нагрузок. Разработан вариант развития сети с учетом перевода ряда подстанций с напряжения 35 кВ на более высокий уровень напряжением 110 кВ. Для нового варианта электрической сети произведён выбор числа и мощности силовых трансформаторов, схем РУ и сечений проводов ЛЭП. Выполнен расчёт и анализ режимов работы реконструированной электрической сети в нормальном и послеаварийном режимах. Рассчитаны токи короткого замыкания. Исследован выбор дугогасящих реакторов.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1. ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПРОХОРОВСКОГО РАЙОНА, РАСЧЁТ И АНАЛИЗ РЕЖИМА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ ПРИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАГРУЗКАХ.....	8
1.1. Характеристика электрической части Прохоровского района.....	8
1.2. Характеристика географических и климатических условий района.....	10
1.3. Расчёт перспективных электрических нагрузок.....	10
1.4. Расчёт и анализ режимов существующей электрической сети 35 – 110 кВ при перспективных нагрузках.....	13
2. РАЗРАБОТКА И АНАЛИЗ ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ 110 кВ ПРОХОРОВСКОГО РАЙОНА.....	26
2.1. Разработка варианта развития сети 110 кВ Прохоровского района при переводе подстанций с высшим напряжением 35 кВ на уровень напряжения 110 кВ.....	26
2.2. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на подстанциях.....	32
2.3. Выбор сечения проводов воздушных линий.....	36
2.4. Расчёт и анализ режимов разработанной электрической сети.....	40
2.5. Расчёт токов короткого замыкания.....	45
3. ВЫБОР ДУГОГАСЯЩИХ РЕАКТОРОВ.....	54
3.1. Применение дугогасящих реакторов.....	54
3.2. Пример выбора дугогасящих реакторов.....	56
4. ОЦЕНКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПЕРЕВОДА СЕТИ 35 кВ ПРОХОРОВСКОГО РАЙОНА НА НАПРЯЖЕНИЕ 110 кВ.....	58
4.1. Расчет потерь электроэнергии.....	58
4.2. Расчет среднегодовых эквивалентных затрат.....	62
4.3. Расчет чистого дисконтированного дохода.....	66

					<i>ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Содержание</i>		
<i>Разраб.</i>		Селин А.Ю.					
<i>Руков.</i>		Воловиков А.А.					
<i>Консульт.</i>							
<i>Н. контр.</i>		Парашук О.В.					
<i>Утвердил</i>		Белоусов А.В.			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
					5	73	
					<i>БГТУ им. В.Г. Шухова Э-42</i>		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ	70
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	71
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	74
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	94
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	95
ПРИЛОЖЕНИЕ 4	115
ПРИЛОЖЕНИЕ 5	116
ПРИЛОЖЕНИЕ 6	117
ПРИЛОЖЕНИЕ 7	118
ПРИЛОЖЕНИЕ 8	119
ПРИЛОЖЕНИЕ 9	120

ВВЕДЕНИЕ

Основой развития промышленности любых видов является энергетика. Без планирования и развития энергоснабжения невозможно строительство новых и модернизация имеющихся промышленных и жилых объектов.

В связи с постоянным ростом количества и мощности сельскохозяйственных, агропромышленных и промышленных комплексов, значительное внимание уделяется развитию электрических сетей Белгородской области. Основными проблемами областных электрических сетей является энергодефицитность (часть электроэнергии и весь объем природного газа и нефтепродуктов импортируется из-за границы региона) и превышенных срок эксплуатации большей части электрических сетей (около 80 % оборудования) [1]. По этой причине ежегодно производятся работы по проектам реконструкции и модернизации имеющегося электроэнергетического оборудования.

Основной подстанцией Прохоровского района для электроснабжения потребителей является подстанция «Александровка». От нее производится питание поселкового районного центра, в том числе детские сады, школы, учреждения культуры, инженерных сооружений, молочно-товарного комплекса, завод комбикормов, элеватор, асфальтный завод, завод молочной продукции, свинокомплексы [2]. Кроме того, подстанция является узловой, представляя собой центр питания для ряда подстанций напряжением 35 кВ, что возлагает на нее определенные требования по работоспособности.

Основной целью выпускной квалификационной работы является разработка схемы развития электрической сети Прохоровского района Белгородской области на ближайшие 20 лет с учетом перспективного увеличения нагрузок и соблюдением требований ГОСТ по надёжности и качеству электроснабжения потребителей.

					<i>ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		Селин А.Ю.						
<i>Руков.</i>		Воловиков А.А.					7	1
<i>Консульт.</i>						<i>БГТУ им. В.Г. Шухова Э-42</i>		
<i>Н. контр.</i>		Парашук О.В.						
<i>Утвердил</i>		Белоусов А.В.						

1. ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПРОХОРОВСКОГО РАЙОНА, РАСЧЁТ И АНАЛИЗ РЕЖИМА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ ПРИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАГРУЗКАХ

1.1. Характеристика электрической части Прохоровского района

Значительная часть населения Прохоровского района представлена сельским населением (66,86%), что в основной мере определяет специфику электрических сетей района – большая протяженность и невысокое потребление электрической энергии. Главное направление развития экономики – аграрная промышленность.

Система электроснабжения потребителей данного района имеет два номинала высокого напряжения – 35 и 110 кВ. Подстанциями с наивысшим напряжением 35 кВ являются ПС (подстанция) Прелестное, ПС Подольхи, ПС Радьковка, ПС Холодное, с напряжением 110 кВ – ПС Александровка, ПС Прохоровка, ПС Сажное, ПС Скородное.

Район питается от Курской области (ПС Ржава) и от Губкинского района (ПС Коньшино). Так же, через него происходит транзит электроэнергии в Ивнянский, Яковлевский, Губкинский, Корочанский и Белгородский районы.

РУ (распределительное устройство) высокого напряжения всех подстанций района представлены схемой «мостик», РУ среднего напряжения (35 кВ) подстанций Александровка и Скородное имеют схему «одна рабочая секционированная выключателем система шин».

Воздушные линии электропередач выполнены проводами марки АС (сталеалюминевый) различных сечений. На подстанциях с тремя уровнями напряжения установлены трансформаторы марки ТДТН (трансформатор трехфазный с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, трехобмоточный, с регулированием напряжения под нагрузкой на стороне

					<i>ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Селин А.Ю.			<i>Характеристика электрической сети Прохоровского района, расчет и анализ режима</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руков.</i>		Воловиков А.А.					8	18
<i>Консульт.</i>						<i>БГТУ им. В.Г. Шухова Э-42</i>		
<i>Н. контр.</i>		Парашук О.В.						
<i>Утвердил</i>		Белоусов А.В.						

высокого напряжения) мощностями 16000 и 25000 кВА, с двумя уровнями напряжения – ТМН (трансформатор трехфазный, охлаждение с естественной циркуляцией воздуха и масла) с мощностями 2500 кВА, 4000 кВА, 6300 кВА и ТДН (трансформатор трехфазный с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, с регулированием напряжения под нагрузкой на стороне высокого напряжения) с мощностями 10000 кВА и 16000 кВА [1].

Карта-схема электрической сети 35-110 кВ Прохоровского района Белгородской области представлена на рис. 1.1.

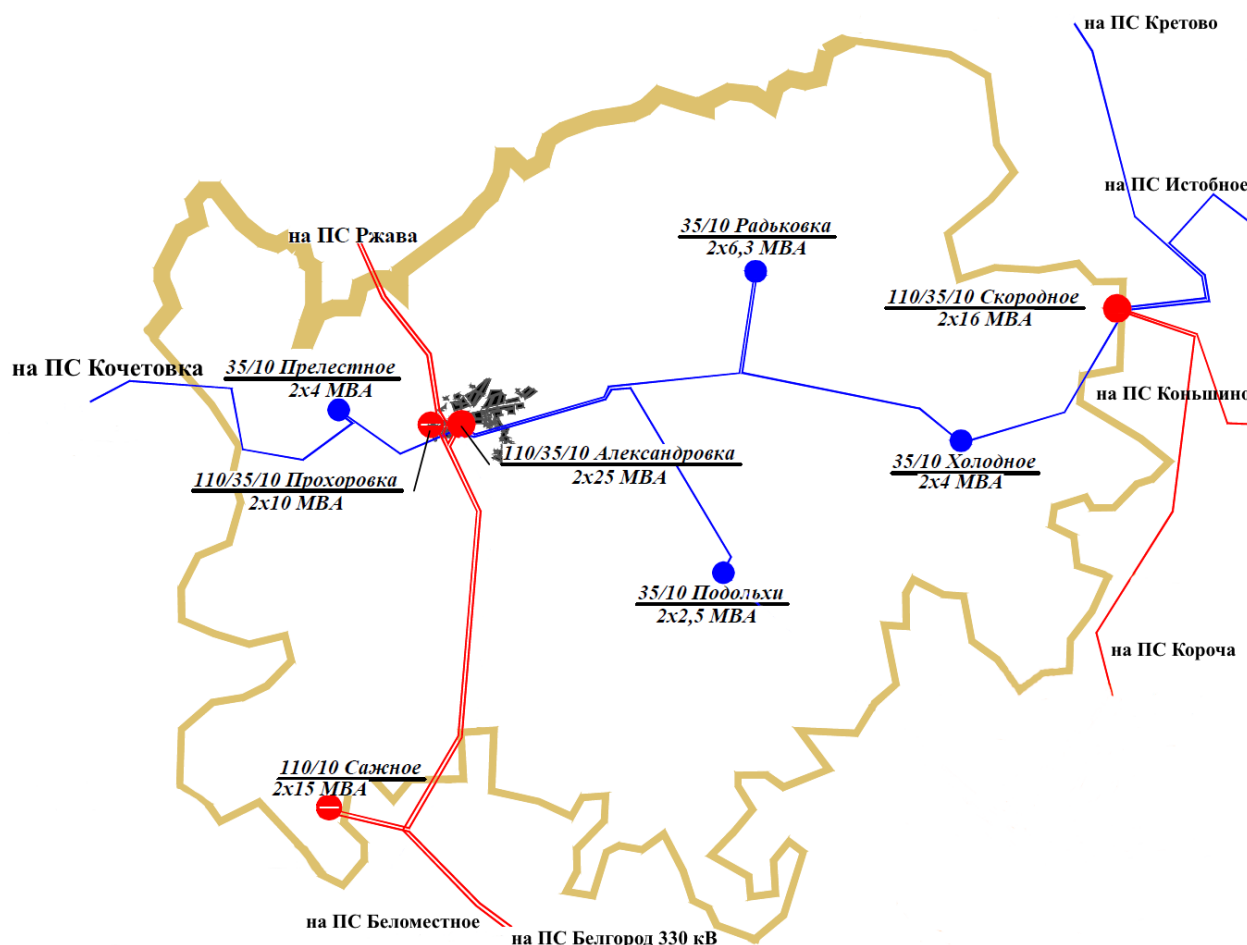


Рис. 1.1. Карта-схема электрической сети Прохоровского района Белгородской области

В 2010 году была произведена реконструкция ПС Александровка, в ходе которой были установлены вакуумные выключатели, заменено устаревшее закрытое распределительное устройство на блочно-модульное. Увеличена установленная мощность силовых трансформаторов [3].

1.2 Характеристика географических и климатических условий района

Прохоровский район расположен на севере Белгородской области, граничит с Курской областью на севере, на востоке – с Губкинским, на юге – с Корочанским, на западе – с Ивнянским и Яковлевским районами. Его площадь насчитывает 1378,7 квадратный километр, занимая 10 место в области [2].

Район имеет умеренно-континентальный климат с довольно мягкой зимой со снегопадами и оттепелями и продолжительным летом.

Средняя годовая температура воздуха изменяется от +5,4 градуса на севере до +6,7 градуса на юго-востоке. Самый холодный месяц – январь. Безморозный период составляет 155—160 дней, продолжительность солнечного времени — 1800 часов. Почва промерзает и нагревается до глубины 0,5— метр [4].

Осадки неравномерны. Наибольшее их количество выпадает в западных и северных районах области и составляет в среднем 540—550 мм. В восточных и юго-восточных в отдельные годы уменьшается до 400 мм. Район по толщине стенки гололёда – III [5].

1.3. Расчёт перспективных электрических нагрузок

При расчете и выборе мощности силовых трансформаторов, сечений проводов для ЛЭП (линии электропередач) и прочего электроэнергетического оборудования необходимо учитывать рост электрических нагрузок на период проектирования сети. Так же значения перспективных нагрузок позволяют провести расчет режимов работы и потокораспределение мощностей в проектируемой сети.

Расчет прогнозируемых электрических нагрузок для подстанций для двух видов потребителей:

1. Концентрированные промышленные потребители.
2. Распределенная нагрузка.

					<i>ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		10

Для классификации потребителя как концентрированного необходимо, чтобы его нагрузка имела уровень не менее определенной границы (1-2 МВт и выше для потребителей сельской местности, 3-5 МВт и выше для промышленных и городских нагрузок). Исходя из этого, к концентрированным потребителям чаще всего относят большие аграрные и промышленные предприятия, компрессорные и насосные станции газо- и нефтепроводов, тяговые подстанции для электрифицированного транспорта железных дорог.

При расчете нагрузок используют два основных способа: прямой счет (применяется для концентрированных потребителей) и статистический подход (распределенная нагрузка) [6].

Прогнозирование электрических нагрузок ведется, в основном, на период 20 лет. Это связано со сроком полезного использования основных элементов электрических систем (силовые трансформаторы, коммутационное оборудование, линии электропередач).

Перспективные нагрузки рассчитываются по формуле:

$$S_{\text{перс}} = S_{\text{баз}} \cdot (1 + E)^{t_{\text{перс}} - t_{\text{баз}}}, \quad (1.1)$$

где $S_{\text{баз}}$ – мощность нагрузки ПС в год проектирования, МВА;

E – среднегодовой прирост максимума нагрузки с учётом роста тепличного кластера, который равен 1,89% [1];

$t_{\text{перс}}$ – прогнозируемое время, рассчитанное по формуле:

$$t_{\text{перс}} = t_{\text{баз}} + 20;$$

$t_{\text{баз}}$ – текущий год проектирования.

Пример расчета перспективной нагрузки для ПС Александровка:

$$S_{\text{прогн.Александр.}} = (7,3 + j \cdot 2,9) \cdot (1 + 1,89)^{2038 - 2018} = 10,616 + j \cdot 4,217 \text{ МВА}$$

По такому же принципу рассчитываются перспективные нагрузки для остальных ПС. Итоги расчёта приведены в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Перспективные электрические нагрузки для ПС

№	Наименование подстанции	$S_{\text{баз}}$, МВА	Е, %	$t_{\text{перс}} - t_{\text{баз}}$, лет	$S_{\text{перс}}$, МВА
1	Александровка	$7,3 + j \cdot 2,9$	1,89	20	$10,616 + j \cdot 4,217$
2	Подольхи	$2,2 + j \cdot 0,8$			$3,199 + j \cdot 1,163$
3	Прохоровка	$2,9 + j \cdot 1$			$4,217 + j \cdot 1,454$
4	Прелестное	$1,8 + j \cdot 0,7$			$2,618 + j \cdot 1,018$
5	Сажное	$3,6 + j \cdot 1,5$			$5,235 + j \cdot 2,181$
6	Скородное	$2,2 + j \cdot 0,8$			$3,199 + j \cdot 1,163$
7	Радьковка	$2 + j \cdot 0,8$			$2,908 + j \cdot 1,163$
8	Холодное	$2,2 + j \cdot 0,9$			$3,199 + j \cdot 1,309$

Аналогичным образом производится расчет перспективных потоков импортируемой и экспортируемой мощностей, необходимых для выбора сечений проводов ЛЭП. Результаты расчета представлены в табл. 1.2 – 1.3.

Таблица 1.2

Перспективные потоки импортируемых мощностей

№	Линия	$S_{\text{г.баз}}$, МВА	Е, %	$t_{\text{перс}} - t_{\text{баз}}$, лет	$S_{\text{г.перс}}$, МВА
1	Ржава-Александровка	$20,9 - j \cdot 9,3$	1,89	20	$30,393 - j \cdot 13,524$
2	Ржава-Прохоровка	$25,6 - j \cdot 9,9$			$37,228 - j \cdot 14,397$
3	Коньшино-Скородное	$28,9 + j \cdot 4,9$			$42,027 + j \cdot 7,126$

Таблица 1.3

Перспективные потоки экспортируемых мощностей

№	Линия	$S_{\text{г.баз}}$, МВА	Е, %	$t_{\text{перс}} - t_{\text{баз}}$, лет	$S_{\text{г.перс}}$, МВА
1	Прелестное-Кочетовка	$2 + j \cdot 1$	1,89	20	$2,908 + j \cdot 1,454$
2	Прохоровка-Беломестное	$17,8 - j \cdot 9,9$			$25,885 - j \cdot 14,397$
3	Сажное-Белгород	$7,6 - j \cdot 1,5$			$11,052 - j \cdot 2,181$
4	Скородное-Крегово	$2,8 + j \cdot 1,2$			$4,072 + j \cdot 1,745$
5	Скородное-Истобное	$1,3 + j \cdot 0,6$			$1,89 + j \cdot 0,873$
6	Скородное-Короча	$18,1 + j \cdot 0,3$			$26,321 + j \cdot 0,436$

Выполненный расчет перспективных нагрузок ПС, а так же потоки экспортируемых и импортируемых мощностей для Прохоровского района Белгородской области потребуются при дальнейших расчетах установившихся режимов работы и выборе оборудования.

1.4. Расчёт и анализ режимов существующей электрической сети 35 – 110 кВ при перспективных нагрузках

Энергетическая система – совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режимов в непрерывном процессе производства, преобразования, передачи и распределения электрической и тепловой энергии при общем управлении этим режимом. Режим работы энергосистемы – совокупность параметров и условий, при которых выполняет свои функции энергетическая система. В связи с изменениями процессов работы постоянно меняются и параметры сети (напряжение U , ток I , частота f , активная P и реактивная Q мощности, углы сдвига фаз и т.д.).

Расчет установившихся режимов работы электрических сетей необходим для выполнения различных процедур: анализ загруженности элементов сети, выбор номинальной мощности силовых трансформаторов и сечений проводов, посредством определения потоков мощностей, обоснование необходимости регулирования напряжения и компенсаций реактивных мощностей, обеспечение устойчивости системы, оптимизация потерь мощности и электроэнергии, определение возможности существования проектируемых сетей.

Расчет режимов электрических сетей проводят для нескольких основных характерных режимов потребителей электроэнергии:

1. Нормальный режим – режим, при котором обеспечиваются заданные значения параметров работы потребителя. В таком режиме происходит плавное регулирование работы электростанций, плановое изменение работы элементов сети, обеспечивает бесперебойное электроснабжение потребителей с требуемым уровнем напряжения.

2. Аварийный режим – режим, в котором происходит резкое и значительное изменение параметров сети из-за возникновения сильнодействующих факторов или отклонений в работе, таких, как:

2.1. Короткое замыкание – непреднамеренное соединение двух точек с различным потенциалами, не предусмотренное нормальным режимом работы или

					<i>ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

конструкцией электроустановки. В результате значительно снижается сопротивление электрической сети и, как следствие, многократно возрастает сила тока.

2.2. Перегрузка электросети – значительное увеличение мощности потребителей, не предполагаемое нормальным режимом сети.

2.3. Скачок тока. Следствие кратковременного превышения напряжения.

2.4. Слабый ток. Как правило, причиной является плохой контакт элементов электрической сети (например, обрыв токоведущей части электроустановки).

2.5. Перенапряжение. Может возникать как при нормальной эксплуатации электрических сетей (заземление линии, изменение нагрузки), так и из-за внешних возмущений (удары молнии).

2.6. Пониженное напряжение. Причинами могут быть: высокое сопротивление элементов сети (недостаточное сечение провода, некачественный контакт соединений, перегрузка трансформатора). Может служить причиной выхода из строя оборудования[7].

3. Послеаварийный режим - режим, устанавливающийся в энергосистеме после ликвидации аварии. Характеризуется снижением параметров сети по сравнению с нормальным режимом работы.

Возможна классификация режимов работы по характеристике нагрузки:

1. Максимальный режим – режим в зимний период времени, при наибольших мощностях и потреблении электроэнергии. Вследствие этого, сопротивление энергосистемы имеет наименьшее сопротивление и, соответственно, максимальные токи КЗ.

2. Минимальный режим – режим в летний период времени, характеризующийся наименьшей нагрузкой энергосистемы.

Расчет режимов работы существующей электрической сети 35-110 кВ Прохоровского района при учете перспективных нагрузок произведем в программном комплексе RastWin3.

Данный программный комплекс позволяет производить следующие операции:

					<i>ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14

1. Расчёт установившихся режимов электрических сетей и их параметров;
2. Расчет установившихся режимов с учетом частоты (без использования балансирующего узла);
3. Проверка исходных данных на соответствие условий физической и логической непротиворечивости.
4. Упрощение электрических сетей;
5. Возможность оптимизация электрических сетей по потерям мощности, уровням напряжения;
6. Расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
7. Моделирование различных событий (отключение ЛЭП);
8. Анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов [13].

Расчёт установившегося режима работы существующей электрической
сети 35 – 110 кВ

Основными целями расчёта установившегося РР (режима работы) электрической сети являются:

1. Оценка допустимости параметров режима для элементов сети: проверка величин напряжений по условиям работы изоляции, величин токов – по условиям нагрева проводов, величин мощностей – по условиям работы источников активной и реактивной мощности;
2. Определение качества электроэнергии путем сравнения отклонений напряжений в сети с допустимыми отклонениями напряжений от номинальных значений.

Расчёт установившегося режима работы электрической сети проводится по следующему алгоритму:

1. Составляется схема замещения заданной электрической сети.
2. Производится расчёт параметров схемы замещения:
 - 2.1. Активное сопротивление линии:

					<i>ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

$$R_{л} = r_0 \cdot L_{л} \cdot \frac{1}{n_{ц}}, \quad (1.2)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление линии, Ом/км;

l – длина линии, км;

$n_{ц}$ – число линий, шт.

Активное сопротивление линии Александровка - Сажное:

$$R_{\text{Александровка-Сажное}} = 0,194 \cdot 26,76 = 5,191 \text{ Ом.}$$

2.2. Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{л} = x_0 \cdot L_{л} \cdot \frac{1}{n_{ц}}, \quad (1.3)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

l – длина линии, км;

$n_{ц}$ – число линий, шт.

Индуктивное сопротивление линии Александровка-Сажное:

$$X_{\text{Александровка-Сажное}} = 0,415 \cdot 26,76 = 11,105 \text{ Ом.}$$

2.3. Активное сопротивление трансформатора:

$$R_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}, \quad (1.4)$$

где ΔP_k – потери короткого замыкания трансформатора, кВт;

$U_{\text{НОМ.ВН}}$ – номинальное напряжение на высокой стороне трансформатора, кВ;

$S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Активное сопротивление трансформатора ТМН-4000/35/10, установленного на ПС Прелестное:

$$R_{\text{Т.Прелестное}} = \frac{0,0335 \cdot 35^2}{4^2} = 2,565 \text{ Ом.}$$

2.4. Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_T = \frac{u_k \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}} \cdot 100}, \quad (1.5)$$

					<i>ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16

где u_k – напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

$U_{\text{ном.ВН}}$ – номинальное напряжение на высокой стороне трансформатора, кВ;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Индуктивное сопротивление трансформатора ТМН-4000/35/10, установленного на ПС Прелестное:

$$X_{\text{Т.Прелестное}} = \frac{7,5 \cdot 35^2}{4 \cdot 100} = 22,969 \text{ Ом.}$$

На двух трансформаторных ПС необходимо учитывать их параллельное соединение, следовательно, общее сопротивление трансформаторов будет вдвое меньше, чем у одного.

2.5. Активная проводимость трансформатора:

$$G_{\text{Т}} = \frac{\Delta P_{\text{ХХ}}}{U_{\text{НОМ}}^2}, \quad (1.6)$$

где $\Delta P_{\text{ХХ}}$ – активные потери холостого хода трансформатора, кВт;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение трансформатора, кВ.

Активная проводимость трансформатора ТМН-4000/35/10, установленного на ПС Прелестное:

$$G_{\text{Т}} = \frac{0,0067}{35^2} = 5,47 \text{ мкСм.}$$

2.6. Индуктивная проводимость трансформатора:

$$B_{\text{Т}} = \frac{Q_{\text{ХХ}}}{U_{\text{НОМ}}^2}, \quad (1.7)$$

где $Q_{\text{ХХ}}$ – реактивные потери холостого хода трансформатора, кВАр.

Индуктивная проводимость трансформатора ТМН-4000/35/10, установленного на ПС Прелестное:

$$B_{\text{Т}} = \frac{0,057}{35^2} = 32,7 \text{ мкСм}$$

2.7. Коэффициент трансформации:

					<i>ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

$$K_T = \frac{U_{T.HH}}{U_{T.BH}}, \quad (1.8)$$

где $U_{T.HH}$ – номинальное напряжение трансформатора на низкой стороне, кВ;

$U_{T.BH}$ – номинальное напряжение трансформатора на высокой стороне, кВ.

Коэффициент трансформации для ПС Прелестное:

$$K_T = \frac{11}{35} = 0,314.$$

Аналогично рассчитываются величины сопротивлений, проводимостей и коэффициентов трансформации с учетом количества трансформаторов для других элементов сети (расчет см. Приложение 1) [4]. Результаты сведены в табл. 1.4, 1.5 и 1.6.

Таблица 1.4

Параметры схемы замещения линии

№	Наименование линий	Марка провода	$L_{л}$, км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$R_{л}$, Ом	$X_{л}$, Ом
1	Ржава-Прохоровка	АС-150/24	27,23	0,194	0,415	5,283	11,3
2	Ржава-Александровка	АС-150/24	27,64	0,194	0,415	5,362	11,47 1
3	Прохоровка-Беломестное	АС-150/24	62,86	0,194	0,415	12,195	26,08 7
4	Александровка-Прелестное	АС-70/11; АС-120/19	8,55; 0,15	0,420; 0,245	0,418; 0,423	3,628	3,637
5	Прелестное-Кочетовка	АС-50/8	17	0,592	0,429	10,064	7,293
6	Александровка-Сажное	АС-150/24	26,76	0,194	0,415	5,191	11,10 5
7	Сажное-Белгород	АС-150/24	37,05	0,194	0,415	7,188	15,37 6
8	Александровка-Подольхи	АС-70/11; АС-95/16	0,5; 20,918	0,420; 0,314	0,418; 0,408	6,778	8,953
9	Александровка-Радьковка	АС-70/11; АС-95/16	17; 5,5	0,420; 0,314	0,418; 0,408	8,867	9,35
10	Радьковка-Холодное	АС-95/16	16,7	0,314	0,408	5,244	6,814
11	Холодное-Скородное	АС-95/16	10,6	0,314	0,408	3,328	4,325
12	Скородное-Кретоово	АС-95/16	20,8	0,314	0,408	6,531	8,486
13	Скородное-Истобное	АС-70/11	19	0,420	0,418	7,98	7,942
14	Скородное-Коньшино	АС-120/19; АС-150/24	12,1; 2,85	0,245; 0,194	0,423; 0,415	3,517	6,301
15	Скородное-Короча	АС-120/19	28,7	0,245	0,423	7,031	12,14

Таблица 1.5

Сопrotивления трансформаторов

№	Наименование ПС	Марка трансформатора	ΔP_K , кВт	u_K , %	R_T , Ом	X_T , Ом
1	Прохоровка	2 x ТДН-10000/110/10	60	10,5	3,975	69,5
2	Александровка ВН-СН	2 x ТДТН-25000/110/35/10	140	10,5	1,5	28,45
3	Александровка ВН-НН	2 x ТДТН-25000/110/35/10	140	17,5	1,5	46,3
4	Прелестное	2 x ТМН-4000/35/10	33,5	7,5	1,3	11,5
5	Сажное	2 x ТДН-16000/110/10	85	10,5	2,19	43,35
6	Подольхи	2 x ТМН-2500/35/10	26	6,5	2,3	15,95
7	Радьковка	2 x ТМН-6300/35/10	46,5	7,5	0,7	7,3
8	Холодное	2 x ТМН-4000/35/10	33,5	7,5	1,3	11,5
9	Скородное ВН-СН	2 x ТДТН-16000/110/35/10	100	10,5	2,6	44,45
10	Скородное ВН-НН	2 x ТДТН-16000/110/35/10	100	17	2,6	70,45

Таблица 1.6

Параметры схемы замещения трансформаторов (проводимости)

№	Наименование ПС	Марка трансформатора	ΔP_{XX} , кВт	Q_{XX} , кВАр	G_T , мкСм	B_T , мкСм	K_T
1	Прохоровка	2 x ТДН-10000/110/10	14	70	2,314	11,57	0,096
2	Александровка ВН-СН	2 x ТДТН-25000/110/35/10	31	175	5,124	28,93	0,3
3	Александровка ВН-НН	2 x ТДТН-25000/110/35/10	31	175	5,124	28,93	0,096
4	Прелестное	2 x ТМН-4000/35/10	6,7	40	10,94	65,31	0,314
5	Сажное	2 x ТДН-16000/110/10	19	112	31,02	182,9	0,096
6	Подольхи	2 x ТМН-2500/35/10	5,1	27,5	8,327	44,9	0,314
7	Радьковка	2 x ТМН-6300/35/10	9,2	56,7	15,02	92,57	0,314
8	Холодное	2 x ТМН-4000/35/10	6,7	40	10,94	65,31	0,314
9	Скородное ВН-СН	2 x ТДТН-16000/110/35/10	23	160	3,802	26,45	0,3
10	Скородное ВН-НН	2 x ТДТН-16000/110/35/10	23	160	3,802	26,45	0,096

3. Заносятся параметры схемы замещения в программный комплекс RastWin3.

3.1 Вкладка «Узлы». Вводятся параметры: номер узла, название узла, номинальное напряжение (кВ), активные (МВт) и реактивные (МВАр) мощности нагрузки и генерации. Необходимо задать тип узла: нагрузочный или балансирующий.

					ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

3.2 Вкладка «Ветви». Здесь заполняются колонки: начало и конец соединения, сопротивления (Ом) линий и трансформаторов, проводимости линий и трансформаторов (мкСм), коэффициент трансформации.

4. Проводится контроль исходных данных для проверки допустимости введённых параметров.

5. Производится расчёт режима. В результате расчёта находятся расчётное напряжение на стороне ВН (высокое напряжение) и НН (низкое напряжение) (кВ), расчётный угол напряжения (град), максимальная токовая нагрузка линий (А) и потоки в начале и конце ветви.

Результаты расчёта установившегося режима существующей электрической сети 35 – 110 кВ в программном комплексе RastWin3 представлены в табл. 1.6 и 1.7.

Таблица 1.7

Расчётный модуль напряжения в нормальном режиме

Тип	Номер	Название	U _{ном} , кВ	P _н , МВт	Q _н , МВАр	P _г , МВт	Q _г , МВАр	V, кВ	Delta, град
Нагр	1	Прелестное ВН	35	-	-	-	-	30,65	-3,92
Нагр	11	Прелестное НН	10	2,6	1,0	-	-	9,46	-5,70
Нагр	2	Александровка ВН	110	-	-	-	-	106,37	-1,78
Нагр	22	Александровка СН	35	-	-	-	-	31,47	-3,38
Нагр	222	Александровка НН	10	10,6	4,2	-	-	10,01	-4,29
Нагр	3	Прохоровка ВН	110	-	-	-	-	109,30	-1,88
Нагр	33	Прохоровка НН	10	4,2	1,5	-	-	10,39	-3,27
Нагр	4	Сажное ВН	110	-	-	-	-	105,13	-2,63
Нагр	44	Сажное НН	10	5,2	2,2	-	-	9,99	-3,80
Нагр	5	Подольхи ВН	35	-	-	-	-	30,33	-4,54
Нагр	55	Подольхи НН	10	3,2	1,2	-	-	9,23	-7,65
Нагр	6	Радьковка ВН	35	-	-	-	-	30,38	-4,70
Нагр	66	Радьковка НН	10	2,9	1,2	-	-	9,43	-5,98
Нагр	7	Холодное ВН	35	-	-	-	-	30,51	-4,94
Нагр	77	Холодное НН	10	3,2	1,3	-	-	9,37	-7,14
Нагр	8	Скородное ВН	110	-	-	-	-	107,75	-1,17
Нагр	88	Скородное СН	35	6,0	2,6	-	-	31,17	-4,55
Нагр	888	Скородное НН	10	3,2	1,2	-	-	10,26	-2,27
База	9	Ржава ВН	110	-	-	71,1	10,3	110,0	-
Нагр	111	Беломестное	110	25,9	-14,4	-	-	109,33	-5,90
Нагр	10	Кочетовка	35	2,0	1,0	-	-	29,73	-4,20
Нагр	12	Белгород	110	11,1	-2,2	-	-	104,59	-3,59
Нагр	13	Короча	110	26,3	0,4	-	-	105,86	-2,74
База	14	Коньшино	110	-	-	46,1	14,2	110,0	-
Нагр	15	Истобное	35	1,9	0,9	-	-	30,44	-5,04
Нагр	16	Кретоно	35	4,1	1,7	-	-	29,77	-5,98

Таблица 1.8

Максимальный ток по элементу в нормальном режиме

Тип	№ _{нач}	№ _{кон}	Название	G, мкСм	B, мкСм	K _T	P _{нач} , МВт	Q _{нач} , МВАр	I _{нач} , А
Тр-р	3	33	Прохоровка ВН – Прохоровка НН	2,3	11,6	0,096	-4	-2	24
Тр-р	4	44	Сажное ВН – Сажное НН	31,0	182,9	0,096	-6	-4	39
Тр-р	2	222	Александровка ВН – Александровка НН	5,1	28,9	0,096	-11	-5	64
Тр-р	2	22	Александровка ВН – Александровка СН	-	-	0,3	-11	-5	67
ЛЭП	22	1	Александровка СН – Прелестное ВН	-	-	-	-5	-2	98
Тр-р	1	11	Прелестное ВН – Прелестное НН	10,9	65,3	0,314	-3	-1	54
ЛЭП	22	5	Александровка СН – Подольхи ВН	-	-	-	-3	-2	67
Тр-р	5	55	Подольхи ВН – Подольхи НН	8,3	44,9	0,314	-3	-1	67
ЛЭП	22	6	Александровка СН – Радьковка ВН	-	-	-	-3	-1	58
Тр-р	6	66	Радьковка ВН-Радьковка НН	15,0	92,6	0,314	-3	-1	61
ЛЭП	2	4	Александровка ВН- Сажное ВН	-	73,3	-	-17	-4	95
ЛЭП	6	7	Радьковка ВН- Холодное ВН	-	-	-	0	1	12
Тр-р	7	77	Холодное ВН-Холодное НН	10,9	65,3	0,314	-3	-2	68
ЛЭП	7	88	Холодное ВН-Скородное СН	-	-	-	3	2	72
Тр-р	8	88	Скородное ВН- Скородное СН	3,8	26,4	0,3	-15	-9	96
Тр-р	8	888	Скородное ВН- Скородное НН	-	-	0,096	-3	-1	18
ЛЭП	9	3	Ржава ВН-Прохоровка ВН	-	74,6	-	-31	7	170
ЛЭП	9	2	Ржава ВН- Александровка ВН	-	75,7	-	-40	-17	227
ЛЭП	3	111	Прохоровка ВН- Беломестное	-	172,2	-	-27	10	156
ЛЭП	1	10	Прелестное ВН - Кочетовка	-	-	-	-2	-1	43
ЛЭП	4	12	Сажное ВН - Белгород	-	101,5	-	-11	1	62
ЛЭП	88	15	Скородное СН - Истобное	-	-	-	-2	-1	39
ЛЭП	88	16	Скородное СН - Кретоно	-	-	-	-4	-2	86
ЛЭП	8	14	Скородное ВН - Коньшино	-	40,4	-	45	13	253
ЛЭП	8	13	Скородное ВН - Короча	-	77,2	-	-27	-2	144

ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ

Лист

21

Рассчитывается отклонение напряжения на низкой стороне ПС для всех подстанций по формуле:

$$\varepsilon = \frac{|U_{\text{ном}} - U_{\text{НН.персп}}|}{U_{\text{ном}}} \cdot 100, \quad (1.9)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение НН на ПС, кВ;

$U_{\text{НН.персп}}$ – перспективное напряжение НН на ПС, кВ.

Отклонение напряжения для ПС Прелестное:

$$\varepsilon_{\text{Виктр}} = \frac{|10 - 9,46|}{10} \cdot 100 = 5,4 \%$$

Аналогично рассчитываются отклонения напряжений для остальных подстанций. Результаты расчёта представлены в табл. 1.8.

Таблица 1.9

Отклонения напряжений НН на ПС

№	Название ПС	$U_{\text{НН}2018}$, кВ	$U_{\text{НН}2038}$, кВ	ε , %
1	Прелестное	11,42	9,46	5,4
2	Александровка	10,63	10,01	0,1
3	Прохоровка	10,83	10,39	3,9
4	Сажное	10,91	9,99	0,1
5	Подольхи	11,32	9,23	7,7
6	Радьковка	11,65	9,43	5,7
7	Холодное	11,26	9,37	6,3
8	Скородное	10,69	10,26	2,6

Примечание. Значения $U_{\text{НН}2018}$, кВ взяты из файла «Расчёты режима на 2018 год», предоставленного МРСК «Центра».

Проанализировав результаты расчета нормального установившегося режима работы электрической сети Прохоровского района, можно сделать вывод, что при увеличении потребления электроэнергии, отклонение напряжения на стороне НН некоторых подстанций (Прелестное, Подольхи, Радьковка, Холодное) будет иметь значение больше 5%, что является недопустимым. Перевод подстанций с напряжения 35 кВ на 110 кВ позволит уменьшить потери мощности и падение напряжения, следовательно, увеличить значения напряжения на низкой стороне ПС.

Так же, одной из причин перевода ПС на более высокий уровень объясняется необходимостью обновления оборудования, так как большая часть силовых

трансформаторов и ЛЭП имеют срок службы более 20 лет.

Три вышеприведенного факта являются вескими для перевода всей сети Прохоровского района на более высокий уровень напряжения 110 кВ.

Расчёт послеаварийного режима работы существующей электрической сети 35 – 110 кВ

Послеаварийный режим подразумевает сниженные рабочих параметров элементов электрической сети по сравнению с нормальным режимом. режима по сравнению с требованиями к нормальному режиму работы сети [8].

После аварии в энергосистеме происходит нарушение баланса мощности. Послеаварийный режим работы характеризуется пониженными частотой и напряжением, которые возникают в процессе возрастания токов и нагрузки в отдельных элементах системы, в связи с отключением или выходом из строя элементов энергетической системы.

В качестве послеаварийного режима для электрической сети Прохоровского района рассчитаем режим с учетом отключения линии Коньшино-Скородное, которая является одной из питающих для района проектирования. В связи с этим, питание района будет происходить от ПС Ржава Курской области. Результаты расчета представлены в табл. 1.9, 1.10.

Таблица 1.10

Расчётный модуль напряжения в послеаварийном режиме

Тип	Номер	Название	U _{ном} , кВ	P _н , МВт	Q _н , МВАр	P _г , МВт	Q _г , МВАр	V, кВ	Delta, град
Нагр	1	Прелестное ВН	35	-	-	-	-	29,77	-5,55
Нагр	11	Прелестное НН	10	2,6	1,0	-	-	9,18	-7,49
Нагр	2	Александровка ВН	110	-	-	-	-	105,52	-1,94
Нагр	22	Александровка СН	35	-	-	-	-	30,56	-5,06
Нагр	222	Александровка НН	10	10,6	4,2	-	-	9,92	-4,51
Нагр	3	Прохоровка ВН	110	-	-	-	-	109,30	-1,88
Нагр	33	Прохоровка НН	10	4,2	1,5	-	-	10,39	-3,27
Нагр	4	Сажное ВН	110	-	-	-	-	104,41	-2,76
Нагр	44	Сажное НН	10	5,2	2,2	-	-	9,92	-3,96
Нагр	5	Подольхи ВН	35	-	-	-	-	29,44	-6,26
Нагр	55	Подольхи НН	10	3,2	1,2	-	-	8,94	-9,61
Нагр	6	Радьковка ВН	35	-	-	-	-	23,63	-10,99
Нагр	66	Радьковка НН	10	2,9	1,2	-	-	7,26	-13,10

Тип	Номер	Название	U _{ном} , кВ	P _н , МВт	Q _н , МВАр	P _г , МВт	Q _г , МВАр	V, кВ	Delta, град
Нагр	7	Холодное ВН	35	-	-	-	-	19,24	-17,80
Нагр	77	Холодное НН	10	3,2	1,3	-	-	5,70	-22,43
Нагр	8	Скородное ВН	110	-	-	-	-	53,99	-29,87
Нагр	88	Скородное СН	35	6,0	2,6	-	-	16,31	-24,48
Нагр	888	Скородное НН	10	3,2	1,2	-	-	5,00	-33,34
База	9	Ржава ВН	110	-	-	76,3	16,1	110,00	-
Нагр	111	Беломестное	110	25,9	-14,4	-	-	109,33	-5,90
Нагр	10	Кочетовка	35	2,0	1,0	-	-	28,81	-5,91
Нагр	12	Белгород	110	11,1	-2,2	-	-	103,84	-3,74
Нагр	13	Короча	110	26,3	0,4	-	-	50,42	-34,58
База	14	Коньшино	110	выключено					
Нагр	15	Истобное	35	1,9	0,9	-	-	14,99	-26,27
Нагр	16	Крегово	35	4,1	1,7	-	-	13,84	-28,66

Таблица 1.11

Максимальный ток по элементу в послеаварийном режиме

Тип	№ _{нач}	№ _{кон}	Название	G, мкСм	B, мкСм	K _T	P _{нач} , МВт	Q _{нач} , МВАр	I _{нач} , А
Тр-р	3	33	Прохоровка ВН – Прохоровка НН	2,3	11,6	0,096	-4	-2	24
Тр-р	4	44	Сажное ВН – Сажное НН	31,0	182,9	0,096	-6	-4	40
Тр-р	2	222	Александровка ВН – Александровка НН	5,1	28,9	0,096	-11	-5	65
Тр-р	2	22	Александровка ВН – Александровка СН	-	-	0,3	-21	-13	136
ЛЭП	22	1	Александровка СН – Прелестное ВН	-	-	-	-4	-2	93
Тр-р	1	11	Прелестное ВН – Прелестное НН	10,9	65,3	0,314	-3	-1	57
ЛЭП	22	5	Александровка СН – Подольхи ВН	-	-	-	-3	-1	66
Тр-р	5	55	Подольхи ВН – Подольхи НН	8,3	44,9	0,314	-3	-1	70
ЛЭП	22	6	Александровка СН – Радьковка ВН	-	-	-	-16	-8	334
Тр-р	6	66	Радьковка ВН-Радьковка НН	15,0	92,6	0,314	-3	-1	80
ЛЭП	2	4	Александровка ВН- Сажное ВН	-	73,3	-	-16	-4	88
ЛЭП	6	7	Радьковка ВН- Холодное ВН	-	-	-	-13	-6	341
Тр-р	7	77	Холодное ВН-Холодное НН	10,9	65,3	0,314	-3	-2	9
ЛЭП	7	88	Холодное ВН-Скородное СН	-	-	-	-12	-4	379
Тр-р	8	88	Скородное ВН-Скородное СН	3,8	26,4	0,3	6	0	66
Тр-р	8	888	Скородное ВН-Скородное НН	-	-	0,096	-2	-1	30

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Тип	№ _{нач}	№ _{кон}	Название	G, мкСм	B, мкСм	K _т	P _{нач} , МВт	Q _{нач} , МВАр	I _{нач} , А
ЛЭП	9	3	Ржава ВН-Прохоровка ВН	-	74,6	-	-31	7	170
ЛЭП	9	2	Ржава ВН-Александровка ВН	-	75,7	-	-45	-23	265
ЛЭП	3	111	Прохоровка ВН- Беломестное	-	172,2	-	-27	10	156
ЛЭП	1	10	Прелестное ВН - Кочетовка	-	-	-	-2	-1	46
ЛЭП	4	12	Сажное ВН - Белгород	-	101,5	-	-11	1	64
ЛЭП	88	15	Скородное СН - Истобное	-	-	-	-2	-1	72
ЛЭП	88	16	Скородное СН - Кретово	-	-	-	-4	-2	146
ЛЭП	8	14	Скородное ВН - Коньшино	-	40,4	Линия отключена			
ЛЭП	8	13	Скородное ВН - Короча	-	77,2	-	-21	-5	230

Как видно из табл. 1,9, 1,10, после обрыва одной из питающих линий (Холодное – Скородное), напряжение на некоторых ПС стало снижаться ещё больше. Данный уровень напряжения имеет отклонение больше, чем на 5% от номинального (17,4% для ПС Холодное, 13% для ПС Радьковка и т.д.). Приведенный фактор служит веской причиной для перевода сети Прохоровского района на уровень напряжения 110 кВ. Так же при переходе с 35 кВ на 110 кВ потери в элементах сети сократятся в 9 раз.

Выводы:

1. Были рассмотрены топология электрических сетей Прохоровского района Белгородской области, географические и климатические особенности района проектирования;
2. Произведен расчет перспективных нагрузок электрической сети на проектируемый период с учетом роста тепличного сектора;
3. Выполнены расчет и анализ режимов работы существующей сети с перспективными нагрузками;
4. С учетом анализа результатов расчета режимов работы электрической сети принято решение о повышении напряжения подстанций 35 кВ на напряжение 110 кВ.

2. РАЗРАБОТКА И АНАЛИЗ ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ 110 КВ ПРОХОРОВСКОГО РАЙОНА

2.1. Разработка варианта развития сети 110 кВ Прохоровского района при переводе подстанций с высшим напряжением 35 кВ на уровень напряжения 110 кВ

При разработке варианта развития сети необходимо учитывать основные принципы построения схем электрической сети:

1. Определение пунктов расположения ПС и связей между ним в виде графов;
2. Выбор схем РУ подстанций;
3. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на подстанциях;
4. Выбор сечения проводов новых линий электропередач и их проверка.

Разработка варианта развития сети должна быть выполнена с учётом категории электроснабжения и надёжности. Всех потребителей электроэнергии разделяют на три категории. Потребители I должны обеспечиваться электрической энергией по отдельным линиям от двух независимых ИП (источников питания). Перерыв в электроснабжении у такой категории потребителей допустим лишь на время автоматического включения резервного питания.

Для потребителей II категории предусматривается питание от двух ИП или по двухцепной линии. Также разрешено питать II категорию по одной линии, потому что ремонт при аварии на ВЛ (воздушной линии) по времени непродолжителен.

Для потребителей III категории достаточно питания по одной линии, электроснабжение может выполняться от одного источника питания при

					<i>ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Селин А.Ю.			<i>Разработка и анализ варианта развития сети 110 кВ Прохоровского района</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руков.</i>		Воловиков А.А.					26	27
<i>Консульт.</i>						<i>БГТУ им. В.Г. Шухова Э-42</i>		
<i>Н. контр.</i>		Парашук О.В.						
<i>Утвердил</i>		Белоусов А.В.						

условии, что перерыв электроснабжения для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышает 1 суток.

Также схемы разделяют на схемы с резервированием и без резервирования (без резервных линий и трансформаторов). К этой группе, которая снабжает потребителей III категории и иногда II, относятся радиальные схемы. Резервированные - это замкнутые электрические сети, снабжающие потребителей I и II. В замкнутых сетях питание каждого потребителя происходит не менее чем по двум ветвям. При отключении поврежденной линии в таких сетях снабжение потребителей происходит по второй ветви.

Замкнутые сети более надежны, чем разомкнутые. Недостатками таких сетей является: усложнение эксплуатации, трудности при автоматизации и селективности релейной защиты, при выборе плавких предохранителей.

Замкнутые сети подразделяются на простые и сложно-замкнутые. В простых замкнутых сетях каждый узел питается не более чем по двум ветвям. Эти сети состоят из одного контура. В свою очередь простые замкнутые сети делятся на линии кольцевые и с двухсторонним питанием, которые более надёжны. Сложнозамкнутые сети имеют несколько замкнутых контуров, в которых имеется хотя бы один узел, снабжающийся по трем и более ветвям.

К схемам районных подстанций напряжением 110/35/10, 110/10 или 35/10 кВ предъявляют требования:

1. Схема должна обеспечивать надежное питание присоединенных потребителей в нормальном, аварийном и послеаварийном режимах в соответствии с категориями надежности электроснабжения нагрузки;
2. Конфигурация схемы должна быть простой, надежной и удобной при эксплуатации;
3. Число отходящих линий не должно превышать пяти-шести;
4. Схема подстанции должна допускать ее развитие при дальнейшем росте нагрузок потребителей [16].

В Прохоровском районе имеются потребители двух категорий:

I категория – подстанции Александровка, Скородное;

					<i>ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

II категория – подстанции Прохоровска, Сажное, Холодное, Подольхи, Радьковка, Прелестное.

Выбор схем РУ подстанций

На электрических станциях и подстанциях для связи элементов сети используют РУ.

Распределительное устройство – сооружение, служащее для приёма и распределения электроэнергии и содержащее коммутационные аппараты, сборные шины, токопроводы, вспомогательные устройства, а также устройства релейной защиты и автоматики и вычислительные комплексы.

При выборе распределительного устройства подстанции прежде всего учитывают число электрических присоединений ПС, требования к надёжности в зависимости от категории потребителей и возможности протекания перетока мощности при перспективном развитии нагрузок.

Основные требования, предъявляемые к схемам РУ электроустановок:

1. Надёжность – способность объектов выполнять заданные функции при определённых условиях работы.

2. Экономичность – способность принятия технических решений с учётом капиталовложений и ежегодных издержек на производство электрической энергии при требуемой надёжности.

3. Удобство эксплуатации – надёжность работы и простота её исполнения, при которых уменьшается возможность возникновения ошибок персонала в процессе эксплуатации.

4. Технологическая гибкость – способность электроустановки адаптироваться к изменяющимся условиям при плановых ремонтах, аварийно-восстановительных работах, расширении, реконструкции и испытании.

5. Экологичность – степень влияния электроустановки на окружающую среду и на человека.

6. Компактность – уменьшение размеров площадей, на которых располагается РУ.

					<i>ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

7. Унифицированность – использование типовых решений, позволяющих снизить материальные, трудовые и финансовые затраты на проектирование, монтаж, пусконаладочные работы и эксплуатацию электроустановки [9].

Схемы электрических соединений обычно изображают в однолинейном или трехлинейном исполнении.

В однолинейных схемах условно показывают соединения только для одной фазы, что позволяет упростить схему. Эти схемы дают общее представление об электроустановке и позволяют предположительно выявить количество установленного основного оборудования, так как все три фазы обычно имеют одинаковые соединения, и в них применяется одинаковое оборудование. Трехлинейные схемы составляют для всех трех фаз.

Главные схемы станций выполняют обычно в однолинейном изображении, а трехлинейные схемы разрабатываются для отдельных элементов станции – для цепи генератора, трансформатора, отходящей линии и т.д. В трехлинейных схемах изображают также и вторичные цепи со вспомогательной аппаратурой.

Однолинейные схемы электрических соединений при проектировании чаще используются благодаря простоте восприятия. Они используются при исследовании нормальных и аварийных режимов в процессе проектирования и эксплуатации станций, при разработке противоаварийных мероприятий, конструкций распределительных устройств и т.д.

В главных схемах все коммутационные аппараты показываются в отключенном положении. На оперативных схемах состояние элементов должно строго соответствовать режиму работы подстанции на текущий момент времени.

Для выбора схемы РУ ВН определяется количество электрических присоединений (количество трансформаторов и отходящих линий) и на основании этого выбирается упрощенная схема РУ. Данные представлены в табл. 2.1.

Количество присоединений на ВН ПС

№	Название ПС	Кол-во присоединений		Всего
		Тр-ры, шт	Отход. линии, шт	
1	Прелестное	2	2	4
2	Александровка	2	5	7
3	Прохоровка	2	2	4
4	Сажное	2	2	4
5	Подольхи	2	2	4
6	Радьковка	2	2	4
7	Холодное	2	2	4
8	Скородное	2	5	7

Исходя из данных табл. 2.1, для ПС Александровка и ПС Скородное после перевода сети на 110 кВ выбирается схема РУ ВН «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин», представленная на рис. 2.1.

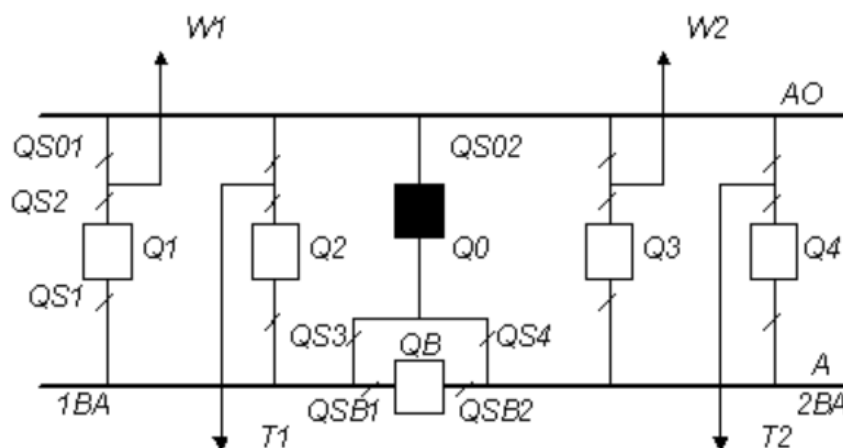


Рис.2.1. Одна рабочая секционированная и обходная системы шин

Схема РУ ВН «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин» используется при числе присоединений 5 и более на узловых подстанциях в сети 110-220 кВ [1].

Эта схема состоит из элементов: рабочей системы шин А, секционированной секционником выключателем QB на две секции 1ВА и 2ВА; обходной системы шин АО; выключателей присоединений Q1..Q4; обходного выключателя QO; разъединителей QS1..QS4.

Обходной выключатель QO может быть присоединен к любой секции с помощью развилки из двух разъединителей QS3 и QS4. Например,

					ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

при включенном разъединителе QS3 и при отключенном QS4 обходной выключатель будет подключен к секции 1BA.

Одновременное включение разъединителей QS3 и QS4 недопустимо, так как в этом случае секционный выключатель QB будет шунтирован.

Любой выключатель линии или трансформатора можно заменить обходным выключателем с использованием обходной системы шин. Для этого необходимо провести следующий алгоритм действий:

1. Для проверки работоспособности обходной системы шин включить QO;
2. Отключить QO, разъединитель QS4;
3. Включить разъединитель между обходной системой шин и присоединением, на котором планируется ремонт (QS01) и QS3;
4. Включить обходной выключатель QO;
5. Отключить выключатель присоединения, планируемого к ремонту (Q1);
6. Отключить разъединители по обе стороны от выключателя (QS1 и QS2);

После проведения вышеперечисленных операций, линия получает питание от обходной системы шин, которая, в свою очередь питается от первой секции шин 1BA [10].

Достоинства схемы: при КЗ на сборных шинах или при отказе линейных выключателей при КЗ на линии теряется только 50 % всех присоединений; возможность ревизий и опробование выключателей без перерыва работы; относительная простота схемы и низкая стоимость РУ.

Недостаток схемы заключается в том, что при ремонте рабочей системы шин необходимо отключить все источники питания и отходящие линии.

Для остальных подстанций оставляем без изменений схему РУ «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и неавтоматической ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов», так как эти электроустановки имеют по 4 присоединения и являются проходными. Данная схема показана на рис. 2.2, её применяют при важности сохранения транзита при повреждении в трансформаторе и при необходимости вывода в ремонт одного из трансформаторов в течение суток [11].

					<i>ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		31

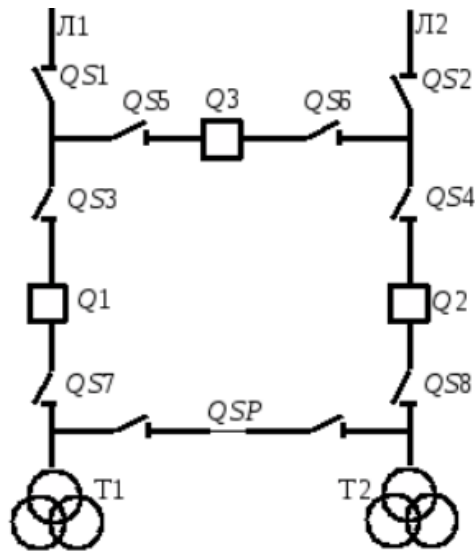


Рис.2.2. Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и неавтоматической ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов

В схеме мостика при возникновении аварийной ситуации в линии автоматически отключается поврежденная линия и трансформатор. При аварии на трансформаторе после автоматических переключений в работе остаются две линии и два источника питания.

2.2. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на подстанциях

Основное оборудование подстанции – силовой трансформатор. Он используется для повышения и понижения напряжения при передаче и распределении электроэнергии к потребителям.

Выбор числа трансформаторов на подстанции определяется категорией потребителей, мощностью их нагрузки, числом номинальных напряжений. Однако, как правило, в нормальных условиях на подстанциях предусмотрена установка двух трансформаторов. Такое количество трансформаторов устанавливают на ПС преимущественно для I и II категориях потребителей.

Иногда можно применять к установке однитрансформаторные ПС. Такие ПС подходят для III категории потребителей. Их использование возможно при условиях:

1. Для снабжения потребителей, которые позволяют перерыв электроснабжения на время для замены повреждённого трансформатора;

2. На период работы одного трансформатора должно быть предоставлено резервирование электроснабжения потребителей по сетям вторичного напряжения [5].

Исходя из категорий потребителей принимается к установке 2 трансформатора на все подстанциях.

Мощность трансформаторов выбирается исходя из аварийного отключения наиболее мощного из них. На время ремонта или замены оборудования оставшиеся в работе трансформаторы должны обеспечивать потребителей полной нагрузкой с учётом перегрузки, возникшей в период аварийной ситуации.

Выбор мощности трансформаторов классов напряжения до 110 кВ включительно совершается по ГОСТ 14209-97 [8]. В соответствии с ним в аварийных ситуациях трансформаторы классов напряжения до 110 кВ включительно допускают перегрузку в 1,4 раза от номинальной мощности трансформатора.

Мощность одного силового трансформатора выбирается исходя из условия:

$$S_{\text{тр.ном}} \geq S_{\text{тр.расч}}, \quad (2.1)$$

где $S_{\text{тр.ном}}$ – номинальная полная мощность трансформатора, МВА;

$S_{\text{тр.расч}}$ – расчетная полная мощность трансформатора, МВА;

Расчётная мощность трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{тр.расч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{max}}^2}}{N_{\text{тр}} \cdot k_{\text{з.опт}}}, \quad (2.2)$$

где P_{max} – максимальная активная мощность нагрузки на ПС, МВт;

Q_{max} – максимальная реактивная мощность нагрузки на ПС, МВАр;

$N_{\text{тр}}$ – количество трансформаторов на ПС, шт;

$k_{\text{з.опт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки трансформатора.

При установке двух трансформаторов оптимальный коэффициент загрузки трансформатора находится в диапазоне $0,7 \div 0,75$, при установке одного трансформатора $k_{\text{з.опт}} = 0,85 \div 0,95$ [5].

					<i>ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

Расчётная мощность трансформатора ПС Скородное:

$$S_{\text{тр.расч.Скородное}} = \frac{\sqrt{3,199^2 + 1,163^2}}{2 \cdot 0,7} = 2,432 \text{ МВА},$$

Из ряда номинальных мощностей (2,5 МВА; 6,3 МВА; 10 МВА; 16 МВА; 40 МВА; 63 МВА и т.д.) выбирается номинальная мощность трансформатора и проверяется по условию (2.1):

$$2,5 \text{ МВА} \geq 2,43 \text{ МВА}.$$

Таким образом, на ПС Скородное устанавливается два трансформатора с номинальной мощностью $S_{\text{тр.ном}} = 2,5 \text{ МВА}$, значит принимается к установке марка 2×ТМН-2500/110 У1 (Т – трансформатор; М – охлаждение с естественной циркуляцией воздуха и масла; Н – с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН); У1 – климатическое исполнение для умеренного климата, открытого воздуха) [10].

Выбранные трансформаторы необходимо проверить по загрузке в нормальном и послеаварийном режимах по формулам:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{max}}^2}}{N_{\text{тр}} \cdot S_{\text{тр.ном}}}, \quad (2.3)$$

$$K_3^{\text{п/ав}} = \frac{\sqrt{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{max}}^2}}{(N_{\text{тр}} - 1) \cdot S_{\text{тр.ном}}}, \quad (2.4)$$

Коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме находится в диапазоне $0,5 \div 0,75$ для двух трансформаторов, для одного трансформатора $K_3^{\text{норм}} = 0,5 \div 1$. Коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме $K_3^{\text{п/ав}} \leq 1,4 \div 1,5$ для двух трансформаторов [14].

Проверка для трансформаторов на ПС Скородное нормальном и послеаварийном режимах:

					<i>ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{3,199^2 + 1,163^2}}{2 \cdot 10} = 0,545;$$

$$K_3^{\text{п/ав}} = \frac{\sqrt{3,199^2 + 1,163^2}}{(2 - 1) \cdot 10} = 1,089.$$

Коэффициенты загрузки трансформатора для ПС Скородное входят в нормируемый диапазон, следовательно, трансформатор выбран верно.

Аналогичным образом для остальных ПС рассчитываются мощности трансформаторов, выбирается его марка и проверяется по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах. Результаты расчёта приведены в табл. 2.2. и 2.3.

Таблица 2.2

Выбор трансформатора

№	Название ПС	N _{тр} , шт	P _{max} , МВт	Q _{max} , МВАр	S _{тр.расч} , МВА	S _{тр.ном} , МВА	Марка трансформатора
1	Александровка	2	10,616	3,167	7,913	10	ТДН-10000/110
2	Подольхи	2	3,199	1,163	2,432	2,5	ТМН-2500/110
3	Прохоровка	2	4,217	1,454	3,186	6,3	ТМН-6300/110
4	Прелестное	2	2,618	1,018	2,006	2,5	ТМН-2500/110
5	Сажное	2	5,235	2,181	4,051	6,3	ТМН-6300/110
6	Скородное	2	3,199	1,163	2,432	2,5	ТМН-2500/110
7	Радьковка	2	2,908	1,163	2,237	2,5	ТМН-2500/110
8	Холодное	2	3,199	1,309	2,469	2,5	ТМН-2500/110

Таблица 2.3

Проверка трансформатора по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах

№	Название ПС	Марка трансформатора	K ₃ ^{норм}	K ₃ ^{п/ав}
1	Александровка	2 x ТДН-10000/110	0,554	1,108
2	Подольхи	2 x ТМН-2500/110	0,681	1,362
3	Прохоровка	2 x ТМН-6300/110	0,354	0,708
4	Прелестное	2 x ТМН-2500/110	0,562	1,123
5	Сажное	2 x ТМН-6300/110	0,45	0,9
6	Скородное	2 x ТМН-2500/110	0,681	1,362
7	Радьковка	2 x ТМН-2500/110	0,626	1,253
8	Холодное	2 x ТМН-2500/110	0,691	1,383

На ПС Сажное, Прохоровка при проверке трансформатора получились значения меньше необходимых, но так как категория потребителей этих ПС не позволяет установку одного трансформатора, значит будут работать два

трансформатора, один из которых в горячем резерве. При выводе в горячий резерв одного трансформатора второй полностью будет обеспечивать общую нагрузку, следовательно, коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме $K_3^{\text{норм}}$ станет больше в два раза, что допустимо.

Режим горячего резерва – режим работы электрического оборудования, при котором это оборудование можно ввести в рабочий режим в любой момент времени. Оборудование находится в «горячем резерве», если оно отключено от приёмника питания с помощью выключателей, но разъединители всё время находятся во включённом состоянии. Переход в режим работы оборудования происходит благодаря включению выключателей.

2.3. Выбор сечения проводов воздушных линий

При проектировании воздушных линий учитываются требования ПУЭ (правила устройства электроустановок) к конструктивным элементам ВЛ для каждого режима работы, а также требования к линиям в зависимости от местностей с различной плотностью населения.

Существует 3 способа выбора сечений проводов ВЛ:

1. Выбор сечения проводов по экономической плотности тока.
2. Выбор сечения проводов по экономическим токовым интервалам.
3. Выбор сечения проводов по допустимой потере напряжения.
4. Выбор сечения проводов из условия потерь мощности.

Наибольшее распространение при выборе сечений проводов ВЛ получил метод экономических токовых интервалов.

Основными исходными данными для данного метода являются передаваемая мощность, длина линии передачи, топографические, геологические и климатические условия в районе прохождения линии.

Порядок выбора сечений проводов воздушных линий по экономическим токовым интервалам:

Определяются максимальные потоки мощности по ЛЭП.

					<i>ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

Данные потоки мощности, текущие по ЛЭП, находятся с применением аксиомы I закона Кирхгофа: «Сумма всех токов, втекающих в узел, равна сумме всех токов, вытекающих из узла». Графическая иллюстрация закона представлена на рис. 2.3.

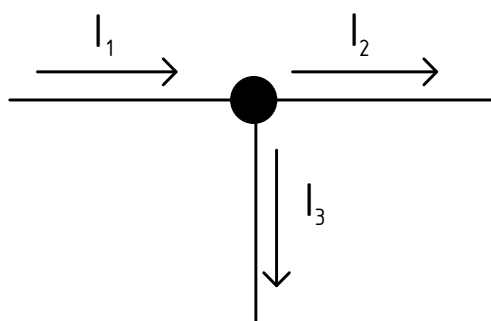


Рис.2.3. I закон Кирхгофа

На рис. 2.3. ток I_1 – втекающий в узел, I_2 и I_3 – вытекающие из узла токи.

Формула для нахождения тока I_3 :

$$I_3 = I_1 - I_2. \quad (2.5)$$

Распределение потоков мощностей Прохоровского района представлено схематично на рис. 2.4.

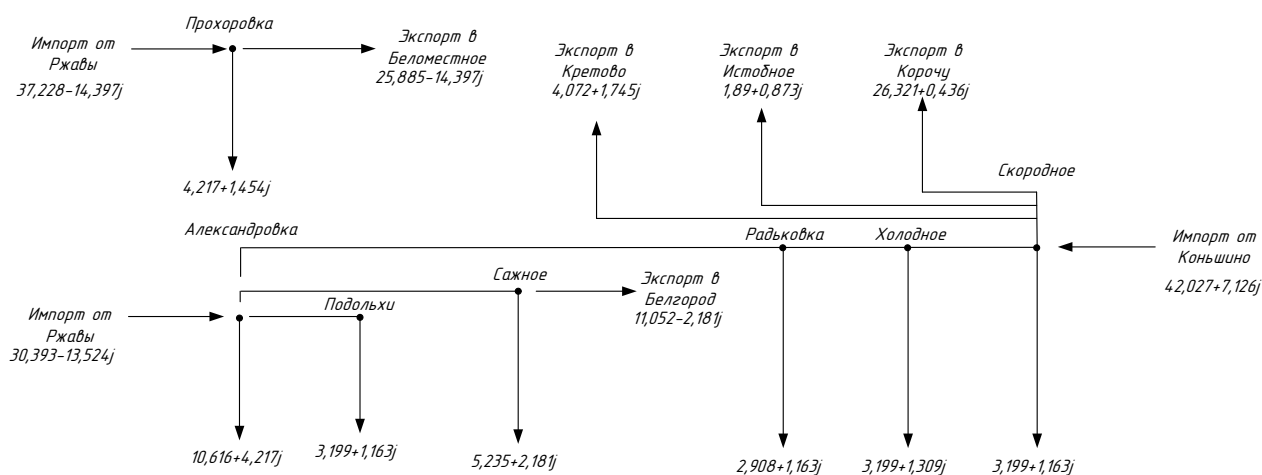


Рис. 2.4. Схематичное представление подстанций Прохоровского района с отображением нагрузок каждой ПС и потоков генерации, создаваемых ПС, находящимися вне района

Для нахождения потоков мощностей на ЛЭП Прохоровского района применяется I закон Кирхгофа, формула выглядит следующим образом:

$$S_3 = S_1 - S_2, \quad (2.6)$$

Поток мощности для линии Холодное - Радьковка:

$$S_{\text{Холодное-Радьковка}} = (3,832 + 1,556j) - (3,199 + 1,309j) = 0,633 + 0,247j$$

					ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Аналогичным образом рассчитываются максимальные потоки мощностей для остальных ПС Прохоровского района. Результаты расчёта приведены в табл. 2.4.

Таблица 2.4

Потоки мощности по ЛЭП, а так же импорт и экспорт мощностей

№	Название ЛЭП	$S_{max, ЛЭП}$, МВА
1	Импорт Ржава–Прохоровка	30,102-12,943j
2	Импорт Ржава–Александровка	38,537+9,016j
3	Экспорт Прохоровка-Беломестное	25,885-14,397j
4	Александровка-Прелестное	5,526+2,472j
5	Экспорт Прелестное-Кочетовка	2,908+1,454j
6	Александровка-Сажное	16,287+2,181j
7	Экспорт Сажное-Белгород	11,052-2,181j
8	Александровка-Подольхи	3,199+1,163j
9	Александровка-Радьковка	2,275+0,916j
10	Холодное-Скородное	3,832+1,556j
11	Холодное-Радьковка	0,633+0,247j
12	Экспорт Скородное-Кретоно	4,072+1,745j
13	Экспорт Скородное-Истобное	1,89+0,873j
14	Импорт Скородное-Коньшино	42,027+7,126j
15	Экспорт Скородное-Короча	26,321+0,436j

Далее определяется сечение провода по расчётному току.

Максимальный ток ЛЭП находится по формуле:

$$I_{max, ЛЭП} = \frac{|S_{ЛЭП}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{ц}}, \quad (2.7)$$

где $S_{ЛЭП}$ – поток мощности, протекающий по ЛЭП, МВА;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение линии, кВ;

$n_{ц}$ – число цепей ЛЭП, шт.

Максимальный ток линии Скородное - Кретоно:

$$I_{max, Скородное-Кретоно} = \frac{|4,072 + j1,745|}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 0,023 \text{ кА.}$$

Расчётный ток определяется по формуле:

$$I_{расч} = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{max, ЛЭП}, \quad (2.8)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий рост нагрузок по годам эксплуатаций линий, для ЛЭП $U_{ном} = 110 - 220$ кВ принимается равным 1,05 [6];

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки ЛЭП и ее значение в максимуме. При $T_{max} = \text{более } 6000 \text{ ч}$ и $K_M = 0,7$ $\alpha_T = 1,375$ [16].

Расчётный ток линии Скородное - Кретоно:

$$I_{\text{расч.Скородное-Кретоно}} = 1,05 \cdot 1,375 \cdot 23 = 34 \text{ А.}$$

Для выбора сечения провода ВЛ необходимо определить: опоры – железобетонные и район по гололёду – III. Далее выбирается сечение провода $F = 120 \text{ мм}^2$. Следовательно, марка провода АС-120/19 [11].

Расчётный ток не должен превышать допустимого тока провода. Для марки провода АС-120/19 $I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ [12]. Значение тока $I_{\text{расч.Скородное-Кретоно}}$ не превышает допустимого тока выбранной марки, значит, сечение и марка провода выбраны верно.

Аналогично рассчитываются сечения и марки проводов ВЛ для остальных линий Прохоровского района. Результаты расчёта приведены в табл. 2.5.

Таблица 2.5

Выбор сечений и марки проводов ВЛ

№	Название ЛЭП	$S_{\text{лэп, МВА}}$	$U_{\text{ном, кВ}}$	$n_{\text{ц, шт}}$	α_i	α_T	$I_{\text{max.ЛЭП, А}}$	$I_{\text{расч, А}}$	Марка провода
1	Ржава-Прохоровка	30,102-12,943j	110	1	1,05	1,375	172	248	АС-240/32
2	Ржава-Александровка	38,537+9,016j					208	300	АС-240/32
3	Прохоровка-Беломестное	25,885-14,397j					155	224	АС-240/32
4	Александровка-Прелестное	5,526+2,472j					32	46	АС-120/19
5	Прелестное-Кочетовка	2,908+1,454j					17	25	АС-120/19
6	Александровка-Сажное	16,287+2,181j					86	125	АС-185/29
7	Сажное-Белгород	11,052-2,181j					59	85	АС-185/29
8	Александровка-Подольхи	3,199+1,163j					18	26	АС-120/19
9	Александровка-Радьковка	2,275+0,916j					13	19	АС-120/19

№	Название ЛЭП	$S_{\text{ЛЭП}}$, МВА	$U_{\text{ном}}$, кВ	$n_{\text{ц}}$, шт	α_i	α_T	$I_{\text{max.ЛЭП}}$, А	$I_{\text{расч}}$, А	Марка провода
10	Холодное-Скородное	3,832+1,556j	110	1	1,05	1,375	22	31	АС-120/19
11	Холодное-Радьковка	0,633+0,247j					4	5	АС-120/19
12	Скородное-Кретово	4,072+1,745j					23	34	АС-120/19
13	Скородное-Истобное	1,89+0,873j		11			16	АС-120/19	
14	Скородное-Коньшино	42,027+7,126j		2			112	162	АС-240/32
15	Скородное-Короча	26,321+0,436j		1			138	199	АС-240/32

Таким образом были выбраны сечения и марки проводов воздушных линий Прохоровского района.

Проверку проводов на длительно-допустимый ток проведем по результатам расчета режима работы спроектированного варианта сети (табл. 2.11).

2.4. Расчёт и анализ режимов разработанной электрической сети

Расчёт РР для разработанной схемы электрической сети Прохоровского района будет производиться по такому же принципу, как и для существующей сети 35-110 кВ в главе 1 пункте 1.4. Для новой сети будут рассчитываться два режима работы: нормальный и послеаварийный.

Расчёт установившегося режима работы разработанной электрической сети 110 кВ

Используя формулы 1.2 – 1.8, рассчитываются параметры замещения электрической сети 110 кВ и установившийся режим работы с помощью программного комплекса RastWin3.

Результаты расчета параметров схемы замещения электрической сети 110 кВ представлены в табл. 2.6, результаты расчёта установившегося режима представлены в табл. 2.7 и 2.8.

Таблица 2.6

Параметры схемы замещения сети 110 кВ

Тип	№ _{нач}	№ _{кон}	Название	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм
Тр-р	3	33	Прохоровка ВН – Прохоровка НН	7,35	110,20	1,9	8,3
Тр-р	4	44	Сажное ВН – Сажное НН	7,35	110,20	1,9	8,3
Тр-р	2	222	Александровка ВН – Александровка НН	3,98	69,50	2,3	11,6
ЛЭП	2	1	Александровка ВН – Прелестное ВН	2,13	3,68	-	23,4
Тр-р	1	11	Прелестное ВН – Прелестное НН	21,30	254,10	0,9	6,2
ЛЭП	2	5	Александровка ВН – Подольхи ВН	5,25	9,06	-	57,6
Тр-р	5	55	Подольхи ВН – Подольхи НН	21,30	254,10	0,9	6,2
ЛЭП	2	6	Александровка ВН – Радьковка ВН	5,51	9,52	-	60,5
Тр-р	6	66	Радьковка ВН - Радьковка НН	21,30	254,10	0,9	6,2
ЛЭП	2	4	Александровка ВН - Сажное ВН	4,34	11,05	-	73,6
ЛЭП	6	7	Радьковка ВН - Холодное ВН	4,09	7,06	-	44,9
Тр-р	7	77	Холодное ВН - Холодное НН	21,30	254,10	0,9	6,2
ЛЭП	7	8	Холодное ВН - Скородное ВН	2,60	4,48	-	28,5
Тр-р	8	888	Скородное ВН - Скородное НН	21,30	254,10	0,9	6,2
ЛЭП	9	3	Ржава ВН - Прохоровка ВН	3,27	11,03	-	76,5
ЛЭП	9	2	Ржава ВН - Александровка ВН	3,32	11,19	-	77,7
ЛЭП	3	111	Прохоровка ВН - Беломестное	7,54	25,46	-	176,6
ЛЭП	1	10	Прелестное ВН - Кочетовка	4,16	7,19	-	45,7
ЛЭП	4	12	Сажное ВН - Белгород	6,00	15,30	-	101,9
ЛЭП	8	15	Скородное ВН - Истобное	4,66	8,04	-	51,1
ЛЭП	8	16	Скородное ВН - Кретоно	5,10	8,80	-	56,0
ЛЭП	8	14	Скородное ВН - Коньшино	0,90	3,03	-	84,0
ЛЭП	8	13	Скородное ВН - Короча	3,44	11,62	-	80,6

Таблица 2.7

Расчётный модуль напряжения в нормальном режиме

Тип	Номер	Название	U _{ном} , кВ	P _н , МВт	Q _н , МВАр	P _г , МВт	Q _г , МВАр	V, кВ	Delta, град
Нагр	1	Прелестное ВН	110	-	-	-	-	107,62	-1,42
Нагр	11	Прелестное НН	10	2,6	1,0	-	-	10,03	-4,70
Нагр	2	Александровка ВН	110	-	-	-	-	107,81	-1,37
Нагр	222	Александровка НН	10	10,6	4,2	-	-	10,09	-5,04
Нагр	3	Прохоровка ВН	110	-	-	-	-	109,87	-1,73
Нагр	33	Прохоровка НН	10	4,2	1,5	-	-	10,37	-3,92
Нагр	4	Сажное ВН	110	-	-	-	-	106,91	-2,22
Нагр	44	Сажное НН	10	5,2	2,2	-	-	9,99	-5,11
Нагр	5	Подольхи ВН	110	-	-	-	-	107,50	-1,47
Нагр	55	Подольхи НН	10	3,2	1,2	-	-	9,96	-5,52
Нагр	6	Радьковка ВН	110	-	-	-	-	108,20	-1,10
Нагр	66	Радьковка НН	10	2,9	1,2	-	-	10,04	-4,72
Нагр	7	Холодное ВН	110	-	-	-	-	108,73	-0,84
Нагр	77	Холодное НН	10	3,2	1,3	-	-	10,05	-4,80
Нагр	8	Скородное ВН	110	-	-	-	-	109,23	-0,64

Тип	Номер	Название	U _{ном} , кВ	P _н , МВт	Q _н , МВАр	P _г , МВт	Q _г , МВАр	V, кВ	Delta, град
Нагр	888	Скородное НН	10	3,2	1,2	-	-	10,13	-4,56
База	9	Ржава ВН	110	-	-	60,1	6,7	110,0	-
Нагр	111	Беломестное	110	25,9	-14,4	-	-	110,95	-5,31
Нагр	10	Кочетовка	110	2,0	1,0	-	-	107,46	-1,47
Нагр	12	Белгород	110	11,1	-2,2	-	-	106,50	-3,13
Нагр	13	Короча	110	26,3	0,4	-	-	108,27	-2,11
База	14	Коньшино	110	-	-	48,4	14,3	110,0	-
Нагр	15	Истобное	110	1,9	0,9	-	-	109,06	-0,69
Нагр	16	Кретово	110	4,1	1,7	-	-	108,88	-0,76

Таблица 2.8

Максимальный ток по элементу в нормальном режиме

Тип	№ _{нач}	№ _{кон}	Название	K _г	P _{нач} , МВт	Q _{нач} , МВАр	I _{max} , А
Тр-р	3	33	Прохоровка ВН – Прохоровка НН	0,096	-4	-2	24
Тр-р	4	44	Сажное ВН – Сажное НН	0,096	-5	-3	32
Тр-р	2	222	Александровка ВН – Александровка НН	0,096	-11	-4	61
ЛЭП	2	1	Александровка ВН – Прелестное ВН	-	-5	-3	30
Тр-р	1	11	Прелестное ВН – Прелестное НН	0,096	-3	-1	16
ЛЭП	2	5	Александровка ВН – Подольхи ВН	-	-3	-2	21
Тр-р	5	55	Подольхи ВН – Подольхи НН	0,096	-3	-2	19
ЛЭП	2	6	Александровка ВН – Радьковка ВН	-	6	0	34
Тр-р	6	66	Радьковка ВН-Радьковка НН	0,09	-3	-1	18
ЛЭП	2	4	Александровка ВН - Сажное ВН	-	-17	-4	90
ЛЭП	6	7	Радьковка ВН - Холодное ВН	-	9	3	51
Тр-р	7	77	Холодное ВН - Холодное НН	0,096	-3	-2	19
ЛЭП	7	8	Холодное ВН - Скородное ВН	-	12	5	71
Тр-р	8	888	Скородное ВН - Скородное НН	0,096	-3	-2	19
ЛЭП	9	3	Ржава ВН - Прохоровка ВН	-	-31	7	168
ЛЭП	9	2	Ржава ВН - Александровка ВН	-	-29	-14	169
ЛЭП	3	111	Прохоровка ВН - Беломестное	-	-26	10	154
ЛЭП	1	10	Прелестное ВН - Кочетовка	-	-2	-2	14
ЛЭП	4	12	Сажное ВН - Белгород	-	-11	1	61
ЛЭП	8	15	Скородное ВН - Истобное	-	-2	-2	13
ЛЭП	8	16	Скородное ВН - Кретово	-	-4	-2	25
ЛЭП	8	14	Скородное ВН - Коньшино	-	48	13	265
ЛЭП	8	13	Скородное ВН - Короча	-	-27	-2	140

По результатам расчета режима работы сети 110 кВ видно, что напряжения на стороне НН подстанций имеют большие значения, чем в существующей сети, что является признаком повышения качества ЭЭ (электрической энергии) у потребителей, так же уменьшились значения токов, протекающих в сети, что свидетельствует о снижении потерь ЭЭ.

Расчёт послеаварийного режима работы разработанный электрической сети 110 кВ

В качестве послеаварийного режима рассмотрим обрыв линии Коньшино -Скородное, из-за чего питание большинства подстанций района будет производиться от ПС Александровка.

Результаты расчёта послеаварийного режима сети 110 кВ представлены в табл. 2.9 и 2.10.

Таблица 2.9

Расчётный модуль напряжения в послеаварийном режиме

Тип	Номер	Название	U _{ном} , кВ	P _н , МВт	Q _н , МВАр	P _г , МВт	Q _г , МВАр	V, кВ	Delta, град
Нагр	1	Прелестное ВН	110	-	-	-	-	104,01	-4,03
Нагр	11	Прелестное НН	10	2,6	1,0	-	-	9,67	-7,56
Нагр	2	Александровка ВН	110	-	-	-	-	104,20	-3,97
Нагр	222	Александровка НН	10	10,6	4,2	-	-	9,73	-7,91
Нагр	3	Прохоровка ВН	110	-	-	-	-	109,87	-1,73
Нагр	33	Прохоровка НН	10	4,2	1,5	-	-	10,37	-3,92
Нагр	4	Сажное ВН	110	-	-	-	-	103,28	-4,89
Нагр	44	Сажное НН	10	5,2	2,2	-	-	9,63	-8,00
Нагр	5	Подольхи ВН	110	-	-	-	-	103,88	-4,08
Нагр	55	Подольхи НН	10	3,2	1,2	-	-	9,59	-8,43
Нагр	6	Радьковка ВН	110	-	-	-	-	100,53	-5,81
Нагр	66	Радьковка НН	10	2,9	1,2	-	-	9,27	-10,03
Нагр	7	Холодное ВН	110	-	-	-	-	98,14	-7,19
Нагр	77	Холодное НН	10	3,2	1,3	-	-	8,98	-12,10
Нагр	8	Скородное ВН	110	-	-	-	-	96,83	-8,04
Нагр	888	Скородное НН	10	3,2	1,2	-	-	8,88	-13,09
База	9	Ржава ВН	110	-	-	112,4	28,9	110,0	-
Нагр	111	Беломестное	110	25,9	-14,4	-	-	110,95	-5,31
Нагр	10	Кочетовка	110	2,0	1,0	-	-	103,84	-4,08
Нагр	12	Белгород	110	11,1	-2,2	-	-	102,86	-5,86
Нагр	13	Короча	110	26,3	0,4	-	-	95,74	-9,91
База	14	Коньшино	110	Выключена					
Нагр	15	Истобное	110	1,9	0,9	-	-	96,64	-8,10
Нагр	16	Кретьово	110	4,1	1,7	-	-	96,43	-8,20

Таблица 2.10

Максимальный ток по элементу в послеаварийном режиме

Тип	№ _{нач}	№ _{кон}	Название	K _т	P _{нач} , МВт	Q _{нач} , МВАр	I _{max} , А
Тр-р	3	33	Прохоровка ВН – Прохоровка НН	0,096	-4	-2	24
Тр-р	4	44	Сажное ВН – Сажное НН	0,096	-5	-3	33

Тип	№ _{нач}	№ _{кон}	Название	K _T	P _{нач} , МВт	Q _{нач} , МВАр	I _{max} , А
Тр-р	2	222	Александровка ВН – Александровка НН	0,096	-11	-4	63
ЛЭП	2	1	Александровка ВН – Прелестное ВН	-	-5	-3	31
Тр-р	1	11	Прелестное ВН – Прелестное НН	0,096	-3	-1	16
ЛЭП	2	5	Александровка ВН – Подольхи ВН	-	-3	-2	22
Тр-р	5	55	Подольхи ВН – Подольхи НН	0,096	-3	-2	20
ЛЭП	2	6	Александровка ВН – Радьковка ВН	-	-44	-16	259
Тр-р	6	66	Радьковка ВН-Радьковка НН	0,09	-3	-1	19
ЛЭП	2	4	Александровка ВН-Сажное ВН	-	-17	-3	93
ЛЭП	6	7	Радьковка ВН-Холодное ВН	-	-40	-11	239
Тр-р	7	77	Холодное ВН-Холодное НН	0,096	-3	-2	22
ЛЭП	7	8	Холодное ВН-Скородное ВН	-	-36	-8	218
Тр-р	8	888	Скородное ВН-Скородное НН	0,096	-3	-2	21
ЛЭП	9	3	Ржава ВН-Прохоровка ВН	-	-31	7	168
ЛЭП	9	2	Ржава ВН-Александровка ВН	-	-81	-36	467
ЛЭП	3	111	Прохоровка ВН-Беломестное	-	-26	10	154
ЛЭП	1	10	Прелестное ВН - Кочетовка	-	-2	-1	14
ЛЭП	4	12	Сажное ВН - Белгород	-	-11	1	64
ЛЭП	8	15	Скородное ВН - Истобное	-	-2	-1	14
ЛЭП	8	16	Скородное ВН - Кретьово	-	-4	-2	28
ЛЭП	8	14	Скородное ВН - Коньшино	Оборвана			
ЛЭП	8	13	Скородное ВН - Короча	-	-27	-2	159

По результатам расчета послеаварийного режима работы сети 110 кВ видно, что напряжения на стороне НН подстанций снижаются меньше, чем в аналогичном режиме существующей сети.

Используя результаты расчета послеаварийного режима проверим сечения выбранных проводов на стойкость к длительно-допустимому току. Анализ представлен в табл. 2.11 (для проверки линии Скородное-Коньшино используем значение тока, протекающего в нормальном режиме).

Таблица 2.11

Проверка выбранных сечений проводов

№	Название ЛЭП	S _{ЛЭП.П/А} , МВА	n _ц , шт	Марка провода	I _{ЛЭП.П/А} , А	I _{доп} , А
1	Ржава – Прохоровка	31-j7	1	АС-240/32	168	605
2	Ржава – Александровка	81+j36		АС-240/32	467	605
3	Прохоровка-Беломестное	26-j10		АС-240/32	154	605
4	Александровка-Прелестное	5+j3		АС-120/19	31	390
5	Прелестное-Кочетовка	2+j1		АС-120/19	14	390
6	Александровка-Сажное	17+j3		АС-185/29	93	510
7	Сажное-Белгород	11-j1		АС-185/29	64	510

№	Название ЛЭП	$S_{\text{ЛЭП.П/А}}$, МВА	$n_{\text{ц}}$, шт	Марка провода	$I_{\text{ЛЭП.П/А}}$, А	$I_{\text{доп}}$, А
8	Александровка-Подольхи	3+j2	1	АС-120/19	22	390
9	Александровка-Радьковка	44+j16		АС-120/19	259	390
10	Холодное-Скородное	36+j8		АС-120/19	218	390
11	Радьковка-Холодное	40+j11		АС-120/19	239	390
12	Скородное-Кретово	4+j2		АС-120/19	28	390
13	Скородное-Истобное	2+j1		АС-120/19	14	390
14	Скородное-Коньшино	48+j13	2	АС-240/32	265	605
15	Скородное-Короча	27+j2	1	АС-240/32	159	605

Исходя из результатов расчета, можно сделать вывод, что сечения проводов выбраны верно, так как послеаварийный ток не превышает длительно-допустимого тока для каждой линии.

Выводы:

1. Были выбраны силовые трансформаторы и сечения линий электропередач для проектируемой сети 110 кВ.

2. Из анализа сравнения результатов расчета режимов существующей и проектируемой сети сделаны выводы, что перевод подстанций с 35 кВ на 110 кВ позволит снизить протекающие в сети токи, потери мощности и напряжения.

2.5. Расчёт токов короткого замыкания

При эксплуатации электрической сетей и подстанций часто приходится сталкиваться с возникновением коротких замыканий. Это явление зачастую является основной причиной нарушения работы нормального режима и выхода из строя электрооборудования.

Короткое замыкание – процесс, при котором токи в ветвях электроустановки мгновенно возрастают, значительно превышая максимальное допустимое значение тока продолжительного режима. КЗ (короткое замыкание) представляет собой случайное или специальное электрическое соединение разных потенциалов электроустановки между собой или землёй, что не предусмотрено нормальным РР [15].

Причинами коротких замыканий часто являются нарушение изоляции из-за перенапряжений, попадания молнии, старения изоляции, механических

повреждений и недостаточного ухода за оборудованием [21], так же к одной из причин возникновения КЗ можно отнести неправильные или ошибочные действия рабочего персонала.

Последствия КЗ весьма различны:

1. Механические и термические повреждения электроустановок из-за увеличения токов, влияющих на токоведущие части и обмотки электродвигателей, а также приводящие возгорания на ПС, что приводит к значительным авариям.

2. Снижение уровня напряжения сети, что влечёт за собой торможение двигателей или остановку оборудования [10].

Различают несколько видов короткого замыкания в трёхфазных электрических сетях:

1. Трёхфазное КЗ – замыкание, при котором все три фазы замыкаются между собой;

2. Однофазное КЗ – замыкание фазы на землю или нейтральный провод;

3. Двухфазное КЗ – замыкание фаз между собой;

4. Двухфазное КЗ на землю – замыкание двух фаз между собой и одновременно на землю [10].

Расчёт токов КЗ проводится с целью:

1. Выбора электрических аппаратов;

2. Оценки потребителей при аварийных ситуациях, нахождения возможного допущения какого-либо режима;

3. Разработки устройств релейной защиты;

4. Определения влияния токов короткого замыкания на линии связи;

5. Анализа аварийных ситуаций в электроустановках и электросистемах в целом;

6. Оценки допустимости и разработки мер по предотвращению КЗ при испытаниях в электросистемах;

7. Анализа устойчивой работы энергосистем [15].

Расчёт токов короткого замыкания производится без учёта активных сопротивлений и проводимостей элементов сети, а так же

					<i>ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		46

фазовых сдвигов между векторами электродвижущей силы (ЭДС) источников. Для составления схем замещения электрической схемы необходимо найти индуктивные сопротивления всех элементов сети и ЭДС источников, подпитывающих точку КЗ [15].

При определении сопротивления элементов используется среднее значение напряжения в месте установки.

Короткое замыкание бывает симметричным и несимметричным. При расчёте тока несимметричного КЗ составляется и преобразуется схема замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Расчет токов короткого замыкания

Самым тяжелым видом короткого замыкания является симметричное трехфазное короткое замыкание.

При симметричном трехфазном коротком замыкании напряжение в месте короткого замыкания равно нулю; при несимметричных коротких замыканиях напряжение в месте замыкания не равно нулю и является несимметричным.

Порядок расчёта токов трёхфазного КЗ [15]:

1. Для заданной точки КЗ составляется эквивалентная схема замещения расчётной схемы.

Точка короткого замыкания задана на высокой стороне подстанции Александровка. Эквивалентная схема замещения сети представлена на рис. 2.5.

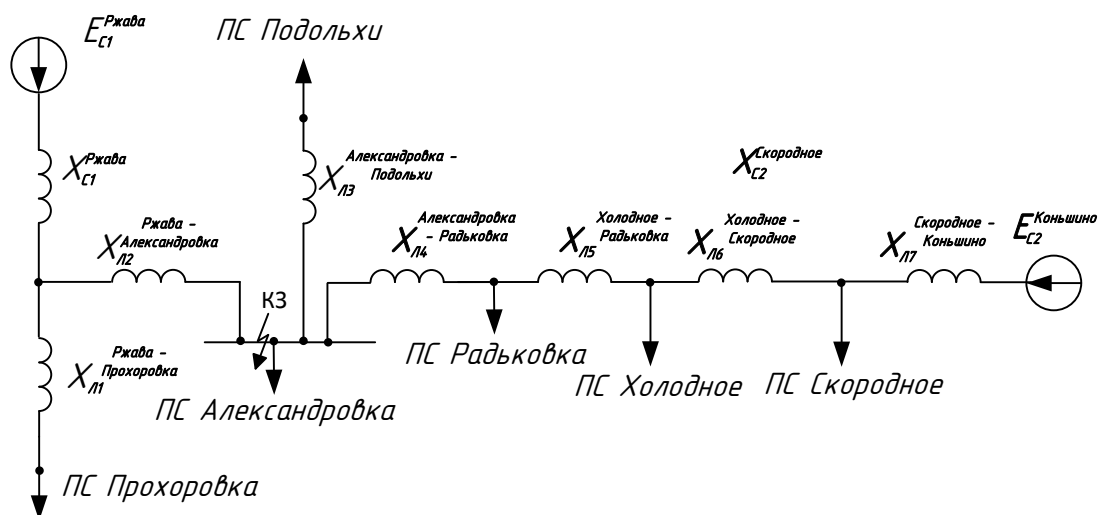


Рис.2.5. Эквивалентная схема замещения расчётной сети

2. Схема замещения с помощью последовательных эквивалентных преобразований приводится к простейшей схеме, которая представляет собой результирующий источник ЭДС, результирующее индуктивное сопротивление и точку КЗ.

В качестве исходных данных для расчёта используются трёхфазные максимальные токи КЗ на шинах систем. Значения этих токов КЗ на ПС Ржава и Коньшино взяты из данных МРСК Центра на 2017 год, и равняются $I_{\text{кз.макс.Ржава}}^{(3)} = 9,54 \text{ кА}$ и $I_{\text{кз.макс.Коньшино}}^{(3)} = 4,07 \text{ кА}$ [1].

Подпитка токов короткого замыкания на шинах ПС Александровка осуществляется с двух сторон: со стороны ПС Ржава и ПС Коньшино, следовательно, необходимо знать сопротивление энергосистемы относительно ПС Ржава и Коньшино.

Определить сопротивление относительно ПС Ржава и Коньшино по значениям максимальных токов КЗ на шинах этих ПС будет неправильно, так как эти токи будут включать в себя токи, подтекающие по линиям Ржава – Коньшино и Коньшино - Ржава. Необходимо найти составляющие токов КЗ на шинах ПС Ржава и Коньшино, подтекающих из внешней части энергосистемы, показанной на рис. 2.6.

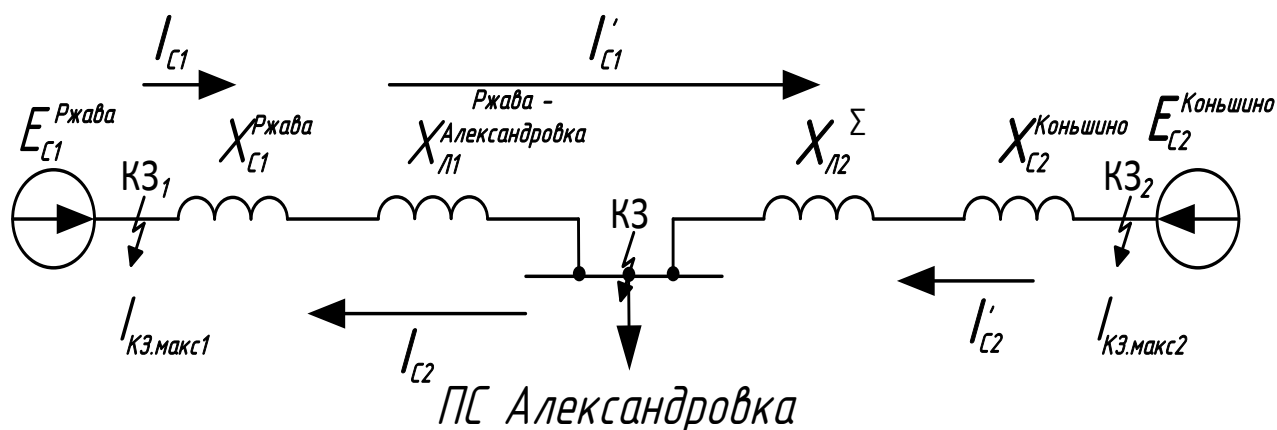


Рис. 2.5. Составляющие токов КЗ на ПС Ржава и Коньшино

Исходя из рис. 2.5, составляется система уравнений для нахождения сопротивлений систем Ржава и Коньшино.

Максимальные токи короткого замыкания на шинах систем определяются по формулам:

$$I_{\text{кз.макс1}} = I_{C1} + I_{C2}; \quad (2.9)$$

$$I_{\text{кз.макс2}} = I'_{C1} + I'_{C2}; \quad (2.10)$$

Составляется система уравнений для нахождения токов систем:

$$\begin{cases} I_{C1} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot X_{C1}^{\text{Ржава}}}; \\ I'_{C1} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C1}^{\text{Ржава}} + X_{\Sigma\text{л}})}; \\ I_{C2} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C2}^{\text{Коньшино}} + X_{\Sigma\text{л}})}; \\ I'_{C2} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot X_{C2}^{\text{Коньшино}}}. \end{cases} \quad (2.11)$$

Необходимо упростить систему уравнений с четырьмя неизвестными. Подставив формулы токов системы в уравнения (2.9 – 2.10), система уравнений упрощается до нахождения двух переменных.

$$\begin{cases} I_{K1} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot X_{C1}^{\text{Ржава}}} + \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C2}^{\text{Коньшино}} + X_{\Sigma\text{л}})}; \\ I_{K2} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C1}^{\text{Ржава}} + X_{\Sigma\text{л}})} + \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot X_{C2}^{\text{Коньшино}}}. \end{cases} \quad (2.12)$$

Система уравнений решается с помощью программного комплекса MathCad, посредством команды «Given». Она указывает на то, что далее следует система уравнений.

Суммарное сопротивление линий $X_{\Sigma\text{л}}$ определяется как последовательное соединение сопротивлений линий Коньшино – Скородное, Скородное – Холодное, Холодное – Радьковка, Радьковка – Александровка и Ржава - Александровка:

$$X_{\Sigma\text{л}} = X_{\text{л2}} + X_{\text{л4}} + X_{\text{л5}} + X_{\text{л6}} + X_{\text{л7}}, \quad (2.13)$$

где $X_{\text{л2}}, X_{\text{л4}}, X_{\text{л5}}, X_{\text{л6}}$ и $X_{\text{л7}}$ – соответственно сопротивления линий Ржава – Александровка, Радьковка – Александровка, Холодное – Радьковка, Скородное – Холодное и Коньшино - Скородное соответственно, рассчитанные по формуле (1.3).

Суммарное сопротивление линий $X_{\Sigma л}$:

$$X_{\Sigma л} = 0,405 \cdot 27,64 + 0,423 \cdot 22,5 + 0,423 \cdot 16,7 + 0,423 \cdot 10,6 + \\ + 0,405 \cdot 14,95 = 35,3 \text{ Ом.}$$

В систему уравнений подставляются известные данные:

$$\begin{cases} 9,54 = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot X_{C1}} + \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (X_{C2} + 35,3)}; \\ 4,07 = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot X_{C2}} + \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (X_{C1} + 35,3)} \end{cases}$$

где X_{C1} и X_{C2} – значения сопротивлений систем ПС Ржава и ПС Коньшино, Ом.

Далее вводится команда «Find», для нахождения корни уравнений.

$$Find(X_{C1}, X_{C2}) \rightarrow \begin{pmatrix} 7,85 \dots - 24,75 \\ 26,23 \dots - 29,87 \end{pmatrix}$$

Получаем, что $X_{C1} = 7,85$ Ом и $X_{C2} = 26,23$ Ом.

Теперь преобразуется схема путём эквивалентирования. Частично преобразованная схема представлена на рис. 2.6.

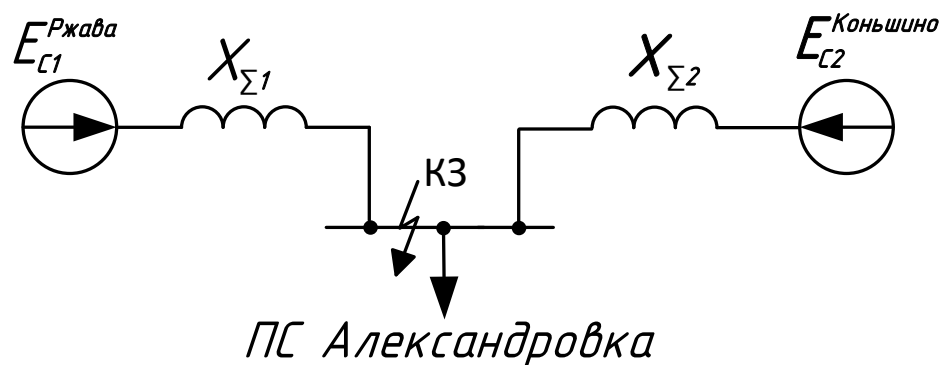


Рис.2.6. Частичное преобразование расчётной схемы

Линии Ржава – Прохоровка и Александровка – Радьковка при эквивалентировании схемы не учитывается, потому что они не имеют источника ЭДС.

Расчёт будет производиться в именованных единицах.

Первое суммарное сопротивление рассчитывается как последовательное соединение сопротивлений линии 2 и сопротивления системы 1:

$$X_{\Sigma 1} = X_{C1}^{Ржава} + X_{л2}, \quad (2.14)$$

где $X_{C1}^{Ржава}$ – сопротивление системы ПС Ржава, Ом;

$X_{л2}$ – сопротивление линии Ржава – Александровка.

Суммарное сопротивление 1 равно:

$$X_{\Sigma 1} = 7,85 + 11,2 = 19,05 \text{ Ом.}$$

Второе суммарное сопротивление рассчитывается как последовательное соединение сопротивления линии 1 и сопротивления системы 1:

$$X_{\Sigma 2} = X_{л4} + X_{л5} + X_{л6} + X_{л7} + X_{C2}, \quad (2.15)$$

где $X_{л4}$ – сопротивление линии Александровка - Радьковка, Ом;

$X_{л5}$ – сопротивление линии Радьковка - Холодное, Ом;

$X_{л6}$ – сопротивление линии Холодное - Скородное, Ом;

$X_{л7}$ – сопротивление линии Скородное - Коньшино, Ом;

X_{C2} – сопротивление системы ПС Коньшино, Ом.

Суммарное сопротивление 2 равно:

$$X_{\Sigma 2} = 9,5 + 7,1 + 4,5 + 3 + 26,23 = 50,3.$$

Окончательное преобразование расчётной схемы представлено на рис. 2.7.

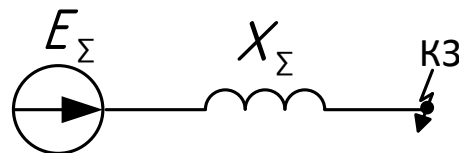


Рис.2.7. Окончательное преобразование расчётной схемы

Суммарное сопротивление схемы рассчитывается как параллельное соединение суммарного сопротивления 1 и 2:

$$X_{\Sigma} = \frac{1}{\frac{1}{X_{\Sigma 1}} + \frac{1}{X_{\Sigma 2}}}, \quad (2.16)$$

где $X_{\Sigma 1}$ – суммарное сопротивление 1, Ом;

$X_{\Sigma 2}$ – суммарное сопротивление 2, Ом.

Суммарное сопротивление схемы равно:

$$X_{\Sigma 3} = \frac{1}{\frac{1}{19,05} + \frac{1}{50,3}} = 13,79 \text{ Ом.}$$

Суммарное ЭДС схемы рассчитывается по формуле:

$$E_{\Sigma} = \frac{\frac{E_{C1}}{X_{\Sigma 1}} + \frac{E_{C2}}{X_{\Sigma 2}}}{\frac{1}{X_{\Sigma 1}} + \frac{1}{X_{\Sigma 2}}}, \quad (2.17)$$

где $X_{\Sigma 1}, X_{\Sigma 2}$ – суммарные сопротивления 1 и 2 соответственно, Ом;

E_{C1}, E_{C2} – ЭДС систем ПС Ржава и ПС Коньшино соответственно, кВ;

Суммарное ЭДС схемы равняется:

$$E_{\Sigma} = \frac{\frac{115,58}{19,05} + \frac{113,96}{50,3}}{\frac{1}{19,05} + \frac{1}{50,3}} = 115,14 \text{ кВ.}$$

3. По упрощённой схеме (см. рис. 2.7) находится значение периодической составляющей тока в месте короткого замыкания.

Определяется начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ по формуле:

$$I_{п0}^{(3)} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}}, \quad (2.18)$$

где E_{Σ} – суммарное ЭДС схемы, кВ;

X_{Σ} – суммарное сопротивление схемы Ом;

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{п0}^{(3)} = \frac{115,14}{13,79} = 4,82 \text{ кА.}$$

4. Определяется ударный ток

и наибольшее действующее значение тока короткого замыкания.

Ударный ток короткого замыкания – наибольшее мгновенное значение полного тока КЗ в фазе через 0,01 с после появления короткого замыкания.

Ударный ток КЗ рассчитывается по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{по}^{(3)}, \quad (2.19)$$

где k_y – ударный коэффициент, показывающий во сколько раз ударный ток больше начальной амплитуды периодической составляющей тока короткого замыкания;

Ударный коэффициент для ВЛ 110 кВ равен $k_y = 1,65$ [10].

$I_{по}^{(3)}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ, кА.

Ударный ток КЗ равен:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 4,82 = 11,25 \text{ кА.}$$

Посредством вышеперечисленных формул (см. Приложение 2) и преобразований схемы замещения были найдены значения периодической составляющей тока КЗ и ударный ток КЗ для ПС Александровка Прохоровского района.

3. ВЫБОР ДУГОГАСЯЩИХ РЕАКТОРОВ

3.1. Применение дугогасящих реакторов

Дугогасящий реактор (ДГР) – электрический аппарат, представляющий собой катушку с неизменной индуктивностью, служит для ограничения однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) посредством компенсации емкостных токов [18]. Используется для заземления нейтрали трехфазных сетей 6-35 кВ.

Необходимость использования ДГР объясняется наличием распределенных емкостей линий или кабелей электропередач [17]. При возникновении ОЗЗ в местах повреждения или неисправности изоляции возникает емкостной ток. В случае превышения им определенного порога (20-30 А) [5], происходит возникновения стабильной электрической дуги, которая вследствие термического воздействия способствует дальнейшему разрушению изоляции и возможному переходу ОЗЗ в двух- или трехфазное короткое замыкание.

Процесс ОЗЗ в высоковольтной сети с изолированной нейтралью (рис. 3.1) можно описать следующим образом: при замыкании фазы на землю (для примера, фаза С), ток потечет через емкости в неповрежденные фазы от места повреждения, после по линиям через нейтраль вернется в место КЗ [18]. Напряжение фаз увеличивается в $\sqrt{3}$ раз. В поврежденной фазе ток, протекающий через емкость, равен нулю, а в рабочих фазах увеличивается в $\sqrt{3}$ раз. Суммарный ток ОЗЗ, протекающий через место повреждения, равен сумме токов двух неповрежденных фаз.

					<i>ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Селин А.Ю.			<i>Выбор дугогасящих реакторов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руков.</i>		Воловиков А.А.					54	4
<i>Консульт.</i>						<i>БГТУ им. В.Г. Шухова Э-42</i>		
<i>Н. контр.</i>		Парашук О.В.						
<i>Утвердил</i>		Белоусов А.В.						

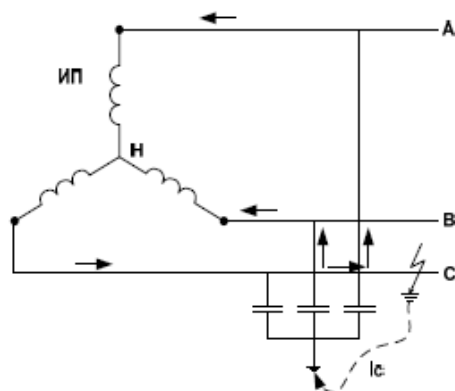


Рис. 3.1 Схема ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью

При замыкании фазы на землю возникают перенапряжения в неповрежденных фазах, из-за появления произвольно гаснущей и загорящейся дуги. Данное воздействие негативно сказывается на изоляции фаз.

В высоковольтных сетях с компенсированной нейтралью происходит снижение дуговых перенапряжений ОЗЗ посредством компенсации емкостных токов дугогасящей катушкой или ДГР, устанавливаемой в нейтрали трансформатора [20].

Процесс ОЗЗ в сети с компенсированной нейтралью (рис. 3.2) происходит следующим образом: как и в сети с изолированной нейтралью, при замыкании фазы на землю, увеличивается напряжение двух других фаз, напряжение нейтрали и земли становится равным фазному. При воздействии данной разницы потенциалов, от места ОЗЗ ток в нейтраль потечет через емкости двух фаз (IC) и катушку (IL). Сопротивление ДГР подбирают такой величины, чтобы индуктивный ток IL был равен 3IC.

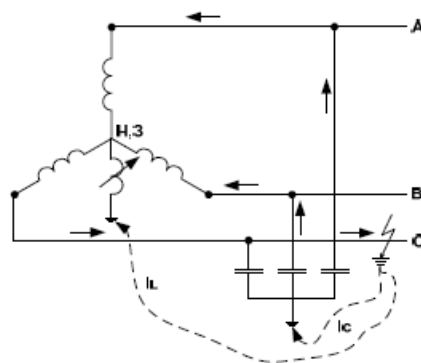


Рис. 3.2 Схема ОЗЗ в сети с компенсированной нейтралью

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Из-за того, что емкостной и индуктивный ток направлены в противоположные стороны (рис. 3.3), при взаимодействии они будут компенсировать друг друга ($I_L = -3I_C$).

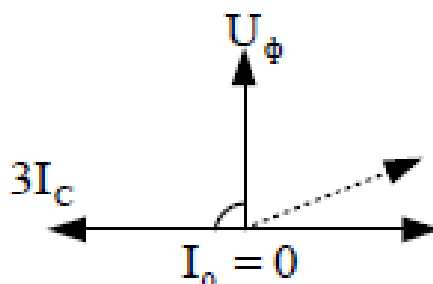


Рис. 3.3 Векторная диаграмма токов и напряжений при компенсации емкостного тока

Данный критерий выбора сопротивления ДГР называется резонансным, но добиться полной компенсации практически невозможно, в следствии этого при ОЗЗ имеется остаточный ток.

3.2. Пример выбора дугогасящих реакторов

Компенсация емкостного тока ОЗЗ в сетях 6-35 кВ должна выполняться при превышении данных токов значений, определенных для различных уровней напряжений.

Выбор мощности ДГР должен осуществляться по величине емкостного тока сети с учетом развития на перспективу в 10 лет. Если данные о перспективах развития сети отсутствуют, то мощность ДГР выбирают по емкостному току, увеличенному в 1,25 раза [22].

Расчетная мощность ДРГ Q_K (кВА) определяется по формуле 3.1.

$$Q_K = I_C \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}}, \quad (3.1)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение сети, кВ;

I_C – емкостной ток замыкания на землю, А.

Емкостной ток замыкания на землю I_C определяется по формуле 3.2.

$$I_C = 3 \cdot \omega \cdot C_\phi \cdot U_\phi \cdot 10^{-6}, \quad (3.2)$$

где ω – угловая частота напряжения, с^{-1} ;

C_ϕ – емкость фазы сети, мкФ;

U_ϕ – фазное напряжение, В.

При применении в сети ДГР со ступенчатым регулированием тока, мощность и количество ДГР необходимо выбирать с учетом возможных изменений емкостного тока сети для того, чтобы ступени регулирования тока позволяли устанавливать настройку, близкую к резонансной при всех вероятных схемах работы сети.

Для подключения ДГР необходимо использовать силовые трансформаторы, имеющие схему соединения обмоток «звезда с выведенной нейтралью–треугольник». Можно так же использовать трансформаторы собственных нужд (ТСН) или ненагруженные трансформаторы. В этом случае трансформатор необходимо проверить по длительно допустимой нагрузке (формула 3.3).

$$I_{\text{нагр}}^{\text{доп}} = \sqrt{(1,1 \cdot I_{\text{ном.тр.}})^2 \cdot \left(\frac{I_{\text{к}}}{3}\right)^2}, \quad (3.3)$$

где $I_{\text{ном.тр}}$ – номинальный ток трансформатора, А;

$I_{\text{к}}$ – ток компенсации реактора.

Для примера выбора ДГР найдем решение следующей задачи: необходимо выбрать тип и мощность ДГР в сети 10 кВ, при емкостном токе замыкания на землю $I_{\text{с}} = 35,6$ А.

Так как емкостной ток > 20 А, необходимо выполнить его компенсацию.

Из-за того, что информация о развитии сети отсутствует, для расчета мощности ДГР возьмем емкостной ток увеличенный в 1,25 раза.

$$Q_{\text{к}} = 1,25 \cdot 35,6 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} = 256,92 \text{ кВА.}$$

В соответствии с результатом расчета, выбираем ДГР типа РЗДПОМ-480/10У1 (реактор заземляющий дугогасящий, с плавным регулированием с помощью изменения зазора, однофазный, масляный, номинальной мощностью 480 кВА, номинального напряжения 10 кВ) [6].

4. ОЦЕНКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПЕРЕВОДА СЕТИ 35 КВ ПРОХОРОВСКОГО РАЙОНА НА НАПРЯЖЕНИЕ 110 КВ

4.1. Расчет потерь электроэнергии

Для оценки экономического эффекта перевода сети с напряжения 35 кВ на напряжение 110 кВ рассчитаем приведенные затраты, ЧДД (чистый дисконтированный доход).

Рассчитаем потери электроэнергии для существующей схемы (далее по тексту схема 1) по максимальным значениям нагрузок для линий, трансформаторов и суммарные потери электроэнергии в схеме. Значения потоков мощностей возьмем из результатов РР.

Потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{макс}}^2 + Q_{\text{макс}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{R_{\text{T}}}{N_{\text{T}}} \cdot \tau_{\text{наиб}} + N_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_{\text{Г}}, \quad (4.1)$$

где $P_{\text{макс}}$, $Q_{\text{макс}}$ – максимальные активные и реактивные мощности трансформатора, МВт, МВАр;

R_{T} – активное сопротивление трансформатора, Ом;

N_{T} – число трансформаторов;

$\Delta P_{\text{ХХ}}$ – потери холостого хода в трансформаторе, кВт;

$T_{\text{Г}}$ – количество часов в году, ч;

$\tau_{\text{наиб}}$ – время наибольших потерь, ч.

Время наибольших потерь рассчитаем по формуле:

$$\tau_{\text{наиб}} = \left(0,124 + \frac{T_{\text{макс}}}{10000} \right)^2 \cdot T_{\text{Г}}, \quad (4.2)$$

Время наибольших потерь равно:

$$\tau_{\text{наиб}} = \left(0,124 + \frac{6100}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4720 \text{ ч.}$$

					<i>ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Селин А.Ю.			<i>Оценка целесообразности перевода сети 35 кВ Прохоровского района на напряжение 110 кВ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руков.</i>		Воловиков А.А.					58	12
<i>Консульт.</i>						<i>БГТУ им. В.Г. Шухова Э-42</i>		
<i>Н. контр.</i>		Парашук О.В.						
<i>Утвердил</i>		Белоусов А.В.						

Потери электроэнергии в трансформаторе на ПС Подольхи:

$$\Delta W_{\text{Подольхи}} = \frac{3,2^2 + 1,16^2}{35^2} \cdot 2,3 \cdot 4720 + 2 \cdot \frac{51}{1000} \cdot 8760 = 192,02 \text{ МВт}\cdot\text{ч в год}$$

Результаты расчета потерь энергии в трансформаторах для схемы 1 и проектируемой схемы (далее по тексту схема 2) представлены в табл. 4.1 и 4.2.

Потери электроэнергии в ЛЭП рассчитываются по формуле:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = \frac{P_{\text{макс.лэп}}^2 + Q_{\text{макс.лэп}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{лэп}} \cdot \tau_{\text{наиб}} + n_{\text{ц}} \cdot \Delta P_{\text{к.уд}} \cdot l_{\text{лэп}} \cdot T_{\text{г}} + n_{\text{ц}} \cdot \Delta P_{\text{из.уд}} \cdot l_{\text{лэп}} \cdot T_{\text{г}}, \quad (4.3)$$

где $P_{\text{макс.лэп}}$, $Q_{\text{макс.лэп}}$ – максимальные активные и реактивные потоки мощностей, текущие по ЛЭП, МВт, МВАр;

$R_{\text{лэп}}$ – активное сопротивление линии, Ом;

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей;

$\tau_{\text{наиб}}$ – время наибольших потерь, ч;

$l_{\text{лэп}}$ – длина ЛЭП, км;

$\Delta P_{\text{к.уд}}$ – удельные среднегодовые потери на корону, кВт/км;

$\Delta P_{\text{из.уд}}$ – удельные среднегодовые потери в изоляторах, кВт/км;

$T_{\text{г}}$ – количество часов в году, ч.

Потери электроэнергии в линии Александровка - Подольхи:

$$\Delta W_{\text{Александровка-Подольхи}} = \frac{3^2 + 2^2}{35^2} \cdot 6,78 \cdot 4720 + 1 \cdot \frac{0}{1000} \cdot 21,42 \cdot 8760 + 1 \cdot \frac{1,07}{1000} \cdot 21,42 \cdot 8760 = 362,49 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Результаты расчета потерь энергии в ЛЭП для схемы 1 и 2 представлены в табл. 4.3 и 4.4.

Суммарные потери электроэнергии:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{\text{тр}} + \Delta W_{\text{ЛЭП}} + \Delta W_{\text{ку}} \quad (4.4)$$

где $\Delta W_{\text{ку}}$ – потери в компенсирующем устройстве, кВт.

Суммарные потери для первой схемы:

$$\Delta W_{\Sigma 1} = 2379,9 + 21416,03 = 23795,93 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

					<i>ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ</i>	Лист
						59
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Суммарные потери для второй схемы:

$$\Delta W_{\Sigma 2} = 1908,38 + 8971,0 = 10879,38 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Таблица 4.1

Расчетные потери электроэнергии в трансформаторах для схемы 1.

Подстанция	$P_{\text{макс}}$, МВт	$Q_{\text{макс}}$, МВА р	R_{T} , Ом	$U_{\text{ном}}$, кВ	$\Delta P_{\text{ХХ}}$, МВт	$\Delta W_{\text{тр}}$, МВт*ч
Александровка	10,62	3,17	1,5	110	0,062	614,92
Подольхи	3,2	1,16	2,3	35	0,0102	192,02
Прохоровка	4,22	1,45	3,98	110	0,028	276,13
Прелестное	2,62	1,02	1,3	35	0,0134	156,9
Сажное	5,24	2,18	2,19	110	0,038	360,35
Скородное	3,2	1,16	2,6	110	0,046	414,71
Радьковка	2,91	1,16	0,7	35	0,0184	187,64
Холодное	3,2	1,31	1,3	35	0,0134	177,22

Суммарные потери в трансформаторах
35 кВ = 713,78 МВт·ч; 110 кВ = 1666,12 МВт·ч.

Таблица 4.2

Расчетные потери электроэнергии в трансформаторах для схемы 2.

Подстанция	$P_{\text{макс}}$, МВт	$Q_{\text{макс}}$, МВА р	R_{T} , Ом	$U_{\text{ном}}$, кВ	$\Delta P_{\text{ХХ}}$, МВт	$\Delta W_{\text{тр}}$, МВт*ч
Александровка	10,62	3,17	3,98	110	0,028	435,56
Подольхи	3,2	1,16	21,3		0,011	192,62
Прохоровка	4,22	1,45	7,35		0,023	258,52
Прелестное	2,62	1,02	21,3		0,011	161,91
Сажное	5,24	2,18	7,35		0,023	293,68
Скородное	3,2	1,16	21,3		0,011	192,62
Радьковка	2,91	1,16	21,3		0,011	177,85
Холодное	3,2	1,31	21,3		0,011	195,62

Суммарные потери в трансформаторах 110 кВ = 1908,38 МВт·ч.

Таблица 4.3

Расчетные потери электроэнергии в линиях схемы 1

№	Линия	$P_{\text{макс}}$, МВт	$Q_{\text{макс}}$, МВАр	R_{T} , Ом	$U_{\text{ном}}$, кВ	$\Delta P_{\text{к.уд}}$, МВт	$\Delta P_{\text{из.уд}}$, МВт	$I_{\text{лЭП}}$, кА	$\Delta W_{\text{лЭП}}$, МВт*ч
0_1	Ржава – Прохоровка	31	-7	5,28	110	0,92	1,68	27,23	2150,8
0_2	Ржава – Александровка	40	17	5,36	110	0,92	1,68	27,64	4021,1
1_11	Прохоровка – Беломестное	27	-10	12,2	110	0,92	1,68	62,86	4108,2
2_3	Александровка – Прелестное	5	2	3,63	35	0	1,07	8,7	414,88
3_10	Прелестное – Кочетовка	2	1	10,06	35	0	1,07	17	211,98

№	Линия	$P_{\text{макс}},$ МВт	$Q_{\text{макс}},$ МВАр	$R_{\text{T}},$ Ом	$U_{\text{ном}},$ кВ	$\Delta P_{\text{к.уд}},$ МВт	$\Delta P_{\text{из.уд}},$ МВт	$l_{\text{ЛЭП}},$ км	$\Delta W_{\text{ЛЭП}},$ МВт*ч
2_4	Александровка - Сажное	17	5	5,19	110	0,92	1,68	26,76	705,21
4_12	Сажное – Белгород	11	-1	7,19	110	0,92	1,68	37,05	438,47
2_5	Александровка – Подольхи	3	2	6,78	35	0	1,07	21,42	362,49
2_6	Александровка – Радьковка	3	1	8,87	35	0	1,07	22,5	365,81
6_7	Радьковка – Холодное	0	1	5,24	35	0	1,07	16,7	38,06
7_8	Холодное - Скородное	3	2	3,33	35	0	1,07	10,6	178,12
8_16	Скородное – Кретоно	4	2	6,53	35	0	1,07	20,8	525,41
8_15	Скородное – Истобное	2	1	7,98	35	0	1,07	19	174,05
8_14	Скородное – Коньшино	45	13	6,53	110	1,15	1,68	14,95	5630,4
8_13	Скородное - Короча	27	2	7,03	110	1,15	1,68	28,7	2091,1

Суммарные потери в линиях

35 кВ = 2270,79 МВт·ч; 110 кВ = 19145,24 МВт·ч.

Таблица 4.4

Расчетные потери электроэнергии в линиях схемы 2

№	Линия	$P_{\text{макс}},$ МВт	$Q_{\text{макс}},$ МВАр	$R_{\text{T}},$ Ом	$U_{\text{ном}},$ кВ	$\Delta P_{\text{к.уд}},$ МВт	$\Delta P_{\text{из.уд}},$ МВт	$l_{\text{ЛЭП}},$ км	$\Delta W_{\text{ЛЭП}},$ МВт*ч
0_1	Ржава – Прохоровка	31	-7	3,27	110	0,575	1,68	27,23	1349,6
0_2	Ржава – Александровка	29	14	3,32		0,575		27,64	1405,2
1_11	Прохоровка – Беломестное	26	-10	7,54		0,575		62,86	2423,9
2_3	Александровка – Прелестное	5	3	2,13		1,15		8,7	52,87
3_10	Прелестное – Кочетовка	2	2	4,16		1,15		17	61,09
2_4	Александровка - Сажное	17	3	4,34		0,746		26,76	569,37
4_12	Сажное – Белгород	11	-1	6,00		0,746		37,05	375,39
2_5	Александровка – Подольхи	3	2	5,25		1,15		21,42	87,23
2_6	Александровка – Радьковка	6	0	5,51		1,15		22,5	141,04
6_7	Радьковка – Холодное	9	3	4,09		1,15		16,7	190,84
7_8	Холодное - Скородное	12	5	2,60		1,15		10,6	201,38
8_16	Скородное – Кретоно	4	2	5,10		1,15		20,8	98,65

№	Линия	$P_{\text{макс}}$, МВт	$Q_{\text{макс}}$, МВАр	R_{T} , Ом	$U_{\text{ном}}$, кВ	$\Delta P_{\text{к.уд}}$, МВт	$\Delta P_{\text{из.уд}}$, МВт	$I_{\text{ЛЭП}}$, км	$\Delta W_{\text{ЛЭП}}$, МВт*ч
8_15	Скородное – Истобное	2	2	4,66	110	1,15	1,68	19	68,31
8_14	Скородное – Коньшино	48	13	0,90		0,315		14,9	897,94
8_13	Скородное - Короча	27	2	3,44		0,315		28,7	1048,2

Суммарные потери в линиях 110 кВ = 8971,0 МВт·ч.

4.2. Расчет среднегодовых эквивалентных затрат

Оптимальный вариант схемы электрической сети выбирается по технико-экономическому сравнению вариантов друг с другом. Для выбора оптимального варианта используют следующие показатели [6]:

1. Среднегодовые эквивалентные (приведённые) затраты (З);
2. Чистый дисконтированный доход (ЧДД).

Определим капиталовложения на сооружения:

$$K = K_{\text{лэп}} + K_{\text{пс}}; \quad (4.5)$$

где $K_{\text{лэп}}$ – капиталовложения на сооружения ЛЭП;

$K_{\text{пс}}$ – капиталовложения на сооружения подстанции.

Капиталовложения в ЛЭП:

$$K_{\text{ЛЭП}} = K_{\text{уд}} \cdot L \cdot K_{\text{зон}} \cdot K_{\text{усл}} \cdot K_{\text{изм}}, \quad (4.6)$$

где $K_{\text{уд}}$ – стоимость сооружения 1 км линии (выбирается по сечению провода, напряжению, типу опор);

$K_{\text{зон}}$ – зональный повышающий коэффициент стоимости строительства, для Белгородской области $K_{\text{зон}} = 1$;

$K_{\text{усл}}$ – коэффициент, учитывающий суммарную сложность строительства ЛЭП, для Белгородской области $K_{\text{усл}} = 1$;

$K_{\text{изм}}$ – коэффициент изменения сметной стоимости, $K_{\text{изм}} = 4,43$ [23]

Капиталовложения в линию Ржава-Прохоровка Схемы 1.

$$K_{0,1} = 850 \cdot 27,23 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 4,43 = 102\,534,57 \text{ тыс. руб.}$$

					ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

Суммарные капиталовложения в ЛЭП схемы 1:

$$K_{\Sigma 1 \text{ ЛЭП}} = 1\,296\,141,89 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные капиталовложения в ЛЭП схемы 2:

$$K_{\Sigma 2 \text{ ЛЭП}} = 1\,439\,093,92 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения подстанций:

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{ТР}} + K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{ПОСТ}} \cdot K_{\text{СНИЖ}}) \cdot K_{\text{ЗОН}} \cdot K_{\text{ИЗМ}}, \quad (4.7)$$

где $K_{\text{ТР}}$ – капиталовложения в трансформаторы (справочные данные);

$K_{\text{ОРУ}}$ – капиталовложения, на открытые распределительные устройства;

$K_{\text{КУ}}$ – капиталовложения на компенсирующие устройства, принимаем равными 0, так как КУ отсутствуют;

$K_{\text{ПОСТ}}$ – капиталовложения, отвечающие за облагораживание подстанций;

$K_{\text{СНИЖ}}$ – коэффициент снижения постоянных затрат.

Капиталовложения в ПС Прохоровка схема 1:

$$K_{\text{ПС.Прохоровка}} = (2 \cdot 4100 + 3 \cdot 7000 + 11000 \cdot 0,5) \cdot 1,4,43 = 153\,721 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные капиталовложения в ПС схемы 1:

$$K_{\Sigma \text{ ПС1}} = 1\,128\,764 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные капиталовложения в ПС схемы 2:

$$K_{\Sigma \text{ ПС2}} = 1\,621\,380 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные капиталовложения в схему 1:

$$K_{\Sigma 1} = 1\,296\,141,89 + 1\,128\,764 = 2\,424\,905,89 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные капиталовложения в схему 2:

$$K_{\Sigma 2} = 1\,439\,093,92 + 1\,621\,380 = 3\,060\,473,92 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные издержки рассчитываются по следующей формуле:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{АМ}} + I_{\text{РО}} + I_{\text{ДВ}}, \quad (4.8)$$

где $I_{\text{АМ}}$ – амортизационные издержки, тыс.руб.;

$I_{\text{РО}}$ – издержки на плановые и аварийные ремонты, тыс.руб.;

					<i>ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ</i>	Лист
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		63

$I_{\Delta W}$ – издержки на возмещение потерь при транспорте ЭЭ, тыс.руб.

Амортизационные издержки рассчитываются по формуле:

$$I_{AM} = \alpha_{AM} \cdot K, \quad (4.9)$$

где α_{AM} – норма амортизационных отчислений, $\alpha_{AM}=0,05$;

K – капиталовложения, тыс.руб.

Для первой схемы:

$$I_{AM} = 0,05 \cdot 2\,424\,905,89 = 121\,245,29 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на ремонт и обслуживание рассчитываются по формуле:

$$I_{PO} = I_{PO.LEP} + I_{PO.PC}, \quad (4.10)$$

где $I_{PO.LEP}$ – суммарные ежегодные отчислений на ремонт и обслуживание ЛЭП, тыс. руб.;

$I_{PO.PC}$ – суммарные ежегодные отчислений на ремонт и обслуживание ПС, тыс. руб.

Издержки на обслуживание подстанций:

$$I_{PO.PC} = \alpha_{PO.PC} \cdot \sum K_{PC}, \quad (4.11)$$

где $\alpha_{PO.PC}$ – норма ежегодных отчислений на ремонт и обслуживание ПС, $\alpha_{PO.PC} = 0,059$ [6];

$\sum K_{PC}$ – суммарные капиталовложения в ПС.

Издержки на обслуживание линий электропередач:

$$I_{PO.LEP} = \alpha_{PO.LEP} \cdot \sum K_{LEP}, \quad (4.12)$$

где $\alpha_{PO.LEP}$ – норма ежегодных отчислений на ремонт и обслуживание ЛЭП, $\alpha_{PO.LEP} = 0,008$ [6];

$\sum K_{LEP}$ – суммарные капиталовложения в ПС.

Издержки на обслуживание первой схемы:

$$I_{PO.LEP} = 0,008 \cdot 2\,424\,905,89 = 10\,369,14 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{PO.PC} = 0,059 \cdot 1\,128\,764 = 66\,597,08 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{PO} = 10\,369,14 + 66\,597,08 = 76\,966,22 \text{ тыс. руб.}$$

$I_{\Delta w}$ - издержки на возмещение потерь при транспорте ЭЭ, тыс. руб:

$$I_{\Delta w} = C_{\Delta w} \cdot \Delta W_{\Sigma}, \quad (4.13)$$

где $C_{\Delta w}$ - одноставочный тариф на электроэнергию в части приобретаемой электрическими сетевыми организациями для компенсации стоимости потерь электрической энергии, на напряжении 110 кВ: $C_{\Delta w110} = 77,33$ руб/(МВт · ч); на напряжении 35 кВ: $C_{\Delta w35} = 181,36$ руб/(МВт · ч) [24];

ΔW_{Σ} - суммарные потери, МВт·ч.

Издержки на возмещение потерь ЭЭ для схемы 1:

$$I_{\Delta w} = (77,33 \cdot 2984,58 + 181,36 \cdot 20811,36) / 1000 = 2150,63 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные издержки для схемы 1:

$$I_{\Sigma} = 121\,245,29 + 10\,369,14 + 66\,597,08 + 2\,150,63 = 200\,362,13 \text{ тыс. руб.}$$

Приведённые затраты:

$$Z = E \cdot K + I_{\Sigma}, \quad (4.14)$$

где E - норма дисконтирования, приведённая к одному году (второй квартал 2018 г: $E = 0,1$).

Приведенные затраты для первой схемы:

$$Z = 0,1 \cdot 2\,424\,905,89 + 200\,362,13 = 442\,852,72 \text{ тыс. руб}$$

Результаты расчета экономических показателей для первой и второй схемы приведены в таблице для всех схем в табл. 4.5.

Таблица 4.5

Экономические показатели схем

	Схема 1	Схема 2
$\Delta W_{\Sigma \text{лэп}}$, МВт*ч	21 416,04	8 971,00
$\Delta W_{\Sigma \text{тр}}$, МВт*ч	2 379,89	1 908,38
K , тыс. руб.	2 424 905,89	3 060 473,92
I_{Σ} , тыс. руб.	200 362,13	261 039,17
Z , тыс. руб.	442 852,72	567 086,56

Как видно из результатов расчетов, вторая схема имеет меньшие суммарные потери, но требует больших капиталовложений и затрат на эксплуатацию.

4.3. Расчет чистого дисконтированного дохода

Для анализа технико-экономической эффективности сооружения электроэнергетических объектов сопоставляются затраты для объектов и прибыль, получаемая во время их эксплуатации. Разница между этими двумя показателями дает представление о доходе от объекта. При сравнении и выборе из различных инвестиционных проектов руководствуются различными экономическими критериями, одним из которых является ЧДД.

Расчёт ЧДД будем вести на период 20 лет, связанный со сроком эксплуатации сети.

Результат деятельности объектов (выручка) рассчитывается по формуле 4.15. Следует учесть, что единые котловые тарифы разделяются по уровням напряжения. Для схем 1 и 2 учитываем два тарифа:

1. Высокое напряжение (ВН) – для объектов напряжением 110 кВ и выше;
2. Среднее первое напряжение (СН1) – для объектов напряжением 35 кВ [25].

Результат деятельности объектов (выручка):

$$O_p = W_{\text{ОТП}35} \cdot T_{\text{котл}35} + W_{\text{ОТП}110} \cdot T_{\text{котл}110}, \quad (4.15)$$

где $W_{\text{ОТП}}$ – отпускаемая в сеть ЭЭ, МВт·ч;

$T_{\text{котл}35}$ – котловой тариф за передачу ЭЭ по сетям СН1, равный 2,24 руб/(кВт·ч) [24];

$T_{\text{котл}110}$ – котловой тариф за передачу ЭЭ по сетям ВН, равный 1,796 руб/(кВт·ч) [24].

Выручка от деятельности объектов для первой схемы:

$$O_p = 72\,736,4 \cdot 2,24 + 141\,928,7 \cdot 1,796 = 977\,752,48 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки на содержание сети, без учета амортизационных отчислений:

$$И = И_{\Sigma} - И_{\text{АМ}}, \quad (4.16)$$

Издержки на содержание сети для первой схемы:

$$И = 200\,362,13 - 121\,245,29 = 79\,116,84 \text{ млн. руб}$$

Налоги на прибыль, получаемую при эксплуатации сети:

					<i>ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

$$H = 0,2 \cdot (O_p - И_{\Sigma}), \quad (4.17)$$

Налоги для первой схемы:

$$H = 0,2 \cdot (977\,752,48 - 200\,362,13) = 179\,727,13 \text{ тыс. руб.}$$

Время эксплуатации сети:

$$t = 0,1 \dots 20 \text{ лет}$$

Расчёт ЧДД проводится по формуле:

$$\mathcal{E}_{dt_i} = \frac{\mathcal{E}_{t_i}}{(1+E)^{t_i}}; \quad (4.18)$$

где \mathcal{E}_{t_i} – чистый доход, млн.руб;

t_i – год, для которого ведется расчет.

Чистый доход рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{t_i} = O_{p_i} - И_i - H_i - K_i; \quad (4.19)$$

где O_{p_i} , $И_i$, H_i , K_i – выручка, издержки, налоги и капиталовложения соответственно в год, для которого ведется расчет, млн.руб.

Результаты расчета для схем 1 и 2 представлены в табл. 4.6 и 4.7.

Таблица 4.6

Расчётные данные чистого дисконтированного дохода схемы 1

t, год	K, млн.руб.	O _p , млн.руб.	И, млн.руб.	H, млн.руб.	Э _t , млн.руб.	ЧДД, млн.руб.
1	2424,91	0	0	0	-2424,91	-2204,46
2	0	977,75	79,12	179,73	718,91	-1610,32
3	0	977,75	79,12	179,73	718,91	-1070,19
4	0	977,75	79,12	179,73	718,91	-579,17
5	0	977,75	79,12	179,73	718,91	-132,78
6	0	977,75	79,12	179,73	718,91	273,02
7	0	977,75	79,12	179,73	718,91	641,94
8	0	977,75	79,12	179,73	718,91	977,31
9	0	977,75	79,12	179,73	718,91	1282,19
10	0	977,75	79,12	179,73	718,91	1559,37
11	0	977,75	79,12	179,73	718,91	1811,34
12	0	977,75	79,12	179,73	718,91	2040,41
13	0	977,75	79,12	179,73	718,91	2248,65
14	0	977,75	79,12	179,73	718,91	2437,96
15	0	977,75	79,12	179,73	718,91	2610,06
16	0	977,75	79,12	179,73	718,91	2766,52
17	0	977,75	79,12	179,73	718,91	2908,75
18	0	977,75	79,12	179,73	718,91	3038,05
19	0	977,75	79,12	179,73	718,91	3155,59
20	0	977,75	79,12	179,73	718,91	3262,46

Расчётные данные чистого дисконтированного дохода схемы 2

t, год	К, млн.руб.	О _p , млн.руб.	И, млн.руб.	Н, млн.руб.	Э _t , млн.руб.	ЧДД, млн.руб.
1	3060,47	0	0	0	-3060,47	-2782,25
2	0	928,94	108,02	164,18	656,74	-2239,49
3	0	928,94	108,02	164,18	656,74	-1746,08
4	0	928,94	108,02	164,18	656,74	-1297,52
5	0	928,94	108,02	164,18	656,74	-889,73
6	0	928,94	108,02	164,18	656,74	-519,02
7	0	928,94	108,02	164,18	656,74	-182,01
8	0	928,94	108,02	164,18	656,74	124,36
9	0	928,94	108,02	164,18	656,74	402,88
10	0	928,94	108,02	164,18	656,74	656,08
11	0	928,94	108,02	164,18	656,74	886,26
12	0	928,94	108,02	164,18	656,74	1095,52
13	0	928,94	108,02	164,18	656,74	1285,75
14	0	928,94	108,02	164,18	656,74	1458,69
15	0	928,94	108,02	164,18	656,74	1615,91
16	0	928,94	108,02	164,18	656,74	1758,83
17	0	928,94	108,02	164,18	656,74	1888,77
18	0	928,94	108,02	164,18	656,74	2006,89
19	0	928,94	108,02	164,18	656,74	2114,27
20	0	928,94	108,02	164,18	656,74	2211,89

Графики ЧДД, полученные по результатам расчета (см. Приложение 3) для схем 1 и 2, представлены на рис.4.1 и рис.4.2:

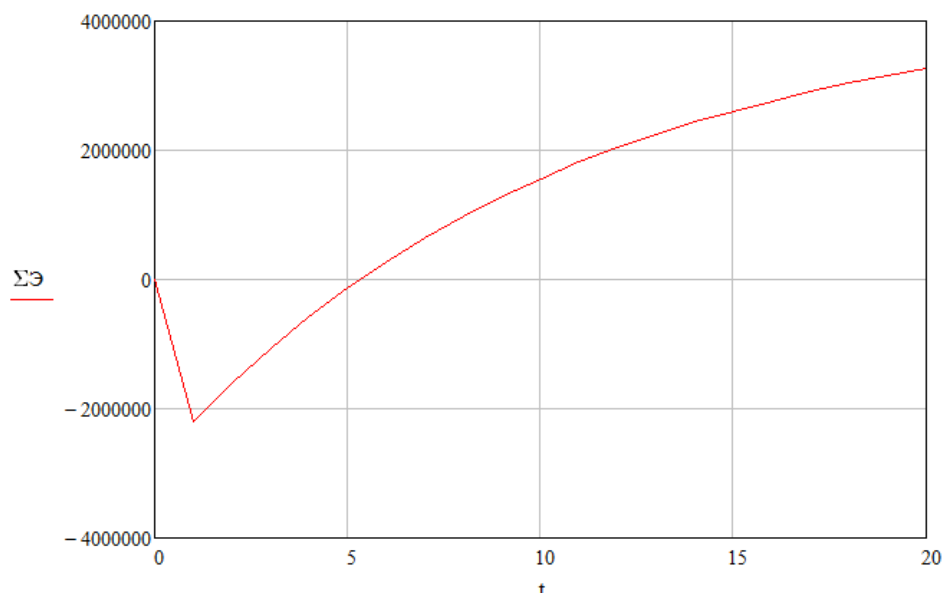


Рис.4.1. График ЧДД схемы 1.

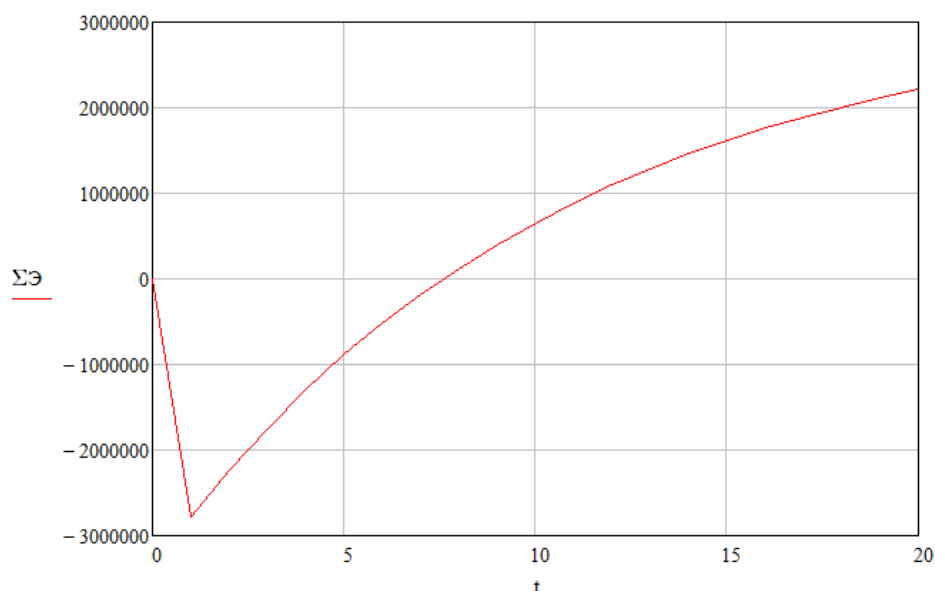


Рис.4.2. График ЧДД схемы 2.

По результатам расчета видно, что показатели ЧДД схемы 1 выше, чем схемы 2, однако, схема 1 (существующая) имеет недопустимы отклонения напряжения в послеаварийном режиме, что не позволит функционировать некоторым потребителям. Схема 2 (проектируемая) имеет более высокие характеристики послеаварийного режима. Так же, повышение напряжения линий с 35 кВ до 110 кВ повышает пропускную способность линий, что при дальнейшем развитии сети позволит передавать большие мощности без изменения оборудования. Этот же фактор позволяет развивать системообразующие сети Белгородской области, упрощая логистику ЭЭ в сети и увеличивая тем самым ее надежность. С социальной точки зрения вторая схема имеет преимущество, так как обслуживание сети 110 кВ требует большего количества персонала, чем сеть 35 кВ, следовательно, после реконструкции сети увеличится количество рабочих мест.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Главной задачей выпускной квалификационной работы является разработка оптимальной схемы развития сети Прохоровского района Белгородской области, состоящей из 8 подстанций, определение возможности и целесообразности перевода элементов сети с напряжения 35 кВ на 110 кВ. В процессе выполнения работы были определены нагрузки потребителей, выбраны схемы РУ, выбраны силовые трансформаторы, марки и сечения проводов, рассчитаны потери электроэнергии, капиталовложения в электрическую сеть и затраты на сооружения для каждого из вариантов сети.

На основе результатов расчетов можно сделать следующие выводы:

1. Схема развития сети с переводом подстанций Прохоровского района с напряжения 35 кВ на 110 кВ имеет большие затраты и меньший чистый дисконтированный доход, чем существующая сеть. Однако может функционировать в послеаварийном режиме, в отличие от существующей сети, которая в послеаварийном режиме имеет слишком низкие напряжения на некоторых подстанциях, что делает невозможным эксплуатацию потребителей, присоединенных к этим подстанциям.

2. Перевод сети на более высокое напряжение в целом снижает потери электроэнергии, повышает мобильность с точки зрения передачи электроэнергии в соседние районы в послеаварийных режимах, но требует больших капиталовложений на сооружение и издержки при эксплуатации.

					<i>ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		Селин А.Ю.			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руков.</i>		Воловиков А.А.				70	1
<i>Консульт.</i>					<i>Заключение</i> БГТУ им. В.Г. Шухова Э-42		
<i>Н. контр.</i>		Парашук О.В.					
<i>Утвердил</i>		Белоусов А.В.					

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Белгородской области на пятилетний период 2017 - 2021 годы.: г. Белгород, 2016. – 86 с.
2. Прохоровка. / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/Прохоровка> (дата обращения 15.03.2018)
3. Белгородские энергетики приступили к реконструкции подстанции 110 кВ «Александровка» / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://gubkin.info/belgorod/47337-belgorodskie-yenergetiki-pristupili-k.html> (дата обращения 28.04.2018)
4. О районе | Прохоровский район / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.admprohorovka.ru/o-poselenii/> (05.03.2018)
5. Правила устройств электроустановок. Раздел 7. Электрооборудование специальных установок. – Введ. 2003-01-01. – М.: ОАО «ВНИИЭ», 2003. – 222 с.
6. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей/ И. Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович, И. М. Шапиро – М. :ЭНАС, 2012. – 376 с.
7. Неклепаев. Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: учеб. для вызов/ Б.Н. Неклепаев – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.
8. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: учеб. для вузов/ В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
9. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения: СТО 56947007-29.240.30.010-2008.
- 10.Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учеб. для студ. сред. проф. образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М: Издательский центр «Академия», 2007. – 448 с.

					<i>ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		Селин А.Ю.			<i>Список литературы</i>		
<i>Руков.</i>		Воловиков А.А.					
<i>Консульт.</i>							
<i>Н. контр.</i>		Парашук О.В.					
<i>Утвердил</i>		Белоусов А.В.					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						71	3
					<i>БГТУ им. В.Г. Шухова Э-42</i>		

11. Герасимов В.Г. Электротехнический справочник. Том 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. Ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
12. Костин В.Н, Передача и распределение электроэнергии: учебное пособие / В.Н. Костин, К.В. Распопов, Е.А. Родченко. – СПб: СЗТУ, 2002. – 147 с.
13. Программный комплекс «RastrWin3». Руководство пользователя.: г.Москва, 2015. – 281 с.
14. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. ГОСТ 14209-97. – Введ. 2002-01-01. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 82 с.
15. Хавроничев, С. В. Расчет токов коротких замыканий и проверка электрооборудования: учеб. пособие / С. В. Хавроничев, И. Ю. Рыбкина. – Волгоград: ИУНЛ ВолгГТУ, 2012. – 56 с.
16. Кокин, С.Е. Схемы электрических соединений подстанций: учеб. пособие / С.Е. Кокин, С.А. Дмитриев, А.И. Хальясмаа. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2015. – 100 с.
17. Олин, Д.М. Переходные процессы в электрических сетях : учеб. пособие / Д.М. Олин, Н.М. Попов. – Кострома: КГСХА, 2013. – 103 с.
18. Девочкин, О.В. Электрические аппараты: учеб. пособие для студ. Учреждений сред. проф. образования / О.В. Девочкин, В.В. Лохнин, Р.В. Меркулов, Е.Н. Смолин. – М.: Издательский центр «Академия», 2010. – 240 с.
19. Герасименко, А.А. Электроэнергетические системы и сети. Версия 1.0 [Электронный ресурс] : конспект лекций / А.А. Герасименко, Е.С. Кинев, Т.М. Чупак. – Электрон. дан. (7 Мб). – Красноярск: ИПК СФУ, 2008. – (Электроэнергетические системы и сети : УМКД №261-2007 / рук. творч. коллектива Е.С. Кинев). – 1 электрон. Опт. Диск (DVD).
20. Крючков, И.П. Короткие замыкания и выбор электрооборудования: учеб. пособие для вузов / И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев и др.; под ред. И.П. Крюčkова, В.А. Старшинова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 568 с.

					<i>ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		72

21. Куликов, Ю.А. Переходные процессы в электроэнергетических системах: учеб. пособие. – М.: Издательство «Омега-Л», 2013. – 384 с.
22. Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ. РД 34.20.179. – Введ. 1988-06-04. – М.: СПО Союзтехэнерго №1988, 1988. – 26 с.
23. Прогнозные индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных и пусконаладочных работ по объектам строительства, определяемых с применением федеральных и территориальных единичных расценок, на I квартал 2018 года: Письмо Минстроя России от 04.04.2018 №13606-хм/09// налоговый вестник. 2017. - №12.
24. Об утверждении ставок платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей к электрическим сетям территориальных сетевых организаций, осуществляющих свою деятельность на территории Белгородской области на 2018 год: Приказ комиссии по государственному регулированию цен и тарифов в Белгородской области №39/5// Нормативные акты по финансам, налогам, страхованию и бухгалтерскому учету. – 2017. №5.
25. Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 N 1178 (ред. от 30.04.2018) "О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике" (вместе с "Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике", "Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике") {КонсультантПлюс}

					<i>ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		73

Расчет перспективных нагрузок

$E := 1.89\%$ - относительный прирост нагрузок, среднегодовой

$t_{\text{прог}} := 2038$ г $t_{\text{баз}} := 2018$ г $i := \sqrt{-1}$

$$\begin{pmatrix} S_{\text{Александровка}} \\ S_{\text{Подольхи}} \\ S_{\text{Прохоровка}} \\ S_{\text{Прелестное}} \\ S_{\text{Сажное}} \\ S_{\text{Скородное}} \\ S_{\text{Радьковка}} \\ S_{\text{Холодное}} \end{pmatrix} := \begin{pmatrix} 7.3 + i \cdot 2.9 \\ 2.2 + i \cdot 0.8 \\ 2.9 + i \cdot 1 \\ 1.8 + i \cdot 0.7 \\ 3.6 + i \cdot 1.5 \\ 2.2 + i \cdot 0.8 \\ 2 + i \cdot 0.8 \\ 2.2 + i \cdot 0.9 \end{pmatrix} S_{\text{баз}} := \begin{pmatrix} S_{\text{Александровка}} \\ S_{\text{Подольхи}} \\ S_{\text{Прохоровка}} \\ S_{\text{Прелестное}} \\ S_{\text{Сажное}} \\ S_{\text{Скородное}} \\ S_{\text{Радьковка}} \\ S_{\text{Холодное}} \end{pmatrix} \quad \text{нагрузки подстанций}$$

Прогнозируемые нагрузки

$$S_{\text{прог}} := S_{\text{баз}} \cdot (1 + E)^{t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}} = \begin{pmatrix} 10.616 + 4.217i \\ 3.199 + 1.163i \\ 4.217 + 1.454i \\ 2.618 + 1.018i \\ 5.235 + 2.181i \\ 3.199 + 1.163i \\ 2.908 + 1.163i \\ 3.199 + 1.309i \end{pmatrix} \quad \text{МВА}$$

Импортируемые потоки мощности

$$\begin{pmatrix} S_{\text{Ржава_Александровка}} \\ S_{\text{Ржава_Прохоровка}} \\ S_{\text{Коньшино_Скородное}} \end{pmatrix} := \begin{pmatrix} 20.9 - i \cdot 9.3 \\ 25.6 - i \cdot 9.9 \\ 28.9 + i \cdot 4.9 \end{pmatrix} \quad \text{МВА} \quad S_{\text{ген}} := \begin{pmatrix} S_{\text{Ржава_Александровка}} \\ S_{\text{Ржава_Прохоровка}} \\ S_{\text{Коньшино_Скородное}} \end{pmatrix}$$

Прогнозируемые импортируемые потоки мощности

$$S_{\text{прог_ген}} := S_{\text{ген}} \cdot (1 + E)^{t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}} = \begin{pmatrix} 30.393 - 13.524i \\ 37.228 - 14.397i \\ 42.027 + 7.126i \end{pmatrix} \quad \text{МВА}$$

					<i>ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		Селин А.Ю.			Приложение 1 Расчет перспективных нагрузок и выбор оборудования		
<i>Руков.</i>		Воловиков А.А.					
<i>Консульт.</i>							
<i>Н. контр.</i>		Парашук О.В.					
<i>Утвердил</i>		Белоусов А.В.			БГТУ им. В.Г. Шухова Э-42 Лит. Лист Листов 74 20		

Транзит мощности

$$\begin{pmatrix} S_{\text{транз_Прелестное}} \\ S_{\text{транз_Прохоровка}} \\ S_{\text{транз_Сажное}} \\ S_{\text{Скородное_Кретоно}} \\ S_{\text{Скородное_Истобное}} \\ S_{\text{Скородное_Короча}} \end{pmatrix} := \begin{pmatrix} 2 + i \cdot 1 \\ 17.8 - i \cdot 9.9 \\ 7.6 - i \cdot 1.5 \\ 2.8 + i \cdot 1.2 \\ 1.3 + i \cdot 0.6 \\ 18.1 + i \cdot 0.3 \end{pmatrix} \text{ MVA} \quad S_{\text{транз}} := \begin{pmatrix} S_{\text{транз_Прелестное}} \\ S_{\text{транз_Прохоровка}} \\ S_{\text{транз_Сажное}} \\ S_{\text{Скородное_Кретоно}} \\ S_{\text{Скородное_Истобное}} \\ S_{\text{Скородное_Короча}} \end{pmatrix}$$

Прогнозируемые транзит мощности

$$S_{\text{прог_транз}} := S_{\text{транз}} \cdot (1 + E)^{t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}} = \begin{pmatrix} 2.908 + 1.454i \\ 25.885 - 14.397i \\ 11.052 - 2.181i \\ 4.072 + 1.745i \\ 1.89 + 0.873i \\ 26.321 + 0.436i \end{pmatrix} \text{ MVA}$$

Расчет сопротивлений и проводимостей линий

$$\begin{aligned} r_{50} &:= 0.592 \text{ Ом/км} & x_{50} &:= 0.429 \text{ Ом/км} & b_{50} &:= 2.65 \cdot 10^{-6} \text{ См/км} \\ r_{70} &:= 0.420 \text{ Ом/км} & x_{70} &:= 0.418 \text{ Ом/км} & b_{70} &:= 2.72 \cdot 10^{-6} \text{ См/км} \\ r_{95} &:= 0.314 \text{ Ом/км} & x_{95} &:= 0.408 \text{ Ом/км} & b_{95} &:= 2.79 \cdot 10^{-6} \text{ См/км} \\ r_{120} &:= 0.245 \text{ Ом/км} & x_{120} &:= 0.423 \text{ Ом/км} & b_{120_35} &:= 2.85 \cdot 10^{-6} \text{ См/км} \quad 35 \text{ кВ} \\ & & & & b_{120} &:= 2.69 \cdot 10^{-6} \text{ См/км} \quad 110 \text{ кВ} \\ r_{150} &:= 0.194 \text{ Ом/км} & x_{150} &:= 0.415 \text{ Ом/км} & b_{150} &:= 2.74 \cdot 10^{-6} \text{ См/км} \quad 110 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Ржава - Прохоровка

$$\begin{aligned} r_{0_1} &:= 27.23 \cdot r_{150} = 5.283 \text{ Ом} & x_{0_1} &:= 27.23 \cdot x_{150} = 11.3 \text{ Ом} \\ b_{0_1} &:= 27.23 \cdot b_{150} = 7.461 \times 10^{-5} \text{ См} & l_{0_1} &:= 27.23 \text{ км} \end{aligned}$$

Ржава - Александровка

$$\begin{aligned} r_{0_2} &:= 27.64 \cdot r_{150} = 5.362 \text{ Ом} & x_{0_2} &:= 27.64 \cdot x_{150} = 11.471 \text{ Ом} \\ b_{0_2} &:= 27.64 \cdot b_{150} = 7.573 \times 10^{-5} \text{ См} & l_{0_2} &:= 27.64 \text{ км} \end{aligned}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Прохоровка - Беломестное

$$r_{1_11} := 62.86 \cdot r_{150} = 12.195 \quad \text{Ом} \quad x_{1_11} := 62.86 \cdot x_{150} = 26.087 \quad \text{Ом}$$

$$b_{1_11} := 62.86 \cdot b_{150} = 1.722 \times 10^{-4} \quad \text{См} \quad l_{1_11} := 62.86 \quad \text{км}$$

Александровка - Прелестное

$$l_{2_3} := 0.15 + 0.516 + 3.818 + 3.722 + 0.494 = 8.7 \quad \text{км}$$

$$r_{2_3} := (0.516 + 3.818 + 3.722 + 0.494) \cdot r_{70} + 0.15 \cdot r_{120} = 3.628 \quad \text{Ом}$$

$$x_{2_3} := (0.516 + 3.818 + 3.722 + 0.494) \cdot x_{70} + 0.15 \cdot x_{120} = 3.637 \quad \text{Ом}$$

$$b_{2_3} := (0.516 + 3.818 + 3.722 + 0.494) \cdot b_{70} + 0.15 \cdot b_{120_35} = 2.368 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Прелестное - Кочетовка

$$r_{3_10} := 17 \cdot r_{50} = 10.064 \quad \text{Ом} \quad x_{3_10} := 17 \cdot x_{50} = 7.293 \quad \text{Ом}$$

$$b_{3_10} := 17 \cdot b_{50} = 4.505 \times 10^{-5} \quad \text{См} \quad l_{3_10} := 17 \quad \text{км}$$

Александровка - Сажное

$$r_{2_4} := 26.76 \cdot r_{150} = 5.191 \quad \text{Ом} \quad x_{2_4} := 26.76 \cdot x_{150} = 11.105 \quad \text{Ом}$$

$$b_{2_4} := 26.76 \cdot b_{150} = 7.332 \times 10^{-5} \quad \text{См} \quad l_{2_4} := 26.76 \quad \text{км}$$

Сажное - Белгород

$$r_{4_12} := 37.05 \cdot r_{150} = 7.188 \quad \text{Ом} \quad x_{4_12} := 37.05 \cdot x_{150} = 15.376 \quad \text{Ом}$$

$$b_{4_12} := 37.05 \cdot b_{150} = 1.015 \times 10^{-4} \quad \text{См} \quad l_{4_12} := 37.05 \quad \text{км}$$

Александровка - Подольхи

$$l_{2_5} := 0.5 + 20.918 = 21.418 \quad \text{км}$$

$$r_{2_5} := 0.5 \cdot r_{70} + 20.918 \cdot r_{95} = 6.778 \quad \text{Ом}$$

$$x_{2_5} := x_{70} + 20.918 \cdot x_{95} = 8.953 \quad \text{Ом}$$

$$b_{2_5} := b_{70} + 20.918 \cdot b_{95} = 6.108 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Александровка - Радьковка

$$l_{2_6} := 0.5 + 5 + 10 + 7 = 22.5 \quad \text{км}$$

$$r_{2_6} := (10 + 7) \cdot r_{70} + (0.5 + 5) \cdot r_{95} = 8.867 \quad \text{Ом}$$

$$x_{2_6} := (10 + 7) \cdot x_{70} + (0.5 + 5) \cdot x_{95} = 9.35 \quad \text{Ом}$$

$$b_{2_6} := (10 + 7) \cdot b_{70} + (0.5 + 5) \cdot b_{95} = 6.158 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Радьковка - Холодное

$$r_{6_7} := 16.7 \cdot r_{95} = 5.244 \quad \text{Ом} \quad x_{6_7} := 16.7 \cdot x_{95} = 6.814 \quad \text{Ом}$$

$$b_{6_7} := 16.7 \cdot b_{95} = 4.659 \times 10^{-5} \quad \text{См} \quad l_{6_7} := 16.7 \quad \text{км}$$

Холодное - Скородное

$$r_{7_8} := 10.6 \cdot r_{95} = 3.328 \quad \text{Ом} \quad x_{7_8} := 10.6 \cdot x_{95} = 4.325 \quad \text{Ом}$$

$$b_{7_8} := 10.6 \cdot b_{95} = 2.957 \times 10^{-5} \quad \text{См} \quad l_{7_8} := 10.6 \quad \text{км}$$

Скородное - Кретоно

$$r_{8_16} := 20.8 \cdot r_{95} = 6.531 \quad \text{Ом} \quad x_{8_16} := 20.8 \cdot x_{95} = 8.486 \quad \text{Ом}$$

$$b_{8_16} := 20.8 \cdot b_{95} = 5.803 \times 10^{-5} \quad \text{См} \quad l_{8_16} := 20.8 \quad \text{км}$$

Скородное - Истобное

$$r_{8_15} := 19 \cdot r_{70} = 7.98 \quad \text{Ом} \quad x_{8_15} := 19 \cdot x_{70} = 7.942 \quad \text{Ом}$$

$$b_{8_15} := 19 \cdot b_{70} = 5.168 \times 10^{-5} \quad \text{См} \quad l_{8_15} := 19 \quad \text{км}$$

Скородное - Коньшино

$$l_{8_14} := 12.1 + 2.85 = 14.95 \quad \text{км}$$

$$r_{8_14} := 12.1 \cdot r_{120} + 2.85 \cdot r_{150} = 3.517 \quad \text{Ом}$$

$$x_{8_14} := 12.1 \cdot x_{120} + 2.85 \cdot x_{150} = 6.301 \quad \text{Ом}$$

$$b_{8_14} := 12.1 \cdot b_{120} + 2.85 \cdot b_{150} = 4.036 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Скородное - Короча

$$r_{8_13} := 28.7 \cdot r_{120} = 7.031 \quad \text{Ом} \quad x_{8_13} := 28.7 \cdot x_{120} = 12.14 \quad \text{Ом}$$

$$b_{8_13} := 28.7 \cdot b_{120} = 7.72 \times 10^{-5} \quad \text{См} \quad l_{8_13} := 28.7$$

Сопротивления и проводимости трансформаторов

Прохоровка ТДН-10000/110

$$r_{T1} := \frac{7.95}{2} = 3.975 \quad \text{Ом} \quad x_{T1} := \frac{139}{2} = 69.5 \quad \text{Ом}$$

$$G_{T1} := \frac{14}{1000} \cdot \frac{1}{110^2} \cdot 2 = 2.314 \times 10^{-6} \quad \text{См} \quad B_{T1} := \frac{70}{1000} \cdot \frac{1}{110^2} \cdot 2 = 1.157 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Александровка ТДН-25000/110/35/10

$$r_{T2_ВН} := \frac{1.5}{2} = 0.75 \quad \text{Ом} \quad x_{T2_ВН} := \frac{56.9}{2} = 28.45 \quad \text{Ом}$$

$$r_{T2_СН} := \frac{1.5}{2} = 0.75 \quad \text{Ом} \quad x_{T2_СН} := \frac{0}{2} = 0 \quad \text{Ом}$$

$$r_{T2_НН} := \frac{1.5}{2} = 0.75 \quad \text{Ом} \quad x_{T2_НН} := \frac{35.7}{2} = 17.85 \quad \text{Ом}$$

$$G_{T2} := \frac{31}{1000} \cdot \frac{1}{110^2} \cdot 2 = 5.124 \times 10^{-6} \quad \text{См} \quad B_{T2} := \frac{175}{1000} \cdot \frac{1}{110^2} \cdot 2 = 2.893 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Прелестное ТМН-4000/35

$$r_{T3} := \frac{2.6}{2} = 1.3 \quad \text{Ом} \quad x_{T3} := \frac{23}{2} = 11.5 \quad \text{Ом}$$

$$G_{T3} := \frac{6.7}{1000} \cdot \frac{1}{35^2} \cdot 2 = 1.094 \times 10^{-5} \quad \text{См} \quad B_{T3} := \frac{40}{1000} \cdot \frac{1}{35^2} \cdot 2 = 6.531 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Сажное ТДН-16000/110

$$r_{T4} := \frac{4.38}{2} = 2.19 \quad \text{Ом} \quad x_{T4} := \frac{86.7}{2} = 43.35 \quad \text{Ом}$$

$$G_{T4} := \frac{19}{1000} \cdot \frac{1}{35^2} \cdot 2 = 3.102 \times 10^{-5} \quad \text{См} \quad B_{T4} := \frac{112}{1000} \cdot \frac{1}{35^2} \cdot 2 = 1.829 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

Подольхи ТМН-2500/35

$$r_{T5} := \frac{4.6}{2} = 2.3 \quad \text{Ом} \quad x_{T5} := \frac{31.9}{2} = 15.95 \quad \text{Ом}$$

$$G_{T5} := \frac{5.1}{1000} \cdot \frac{1}{35^2} \cdot 2 = 8.327 \times 10^{-6} \quad \text{См} \quad B_{T5} := \frac{27.5}{1000} \cdot \frac{1}{35^2} \cdot 2 = 4.49 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Радьковка ТМН-6300/35

$$r_{T6} := \frac{1.4}{2} = 0.7 \quad \text{Ом} \quad x_{T6} := \frac{14.6}{2} = 7.3 \quad \text{Ом}$$

$$G_{T6} := \frac{9.2}{1000} \cdot \frac{1}{35^2} \cdot 2 = 1.502 \times 10^{-5} \quad \text{См} \quad B_{T6} := \frac{56.7}{1000} \cdot \frac{1}{35^2} \cdot 2 = 9.257 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Холодное ТМН-4000/35

$$r_{T7} := \frac{2.6}{2} = 1.3 \quad \text{Ом} \quad x_{T7} := \frac{23}{2} = 11.5 \quad \text{Ом}$$

$$G_{T7} := \frac{6.7}{1000} \cdot \frac{1}{35^2} \cdot 2 = 1.094 \times 10^{-5} \quad \text{См} \quad B_{T7} := \frac{40}{1000} \cdot \frac{1}{35^2} \cdot 2 = 6.531 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Скородное ТДТН-16000/110/35/10

$$r_{T8_вн} := \frac{2.6}{2} = 1.3 \quad \text{Ом} \quad x_{T8_вн} := \frac{88.9}{2} = 44.45 \quad \text{Ом}$$

$$r_{T8_сн} := \frac{2.6}{2} = 1.3 \quad \text{Ом} \quad x_{T8_сн} := \frac{0}{2} = 0 \quad \text{Ом}$$

$$r_{T8_нн} := \frac{2.6}{2} = 1.3 \quad \text{Ом} \quad x_{T8_нн} := \frac{52}{2} = 26 \quad \text{Ом}$$

$$G_{T8} := \frac{23}{1000} \cdot \frac{1}{110^2} \cdot 2 = 3.802 \times 10^{-6} \quad \text{См} \quad B_{T8} := \frac{160}{1000} \cdot \frac{1}{110^2} \cdot 2 = 2.645 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Расчет компенсирующих устройств

$$K_{лсн} := 0.8 \quad K_{max} := 0.95 \quad \text{tg}\varphi_3 := 0.3$$

ПС Александровка, 2 секция шин

$$Q_{ку_трАлександровка} := \text{Im}(S_{прог_0}) - (\text{Re}(S_{прог_0}) \cdot \text{tg}\varphi_3) = 1.032 \quad \text{МВАр}$$

$$Q_{ку_тр1сшАлександровка} := \frac{Q_{ку_трАлександровка}}{2} = 0.516 \quad \text{МВАр}$$

КРМ – 10.5 – 450

КРМ – 10.5 – 75

$$\frac{450 + 75}{516} = 1.017$$

$$Q_{ку_ф1сшАлександровка} := 0.45 + 0.075 = 0.525 \quad \text{МВАр}$$

$$Q_{ку_фАлександровка} := Q_{ку_ф1сшАлександровка} \cdot 2 = 1.05 \quad \text{МВАр}$$

Для лета

$$Q_{л_ку_трАлександровка} := Q_{ку_трАлександровка} \cdot K_{лсн} = 0.826 \quad \text{МВАр}$$

$$Q_{л_ку_тр1сшАлександровка} := Q_{ку_тр1сшАлександровка} \cdot K_{лсн} = 0.413 \quad \text{МВАр}$$

КРМ – 10.5 – 450

$$\frac{450}{413} = 1.09$$

$$Q_{л_ку_ф1сшАлександровка} := 0.45 = 0.45 \quad \text{МВАр}$$

$$Q_{л_ку_фАлександровка} := Q_{л_ку_ф1сшАлександровка} \cdot 2 = 0.9 \quad \text{МВАр}$$

ПС Подольхи, 2 секция шин

$$Q_{ку_трПодольхи} := \text{Im}(S_{прог_1}) - (\text{Re}(S_{прог_1}) \cdot \text{tg}\varphi_3) = 0.204 \quad \text{МВАр}$$

$$Q_{ку_тр1сшПодольхи} := \frac{Q_{ку_трПодольхи}}{2} = 0.102 \quad \text{МВАр}$$

КРМ – 10.5 – 150

$$\frac{150}{102} = 1.471$$

Для лета

$$Q_{л_ку_тр}Подольхи := Q_{ку_тр}Подольхи \cdot K_{лсн} = 0.163 \quad \text{МВАр}$$

$$Q_{л_ку_тр1сш}Подольхи := Q_{ку_тр1сш}Подольхи \cdot K_{лсн} = 0.081 \quad \text{МВАр}$$

КРМ – 10.5 – 150

$$\frac{150}{81} = 1.852$$

Значительная перекомпенсация. КРМ не устанавливается.

ПС Прохоровка, 2 секция шин

$$Q_{ку_тр}Прохоровка := \text{Im}(S_{\text{прог}_2}) - (\text{Re}(S_{\text{прог}_2}) \cdot \text{tg}\varphi_3) = 0.189 \quad \text{МВАр}$$

$$Q_{ку_тр1сш}Прохоровка := \frac{Q_{ку_тр}Прохоровка}{2} = 0.095 \quad \text{МВАр}$$

КРМ – 10.5 – 150

$$\frac{150}{95} = 1.579$$

Для лета

$$Q_{л_ку_тр}Прохоровка := Q_{ку_тр}Прохоровка \cdot K_{лсн} = 0.151 \quad \text{МВАр}$$

$$Q_{л_ку_тр1сш}Прохоровка := Q_{ку_тр1сш}Прохоровка \cdot K_{лсн} = 0.076 \quad \text{МВАр}$$

КРМ – 10.5 – 150

$$\frac{150}{76} = 1.974$$

Значительная перекомпенсация. КРМ не устанавливается.

ПС Престное, 2 секция шин

$$Q_{ку_тр}Престное := \text{Im}(S_{\text{прог}_3}) - (\text{Re}(S_{\text{прог}_3}) \cdot \text{tg}\varphi_3) = 0.233 \quad \text{МВАр}$$

$$Q_{ку_тр1сш}Престное := \frac{Q_{ку_тр}Престное}{2} = 0.116 \quad \text{МВАр}$$

КРМ – 10.5 – 150

$$\frac{150}{116} = 1.293$$

Для лета

$$Q_{л_ку_тр}Престное := Q_{ку_тр}Престное \cdot K_{лсн} = 0.186 \quad \text{МВАр}$$

$$Q_{л_ку_тр1сш}Престное := Q_{ку_тр1сш}Престное \cdot K_{лсн} = 0.093 \quad \text{МВАр}$$

КРМ – 10.5 – 150

$$\frac{150}{93} = 1.613$$

Значительная перекомпенсация. КРМ не устанавливается.

					<i>ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

ПС Сажное, 2 секция шин

$$Q_{\text{ку_трСажное}} := \text{Im}(S_{\text{прог}_4}) - (\text{Re}(S_{\text{прог}_4}) \cdot \text{tg}\varphi_3) = 0.611 \quad \text{МВАр}$$

$$Q_{\text{ку_тр1шСажное}} := \frac{Q_{\text{ку_трСажное}}}{2} = 0.305 \quad \text{МВАр}$$

КРМ – 10.5 – 300

КРМ - 10,5 - 75

$$\frac{300 + 75}{305} = 1.23$$

Для лета

$$Q_{\text{л_ку_трСажное}} := Q_{\text{ку_трСажное}} \cdot K_{\text{лсн}} = 0.489 \quad \text{МВАр}$$

$$Q_{\text{л_ку_тр1шСажное}} := Q_{\text{ку_тр1шСажное}} \cdot K_{\text{лсн}} = 0.244 \quad \text{МВАр}$$

КРМ – 10.5 – 300

$$\frac{300}{244} = 1.23$$

Значительная перекомпенсация. КРМ не устанавливается.

ПС Скородное, 2 секция шин

$$Q_{\text{ку_трСкородное}} := \text{Im}(S_{\text{прог}_5}) - (\text{Re}(S_{\text{прог}_5}) \cdot \text{tg}\varphi_3) = 0.204 \quad \text{МВАр}$$

$$Q_{\text{ку_тр1шСкородное}} := \frac{Q_{\text{ку_трСкородное}}}{2} = 0.102 \quad \text{МВАр}$$

КРМ – 10.5 – 150

$$\frac{150}{102} = 1.471$$

Для лета

$$Q_{\text{л_ку_трСкородное}} := Q_{\text{ку_трСкородное}} \cdot K_{\text{лсн}} = 0.163 \quad \text{МВАр}$$

$$Q_{\text{л_ку_тр1шСкородное}} := Q_{\text{ку_тр1шСкородное}} \cdot K_{\text{лсн}} = 0.081 \quad \text{МВАр}$$

КРМ – 10.5 – 150

$$\frac{150}{81} = 1.852$$

Значительная перекомпенсация. КРМ не устанавливается.

ПС Радьковка, 2 секция шин

$$Q_{\text{ку_трРадьковка}} := \text{Im}(S_{\text{прог}_6}) - (\text{Re}(S_{\text{прог}_6}) \cdot \text{tg}\varphi_3) = 0.291 \quad \text{МВАр}$$

$$Q_{\text{ку_тр1шРадьковка}} := \frac{Q_{\text{ку_трРадьковка}}}{2} = 0.145 \quad \text{МВАр}$$

КРМ – 10.5 – 150

$$\frac{150}{145} = 1.034$$

Для лета

$$Q_{л_ку_трРадьковка} := Q_{ку_трРадьковка} \cdot K_{лсн} = 0.233 \quad \text{МВАр}$$

$$Q_{л_ку_тр1сшРадьковка} := Q_{ку_тр1сшРадьковка} \cdot K_{лсн} = 0.116 \quad \text{МВАр}$$

КРМ – 10.5 – 150

$$\frac{150}{116} = 1.293$$

Значительная перекомпенсация. КРМ не устанавливается.

ПС Холодное, 2 секция шин

$$Q_{ку_трХолодное} := \text{Im}(S_{\text{прог}_7}) - (\text{Re}(S_{\text{прог}_7}) \cdot \text{tg}\varphi_3) = 0.349 \quad \text{МВАр}$$

$$Q_{ку_тр1сшХолодное} := \frac{Q_{ку_трХолодное}}{2} = 0.175 \quad \text{МВАр}$$

КРМ – 10.5 – 150

$$\frac{225}{175} = 1.286$$

Для лета

$$Q_{л_ку_трХолодное} := Q_{ку_трХолодное} \cdot K_{лсн} = 0.279 \quad \text{МВАр}$$

$$Q_{л_ку_тр1сшХолодное} := Q_{ку_тр1сшХолодное} \cdot K_{лсн} = 0.14 \quad \text{МВАр}$$

КРМ – 10.5 – 150

$$\frac{150}{140} = 1.071$$

Значительная перекомпенсация. КРМ не устанавливается.

Выбор силовых трансформаторов

$$N_T := 2 \quad K_{з_опт} := 0.7$$

ПС Александровка

$$S_{\text{тр_расчАлександровка}} := \frac{\sqrt{\text{Re}(S_{\text{прог}_0})^2 + (\text{Im}(S_{\text{прог}_0}) - Q_{\text{ку_фАлександровка}})^2}}{N_T \cdot K_{з_опт}} = 7.913 \quad \text{МВА}$$

ТДН-10000/110

$$S_{\text{тр_ном}} := 10 \quad \text{МВА}$$

$$K_{з_норм} := \frac{\sqrt{\text{Re}(S_{\text{прог}_0})^2 + (\text{Im}(S_{\text{прог}_0}) - Q_{\text{ку_фАлександровка}})^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot N_T} = 0.554$$

$$K_{з_па} := \frac{\sqrt{\text{Re}(S_{\text{прог}_0})^2 + (\text{Im}(S_{\text{прог}_0}) - Q_{\text{ку_фАлександровка}})^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot (N_T - 1)} = 1.108$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

$$K_{л_э_норм} := \frac{\sqrt{(\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_0}) \cdot K_{лсн})^2 + (\operatorname{Im}(S_{\text{прог}_0}) \cdot K_{лсн} - Q_{л_ку_фАлександровка})^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot N_T} = 0.442$$

$$K_{л_э_па} := \frac{\sqrt{(\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_0}) \cdot K_{лсн})^2 + (\operatorname{Im}(S_{\text{прог}_0}) \cdot K_{лсн} - Q_{л_ку_фАлександровка})^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot (N_T - 1)} = 0.885$$

С учетом дальнейшего роста нагрузки, выбираем трансформатор ТДН-10000/110, в связи с тем, что трансформатор меньшей мощности в послеаварийном режиме имеет недопустимую перегрузку

ПС Подольхи

$$S_{\text{тр_расчПодольхи}} := \frac{\sqrt{\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_1})^2 + \operatorname{Im}(S_{\text{прог}_1})^2}}{N_T \cdot K_{з_опт}} = 2.432 \quad \text{МВА}$$

ТМН-2500/110

$$S_{\text{тр_ном}} := 2.5 \quad \text{МВА}$$

$$K_{н_норм} := \frac{\sqrt{\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_1})^2 + \operatorname{Im}(S_{\text{прог}_1})^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot N_T} = 0.681$$

$$K_{н_па} := \frac{\sqrt{\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_1})^2 + \operatorname{Im}(S_{\text{прог}_1})^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot (N_T - 1)} = 1.362$$

$$K_{л_э_норм} := \frac{\sqrt{(\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_1}) \cdot K_{лсн})^2 + (\operatorname{Im}(S_{\text{прог}_1}) \cdot K_{лсн})^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot N_T} = 0.545$$

$$K_{л_э_па} := \frac{\sqrt{(\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_1}) \cdot K_{лсн})^2 + (\operatorname{Im}(S_{\text{прог}_1}) \cdot K_{лсн})^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot (N_T - 1)} = 1.089$$

С учетом дальнейшего роста нагрузки, выбираем трансформатор ТМН-2500/110, в связи с тем, что трансформатор меньшей мощности в послеаварийном режиме имеет недопустимую перегрузку

ПС Прохоровка

$$S_{\text{тр_расчПрохоровка}} := \frac{\sqrt{\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_2})^2 + \operatorname{Im}(S_{\text{прог}_2})^2}}{N_T \cdot K_{з_опт}} = 3.186 \quad \text{МВА}$$

ТМН-6300/110

$$S_{\text{тр_ном}} := 6.3 \quad \text{МВА}$$

$$K_{н_норм} := \frac{\sqrt{\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_2})^2 + \operatorname{Im}(S_{\text{прог}_2})^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot N_T} = 0.354$$

$$K_{\text{авг}} := \frac{\sqrt{\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_2})^2 + \operatorname{Im}(S_{\text{прог}_2})^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot (N_T - 1)} = 0.708$$

$$K_{\text{лсн_норм}} := \frac{\sqrt{(\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_2}) \cdot K_{\text{лсн}})^2 + (\operatorname{Im}(S_{\text{прог}_2}) \cdot K_{\text{лсн}})^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot N_T} = 0.283$$

$$K_{\text{лсн_авг}} := \frac{\sqrt{(\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_2}) \cdot K_{\text{лсн}})^2 + (\operatorname{Im}(S_{\text{прог}_2}) \cdot K_{\text{лсн}})^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot (N_T - 1)} = 0.566$$

С учетом дальнейшего роста нагрузки, выбираем трансформатор ТМН-6300/110, в связи с тем, что трансформатор меньшей мощности в послеаварийном режиме имеет недопустимую перегрузку

ПС Прелестное

$$S_{\text{тр_расчПрелестное}} := \frac{\sqrt{\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_3})^2 + \operatorname{Im}(S_{\text{прог}_3})^2}}{N_T \cdot K_{3_опт}} = 2.006$$

МВА

ТМН-2500/110

$$S_{\text{тр_ном}} := 2.5$$

МВА

$$K_{\text{авг_норм}} := \frac{\sqrt{\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_3})^2 + \operatorname{Im}(S_{\text{прог}_3})^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot N_T} = 0.562$$

$$K_{\text{авг}} := \frac{\sqrt{\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_3})^2 + \operatorname{Im}(S_{\text{прог}_3})^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot (N_T - 1)} = 1.123$$

$$K_{\text{лсн_норм}} := \frac{\sqrt{(\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_3}) \cdot K_{\text{лсн}})^2 + (\operatorname{Im}(S_{\text{прог}_3}) \cdot K_{\text{лсн}})^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot N_T} = 0.449$$

$$K_{\text{лсн_авг}} := \frac{\sqrt{(\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_3}) \cdot K_{\text{лсн}})^2 + (\operatorname{Im}(S_{\text{прог}_3}) \cdot K_{\text{лсн}})^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot (N_T - 1)} = 0.899$$

С учетом дальнейшего роста нагрузки, выбираем трансформатор ТМН-2500/110, в связи с тем, что трансформатор меньшей мощности в послеаварийном режиме имеет недопустимую перегрузку

ПС Сажное

$$S_{\text{тр_расчСажное}} := \frac{\sqrt{\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_4})^2 + \operatorname{Im}(S_{\text{прог}_4})^2}}{N_T \cdot K_{3_опт}} = 4.051$$

МВА

ТМН-6300/110

$$S_{\text{тр_ном}} := 6.3$$

МВА

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

$$K_{\text{норм}} := \frac{\sqrt{\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_4})^2 + \operatorname{Im}(S_{\text{прог}_4})^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot N_T} = 0.45$$

$$K_{\text{нн}} := \frac{\sqrt{\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_4})^2 + \operatorname{Im}(S_{\text{прог}_4})^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot (N_T - 1)} = 0.9$$

$$K_{\text{нннорм}} := \frac{\sqrt{(\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_4}) \cdot K_{\text{лсн}})^2 + (\operatorname{Im}(S_{\text{прог}_4}) \cdot K_{\text{лсн}})^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot N_T} = 0.36$$

$$K_{\text{нннн}} := \frac{\sqrt{(\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_4}) \cdot K_{\text{лсн}})^2 + (\operatorname{Im}(S_{\text{прог}_4}) \cdot K_{\text{лсн}})^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot (N_T - 1)} = 0.72$$

С учетом дальнейшего роста нагрузки, выбираем трансформатор ТМН-6300/110, в связи с тем, что трансформатор меньшей мощности в послеаварийном режиме имеет недопустимую перегрузку

ПС Скородное

$$S_{\text{тр_расчСкородное}} := \frac{\sqrt{\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_5})^2 + \operatorname{Im}(S_{\text{прог}_5})^2}}{N_T \cdot K_{\text{з_опт}}} = 2.432$$

МВА

ТМН-2500/110

$$S_{\text{тр_ном}} := 2.5$$

МВА

$$K_{\text{норм}} := \frac{\sqrt{\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_5})^2 + \operatorname{Im}(S_{\text{прог}_5})^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot N_T} = 0.681$$

$$K_{\text{нн}} := \frac{\sqrt{\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_5})^2 + \operatorname{Im}(S_{\text{прог}_5})^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot (N_T - 1)} = 1.362$$

$$K_{\text{нннорм}} := \frac{\sqrt{(\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_5}) \cdot K_{\text{лсн}})^2 + (\operatorname{Im}(S_{\text{прог}_5}) \cdot K_{\text{лсн}})^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot N_T} = 0.545$$

$$K_{\text{нннн}} := \frac{\sqrt{(\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_5}) \cdot K_{\text{лсн}})^2 + (\operatorname{Im}(S_{\text{прог}_5}) \cdot K_{\text{лсн}})^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot (N_T - 1)} = 1.089$$

С учетом дальнейшего роста нагрузки, выбираем трансформатор ТМН-2500/110, в связи с тем, что трансформатор меньшей мощности в послеаварийном режиме имеет недопустимую перегрузку

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ПС Радьковка

$$S_{\text{тр_расчРадьковка}} := \frac{\sqrt{\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_6})^2 + \operatorname{Im}(S_{\text{прог}_6})^2}}{N_T \cdot K_{3_опт}} = 2.237$$

МВА

ТМН-2500/110

$$S_{\text{тр_ном}} := 2.5$$

МВА

$$K_{\text{норм}} := \frac{\sqrt{\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_6})^2 + \operatorname{Im}(S_{\text{прог}_6})^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot N_T} = 0.626$$

$$K_{\text{нал}} := \frac{\sqrt{\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_6})^2 + \operatorname{Im}(S_{\text{прог}_6})^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot (N_T - 1)} = 1.253$$

$$K_{\text{норм}} := \frac{\sqrt{(\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_6}) \cdot K_{\text{лсн}})^2 + (\operatorname{Im}(S_{\text{прог}_6}) \cdot K_{\text{лсн}})^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot N_T} = 0.501$$

$$K_{\text{нал}} := \frac{\sqrt{(\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_6}) \cdot K_{\text{лсн}})^2 + (\operatorname{Im}(S_{\text{прог}_6}) \cdot K_{\text{лсн}})^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot (N_T - 1)} = 1.002$$

С учетом дальнейшего роста нагрузки, выбираем трансформатор ТМН-2500/110, в связи с тем, что трансформатор меньшей мощности в послеаварийном режиме имеет недопустимую перегрузку

ПС Холодное

$$S_{\text{тр_расчХолодное}} := \frac{\sqrt{\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_7})^2 + \operatorname{Im}(S_{\text{прог}_7})^2}}{N_T \cdot K_{3_опт}} = 2.469$$

МВА

ТМН-2500/110

$$S_{\text{тр_ном}} := 2.5$$

МВА

$$K_{\text{норм}} := \frac{\sqrt{\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_7})^2 + \operatorname{Im}(S_{\text{прог}_7})^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot N_T} = 0.691$$

$$K_{\text{нал}} := \frac{\sqrt{\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_7})^2 + \operatorname{Im}(S_{\text{прог}_7})^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot (N_T - 1)} = 1.383$$

$$K_{\text{норм}} := \frac{\sqrt{(\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_7}) \cdot K_{\text{лсн}})^2 + (\operatorname{Im}(S_{\text{прог}_7}) \cdot K_{\text{лсн}})^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot N_T} = 0.553$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ

Лист

86

$$K_{\text{перезащ}} := \frac{\sqrt{\left(\operatorname{Re}(S_{\text{прог}_7}) \cdot K_{\text{лсн}}\right)^2 + \left(\operatorname{Im}(S_{\text{прог}_7}) \cdot K_{\text{лсн}}\right)^2}}{S_{\text{тр_ном}} \cdot (N_{\text{T}} - 1)} = 1.106$$

С учетом дальнейшего роста нагрузки, выбираем трансформатор ТМН-2500/110, в связи с тем, что трансформатор меньшей мощности в послеаварийном режиме имеет недопустимую перегрузку

Выбор сечений проводов ЛЭП

при $T_{\text{max}}=6100$ ч, $K_{\text{мс}}=0,95$

$$\alpha_1 := 1.05 \quad \alpha_{\text{T}} := 1.375 \quad n_{\text{Ц}} := 1 \quad U_{\text{ном}} := 110 \quad \text{кВ}$$

Район по гололеду - III

Опоры - железобетонные

Ржава - Прохоровка

$$S_{0_1} := S_{\text{прог}_2} + S_{\text{прог_транз}_1} = 30.102 - 12.943i \quad \text{MBA}$$

$$I_{\text{max0_1}} := \frac{|S_{0_1}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{Ц}}} = 0.172 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{расч0_1}} := \alpha_1 \cdot \alpha_{\text{T}} \cdot I_{\text{max0_1}} = 0.248 \quad \text{кА}$$

АС240/32

Ржава - Александровка

$$S_{0_2} := S_{\text{прог}_0} + S_{\text{прог}_1} + S_{\text{прог}_3} + S_{\text{прог}_4} + S_{\text{прог}_6} \dots = 38.537 + 9.016i \quad \text{MBA}$$

$$+ S_{\text{прог_транз}_0} + S_{\text{прог_транз}_2}$$

$$I_{\text{max0_2}} := \frac{|S_{0_2}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{Ц}}} = 0.208 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{расч0_2}} := \alpha_1 \cdot \alpha_{\text{T}} \cdot I_{\text{max0_2}} = 0.3 \quad \text{кА}$$

АС240/32

Прохоровка - Беломестное

$$S_{1_11} := S_{\text{прог_транз}_1} = 25.885 - 14.397i \quad \text{MBA}$$

$$I_{\text{max1_11}} := \frac{|S_{1_11}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{Ц}}} = 0.155 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{расч1_11}} := \alpha_1 \cdot \alpha_{\text{T}} \cdot I_{\text{max1_11}} = 0.224 \quad \text{кА}$$

АС240/32

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Александровка - Прелестное

$$S_{2_3} := S_{\text{прог}_3} + S_{\text{прог_транз}_0} = 5.526 + 2.472i \quad \text{МВА}$$

$$I_{\text{max2_3}} := \frac{|S_{2_3}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{Ц}}} = 0.032 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{расч2_3}} := \alpha_{\text{Г}} \cdot \alpha_{\text{Т}} \cdot I_{\text{max2_3}} = 0.046 \quad \text{кА}$$

АС120/19

Прелестное - Кочетовка

$$S_{3_10} := S_{\text{прог_транз}_0} = 2.908 + 1.454i \quad \text{МВА}$$

$$I_{\text{max3_10}} := \frac{|S_{3_10}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{Ц}}} = 0.017 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{расч3_10}} := \alpha_{\text{Г}} \cdot \alpha_{\text{Т}} \cdot I_{\text{max3_10}} = 0.025 \quad \text{кА}$$

АС120/19

Александровка - Сажное

$$S_{2_4} := S_{\text{прог}_4} + \text{Re}(S_{\text{прог_транз}_2}) = 16.287 + 2.181i \quad \text{МВА}$$

$$I_{\text{max2_4}} := \frac{|S_{2_4}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{Ц}}} = 0.086 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{расч2_4}} := \alpha_{\text{Г}} \cdot \alpha_{\text{Т}} \cdot I_{\text{max2_4}} = 0.125 \quad \text{кА}$$

АС185/29

Сажное - Белгород

$$S_{4_12} := S_{\text{прог_транз}_2} = 11.052 - 2.181i \quad \text{МВА}$$

$$I_{\text{max4_12}} := \frac{|S_{4_12}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{Ц}}} = 0.059 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{расч4_12}} := \alpha_{\text{Г}} \cdot \alpha_{\text{Т}} \cdot I_{\text{max4_12}} = 0.085 \quad \text{кА}$$

АС185/29

Александровка - Подольхи

$$S_{2_5} := S_{\text{прог}_1} = 3.199 + 1.163i \quad \text{МВА}$$

$$I_{\text{max2_5}} := \frac{|S_{2_5}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{Ц}}} = 0.018 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{расч2_5}} := \alpha_{\text{Г}} \cdot \alpha_{\text{Т}} \cdot I_{\text{max2_5}} = 0.026 \quad \text{кА}$$

АС120/19

Александровка - Радьковка

$$S_{2_6} := \frac{S_{\text{прог}_6} \cdot (I_{6_7} + I_{7_8}) + S_{\text{прог}_7} \cdot I_{7_8}}{I_{2_6} + I_{6_7} + I_{7_8}} = 2.275 + 0.916i \quad \text{MBA}$$

$$I_{\text{max}2_6} := \frac{|S_{2_6}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{П}}} = 0.013 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{расч}2_6} := \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\text{max}2_6} = 0.019 \quad \text{кА}$$

АС120/19

Холодное - Скородное

$$S_{8_7} := \frac{S_{\text{прог}_7} \cdot (I_{2_6} + I_{6_7}) + S_{\text{прог}_6} \cdot I_{2_6}}{I_{2_6} + I_{6_7} + I_{7_8}} = 3.832 + 1.556i \quad \text{MBA}$$

$$I_{\text{max}8_7} := \frac{|S_{8_7}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{П}}} = 0.022 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{расч}8_7} := \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\text{max}8_7} = 0.031 \quad \text{кА}$$

АС120/19

Радьковка - Холодное

$$S_{7_6} := S_{8_7} - S_{\text{прог}_7} = 0.633 + 0.247i \quad S_{6_7} := S_{2_6} - S_{\text{прог}_6} = -0.633 - 0.247i \quad \text{MBA}$$

$$I_{\text{max}7_6} := \frac{|S_{7_6}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{П}}} = 0.004 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{расч}7_6} := \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\text{max}7_6} = 0.005 \quad \text{кА}$$

АС120/19

Скородное - Кретьово

$$S_{8_16} := S_{\text{прог_транз}_3} = 4.072 + 1.745i \quad \text{MBA}$$

$$I_{\text{max}8_16} := \frac{|S_{8_16}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{П}}} = 0.023 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{расч}8_16} := \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\text{max}8_16} = 0.034 \quad \text{кА}$$

АС120/19

Скородное - Истобное

$$S_{8_15} := S_{\text{прог_транз}_4} = 1.89 + 0.873i \quad \text{MBA}$$

$$I_{\text{max}8_15} := \frac{|S_{8_15}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{П}}} = 0.011 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{расч}8_15} := \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\text{max}8_15} = 0.016 \quad \text{кА}$$

АС120/19

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Скородное - Коньшино $n_{\text{мбв}} := 2$

$$S_{g_14} := S_{\text{прог_ген}_2} = 42.027 + 7.126i \quad \text{МВА}$$

$$I_{\text{max8_14}} := \frac{|S_{g_14}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{П}}} = 0.112 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{расч8_14}} := \alpha_{\text{Г}} \cdot \alpha_{\text{Т}} \cdot I_{\text{max8_14}} = 0.162 \quad \text{кА}$$

АС240/32

Скородное - Короча $n_{\text{мбв}} := 1$

$$S_{g_13} := S_{\text{прог_транз}_5} = 26.321 + 0.436i \quad \text{МВА}$$

$$I_{\text{max8_13}} := \frac{|S_{g_13}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{П}}} = 0.138 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{расч8_13}} := \alpha_{\text{Г}} \cdot \alpha_{\text{Т}} \cdot I_{\text{max8_13}} = 0.199 \quad \text{кА}$$

АС240/32

Расчет сопротивлений на 110 кВ для проектируемой схемы

Удельные сопротивления и проводимости линий

$r_{120} := 0.245 \quad \text{Ом/км}$	$x_{120} := 0.423 \quad \text{Ом/км}$	$b_{120} := 2.69 \cdot 10^{-6} \quad \text{См/км}$
$r_{150} := 0.194 \quad \text{Ом/км}$	$x_{150} := 0.415 \quad \text{Ом/км}$	$b_{150} := 2.74 \cdot 10^{-6} \quad \text{См/км}$
$r_{185} := 0.162 \quad \text{Ом/км}$	$x_{185} := 0.413 \quad \text{Ом/км}$	$b_{185} := 2.75 \cdot 10^{-6} \quad \text{См/км}$
$r_{240} := 0.12 \quad \text{Ом/км}$	$x_{240} := 0.405 \quad \text{Ом/км}$	$b_{240} := 2.81 \cdot 10^{-6} \quad \text{См/км}$

Ржава - Прохоровка

$$r_{0_1v} := l_{0_1} \cdot r_{240} = 3.268 \quad \text{Ом} \quad x_{0_1v} := l_{0_1} \cdot x_{240} = 11.028 \quad \text{Ом}$$

$$b_{0_1v} := l_{0_1} \cdot b_{240} = 7.652 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Ржава - Александровка

$$r_{0_2v} := l_{0_2} \cdot r_{240} = 3.317 \quad \text{Ом} \quad x_{0_2v} := l_{0_2} \cdot x_{240} = 11.194 \quad \text{Ом}$$

$$b_{0_2v} := l_{0_2} \cdot b_{240} = 7.767 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Прохоровка - Беломестное

$$r_{1_11v} := l_{1_11} \cdot r_{240} = 7.543 \quad \text{Ом} \quad x_{1_11v} := l_{1_11} \cdot x_{240} = 25.458 \quad \text{Ом}$$

$$b_{1_11v} := l_{1_11} \cdot b_{240} = 1.766 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Александровка - Прелестное

$$r_{2_3} := l_{2_3} \cdot r_{120} = 2.131 \quad \text{Ом} \quad x_{2_3} := l_{2_3} \cdot x_{120} = 3.68 \quad \text{Ом}$$

$$b_{2_3} := l_{2_3} \cdot b_{120} = 2.34 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Прелестное - Кочетовка

$$r_{3_{10}} := l_{3_{10}} \cdot r_{120} = 4.165 \quad \text{Ом} \quad x_{3_{10}} := l_{3_{10}} \cdot x_{120} = 7.191 \quad \text{Ом}$$

$$b_{3_{10}} := l_{3_{10}} \cdot b_{120} = 4.573 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Александровка - Сажное

$$r_{2_4} := l_{2_4} \cdot r_{185} = 4.335 \quad \text{Ом} \quad x_{2_4} := l_{2_4} \cdot x_{185} = 11.052 \quad \text{Ом}$$

$$b_{2_4} := l_{2_4} \cdot b_{185} = 7.359 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Сажное - Белгород

$$r_{4_{12}} := l_{4_{12}} \cdot r_{185} = 6.002 \quad \text{Ом} \quad x_{4_{12}} := l_{4_{12}} \cdot x_{185} = 15.302 \quad \text{Ом}$$

$$b_{4_{12}} := l_{4_{12}} \cdot b_{185} = 1.019 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

Александровка - Подольхи

$$r_{2_5} := l_{2_5} \cdot r_{120} = 5.247 \quad \text{Ом} \quad x_{2_5} := l_{2_5} \cdot x_{120} = 9.06 \quad \text{Ом}$$

$$b_{2_5} := l_{2_5} \cdot b_{120} = 5.761 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Александровка - Радьковка

$$r_{2_6} := l_{2_6} \cdot r_{120} = 5.513 \quad \text{Ом} \quad x_{2_6} := l_{2_6} \cdot x_{120} = 9.518 \quad \text{Ом}$$

$$b_{2_6} := l_{2_6} \cdot b_{120} = 6.052 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Радьковка - Холодное

$$r_{6_7} := l_{6_7} \cdot r_{120} = 4.091 \quad \text{Ом} \quad x_{6_7} := l_{6_7} \cdot x_{120} = 7.064 \quad \text{Ом}$$

$$b_{6_7} := l_{6_7} \cdot b_{120} = 4.492 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Холодное - Скородное

$$r_{7_8} := l_{7_8} \cdot r_{120} = 2.597 \quad \text{Ом} \quad x_{7_8} := l_{7_8} \cdot x_{120} = 4.484 \quad \text{Ом}$$

$$b_{7_8} := l_{7_8} \cdot b_{120} = 2.851 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Скородное - Кретоно

$$r_{8_{16}} := l_{8_{16}} \cdot r_{120} = 5.096 \quad \text{Ом} \quad x_{8_{16}} := l_{8_{16}} \cdot x_{120} = 8.798 \quad \text{Ом}$$

$$b_{8_{16}} := l_{8_{16}} \cdot b_{120} = 5.595 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Скордное - Истобное

$$r_{g_{15}} := I_{g_{15}} \cdot r_{120} = 4.655 \quad \text{Ом} \quad x_{g_{15}} := I_{g_{15}} \cdot x_{120} = 8.037 \quad \text{Ом}$$

$$b_{g_{15}} := I_{g_{15}} \cdot b_{120} = 5.111 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Скордное - Коньшино

$$r_{g_{14}} := I_{g_{14}} \cdot r_{240} \cdot \frac{1}{2} = 0.897 \quad \text{Ом} \quad x_{g_{14}} := I_{g_{14}} \cdot x_{240} \cdot \frac{1}{2} = 3.027 \quad \text{Ом}$$

$$b_{g_{14}} := I_{g_{14}} \cdot b_{240} \cdot 2 = 8.402 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Скордное - Короча

$$r_{g_{13}} := I_{g_{13}} \cdot r_{240} = 3.444 \quad \text{Ом} \quad x_{g_{13}} := I_{g_{13}} \cdot x_{240} = 11.623 \quad \text{Ом}$$

$$b_{g_{13}} := I_{g_{13}} \cdot b_{240} = 8.065 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Сопротивления и проводимости трансформаторов проектируемой сети

Прохоровка ТДН-10000/110

$$r_{T1} := \frac{14.7}{2} = 7.35 \quad \text{Ом} \quad x_{T1} := \frac{220.4}{2} = 110.2 \quad \text{Ом}$$

$$G_{T1} := \frac{11.5}{1000} \cdot \frac{1}{110^2} \cdot 2 = 1.901 \times 10^{-6} \quad \text{См} \quad B_{T1} := \frac{50.4}{1000} \cdot \frac{1}{110^2} \cdot 2 = 8.331 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

Александровка ТДН-10000/110

$$r_{T2} := \frac{7.95}{2} = 3.975 \quad \text{Ом} \quad x_{T2} := \frac{139}{2} = 69.5 \quad \text{Ом}$$

$$G_{T2} := \frac{14}{1000} \cdot \frac{1}{110^2} \cdot 2 = 2.314 \times 10^{-6} \quad \text{См} \quad B_{T2} := \frac{70}{1000} \cdot \frac{1}{110^2} \cdot 2 = 1.157 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Прелестное ТМН-2500/110

$$r_{T3} := \frac{42.6}{2} = 21.3 \quad \text{Ом} \quad x_{T3} := \frac{508.2}{2} = 254.1 \quad \text{Ом}$$

$$G_{T3} := \frac{5.5}{1000} \cdot \frac{1}{110^2} \cdot 2 = 9.091 \times 10^{-7} \quad \text{См} \quad B_{T3} := \frac{37.5}{1000} \cdot \frac{1}{110^2} \cdot 2 = 6.198 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

Сажное ТМН-6300/110

$$r_{T4} := \frac{14.7}{2} = 7.35 \quad \text{Ом} \quad x_{T4} := \frac{220.4}{2} = 110.2 \quad \text{Ом}$$

$$G_{T4} := \frac{11.5}{1000} \cdot \frac{1}{110^2} \cdot 2 = 1.901 \times 10^{-6} \quad \text{См} \quad B_{T4} := \frac{50.4}{1000} \cdot \frac{1}{110^2} \cdot 2 = 8.331 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Подольхи ТМН-2500/110

$$r_{T5} := \frac{42.6}{2} = 21.3 \quad \text{Ом} \quad x_{T5} := \frac{508.2}{2} = 254.1 \quad \text{Ом}$$

$$G_{T5} := \frac{5.5}{1000} \cdot \frac{1}{110^2} \cdot 2 = 9.091 \times 10^{-7} \quad \text{См} \quad B_{T5} := \frac{37.5}{1000} \cdot \frac{1}{110^2} \cdot 2 = 6.198 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

Радьковка ТМН-2500/110

$$r_{T6} := \frac{42.6}{2} = 21.3 \quad \text{Ом} \quad x_{T6} := \frac{508.2}{2} = 254.1 \quad \text{Ом}$$

$$G_{T6} := \frac{5.5}{1000} \cdot \frac{1}{110^2} \cdot 2 = 9.091 \times 10^{-7} \quad \text{См} \quad B_{T6} := \frac{37.5}{1000} \cdot \frac{1}{110^2} \cdot 2 = 6.198 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

Холодное ТМН-2500/110

$$r_{T7} := \frac{42.6}{2} = 21.3 \quad \text{Ом} \quad x_{T7} := \frac{508.2}{2} = 254.1 \quad \text{Ом}$$

$$G_{T7} := \frac{5.5}{1000} \cdot \frac{1}{110^2} \cdot 2 = 9.091 \times 10^{-7} \quad \text{См} \quad B_{T7} := \frac{37.5}{1000} \cdot \frac{1}{110^2} \cdot 2 = 6.198 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

Скородное ТМН-2500/110

$$r_{T8} := \frac{42.6}{2} = 21.3 \quad \text{Ом} \quad x_{T8} := \frac{508.2}{2} = 254.1 \quad \text{Ом}$$

$$G_{T8} := \frac{5.5}{1000} \cdot \frac{1}{110^2} \cdot 2 = 9.091 \times 10^{-7} \quad \text{См} \quad B_{T8} := \frac{37.5}{1000} \cdot \frac{1}{110^2} \cdot 2 = 6.198 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Расчет короткого замыкания

$$X1 := 10 \quad X2 := 5 \quad \text{- начальное приближение}$$

Суммарное сопротивление:

$$11.2 + 9.5 + 7.1 + 4.5 + 3 = 35.3 \quad \text{Ом}$$

Система уравнений

Given

$$9.54 = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot X1} + \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (X2 + 35.3)}$$

$$4.07 = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (X1 + 35.3)} + \frac{115}{\sqrt{3} \cdot X2}$$

$$\text{Find}(X1, X2) \rightarrow \begin{pmatrix} 7.8472675999093687177 & -24.74928678937627497 \\ 26.230816375269939405 & -29.867877809036577783 \end{pmatrix}$$

Корни системы уравнений

$$X1 = 7.8 \quad X1 := 7.8$$

$$X2 = 26.2 \quad X2 := 26.2$$

Эквивалентное сопротивление сети

$$X\Sigma := \frac{1}{\frac{1}{X1 + 11.2} + \frac{1}{X2 + (9.5 + 7.1 + 4.5 + 3)}} = 13.791 \quad \text{Ом}$$

Напряжение ПС Ржава

$$112.78 + \frac{|25.6 - i \cdot 9.9|}{112.78} \cdot |3.268 + i \cdot 11.028| = 115.579 \quad \text{кВ}$$

Эквивалентное ЭДС сети

$$E\Sigma := \frac{\frac{115.579}{X1 + 11.2} + \frac{113.96}{X2 + (9.5 + 7.1 + 4.5 + 3)}}{\frac{1}{X1 + 11.2} + \frac{1}{X2 + (9.5 + 7.1 + 4.5 + 3)}} = 115.135 \quad \text{кВ}$$

Периодическая составляющая тока КЗ

$$I_{п0} := \frac{E\Sigma}{\sqrt{3} \cdot X\Sigma} = 4.82 \quad \text{кА}$$

$$X1 + 11.2 = 19$$

$$X2 + (9.5 + 7.1 + 4.5 + 3) = 50.3$$

Ударный ток КЗ

$$K_y := 1.65$$

$$i_{уд} := \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п0} = 11.248 \quad \text{кА}$$

ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Селин А.Ю.			Приложение 2 Расчет токов короткого замыкания	Лит.	Лист	Листов
Руков.		Воловиков А.А.					94	1
Консульт.						БГТУ им. В.Г. Шухова Э-42		
Н. контр.		Парашук О.В.						
Утвердил		Белоусов А.В.						

Экономические расчеты

$$S_{\text{прог}} := \begin{pmatrix} 10.616 + 3.167i \\ 3.199 + 1.163i \\ 4.217 + 1.454i \\ 2.618 + 1.018i \\ 5.235 + 2.181i \\ 3.199 + 1.163i \\ 2.908 + 1.163i \\ 3.199 + 1.309i \end{pmatrix} \begin{pmatrix} S_{\text{Александровка}} \\ S_{\text{Подольхи}} \\ S_{\text{Прохоровка}} \\ S_{\text{Прелестное}} \\ S_{\text{Сажное}} \\ S_{\text{Скородное}} \\ S_{\text{Радьковка}} \\ S_{\text{Холодное}} \end{pmatrix}$$

$$\begin{aligned} T_3 &:= 4800 \\ T_L &:= 3960 \\ T_T &:= 8760 \\ K_{\text{лсн}} &:= 0.8 \\ n &:= 0..7 \\ T_{\text{max}} &:= 6100 \text{ ч} \end{aligned}$$

$$T_{\text{наиб}} := \left(0.124 + \frac{T_{\text{max}}}{10000} \right)^2 \cdot T_T = 4720 \text{ ч}$$

$$U_{\text{ном}} := \begin{pmatrix} 110 \\ 35 \\ 110 \\ 35 \\ 110 \\ 110 \\ 35 \\ 35 \end{pmatrix} \text{ кВ} \quad r_T := \begin{pmatrix} 1.5 \\ 2.3 \\ 3.975 \\ 1.3 \\ 2.19 \\ 2.6 \\ 0.7 \\ 1.3 \end{pmatrix} \text{ Ом} \quad \Delta P_{\text{xx}} := \begin{pmatrix} 0.062 \\ 0.0102 \\ 0.028 \\ 0.0134 \\ 0.038 \\ 0.046 \\ 0.0184 \\ 0.0134 \end{pmatrix} \text{ МВт}$$

Потери в трансформаторах первой схемы

$$\Delta W_{\text{тр}_n} := \frac{\text{Re}(S_{\text{прог}_n})^2 + \text{Im}(S_{\text{прог}_n})^2}{(U_{\text{ном}_n})^2} \cdot r_{T_n} \cdot T_{\text{наиб}} + \Delta P_{\text{xx}_n} \cdot T_T = \dots$$

$$\Delta W_{\text{тр}_n} = \text{МВт} \cdot \text{ч} \quad \Delta W_{\text{тр}35} := \Delta W_{\text{тр}_1} + \Delta W_{\text{тр}_3} + \Delta W_{\text{тр}_6} + \Delta W_{\text{тр}_7} = 713.778 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

614.924
192.018
276.129
156.902
360.352
414.71
187.638
177.22

$$\Delta W_{\text{тр}110} := \Delta W_{\text{тр}_0} + \Delta W_{\text{тр}_2} + \Delta W_{\text{тр}_4} + \Delta W_{\text{тр}_5} = 1666.115 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

					<i>ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		Селин А.Ю.			Приложение 3 Расчет экономических показателей БГТУ им. В.Г. Шухова Э-42		
<i>Руков.</i>		Воловиков А.А.					
<i>Консульт.</i>							
<i>Н. контр.</i>		Парашук О.В.					
<i>Утвердил</i>		Белоусов А.В.					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						95	20

Потери в трансформаторах второй схемы

$$\begin{matrix}
 U_{\text{НОМ}_1} := & \begin{pmatrix} 110 \\ 110 \\ 110 \\ 110 \\ 110 \\ 110 \\ 110 \\ 110 \\ 110 \end{pmatrix} & \text{кВ} & r_{T_1} := & \begin{pmatrix} 3.975 \\ 21.3 \\ 7.35 \\ 21.3 \\ 7.35 \\ 21.3 \\ 21.3 \\ 21.3 \\ 21.3 \end{pmatrix} & \text{Ом} & \Delta P_{\text{XX}_1} := & \begin{pmatrix} 0.028 \\ 0.011 \\ 0.023 \\ 0.011 \\ 0.023 \\ 0.011 \\ 0.011 \\ 0.011 \\ 0.011 \end{pmatrix} & \text{МВт}
 \end{matrix}$$

$$n := 0..7$$

$$\Delta W_{\text{ТР}_1 n} := \frac{\text{Re}(S_{\text{прог}_n})^2 + \text{Im}(S_{\text{прог}_n})^2}{(U_{\text{НОМ}_1 n})^2} \cdot r_{T_1 n} \cdot \tau_{\text{наиб}} + \Delta P_{\text{XX}_1 n} \cdot T_{\Gamma} = \dots$$

$$\Delta W_{\text{ТР}_1 n} = \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

435.561
192.617
258.521
161.911
293.682
192.617
177.852
195.615

Потери в линиях первой схемы

"0_1"	$31 - 7i$	5.28	27.23	0.92
"0_2"	$40 + 17i$	5.36	27.64	0.92
"1_11"	$27 - 10i$	12.2	62.86	0.92
"2_3"	$5 + 2i$	3.63	8.7	0
"3_10"	$2 + i$	10.06	17	0
"2_4"	$17 + 5i$	5.19	26.76	0.92
"4_12"	$11 - i$	7.19	37.05	0.92
"2_5"	$3 + 2i$	6.78	21.418	0
"2_6"	$3 + i$	8.87	22.5	0
"6_7"	$0 + i$	5.24	16.7	0
"7_8"	$3 + 2i$	3.33	10.6	0
"8_16"	$4 + 2i$	6.53	20.8	0
"8_15"	$2 + i$	7.98	19	0
"8_14"	$45 + 13i$	6.53	14.95	1.15
"8_13"	$27 + 2i$	7.03	28.7	1.15

$S_{\text{прог_лин}} :=$ МВА $r_{\text{л}} :=$ Ом $l_{\text{л}} :=$ км $\Delta P_{\text{к.уд}} :=$ МВт

110	1.68
110	1.68
110	1.68
35	1.07
35	1.07
110	1.68
110	1.68
35	1.07
35	1.07
35	1.07
35	1.07
35	1.07
35	1.07
110	1.68
110	1.68

$U_{\text{ном_л}} :=$ кВ $\Delta P_{\text{из.уд}} :=$ МВт

$m := 0..14$

$$\Delta W_{\text{л}_m} := \frac{\text{Re}(S_{\text{прог_лин}_m})^2 + \text{Im}(S_{\text{прог_лин}_m})^2}{(U_{\text{ном_л}_m})^2} \cdot r_{\text{л}_m} \cdot T_{\text{наиб}} + \Delta P_{\text{к.уд}_m} \cdot l_{\text{л}_m} + \Delta P_{\text{из.уд}_m} \cdot l_{\text{л}_m} = \dots$$

$$\Delta W_{л_m} = \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

2150.811
4021.05
4108.238
414.878
211.979
705.211
438.467
362.49
365.806
38.057
178.123
525.413
174.051
5630.363
2091.101

$$\Delta W_{л35} := \Delta W_{л3} + \Delta W_{л4} + \Delta W_{л7} + \Delta W_{л8} + \Delta W_{л9} + \Delta W_{л10} + \Delta W_{л11} + \Delta W_{л12}$$

$$\Delta W_{л35} = 2270.796 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{л110} := \Delta W_{л0} + \Delta W_{л1} + \Delta W_{л2} + \Delta W_{л5} + \Delta W_{л6} + \Delta W_{л13} + \Delta W_{л14}$$

$$\Delta W_{л110} = 19145.242 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Потери в линия второй схемы

"0_1"	$31 - 7i$	3.27	27.23
"0_2"	$29 + 14i$	3.32	27.64
"1_11"	$26 - 10i$	7.54	62.86
"2_3"	$5 + 3i$	2.13	8.7
"3_10"	$2 + 2i$	4.16	17
"2_4"	$17 + 3i$	4.34	26.76
"4_12"	$11 - i$	6.00	37.05
"2_5"	$3 + 2i$	5.25	21.418
"2_6"	$6 + 0i$	5.51	22.5
"6_7"	$9 + 3i$	4.09	16.7
"7_8"	$12 + 5i$	2.60	10.6
"8_16"	$4 + 2i$	5.10	20.8
"8_15"	$2 + 2i$	4.66	19
"8_14"	$48 + 13i$	0.90	14.95
"8_13"	$27 + 2i$	3.44	28.7

$S_{\text{прог_лин_1}} :=$ МВА $r_{л_1} :=$ Ом $l_{л_1} :=$ км

$$\Delta P_{\text{к.уд}_1} := \begin{pmatrix} 0.575 \\ 0.575 \\ 0.575 \\ 1.15 \\ 1.15 \\ 0.746 \\ 0.746 \\ 1.15 \\ 1.15 \\ 1.15 \\ 1.15 \\ 1.15 \\ 1.15 \\ 1.15 \\ 0.315 \\ 0.575 \end{pmatrix} \text{ МВт} \quad U_{\text{ном}_л_1} := \begin{pmatrix} 110 \\ 110 \\ 110 \\ 110 \\ 110 \\ 110 \\ 110 \\ 110 \\ 110 \\ 110 \\ 110 \\ 110 \\ 110 \\ 110 \\ 110 \\ 110 \end{pmatrix} \text{ кВ} \quad \Delta P_{\text{вз.уд}_1} := \begin{pmatrix} 1.68 \\ 1.68 \\ 1.68 \\ 1.68 \\ 1.68 \\ 1.68 \\ 1.68 \\ 1.68 \\ 1.68 \\ 1.68 \\ 1.68 \\ 1.68 \\ 1.68 \\ 1.68 \\ 1.68 \\ 1.68 \end{pmatrix} \text{ МВт}$$

$$m := 0..14$$

$$\Delta W_{л_1 m} := \frac{\text{Re}(S_{\text{прог}_лн_1 m})^2 + \text{Im}(S_{\text{прог}_лн_1 m})^2}{(U_{\text{ном}_л_1 m})^2} \cdot \tau_{л_1 m} \cdot \tau_{\text{наиб}} \dots = \dots$$

$$+ \Delta P_{\text{к.уд}_1 m} \cdot \tau_{л_1 m} + \Delta P_{\text{вз.уд}_1 m} \cdot \tau_{л_1 m}$$

$$\Delta W_{л_1 m} = \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

1349.594
1405.179
2423.898
52.868
61.091
569.368
375.394
87.233
141.044
190.835
201.382
98.648
68.311
897.941
1048.216

Потери в первой схеме

$$\Sigma \Delta W_{\text{тр}} := \sum_{n=0}^7 \Delta W_{\text{тр}n} = 2379.894 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{тр}35} = 713.778 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч} \quad \Delta W_{\text{тр}110} = 1666.115 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Sigma \Delta W_{\text{л}} := \sum_{m=0}^{14} \Delta W_{\text{л}m} = 21416.038 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{л}35} = 2270.796 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч} \quad \Delta W_{\text{л}110} = 19145.242 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Sigma \Delta W_{35} := \Delta W_{\text{тр}35} + \Delta W_{\text{л}35} = 2984.575 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Sigma \Delta W_{110} := \Delta W_{\text{тр}110} + \Delta W_{\text{л}110} = 20811.357 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

Потери во второй схеме

$$\Sigma \Delta W_{\text{тр}_1} := \sum_{n=0}^7 \Delta W_{\text{тр}_1n} = 1908.377 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Sigma \Delta W_{\text{л}_1} := \sum_{m=0}^{14} \Delta W_{\text{л}_1m} = 8971.001 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Sigma \Delta W_{110_1} := \Sigma \Delta W_{\text{тр}_1} + \Sigma \Delta W_{\text{л}_1} = 10879.378 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

Экономические показатели

Капиталовложения в ЛЭП

$$K_{35_1_150} := 740 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$K_{110_1_150} := 850 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$K_{110_2_150} := 1150 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$K_{110_1_240} := 890 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$K_{110_2_240} := 1440 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$K_{\text{зон}} := 1 \quad K_{\text{усл}} := 1 \quad K_{\text{изм}} := 4.43 \quad E := 0.1$$

Схема 1

$$K_{0_1} := K_{110_1_150} \cdot I_{\text{л}0} \cdot K_{\text{зон}} \cdot K_{\text{усл}} \cdot K_{\text{изм}} = 102534.565 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{0_2} := K_{110_1_150} \cdot I_{\text{л}1} \cdot K_{\text{зон}} \cdot K_{\text{усл}} \cdot K_{\text{изм}} = 104078.42 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{1_11} := K_{110_1_150} \cdot I_{\text{л}2} \cdot K_{\text{зон}} \cdot K_{\text{усл}} \cdot K_{\text{изм}} = 236699.33 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{2_3} := K_{35_1_150} \cdot I_{\text{л}3} \cdot K_{\text{зон}} \cdot K_{\text{усл}} \cdot K_{\text{изм}} = 28520.34 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{3_10} := K_{35_1_150} \cdot I_{\text{л}4} \cdot K_{\text{зон}} \cdot K_{\text{усл}} \cdot K_{\text{изм}} = 55729.4 \quad \text{тыс.руб}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

$$K_{2_4} := K_{110_1_150} \cdot I_{п5} \cdot K_{зон} \cdot K_{усл} \cdot K_{изм} = 100764.78 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{4_12} := K_{110_1_150} \cdot I_{п6} \cdot K_{зон} \cdot K_{усл} \cdot K_{изм} = 139511.775 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{2_5} := K_{35_1_150} \cdot I_{п7} \cdot K_{зон} \cdot K_{усл} \cdot K_{изм} = 70212.4876 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{2_6} := K_{35_1_150} \cdot I_{п8} \cdot K_{зон} \cdot K_{усл} \cdot K_{изм} = 73759.5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{6_7} := K_{35_1_150} \cdot I_{п9} \cdot K_{зон} \cdot K_{усл} \cdot K_{изм} = 54745.94 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{7_8} := K_{35_1_150} \cdot I_{п10} \cdot K_{зон} \cdot K_{усл} \cdot K_{изм} = 34748.92 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{8_16} := K_{35_1_150} \cdot I_{п11} \cdot K_{зон} \cdot K_{усл} \cdot K_{изм} = 68186.56 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{8_15} := K_{35_1_150} \cdot I_{п12} \cdot K_{зон} \cdot K_{усл} \cdot K_{изм} = 62285.8 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{8_14} := K_{110_1_150} \cdot I_{п13} \cdot K_{зон} \cdot K_{усл} \cdot K_{изм} = 56294.225 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{8_13} := K_{110_1_150} \cdot I_{п14} \cdot K_{зон} \cdot K_{усл} \cdot K_{изм} = 108069.85 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в ЛЭП схемы 1

$$K_{лэп} := K_{0_1} + K_{0_2} + K_{1_11} + K_{2_3} + K_{3_10} + K_{2_4} + K_{4_12} \dots = 1296141.893 \quad \text{тыс.руб}$$

$$+ K_{2_5} + K_{2_6} + K_{6_7} + K_{7_8} + K_{8_16} + K_{8_15} + K_{8_14} + K_{8_13}$$

Схема 2

$$K_{0_1} := K_{110_1_240} \cdot I_{п0} \cdot K_{зон} \cdot K_{усл} \cdot K_{изм} = 107359.721 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{0_2} := K_{110_1_240} \cdot I_{п1} \cdot K_{зон} \cdot K_{усл} \cdot K_{изм} = 108976.228 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{1_11} := K_{110_1_240} \cdot I_{п2} \cdot K_{зон} \cdot K_{усл} \cdot K_{изм} = 247838.122 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{2_3} := K_{110_1_150} \cdot I_{п3} \cdot K_{зон} \cdot K_{усл} \cdot K_{изм} = 32759.85 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{3_10} := K_{110_1_150} \cdot I_{п4} \cdot K_{зон} \cdot K_{усл} \cdot K_{изм} = 64013.5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{2_4} := K_{110_1_240} \cdot I_{п5} \cdot K_{зон} \cdot K_{усл} \cdot K_{изм} = 105506.652 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{4_12} := K_{110_1_240} \cdot I_{п6} \cdot K_{зон} \cdot K_{усл} \cdot K_{изм} = 146077.035 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{2_5} := K_{110_1_150} \cdot I_{п7} \cdot K_{зон} \cdot K_{усл} \cdot K_{изм} = 80649.479 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{2_6} := K_{110_1_150} \cdot I_{п8} \cdot K_{зон} \cdot K_{усл} \cdot K_{изм} = 84723.75 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{6_7} := K_{110_1_150} \cdot I_{п9} \cdot K_{зон} \cdot K_{усл} \cdot K_{изм} = 62883.85 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{7_8} := K_{110_1_150} \cdot I_{п10} \cdot K_{зон} \cdot K_{усл} \cdot K_{изм} = 39914.3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{8_16} := K_{110_1_150} \cdot I_{п11} \cdot K_{зон} \cdot K_{усл} \cdot K_{изм} = 78322.4 \quad \text{тыс.руб}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

$$K_{8_15} := K_{110_1_150} \cdot I_{12} \cdot K_{\text{зон}} \cdot K_{\text{усл}} \cdot K_{\text{изм}} = 71544.5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{8_14} := K_{110_2_240} \cdot I_{13} \cdot K_{\text{зон}} \cdot K_{\text{усл}} \cdot K_{\text{изм}} = 95369.04 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{8_13} := K_{110_1_240} \cdot I_{14} \cdot K_{\text{зон}} \cdot K_{\text{усл}} \cdot K_{\text{изм}} = 113155.49 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в ЛЭП схемы 2

$$K_{\text{лэп_1}} := K_{0_1} + K_{0_2} + K_{1_11} + K_{2_3} + K_{3_10} + K_{2_4} + K_{4_12} \dots = 1439093.917 \quad \text{тыс.руб}$$

$$+ K_{2_5} + K_{2_6} + K_{6_7} + K_{7_8} + K_{8_16} + K_{8_15} + K_{8_14} + K_{8_13}$$

Капиталовложения в ПС и трансформаторы

$$K_{\text{тр}16_110_35} := 7400 \quad \text{тыс.руб} \quad K_{\text{тр}6_110} := 3200 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр}25_110_35} := 8200 \quad \text{тыс.руб} \quad K_{\text{тр}10_110} := 4100 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр}6_35} := 2200 \quad \text{тыс.руб} \quad K_{\text{тр}16_110} := 5900 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{сниж}} := 0.5$$

$$K_{\text{пост_м_110}} := 11000 \cdot K_{\text{сниж}} \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пост_110_35}} := 21000 \cdot K_{\text{сниж}} \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ОРУ_35}} := 2000 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ОРУ_110}} := 7000 \quad \text{тыс.руб}$$

Схема 1

$$K_{\text{пс}1} := (2 \cdot K_{\text{тр}10_110} + 3 \cdot K_{\text{ОРУ_110}} + K_{\text{пост_м_110}}) \cdot K_{\text{зон}} \cdot K_{\text{изм}} = 153721 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс}2} := \left(2K_{\text{тр}25_110_35} + 3 \cdot K_{\text{ОРУ_110}} \dots \right) \cdot K_{\text{зон}} \cdot K_{\text{изм}} = 265357 \quad \text{тыс.руб}$$

$$+ 6 \cdot K_{\text{ОРУ_35}} + K_{\text{пост_110_35}}$$

$$K_{\text{пс}3} := (2 \cdot K_{\text{тр}6_35} + 3 \cdot K_{\text{ОРУ_35}} + K_{\text{пост_м_110}}) \cdot K_{\text{зон}} \cdot K_{\text{изм}} = 70437 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс}4} := (2 \cdot K_{\text{тр}16_110} + 3 \cdot K_{\text{ОРУ_110}} + K_{\text{пост_м_110}}) \cdot K_{\text{зон}} \cdot K_{\text{изм}} = 169669 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс}5} := (2 \cdot K_{\text{тр}6_35} + 3 \cdot K_{\text{ОРУ_35}} + K_{\text{пост_м_110}}) \cdot K_{\text{зон}} \cdot K_{\text{изм}} = 70437 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс}6} := (2 \cdot K_{\text{тр}6_35} + 3 \cdot K_{\text{ОРУ_35}} + K_{\text{пост_м_110}}) \cdot K_{\text{зон}} \cdot K_{\text{изм}} = 70437 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс}7} := (2 \cdot K_{\text{тр}6_35} + 3 \cdot K_{\text{ОРУ_35}} + K_{\text{пост_м_110}}) \cdot K_{\text{зон}} \cdot K_{\text{изм}} = 70437 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс}8} := \left[2 \cdot K_{\text{тр}16_110_35} + (3 \cdot K_{\text{ОРУ_110}} + 6 \cdot K_{\text{ОРУ_35}}) \dots \right] \cdot K_{\text{зон}} \cdot K_{\text{изм}} = 258269 \quad \text{тыс.руб}$$

$$+ K_{\text{пост_110_35}}$$

$$K_{\text{пс_35_110}} := K_{\text{пс}1} + K_{\text{пс}2} + K_{\text{пс}3} + K_{\text{пс}4} + K_{\text{пс}5} + K_{\text{пс}6} + K_{\text{пс}7} + K_{\text{пс}8} = 1128764 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{35_110} := K_{\text{пс_35_110}} + K_{\text{лэп}} = 2424905.893 \quad \text{тыс.руб}$$

Схема 2

$$K_{\text{пс}1_1} := (2 \cdot K_{\text{тр}6_110} + 3 \cdot K_{\text{ОРУ_110}} + K_{\text{пост_м_110}}) \cdot K_{\text{зон}} \cdot K_{\text{изм}} = 145747 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс}2_1} := (2K_{\text{тр}10_110} + 9 \cdot K_{\text{ОРУ_110}} + K_{\text{пост_110_35}}) \cdot K_{\text{зон}} \cdot K_{\text{изм}} = 361931 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс}3_1} := (2 \cdot K_{\text{тр}6_110} + 3 \cdot K_{\text{ОРУ_110}} + K_{\text{пост_м_110}}) \cdot K_{\text{зон}} \cdot K_{\text{изм}} = 145747 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\begin{aligned}
K_{пс4_1} &:= (2 \cdot K_{тр6_110} + 3 \cdot K_{ОРУ_110} + K_{пост_м_110}) \cdot K_{зон} \cdot K_{изм} = 145747 && \text{тыс. руб} \\
K_{пс5_1} &:= (2 \cdot K_{тр6_110} + 3 \cdot K_{ОРУ_110} + K_{пост_м_110}) \cdot K_{зон} \cdot K_{изм} = 145747 && \text{тыс. руб} \\
K_{пс6_1} &:= (2 \cdot K_{тр6_110} + 3 \cdot K_{ОРУ_110} + K_{пост_м_110}) \cdot K_{зон} \cdot K_{изм} = 145747 && \text{тыс. руб} \\
K_{пс7_1} &:= (2 \cdot K_{тр6_110} + 3 \cdot K_{ОРУ_110} + K_{пост_м_110}) \cdot K_{зон} \cdot K_{изм} = 145747 && \text{тыс. руб} \\
K_{пс8_1} &:= (2 \cdot K_{тр6_110} + 10 \cdot K_{ОРУ_110} + K_{пост_110_35}) \cdot K_{зон} \cdot K_{изм} = 384967 && \text{тыс. руб} \\
K_{пс_110} &:= K_{пс1_1} + K_{пс2_1} + K_{пс3_1} + K_{пс4_1} + K_{пс5_1} + K_{пс6_1} \dots = 1621380 && \text{тыс. руб} \\
&\quad + K_{пс7_1} + K_{пс8_1} \\
K_{110} &:= K_{пс_110} + K_{лэп_1} = 3060473.917 && \text{тыс. руб}
\end{aligned}$$

Издержки

$$\begin{aligned}
\alpha_{ам} &:= 0.05 && C_{\Delta w110} := 77.33 && \text{руб/МВт*ч} \\
\alpha_{РО_110} &:= 0.059 && \alpha_{РО_лэп} &:= 0.008 && C_{\Delta w35} := 181.36 && \text{руб/МВт*ч}
\end{aligned}$$

Схема 1

$$\begin{aligned}
I_{ам35} &:= \alpha_{ам} \cdot K_{35_110} = 121245.295 && \text{тыс. руб.} \\
I_{РО_лэп35} &:= \alpha_{РО_лэп} \cdot K_{лэп} = 10369.135 && \text{тыс. руб.} \\
I_{РО_пс35} &:= \alpha_{РО_110} \cdot (K_{пс1} + K_{пс2} + K_{пс3} + K_{пс4} + K_{пс5} \dots) = 66597.076 && \text{тыс. руб.} \\
&\quad (+ K_{пс6} + K_{пс7} + K_{пс8}) \\
I_{\Delta w35} &:= \frac{(C_{\Delta w35} \cdot \Sigma \Delta W_{35} + C_{\Delta w110} \cdot \Sigma \Delta W_{110})}{1000} = 2150.625 && \text{тыс. руб.} \\
I\Sigma35 &:= I_{ам35} + I_{РО_лэп35} + I_{РО_пс35} + I_{\Delta w35} = 200362.13 && \text{тыс. руб.} \\
335 &:= E \cdot K_{35_110} + I\Sigma35 = 442852.72 && \text{тыс. руб.}
\end{aligned}$$

Схема 2

$$\begin{aligned}
I_{ам110} &:= \alpha_{ам} \cdot K_{110} = 153023.696 && \text{тыс. руб.} \\
I_{РО_лэп110} &:= \alpha_{РО_лэп} \cdot K_{лэп_1} = 11512.751 && \text{тыс. руб.} \\
I_{РО_пс110} &:= \alpha_{РО_110} \cdot (K_{пс1_1} + K_{пс2_1} + K_{пс3_1} + K_{пс4_1} + K_{пс5_1} \dots) = 95661.42 && \text{тыс. руб.} \\
&\quad (+ K_{пс6_1} + K_{пс7_1} + K_{пс8_1}) \\
I_{\Delta w110} &:= \frac{(C_{\Delta w110} \cdot \Sigma \Delta W_{110_1})}{1000} = 841.302 && \text{тыс. руб.} \\
I\Sigma110 &:= I_{ам110} + I_{РО_лэп110} + I_{РО_пс110} + I_{\Delta w110} = 261039.169 && \text{тыс. руб.} \\
3110 &:= E \cdot K_{110} + I\Sigma110 = 567086.561 && \text{тыс. руб.}
\end{aligned}$$

Расчет отпущенной ЭЭ по уровням напряжения ВН и СН1

$$T_{котл35} := 2.24 \quad \text{руб/кВт*ч} \quad T_{котл110} := 1.796 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

$$\begin{pmatrix} S_{\text{транз_Прелестное}} \\ S_{\text{транз_Прохоровка}} \\ S_{\text{транз_Сажное}} \\ S_{\text{Скородное_Кретоно}} \\ S_{\text{Скородное_Истобное}} \\ S_{\text{Скородное_Короча}} \end{pmatrix} := \begin{pmatrix} 2 + i \\ 17.8 - 9.9i \\ 7.6 - 1.5i \\ 2.8 + 1.2i \\ 1.3 + 0.6i \\ 18.1 + 0.3i \end{pmatrix} \text{ МВА} \quad S_{\text{транз}} := \begin{pmatrix} S_{\text{транз_Прелестное}} \\ S_{\text{транз_Прохоровка}} \\ S_{\text{транз_Сажное}} \\ S_{\text{Скородное_Кретоно}} \\ S_{\text{Скородное_Истобное}} \\ S_{\text{Скородное_Короча}} \end{pmatrix}$$

ЭЭ, проходящая транзитом, схема 1

$$W_{\text{тр35}} := \text{Re}(S_{\text{транз_Прелестное}}) + \text{Re}(S_{\text{Скородное_Кретоно}}) + \text{Re}(S_{\text{Скородное_Истобное}})$$

$$W_{\text{тр_r35}} := W_{\text{тр35}} \cdot T_{\text{max}} = 37210 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$W_{\text{тр110}} := \text{Re}(S_{\text{транз_Прохоровка}}) + \text{Re}(S_{\text{транз_Сажное}}) + \text{Re}(S_{\text{Скородное_Короча}})$$

$$W_{\text{тр_r110}} := W_{\text{тр110}} \cdot T_{\text{max}} = 265350 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

ЭЭ, проходящая транзитом, схема 2

$$W_{\text{тр}} := \text{Re}(S_{\text{транз_Прелестное}}) + \text{Re}(S_{\text{транз_Прохоровка}}) + \text{Re}(S_{\text{транз_Сажное}}) \dots \\ + \text{Re}(S_{\text{Скородное_Кретоно}}) + \text{Re}(S_{\text{Скородное_Истобное}}) + \text{Re}(S_{\text{Скородное_Короча}})$$

$$W_{\text{тр_r}} := W_{\text{тр}} \cdot T_{\text{max}} = 302560 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

ЭЭ, отпущенная с шин ПС, схема 1

$$W_{\text{отп35}} := (\text{Re}(S_{\text{прог}_1}) + \text{Re}(S_{\text{прог}_3}) + \text{Re}(S_{\text{прог}_6}) + \text{Re}(S_{\text{прог}_7})) \cdot T_{\text{max}} = 72736.4 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$W_{\text{отп110}} := (\text{Re}(S_{\text{прог}_0}) + \text{Re}(S_{\text{прог}_2}) + \text{Re}(S_{\text{прог}_4}) + \text{Re}(S_{\text{прог}_5})) \cdot T_{\text{max}} = 141928.7 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

ЭЭ, отпущенная с шин ПС, схема 2

$$W_{\text{отп}} := \sum_{n=0}^7 \text{Re}(S_{\text{прог}_n}) \cdot T_{\text{max}} = 214665.1 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$O_p := (W_{\text{отп35}} + W_{\text{тр_r35}}) \cdot T_{\text{котл35}} + (W_{\text{отп110}} + W_{\text{тр_r110}}) \cdot T_{\text{котл110}} = 977752.481 \text{ тыс. руб.}$$

$$O_{p_1} := (W_{\text{отп}} + W_{\text{тр_r}}) \cdot T_{\text{котл110}} = 928936.28 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет ЧДД для схемы 1

$$И35 := И\Sigma35 - И_{\text{ам35}} = 79116.836 \text{ тыс. руб.}$$

$$Н35 := 0.2 \cdot (O_p - И35) = 179727.129 \text{ тыс. руб.}$$

$$П_{\text{ч35}} := O_p - И\Sigma35 - Н35 = 597663.222 \text{ тыс. руб.}$$

Срок окупаемости

$$T_{\text{ок35}} := \frac{K_{35_110}}{П_{\text{ч35}} + И_{\text{ам35}}} + 1 = 4.373 \text{ г}$$

$$\text{Э}_t := O_p - И - Н - К$$

$$\text{Э}\Sigma := \frac{\text{Э}_t}{(1 + E)^t}$$

$$\frac{O_p}{1000} = 977.752 \text{ млн.руб.}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

	0	
0	0	0
1	-2424905.893	1
2	718908.516	2
3	718908.516	3
4	718908.516	4
5	718908.516	5
6	718908.516	6
7	718908.516	7
8	718908.516	8
9	718908.516	9
10	718908.516	10
11	718908.516	11
12	718908.516	12
13	718908.516	13
14	718908.516	14
15	718908.516	15
16	718908.516	16
17	718908.516	17
18	718908.516	18
19	718908.516	19
20	718908.516	20

тыс.руб. t := г

$$\Theta_{\Sigma 35_i} := \frac{\Theta_{35_i}}{(1 + E)^{t_i}}$$

	0
0	0
1	-2204459.902
2	594139.27
3	540126.609
4	491024.19
5	446385.627
6	405805.116
7	368913.741
8	335376.129
9	304887.39
10	277170.354
11	251973.049
12	229066.408
13	208242.189
14	189311.081
15	172100.983
16	156455.439
17	142232.217
18	129302.016
19	117547.287
20	106861.17

$\Theta_{\Sigma 35} =$

$\Theta_1 := \Theta_{\Sigma 35_0} = 0$	тыс.руб.
$\Theta_2 := \Theta_1 + \Theta_{\Sigma 35_1} = -2204459.902$	тыс.руб.
$\Theta_3 := \Theta_2 + \Theta_{\Sigma 35_2} = -1610320.633$	тыс.руб.
$\Theta_4 := \Theta_3 + \Theta_{\Sigma 35_3} = -1070194.024$	тыс.руб.
$\Theta_5 := \Theta_4 + \Theta_{\Sigma 35_4} = -579169.834$	тыс.руб.
$\Theta_6 := \Theta_5 + \Theta_{\Sigma 35_5} = -132784.207$	тыс.руб.
$\Theta_7 := \Theta_6 + \Theta_{\Sigma 35_6} = 273020.909$	тыс.руб.
$\Theta_8 := \Theta_7 + \Theta_{\Sigma 35_7} = 641934.65$	тыс.руб.
$\Theta_9 := \Theta_8 + \Theta_{\Sigma 35_8} = 977310.778$	тыс.руб.
$\Theta_{10} := \Theta_9 + \Theta_{\Sigma 35_9} = 1282198.168$	тыс.руб.
тыс.руб. $\Theta_{11} := \Theta_{10} + \Theta_{\Sigma 35_{10}} = 1559368.522$	тыс.руб.
$\Theta_{12} := \Theta_{11} + \Theta_{\Sigma 35_{11}} = 1811341.571$	тыс.руб.
$\Theta_{13} := \Theta_{12} + \Theta_{\Sigma 35_{12}} = 2040407.98$	тыс.руб.
$\Theta_{14} := \Theta_{13} + \Theta_{\Sigma 35_{13}} = 2248650.169$	тыс.руб.
$\Theta_{15} := \Theta_{14} + \Theta_{\Sigma 35_{14}} = 2437961.251$	тыс.руб.
$\Theta_{16} := \Theta_{15} + \Theta_{\Sigma 35_{15}} = 2610062.234$	тыс.руб.
$\Theta_{17} := \Theta_{16} + \Theta_{\Sigma 35_{16}} = 2766517.673$	тыс.руб.
$\Theta_{18} := \Theta_{17} + \Theta_{\Sigma 35_{17}} = 2908749.89$	тыс.руб.
$\Theta_{19} := \Theta_{18} + \Theta_{\Sigma 35_{18}} = 3038051.906$	тыс.руб.
$\Theta_{20} := \Theta_{19} + \Theta_{\Sigma 35_{19}} = 3155599.193$	тыс.руб.
$\Theta_{21} := \Theta_{20} + \Theta_{\Sigma 35_{20}} = 3262460.363$	тыс.руб.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

$\left(\begin{array}{c} \vartheta_1 \\ \vartheta_2 \\ \vartheta_3 \\ \vartheta_4 \\ \vartheta_5 \\ \vartheta_6 \\ \vartheta_7 \\ \vartheta_8 \\ \vartheta_9 \\ \vartheta_{10} \\ \vartheta_{11} \\ \vartheta_{12} \\ \vartheta_{13} \\ \vartheta_{14} \\ \vartheta_{15} \\ \vartheta_{16} \\ \vartheta_{17} \\ \vartheta_{18} \\ \vartheta_{19} \\ \vartheta_{20} \\ \vartheta_{21} \end{array} \right)$
 $\Sigma \vartheta :=$

	0
0	0
1	-2204459.902
2	-1610320.633
3	-1070194.024
4	-579169.834
5	-132784.207
6	273020.909
7	641934.65
8	977310.778
9	1282198.168
10	1559368.522
11	1811341.571
12	2040407.98
13	2248650.169
14	2437961.251
15	2610062.234
16	2766517.673
17	2908749.89
18	3038051.906
19	3155599.193
20	3262460.363

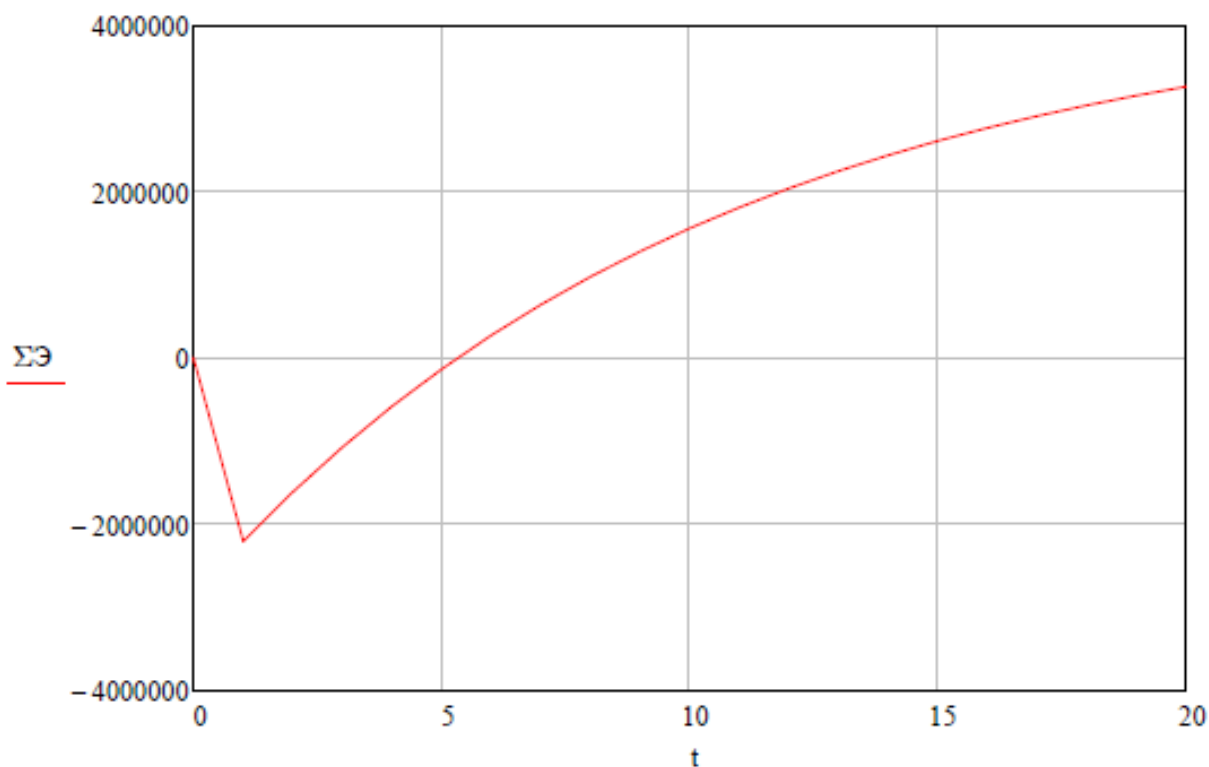
$\Sigma \vartheta =$

тыс. руб $\frac{\Sigma \vartheta}{1000} =$

	0
0	0
1	-2204.46
2	-1610.321
3	-1070.194
4	-579.17
5	-132.784
6	273.021
7	641.935
8	977.311
9	1282.198
10	1559.369
11	1811.342
12	2040.408
13	2248.65
14	2437.961
15	2610.062
16	2766.518
17	2908.75
18	3038.052
19	3155.599
20	3262.46

млн. руб.

График ЧДД для схемы 1



Расчет ЧДД для схемы 2

$$И_{110} := ИΣ_{110} - И_{ам110} = 108015.474 \quad \text{тыс. руб.}$$

$$Н_{110} := 0.2 \cdot (O_{p_1} - И_{110}) = 164184.161 \quad \text{тыс. руб.}$$

$$П_{ч110} := O_{p_1} - ИΣ_{110} - Н_{110} = 503712.949 \quad \text{тыс. руб.}$$

Срок окупаемости

$$T_{ок110} := \frac{K_{110}}{П_{ч110} + И_{ам110}} + 1 = 5.66$$

$$\frac{K_{110}}{1000} = 3060.474 \quad \text{млн. руб}$$

$$\mathcal{E}_t := O_p - И - Н - К$$

$$\mathcal{E}\Sigma := \frac{\mathcal{E}_t}{(1 + E)^t}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

	0	
0	0	0
1	-3060473.917	1
2	656736.645	2
3	656736.645	3
4	656736.645	4
5	656736.645	5
6	656736.645	6
7	656736.645	7
8	656736.645	8
9	656736.645	9
10	656736.645	10
11	656736.645	11
12	656736.645	12
13	656736.645	13
14	656736.645	14
15	656736.645	15
16	656736.645	16
17	656736.645	17
18	656736.645	18
19	656736.645	19
20	656736.645	20

тыс.руб. t := г

$$\Theta_{\Sigma 110_i} := \frac{\Theta_{110_i}}{(1 + E)^{t_i}}$$

	0
0	0
1	-2782249.015
2	542757.558
3	493415.962
4	448559.965
5	407781.786
6	370710.715
7	337009.741
8	306372.492
9	278520.447
10	253200.406
11	230182.188
12	209256.534
13	190233.213
14	172939.284
15	157217.531
16	142925.028
17	129931.844
18	118119.858
19	107381.689
20	97619.718

$\Theta_{\Sigma 110} =$

$\Theta_{11} := \Theta_{\Sigma 110_0} = 0$	тыс.руб.
$\Theta_{12} := \Theta_1 + \Theta_{\Sigma 110_1} = -2782249.015$	тыс.руб.
$\Theta_{13} := \Theta_2 + \Theta_{\Sigma 110_2} = -2239491.458$	тыс.руб.
$\Theta_{14} := \Theta_3 + \Theta_{\Sigma 110_3} = -1746075.496$	тыс.руб.
$\Theta_{15} := \Theta_4 + \Theta_{\Sigma 110_4} = -1297515.531$	тыс.руб.
$\Theta_{16} := \Theta_5 + \Theta_{\Sigma 110_5} = -889733.745$	тыс.руб.
$\Theta_{17} := \Theta_6 + \Theta_{\Sigma 110_6} = -519023.03$	тыс.руб.
$\Theta_{18} := \Theta_7 + \Theta_{\Sigma 110_7} = -182013.289$	тыс.руб.
$\Theta_{19} := \Theta_8 + \Theta_{\Sigma 110_8} = 124359.202$	тыс.руб.
$\Theta_{20} := \Theta_9 + \Theta_{\Sigma 110_9} = 402879.649$	тыс.руб.
тыс.руб. $\Theta_{21} := \Theta_{10} + \Theta_{\Sigma 110_{10}} = 656080.056$	тыс.руб.
$\Theta_{22} := \Theta_{11} + \Theta_{\Sigma 110_{11}} = 886262.243$	тыс.руб.
$\Theta_{23} := \Theta_{12} + \Theta_{\Sigma 110_{12}} = 1095518.777$	тыс.руб.
$\Theta_{24} := \Theta_{13} + \Theta_{\Sigma 110_{13}} = 1285751.99$	тыс.руб.
$\Theta_{25} := \Theta_{14} + \Theta_{\Sigma 110_{14}} = 1458691.275$	тыс.руб.
$\Theta_{26} := \Theta_{15} + \Theta_{\Sigma 110_{15}} = 1615908.806$	тыс.руб.
$\Theta_{27} := \Theta_{16} + \Theta_{\Sigma 110_{16}} = 1758833.835$	тыс.руб.
$\Theta_{28} := \Theta_{17} + \Theta_{\Sigma 110_{17}} = 1888765.679$	тыс.руб.
$\Theta_{29} := \Theta_{18} + \Theta_{\Sigma 110_{18}} = 2006885.537$	тыс.руб.
$\Theta_{30} := \Theta_{19} + \Theta_{\Sigma 110_{19}} = 2114267.226$	тыс.руб.
$\Theta_{31} := \Theta_{20} + \Theta_{\Sigma 110_{20}} = 2211886.944$	тыс.руб.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

$\left. \begin{matrix} \vartheta_1 \\ \vartheta_2 \\ \vartheta_3 \\ \vartheta_4 \\ \vartheta_5 \\ \vartheta_6 \\ \vartheta_7 \\ \vartheta_8 \\ \vartheta_9 \\ \vartheta_{10} \\ \vartheta_{11} \\ \vartheta_{12} \\ \vartheta_{13} \\ \vartheta_{14} \\ \vartheta_{15} \\ \vartheta_{16} \\ \vartheta_{17} \\ \vartheta_{18} \\ \vartheta_{19} \\ \vartheta_{20} \\ \vartheta_{21} \end{matrix} \right\} \Sigma \vartheta :=$

$\Sigma \vartheta =$

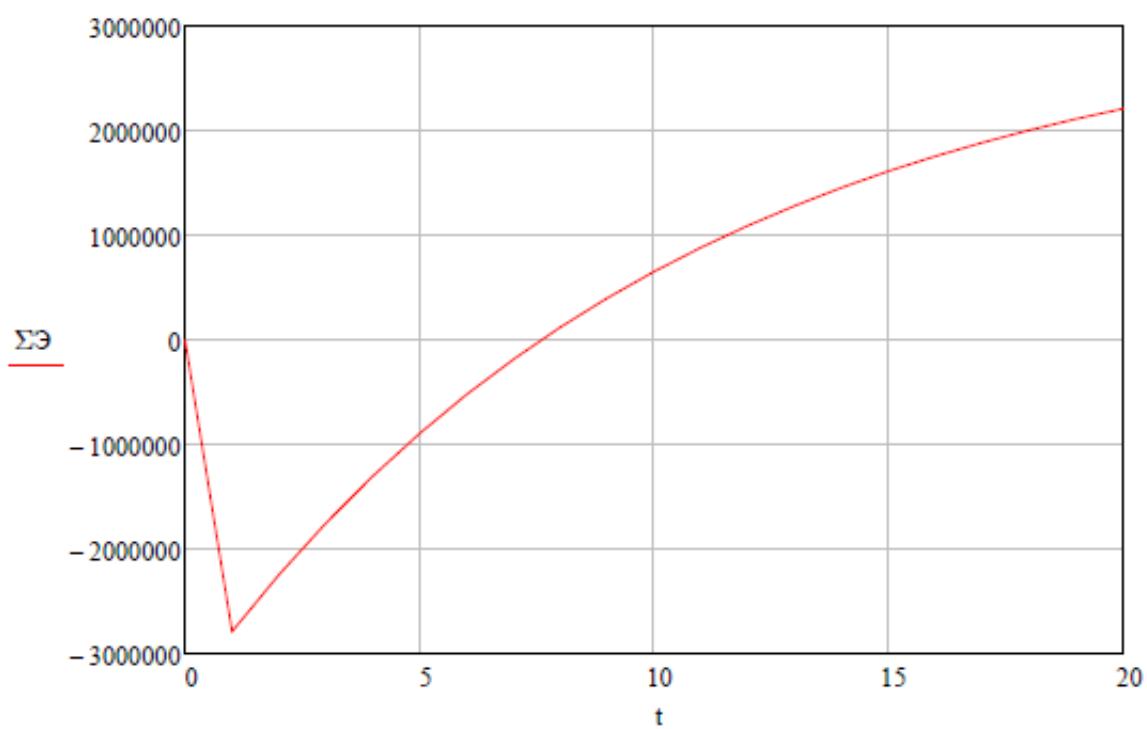
	0
0	0
1	-2782249.015
2	-2239491.458
3	-1746075.496
4	-1297515.531
5	-889733.745
6	-519023.03
7	-182013.289
8	124359.202
9	402879.649
10	656080.056
11	886262.243
12	1095518.777
13	1285751.99
14	1458691.275
15	1615908.806
16	1758833.835
17	1888765.679
18	2006885.537
19	2114267.226
20	2211886.944

тыс. руб $\frac{\Sigma \vartheta}{1000} =$

	0
0	0
1	-2782.249
2	-2239.491
3	-1746.075
4	-1297.516
5	-889.734
6	-519.023
7	-182.013
8	124.359
9	402.88
10	656.08
11	886.262
12	1095.519
13	1285.752
14	1458.691
15	1615.909
16	1758.834
17	1888.766
18	2006.886
19	2114.267
20	2211.887

млн. руб.

График ЧДД для схемы 2

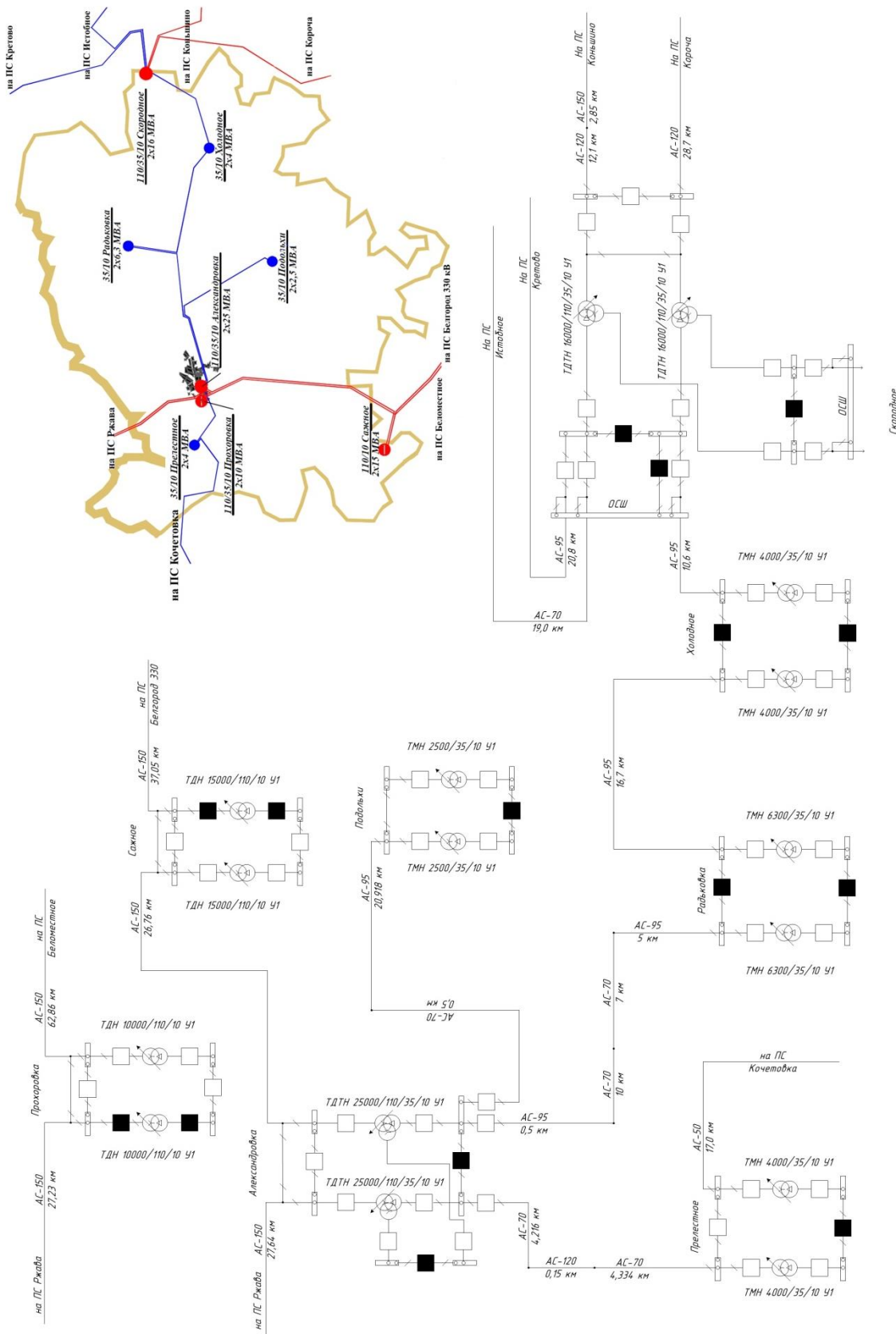


Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ

Лист

114

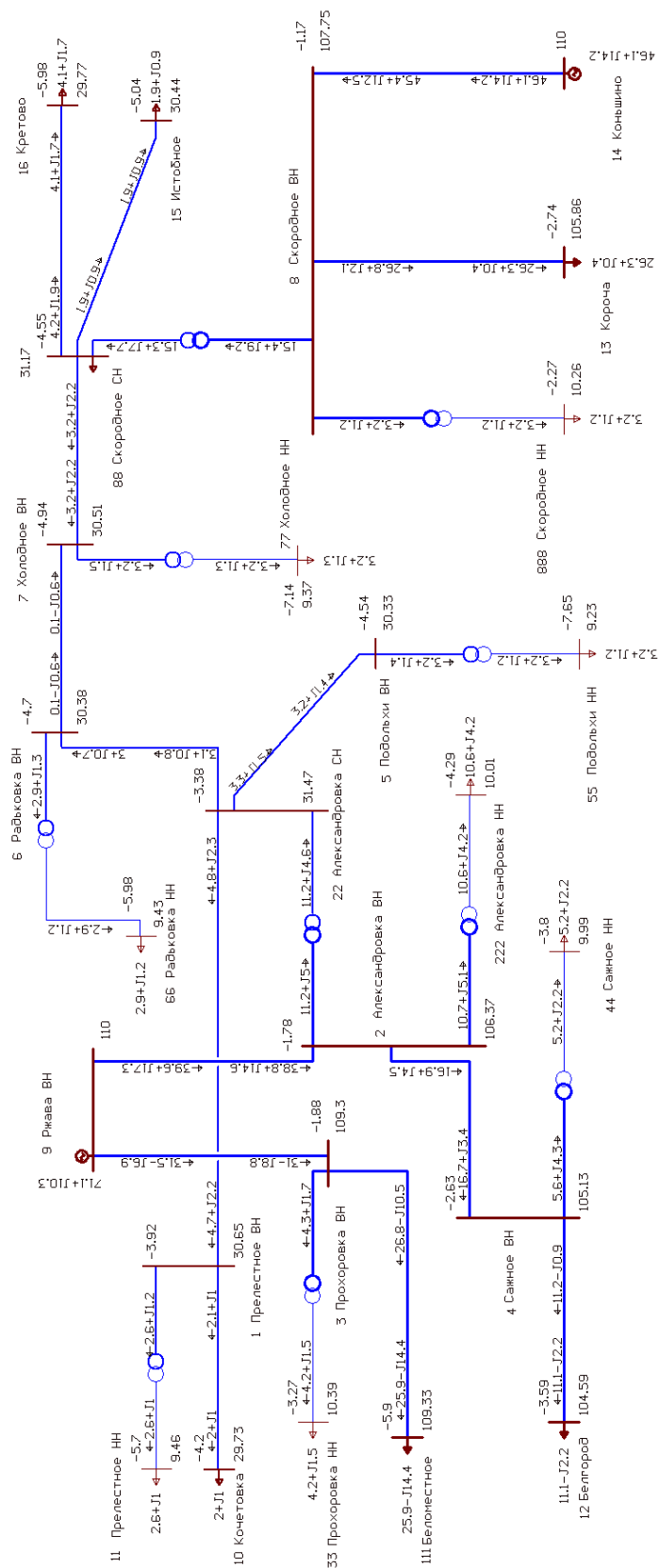


Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.	Селин А.Ю.			
Руков.	Воловиков А.А.			
Консульт.				
Н. контр.	Парашук О.В.			
Утвердил	Белоусов А.В.			

ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ

Приложение 4
Карта-схема и однолинейная
схема существующей сети

Лит.	Лист	Листов
	115	1
БГТУ им. В.Г. Шухова Э-42		

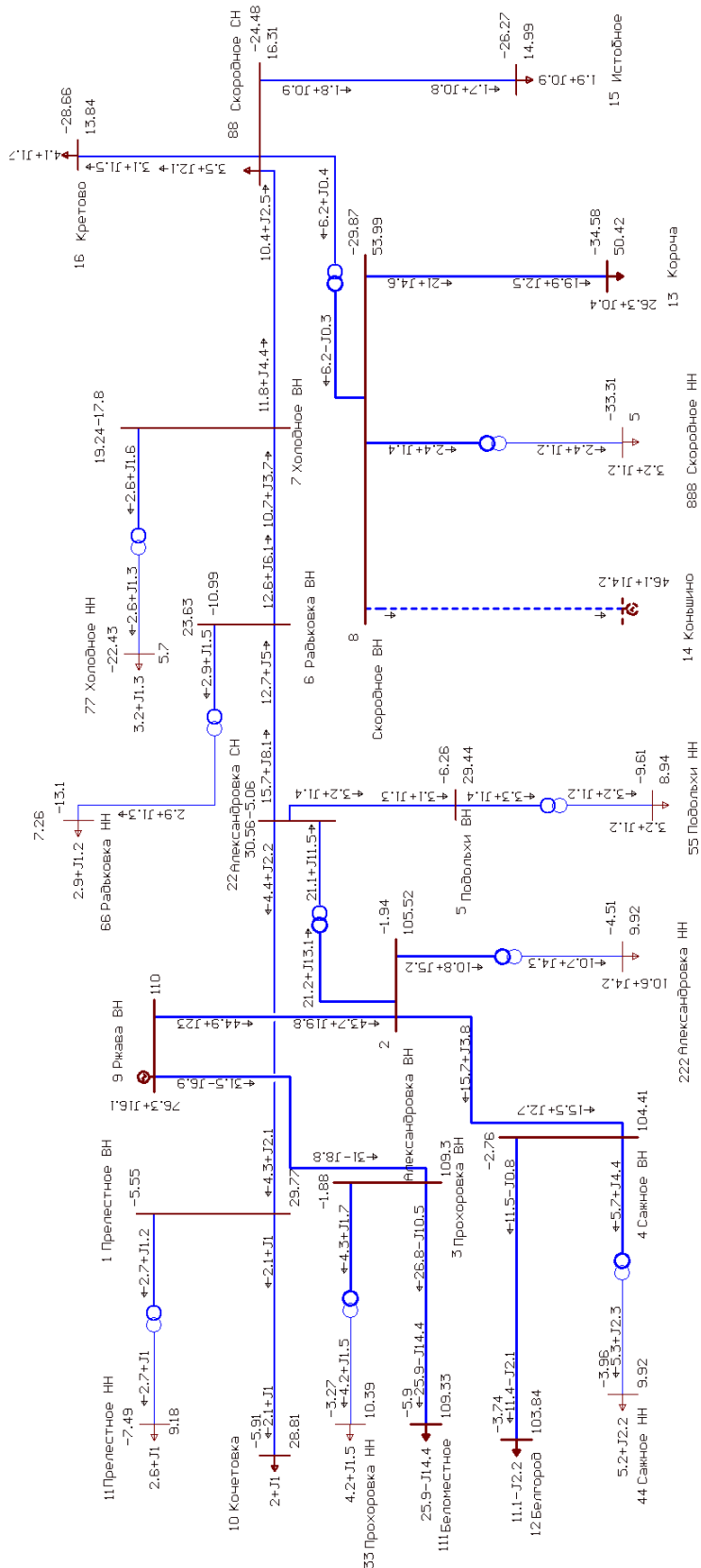


ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.	Селин А.Ю.			
Руков.	Воловиков А.А.			
Консульт.				
Н. контр.	Парашук О.В.			
Утвердил	Белоусов А.В.			

Приложение 5
 Нормальный режим работы
 существующей сети с
 перспективными нагрузками

Лит.	Лист	Листов
	116	1
БГТУ им. В.Г. Шухова Э-42		

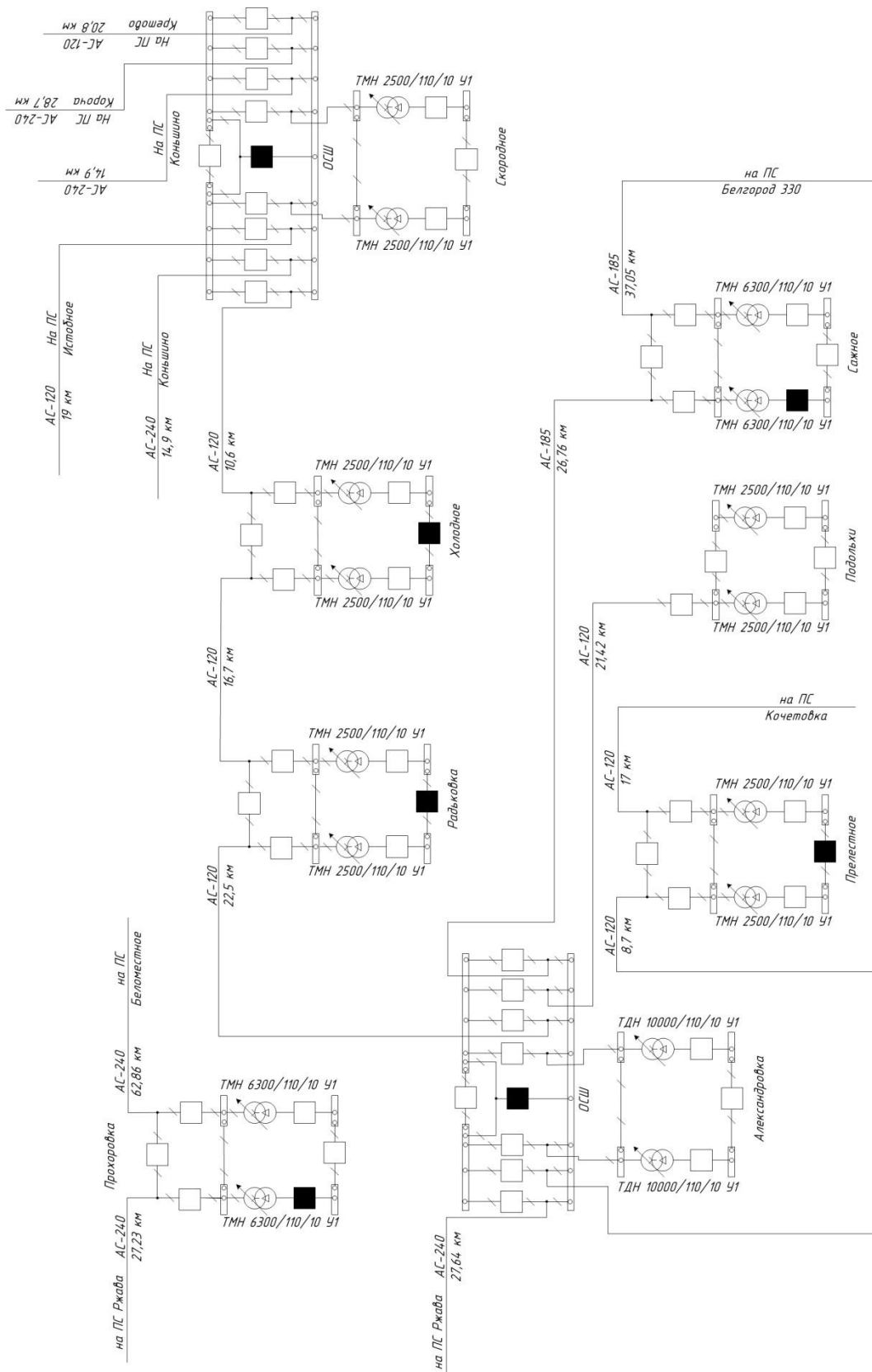


ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Селин А.Ю.		
Руков.		Воловиков А.А.		
Консульт.				
Н. контр.		Парашук О.В.		
Утвердил		Белоусов А.В.		

Приложение 6
Послеаварийный режим
работы существующей сети
с перспективными нагрузками

Лит.	Лист	Листов
	117	1
БГТУ им. В.Г. Шухова Э-42		



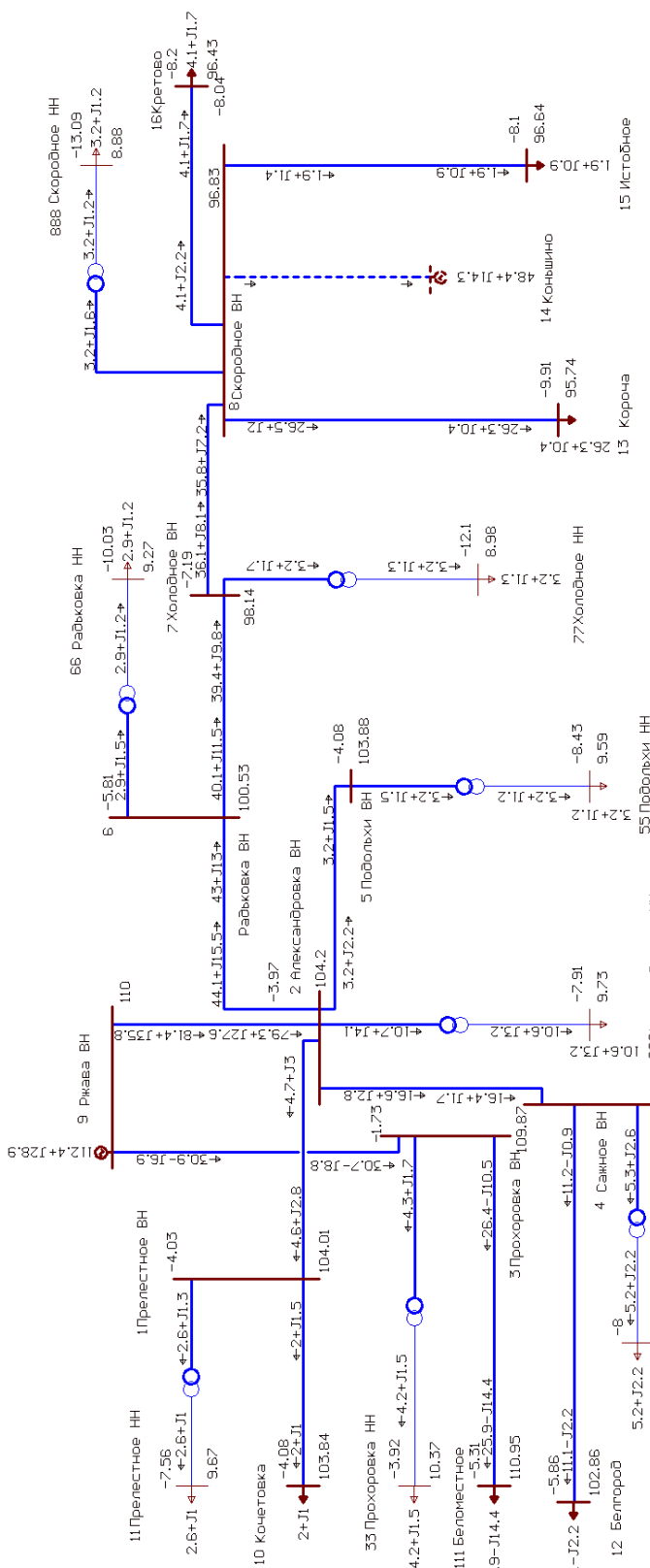
ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Селин А.Ю.		
Руков.		Воловиков А.А.		
Консульт.				
Н. контр.		Парашук О.В.		
Утвердил		Белоусов А.В.		

Приложение 7
Однолинейная схема
проектируемой сети

Лит.	Лист	Листов
	118	1

БГТУ им. В.Г. Шухова Э-42



ВКР 13.03.02 №2060-2018 ПЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Селин А.Ю.		
Руков.		Воловиков А.А.		
Консульт.				
Н. контр.		Парашук О.В.		
Утвердил		Белоусов А.В.		

Приложение 9
 Послеаварийный режим
 работы проектируемой сети
 с перспективными нагрузками

Лит.	Лист	Листов
	120	1
БГТУ им. В.Г. Шухова Э-42		